Comisión de Regulación
de Energía y Gas

ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 113 DE 2012

DOCUMENTO **CREG-063**
14 de agosto de 2013

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

Contenido

1. ANTECEDENTES 33
2. ANÁLISIS DE COMENTARIOS 33
2.1. COMENTARIOS RADICADOS EN LA COMISIÓN 34
2.2. COMENTARIOS GENERALES A LA RESOLUCIÓN CREG 113 DE 2012 35
2.3. TÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES 46
2.4. TÍTULO II. GESTOR DEL MERCADO 66
2.5. TÍTULO III. ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO PRIMARIO 118
2.5.1. Capítulo I. Modalidades de contratos de suministro y de transporte 118
2.5.2. Capítulo II. Requisitos de los contratos de suministro y de transporte 151
2.5.3. Capítulo III. Participantes en el mercado primario 221
2.5.4. Capítulo IV. Transacciones de gas natural 252
2.5.5. Capítulo V. Transacciones de capacidad de transporte 316
2.6. TÍTULO IV. ASPECTOS COMERCIALES DE LOS MERCADOS SECUNDARIO Y DE CORTO PLAZO 317
2.6.1. Capítulo I. Modalidades de contratos 317
2.6.2. Capítulo II. Participantes en los mercados secundario y de corto plazo 323
2.6.3. Capítulo III. Transacciones de gas natural y de capacidad de transporte 326
2.6.4. Capítulo IV. Boletín Electrónico Central 339
2.6.5. Capítulo V. Promotor de mercado 372
2.7. TÍTULO V. MODIFICACIONES Y DEROGATORIAS 373
2.8. ANEXO 1. INFORMACIÓN TRANSACCIONAL Y OPERATIVA 375
2.9. ANEXO 2. REGLAMENTO DE LAS SUBASTAS DE GAS NATURAL 381
2.10. ANEXO 3. REGLAMENTO DE LAS SUBASTAS ÚSELO O VÉNDALO 412
2.11. OTROS COMENTARIOS 422
3. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009 432
ANEXO 1 454

ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 113 DE 2012

1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución 113 de 2012 la CREG ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar, *"por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural"*. Considerando el carácter general que tiene esta propuesta regulatoria y con el propósito de divulgar y promover la participación de los usuarios, empresas y demás interesados, la Comisión realizó las siguientes actividades:

- Publicación de la Resolución CREG 113 de 2012 en el Diario Oficial 48,599 del 29 de octubre de 2012.

- Publicación de dicha resolución en la página web de la CREG, acompañada del Documento CREG 062 de 2012, el cual contiene análisis y estudios que soportan la propuesta regulatoria.

- Un taller en la ciudad de Bogotá el 15 de noviembre de 2012, el cual fue convocado previamente a través de la página web de la Comisión. A este taller asistieron 128 personas, en representación de usuarios, empresas reguladas, agremiaciones y entidades del Gobierno Nacional. En este taller se hizo una presentación general de la propuesta y se dio respuesta a todas las preguntas de los asistentes.

- Un taller en Bogotá el 16 de noviembre de 2012, el cual fue convocado previamente a través de la página web de la Comisión y al cual asistieron 82 personas. En este taller se hizo una presentación detallada de las subastas propuestas para el mercado mayorista de gas natural y se dio respuesta a todas las preguntas de los asistentes.

Una vez recibidos los comentarios de los interesados, el Comité de Expertos elaboró este documento que sirve de base para la evaluación y para la toma de la decisión de la Comisión. Este documento contiene las respuestas a los comentarios y propuestas allegadas oportunamente por todos los interesados, así como la demás información y estudios que soportan una versión revisada de la propuesta regulatoria.

2. ANÁLISIS DE COMENTARIOS

A continuación se analizan los comentarios a la Resolución CREG 113 de 2012. En la sección 2.1 se presenta un listado de las comunicaciones mediante las cuales los interesados plantearon oportunamente sus comentarios o propuestas en relación con la resolución mencionada. En la sección 2.2 se analizan los comentarios generales a la propuesta regulatoria. Por su parte, en las secciones 2.3 y siguientes se citan los comentarios particulares a los diferentes títulos y capítulos de esta resolución, y se exponen las razones por las cuales se aceptan o rechazan los comentarios y sugerencias formulados. En la sección 2.11 se presentan otros comentarios recibidos.

Es de observar que en los encabezados y en el contenido de las secciones 2.3 a 2.10 se hace referencia a la numeración de los títulos, capítulos y artículos de la Resolución CREG 113 de 2012. Sin embargo, esa numeración puede no coincidir con la de la resolución que se

adopta, en la medida en que se introdujeron nuevas disposiciones y se eliminaron otras incluidas en la propuesta original, ya fuera a partir de comentarios y sugerencias recibidas en el proceso de consulta, o con ocasión de discusiones surgidas al interior de la Comisión. En todo caso, todos los cambios se enuncian y explican en detalle a lo largo del presente documento.

2.1. Comentarios radicados en la Comisión

La siguiente tabla contiene la lista de los agentes que remitieron oportunamente sus comentarios a la Resolución CREG 113 de 2012:

Agente	Radicado CREG
Abonos Colombianos S.A.	E-2012-011986
Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	E-2012-011984
ACP, Asociación Colombiana del Petróleo	E-2012-011915
Alfagres S.A.	E-2012-011973
Aluminio Nacional S.A.	E-2012-011981
Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras	E-2012-011805
Andesco, Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones	E-2012-011953
ANDI, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia	E-2012-011929
Cartones América S.A.	E-2012-011328
Carvajal Pulpa y Papel	E-2012-011964 y E-2012-012001
Celsia S.A. E.S.P.	E-2012-011807 y E-2012-011816
Cementos Argos S.A.	E-2012-011974
Cerrito Capital S.A.	E-2012-011920
Chevron Petroleum Company	E-2012-011978
CNO, Consejo Nacional de Operación	E-2012-011933
CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	E-2012-011861
Concentra Inteligencia en Energía SAS	E-2012-011772
Cristalería Peldar S.A.	E-2012-011919
Ecopetrol S.A.	E-2012-011951
Efigas S.A. E.S.P.	E-2012-011972
Emgesa S.A. E.S.P.	E-2012-011976
Emma y Cia S.A.	E-2012-011982
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	E-2012-011904
Energía Eficiente S.A. E.S.P.	E-2012-011962
Gas Natural S.A. E.S.P.	E-2012-011911
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2012-011934
Gecelca S.A. E.S.P.	E-2012-011926
Gerdau Diaco	E-2012-011969
Grupo Alúmina	E-2012-012049
Industrias del Maíz S.A.	E-2012-011965
Inversiones de Gases de Colombia S.A.	E-2012-011913
Isagen S.A. E.S.P.	E-2012-011888
Juan Manuel Jaramillo	E-2012-011572
Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural	E-2012-011916

Agente	Radicado CREG
Organización Corona S.A.	E-2012-011918
Papeles y Cartones S.A.	E-2012-012083
Plexa S.A. E.S.P.	E-2012-011909
Productos Familia S.A.	E-2012-011967
Promigas S.A. E.S.P.	E-2012-011980
Seatech International Inc	E-2012-011968
Siderúrgica del Norte S.A. y Corpacero S.A.	E-2012-011944
Sigra S.A.	E-2012-011917
Surtigas S.A. E.S.P.	E-2012-011970
Termobarranquilla S.A. E.S.P.	E-2012-011937
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.	E-2012-011922
Termoemcali S.A. E.S.P.	E-2012-011966
Termovalle S.C.A. E.S.P.	E-2012-011921
TGI S.A. E.S.P.	E-2012-011985
Turgas S.A. E.S.P.	E-2012-011930

Ahora bien, las comunicaciones remitidas por los siguientes agentes tienen prácticamente el mismo contenido, razón por la cual en las secciones 2.2 y siguientes se citan y responden sus comentarios bajo la leyenda de "grandes consumidores industriales"[1]:

Agente	Radicado CREG
Alfagres S.A.	E-2012-011973
Aluminio Nacional S.A.	E-2012-011981
Carvajal Pulpa y Papel	E-2012-011964 y E-2012-012001
Cristalería Peldar S.A.	E-2012-011919
Emma y Cia S.A.	E-2012-011982
Gerdau Diaco	E-2012-011969
Grupo Alúmina	E-2012-012049
Industrias del Maíz S.A.	E-2012-011965
Organización Corona S.A.	E-2012-011918
Papeles y Cartones S.A.	E-2012-012083
Productos Familia S.A.	E-2012-011967
Seatech International Inc	E-2012-011968
Siderúrgica del Norte S.A. y Corpacero S.A.	E-2012-011944
Sigra S.A.	E-2012-011917

2.2. Comentarios generales a la Resolución CREG 113 de 2012

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"(...) aunque el proyecto de Resolución plantea algunos avances, principalmente tendientes a solucionar la problemática de la disponibilidad de información en el mercado de gas así como otros aspectos del mercado secundario y de corto plazo de gas, es importante resaltar que, de*

[1] Es de observar que otros grandes consumidores industriales presentaron sus comentarios mediante comunicaciones con un alcance diferente, razón por la cual en las siguientes secciones se citan y responden por separado dichos comentarios.

mantenerse en firme esta Resolución, los generadores térmicos a gas se verán obligados a mantener el respaldo de sus OEF con combustibles líquidos sin la posibilidad de retornar al gas, toda vez que la CREG en este proyecto de Resolución no resolvió tres problemas fundamentales, para lograr viabilizar el gas para las térmicas, los cuales son: i) persiste el problema de la coordinación de la compra del transporte de gas con la compra del suministro de gas dejando todo el riesgo al generador térmico de quedarse con un el suministro y sin el transporte o viceversa; ii) no se ofrece un producto acorde con los tiempos de asignación del Cargo por Confiabilidad, obligando a los generadores a comprar gas para unos años del horizonte para los cuales ya se han hecho las asignaciones de OEF; y, iii) no incentiva la participación de los generadores térmicos en el desarrollo de la infraestructura de gas natural importado toda vez que impide la vinculación económica entre los comercializadores de gas con los comercializadores de gas importado, situación no deseable toda vez que hay generadores térmicos que pertenecen a empresas que ejercen la actividad de comercialización de gas".

Respuesta

Es preciso aclarar, en primer lugar, que la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no tiene por objeto *"viabilizar el gas para las térmicas"*, como tampoco tiene por objeto favorecer la obtención de este combustible por parte de otro segmento particular de la demanda. Cabe recordar que los agentes generadores que se presentan de forma voluntaria para optar por obligaciones de energía firme, OEF, deben tener definida la forma en que van a asegurar esa energía. En ese sentido, el agente generador debe contar con la disponibilidad del activo de generación y debe tener definido el esquema de abastecimiento del combustible con el cual espera operar.

Ahora bien, frente a los tres problemas planteados por Acolgen se debe mencionar lo siguiente:

- Como es del conocimiento de los participantes del mercado de gas natural, las actividades de producción-comercialización y transporte de dicho combustible no están integradas verticalmente[2]. La desintegración de estas actividades se consolidó con la expedición de la Ley 401 de 1997, la cual dispuso la escisión de los activos, derechos y contratos asociados a la actividad de transporte de gas, del patrimonio de Ecopetrol, para la conformación del patrimonio inicial de Ecogas, empresa creada por la misma ley.

Por ende, los interesados en hacer uso del servicio público domiciliario de gas natural están sujetos al resultado de negociaciones independientes con los productores-comercializadores y con los transportadores. A esta situación se enfrentan todos los consumidores de gas natural, incluyendo los generadores térmicos. También es la situación que enfrentan los consumidores de cualquier bien o servicio cuando su producción y transporte son realizados por agentes independientes.

No obstante lo anterior, se espera que las medidas propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012, con las que se busca reglar aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, contribuyan a aumentar la liquidez del mercado primario y del mercado secundario, y por tanto a facilitar la coordinación en la adquisición del suministro y del transporte de este combustible. Así mismo, es de señalar que en consideración a éste y otros comentarios similares, en la resolución definitiva se introdujo el proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte que retoma las recomendaciones de Harbord et al (2011) y con

[2] Salvo las excepciones introducidas en la Resolución CREG 126 de 2010.

el cual se espera mejorar la coordinación en la contratación del suministro y del transporte de gas natural (Ver el Anexo 1 del presente documento).

Con respecto al transporte se debe mencionar que cualquier medida relativa al esquema de remuneración será analizada dentro del marco de una nueva metodología para la remuneración de esa actividad. Lo anterior de conformidad con lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

- La propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 fue construida en atención a las necesidades generales de los participantes del mercado. Así, no hay lugar para esperar que la propuesta atienda en forma exclusiva las necesidades de algún segmento particular de la demanda, como tampoco hay lugar para afirmar que la propuesta plantea obligaciones excepcionales para algún segmento de la demanda.

Si la fijación de las duraciones de los contratos de gas natural (uno y cinco años según la propuesta en consulta) lleva a que un agente demande unas cantidades para un período en que no tiene necesidades, ese agente tendrá la posibilidad de ofrecer dichas cantidades en el mercado secundario. También tendrá la opción de manifestar su demanda uno o varios años después, cuando se esté ofreciendo gas para un período en que sí tiene necesidades.

- Es necesario precisar el alcance de la propuesta de la CREG, pues desde el punto de vista regulatorio no se observa razón alguna para evitar que los generadores térmicos participen en el desarrollo de infraestructura de importación de gas natural. De hecho, en el documento que soporta la propuesta no se ha planteado esa situación. Por el contrario, ante la responsabilidad que tienen los generadores térmicos por gestionar la compra de los combustibles que requieren para la operación de sus plantas, la regulación ha hecho evidente que los generadores pueden realizar tales compras en el mercado internacional. En este sentido, en la resolución definitiva se hizo el ajuste del caso.

b. *"Solicitamos que la resolución profundice en los mecanismos para garantizar una adecuada coordinación entre los compromisos de suministro y los de transporte de gas natural. En particular:*

   - *Dar la señal para que se inicie el estudio de las reformas requeridas a la metodología de remuneración y tarifas para el Sistema Nacional de Transporte, de tal forma que ésta permita el adecuado funcionamiento de los mecanismos para las transacciones de gas que serán implementados.*

   - *Que el Gestor limite la oferta de gas disponible en los mecanismos de transacción, a la que realmente es posible transportar con la infraestructura existente en los periodos de entrega de gas.*

   - *Establecer la obligatoriedad de tomar las medidas necesarias para asegurar que se cuente con la infraestructura de transporte requerida para permitir los flujos de gas, asociados a las futuras transacciones de gas que se asignen en los mecanismos de comercialización."*

Respuesta

Como se mencionó en la respuesta al comentario anterior, cualquier medida relativa a la remuneración de la actividad de transporte será analizada dentro del marco de una nueva metodología para la remuneración de esa actividad, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. No obstante lo anterior, tal como se observa en la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, la Comisión ha estado abierta a

introducir reformas regulatorias que permitan aumentar la liquidez de éste y de los demás mercados que regula, siempre y cuando se preserven los incentivos que han motivado la realización de inversiones en activos existentes.

Con respecto a la segunda solicitud se observa que el mecanismo propuesto por Acolgen no ofrece los incentivos adecuados para la expansión de la capacidad de transporte, como se expone a continuación.

Cuando se realizan nuevas inversiones para ampliar la producción de gas natural no necesariamente se deben haber acometido las inversiones requeridas para transportar la oferta adicional de gas. Esto obedece a que: i) los productores-comercializadores son agentes independientes de los transportadores; ii) la regulación ha asignado el riesgo de demanda a los productores-comercializadores y a los transportadores; y por ende iii) una vez se tiene certidumbre sobre la existencia de nuevas fuentes de suministro o la ampliación de las existentes, se puede programar la construcción de nuevos gasoductos o la ampliación de los existentes; esta situación no se da en la dirección contraria; esto es, una vez se tiene certidumbre sobre la existencia de nuevos gasoductos o sobre la ampliación de los existentes, no es claro que se pueda programar el desarrollo de nuevas fuentes de suministro o la ampliación de las existentes.

En este sentido, la celebración de contratos de suministro puede favorecer la celebración posterior de contratos de transporte y por consiguiente el aumento de la capacidad de transporte. Dicho de otra manera, si la celebración de contratos de suministro se limita a la capacidad disponible de transporte, los consumidores no tendrían incentivos para celebrar nuevos contratos de transporte y los transportadores no tendrían incentivos para ampliar la capacidad existente.

Por lo anterior, no es clara la necesidad de *"[e]stablecer la obligatoriedad de tomar las medidas necesarias para asegurar que se cuente con la infraestructura de transporte requerida para permitir los flujos de gas, asociados a las futuras transacciones de gas que se asignen en los mecanismos de comercialización".* Quienes contratan el suministro de gas natural tienen la necesidad de transportarlo hasta su sitio de consumo y por ende tienen el incentivo natural para adoptar las medidas necesarias para resolver esa situación.

2. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

> *"Es importante resaltar que el Reglamento, al momento de ser aprobado, genera costos para las empresas, que se perderían si la resolución es declarada ilegal o inconstitucional, como algunos afirman que lo sería".*

Respuesta

Sea lo primero mencionar que en el comentario de Efigas, Gases de Occidente y Surtigas no se especifican los motivos por los que eventualmente la resolución sería ilegal o inconstitucional. Se han recibido varios comentarios de índole jurídica en relación con la propuesta contenida en la Resolución 113 de 2012, que son respondidos en diversos apartes de este documento. En los mismos se profundiza en los fundamentos jurídicos de los distintos temas que aborda la resolución, con lo cual la Comisión considera que la misma es fruto del ejercicio de sus competencias legales, tal y como le corresponde. En efecto, la Comisión actúa dentro del marco que la Constitución, la Ley y la jurisprudencia han determinado.

De otro lado, Efigas, Gases de Occidente y Surtigas no especifican cuáles son los costos adicionales en que incurrirían las empresas, como tampoco exponen cuáles son las empresas que incurrirían en dichos costos adicionales.

3. Ecopetrol S.A.

a. *"Entre los objetivos que busca desarrollar la CREG en la resolución comentada, está la realización de un sistema regulatorio que garantice la oferta eficiente de gas natural, sin embargo, no puede la CREG olvidar los preceptos constitucionales (artículos 333, 334 y 370) que fundamentan la actividad de regulación e ilustran el marco jurídico de los servicios públicos, lo cual incluye el desarrollo del gas natural en el mercado.*

   Igualmente, no puede desconocer los principios de la libertad de empresa y libertad negocial, los cuales suponen cargas dirigidas al Estado y que se orientan a impulsar las actividades económicas, y en modo alguno, a interferir en la competitividad y el desarrollo del mercado. En ese sentido, es indispensable recordar que la Corte Constitucional ha delimitado con suficiente claridad el contenido y alcance de la actividad regulatoria, la cual apunta a impulsar la libre competencia y la libertad de empresa, y no a su restricción esencial en cuanto a su ejercicio:

   '(...) la propia Corte Constitucional ha precisado que esas facultades de intervención, bien que necesarias, no son ilimitadas y deben ejercerse atendiendo a los postulados derivados de los principios de proporcionalidad y razonabilidad: Se tiene entonces que, por un lado, a la luz de los principios expuestos, el Estado, para preservar los valores superiores, puede regular cualquier actividad económica libre introduciendo excepciones y restricciones sin que por ello pueda decirse que sufran menoscabo las libertades básicas que garantizan la existencia de la libre competencia. Por otro lado, dichas regulaciones solo pueden limitar la libertad económica cuando y en la medida en que, de acuerdo con los principios de razonabilidad y proporcionalidad, ello sea necesario para la protección de los valores superiores consagrados en la Carta[3]".

Respuesta

La CREG, lejos de olvidar los preceptos constitucionales que rigen su gestión, los reconoce y aplica en todas sus actuaciones. La presente, así como todas las demás medidas regulatorias que profiere la Comisión, se enmarcan dentro de lo que la Constitución y la Ley determinan.

Vale la pena recordar que si bien es cierto que la libertad de empresa está reconocida por la Carta Política, también lo es que dicha libertad ni es absoluta, ni tampoco existe prohibición alguna que impida que el Estado intervenga en el desarrollo del mercado. Todo lo contrario, la Constitución establece claras limitaciones a la propiedad privada y a la libertad de empresa, limitaciones que se determinan en la Ley y que han sido ampliamente reconocidas por la jurisprudencia.

Así, el artículo 58 Superior dispone que *"se garantizan la propiedad privada y los demás derechos adquiridos con arreglo a las leyes civiles, los cuales no pueden ser desconocidos ni vulnerados por leyes posteriores"*, al tiempo que determina que *"la propiedad es una <u>función social que implica obligaciones</u>"*.

[3] Sentencia del 6 de diciembre de 2007, de la Sección Tercera, Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado, ref. 11493.

Asimismo, el artículo 333 de la Constitución estipula que *"la actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común"* y que *"la empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones"*; al mismo tiempo aboga por la libre competencia y la intervención del Estado cuando ella se restrinja al decir que *"la libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades. (...) El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional"*. Finalmente, permite la limitación a la libertad económica cuando dice que *"la ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación"*.

Concordante con las normas mencionadas, el artículo 334 establece en cabeza del Estado la dirección general de la economía, y permite su intervención con el fin de realizar los derechos de las personas que lo integran. Así, dispone que *"la dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, (...) en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano"*.

Finalmente, en relación específica con los servicios públicos domiciliarios, establece el artículo 367 que *"la ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos"*.

Así, derivado de las normas trascritas, la Ley 142 de 1994 da contexto legal a la intervención del Estado en la economía, específicamente en la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios. Allí, su artículo 3 estableció que la función reguladora es una forma de intervención, cuyo alcance ha sido delimitado por el Consejo de Estado y la Corte Constitucional.

Valga decir que la sentencia del Consejo de Estado que cita Ecopetrol en el presente comentario se refiere a la legalidad de algunos apartes del Decreto 229 de 1995, *"Por el cual se reglamenta el servicio postal"*, lo cual en nada tiene que ver con las competencias y facultades consagradas en la Ley 142 de 1994 en materia regulatoria y de servicios públicos domiciliarios.

Ahora bien, vale la pena hacer referencia a lo que en efecto ha dicho la Corte Constitucional respecto de dicha función. Es bien conocida la Sentencia C-150 de 2003 en la que la Corte hizo una extensa disertación respecto de la regulación como intervención estatal, y su doble propósito de realizar los fines del Estado y de corregir las fallas del mercado. Así, la Corte se refirió a los instrumentos de las Comisiones de Regulación para limitar la libertad económica y, si se quiere, contractual de los agentes:

> *"Así pues, la intervención estatal se justifica cuando el mercado carece de condiciones de competitividad o para proteger al mercado de quienes realizan acciones orientadas a romper el equilibrio que lo rige, fenómenos ambos que obedecen al concepto de "fallas del mercado". En efecto, el análisis de este fenómeno permite concluir que la regulación del mercado por parte de los órganos respectivos, es uno de los mecanismos de los que dispone el Estado para proporcionar respuestas ágiles a las necesidades de sectores que, como el de los servicios*

públicos, se encuentran sujetos a permanentes variaciones. La corrección del mercado por medio de la regulación es una tarea entre cuyas funciones –además de perseguir condiciones básicas de equidad y solidaridad como ya se analizó– se encuentra la de propender por unas condiciones adecuadas de competitividad. Por eso la Corte ha dicho que "[l]a regulación que hagan las comisiones respectivas sobre las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, sin tener una connotación legislativa, implica la facultad para dictar normas administrativas de carácter general o particular, de acuerdo con la Constitución, la ley, el reglamento y las directrices presidenciales, dirigidas a las personas que prestan servicios públicos domiciliarios para lograr su prestación eficiente mediante la regulación de monopolios y la promoción de la competencia"[4].

Por último, la Corte resalta que la regulación de la economía es ***un instrumento del que dispone el Estado para orientar el interés privado*** *–como lo es la realización de una actividad empresarial– al desarrollo de funciones socialmente apreciadas. En efecto, esta Corporación ha subrayado que "la libertad económica permite también canalizar recursos privados, por la vía del incentivo económico, hacia la promoción de concretos intereses colectivos y la prestación de servicios públicos. En esa posibilidad se aprecia una opción, acogida por el constituyente, para hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas. Por ello, el constituyente expresamente dispuso la posibilidad de la libre concurrencia en los servicios públicos, los cuales pueden prestarse por el Estado o por los particulares, cada uno en el ámbito que le es propio, el cual, tratándose de estos últimos, no es otro que el de la libertad de empresa y la libre competencia. Sin embargo la Constitución ha previsto, para la preservación de valores superiores, las posibilidad y la necesidad de que el Estado ejerza labores de regulación, vigilancia y control, a través de una serie de instrumentos de intervención con los cuales se controlan y limitan los abusos y deficiencias del mercado.* ***Dicha intervención es mucho más intensa precisamente cuando se abre la posibilidad de que a la prestación de los servicios públicos concurran los particulares****"*[5].

Para que el Estado pueda alcanzar los fines constitucionales que se persiguen por medio de la regulación, ***es necesario que esta función sea ejercida por órganos que tengan características institucionales adecuadas para dar respuesta oportuna a los diversos problemas que se presentan en los sectores regulados, de acuerdo con los parámetros fijados por el legislador****" (subrayas y negrillas fuera de texto).*

Más recientemente, la Corte ha abordado el nivel de intervención que la Constitución y la Ley permite a las Comisiones de Regulación, en específico, respecto a la limitación de la voluntad privada de los particulares. En efecto, en pronunciamiento del 16 de marzo de 2011, en Sentencia C-186 de 2011, valga decir con efectos *erga omnes*, el Alto Tribunal reiteró su propia jurisprudencia en materia de intervención del Estado en la economía a través de la regulación, así como la legitimidad de la misma para limitar la libertad contractual de los agentes. Se cita *in extenso* por la relevancia que adquiere tal pronunciamiento:

"Surge entonces lo que se ha denominado la concepción moderna de la autonomía de la voluntad privada[6]*, que supone la existencia de un poder dispositivo de regulación, pero sometido a la intervención normativa del Estado, de suerte que "lejos de entrañar un poder absoluto e ilimitado de regulación de los intereses de los particulares, como era lo propio del liberalismo individualista, se encuentra sometido a la realización de la función social de la propiedad privada y de las libertades básicas de la economía de mercado."*[7]

[4] Sentencia C-389 de 2002; M.P. Clara Inés Vargas Hernández, precitada.
[5] Sentencia C-616 de 2001; M.P Rodrigo Escobar Gil, precitada.
[6] Sentencia T-668 de 2003.
[7] Ibidem.

*Así, según ha reconocido esta Corporación actualmente la autonomía de la voluntad privada se manifiesta de la siguiente manera: (i) En la existencia de libertad contractual sujeta a especiales restricciones cuando por ejemplo están en juego derechos fundamentales[8], **se trata de servicios públicos**[9], una de las partes ocupe una posición dominante o los acuerdos versen sobre prácticas restrictivas de la competencia; (ii) se entiende que el ejercicio de la autonomía de la voluntad y la libertad contractual persigue no sólo el interés particular sino también el interés público o bienestar común; (iii) corresponde al Estado intervenir para controlar la producción de efectos jurídicos o económicos, con el propósito de evitar el abuso de los derechos; (iv) el papel del juez consiste en velar por la efectiva protección de los derechos de las partes, sin atender exclusivamente la intención de los contratantes[10].*

(...)

Ahora bien, bajo el marco normativo de la Constitución de 1991, la autonomía de la voluntad privada no se concibe como un simple poder subjetivo de autorregulación de los intereses privados, "sino como el medio efectivo para realizar los fines correctores del Estado Social, a través del mejoramiento de la dinámica propia del mercado"[11] de manera tal que debe entenderse limitada y conformada por el principio de dignidad humana, los derechos fundamentales de las personas, la prevalencia del interés general, la función social de la propiedad (Art. 58), el bien común como límite a la libre iniciativa privada, la función social de la empresa (Art. 333), la dirección general de la economía a cargo del Estado y los poderes estatales de intervención económica (Art. 334).

(...)

*De igual manera, en lo concerniente a los servicios públicos, la intervención económica adquiere una finalidad específica, consistente en asegurar la satisfacción de necesidades básicas que se logra con su prestación, y tiene un soporte constitucional expreso en el artículo 334 de la Carta. (...) Así, por cuanto los servicios públicos son una actividad económica que compromete la satisfacción de las necesidades básicas de la población, y por ello mismo la eficacia de ciertos derechos fundamentales, "**la intervención del Estado** en la actividad de los particulares que asumen empresas dedicadas a este fin **es particularmente intensa**, y su prestación se somete a especial regulación y control[12]" (negrillas agregadas).*

Precisamente en aras de satisfacer el interés general y los derechos fundamentales involucrados en la prestación de los servicios públicos resulta con frecuencia necesario sacrificar el alcance de las libertades económicas de los particulares que participan en estas actividades.

(...)

Entonces, de lo anteriormente reseñado resulta que la reserva legal en materia de servicios públicos domiciliarios no excluye la atribución de funciones de regulación a órganos especializados, tales como las comisiones de regulación, que no se agotan en la expedición de actos normativos ni tampoco se circunscriben a una modalidad específica de los mismos. Sin embargo, el ejercicio de estas competencias en todo caso ha de sujetarse a los lineamientos establecidos por el legislador.

La intervención del órgano regulador en ciertos casos supone una restricción de la autonomía privada y de las libertades económicas de los particulares que intervienen en la prestación de los

---

[8] Existe una reiterada jurisprudencia de esta Corporación sobre la restricción de la autonomía de la voluntad privada en contratos de medicina prepagada, al respecto cabe menciona la Sentencia C-1158 de 2008.
[9] Ver sentencias T-668 de 2003 y C-341 y C-993 de 2006.
[10] Ver la Sentencia T-668 de 2003.
[11] Ibidem.
[12] Sentencia C- 615 de 2002. (Negrillas de la Corte)

servicios públicos, sin embargo, tal limitación se justifica porque va dirigida a conseguir fines constitucionalmente legítimos y se realiza dentro del marco fijado por la ley.

(...)

*Ahora bien, **la regulación de carácter imperativo en ciertos casos restringe o limita la autonomía de la voluntad privada y la libertad económica de los proveedores de redes y servicios**, lo que según el demandante resulta inconstitucional. No obstante, de conformidad con lo antes expuesto **se trata de un instrumento de intervención estatal en la economía autorizado por el artículo 334** constitucional y, a diferencia de lo que señala el actor, la ley (...) sí establece tanto la finalidad de la intervención, al igual que el instrumento mediante el cual se ejerce, así como los fines que persigue y las materias sobre las cuales recae".*

Así las cosas, la Comisión está actuando dentro de las competencias que le ha otorgado la Ley 142 de 1994, y según lo encomendado por el Gobierno Nacional mediante los decretos 2100 de 2011, 1260 de 2013 y 1710 de 2013.

4. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"... un aspecto no resuelto en la propuesta y en el cual se debería seguir avanzando, corresponde a la armonización entre suministro y transporte, que se constituye de crucial importancia para resolver el problema de descoordinación que históricamente se ha presentado en el sector, con sus conocidos efectos lesivos para el mercado. Al margen de cuál sea el esquema de comercialización, los mecanismos de mercado utilizados para asignar gas natural deben garantizar que el comprador cuente con estos dos componentes, puesto que en caso contrario se presentaría una asignación ineficiente e inadecuada para el mercado. Por tanto, se requiere el desarrollo de una regulación del transporte que de mayor seguridad y liquidez al mercado y sea consistente con esta propuesta regulatoria, tal como ha sido recomendado por los consultores en los estudios contratados por la CREG".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

5. Inversiones de Gases de Colombia S.A.

"En primera instancia, deseamos hacer un reconocimiento especial a la Comisión por la ardua labor que ha desarrollado para presentar esta propuesta regulatoria, sobre la que encontramos particularmente positivas, las medidas tendientes a evitar privilegios y discriminaciones injustificadas en los contratos del mercado mayorista de gas natural. En este sentido, aprobamos de manera general el mecanismo de subasta propuesto por la Comisión, así como la intención de estandarizar aspectos básicos de los contratos, pues evidentemente con estas medidas se ofrecerá una mayor transparencia y liquidez al mercado.

No obstante lo anterior, encontramos que esta iniciativa regulatoria carece de disposiciones necesarias para restringir el potencial abuso de posición dominante y mitigar los efectos de la concentración del mercado que existe en la actividad de comercialización mayorista de gas natural en Colombia (...)"

Respuesta

Debe mencionarse que la regulación emitida por la CREG, especialmente mediante las propuestas contenidas en las resoluciones 097 y 113 de 2012, busca configurar un ambiente en el que se promueva la competencia y se mitigue un eventual ejercicio de poder de mercado de parte de cualquier participante del mercado.

6. Isagen

a. *"Es importante resaltar que en ISAGEN, como agente activo y comprometido en el desarrollo y fortalecimiento de los mercados de electricidad y gas natural en Colombia, consideramos que el proyecto de Resolución sometido a consideración de los agentes es un avance significativo en la consolidación de un mercado mayorista que en el largo plazo contribuirá a brindar solidez, liquidez y seguridad al sector del gas natural en el país, con el consecuente beneficio para los agentes involucrados en la cadena de suministro de este energético.*

La propuesta de Resolución en general es clara sobre las reglas y el esquema de comercialización que define para el mercado mayorista. Sin embargo, consideramos que hay algunos elementos que se deben precisar, complementar y modificar en la Resolución definitiva, con el fin de optimizar el beneficio para el mercado colombiano del gas natural.

Nos preocupa particularmente la propuesta de penalizar las desviaciones horarias de salida de los generadores termoeléctricos y la falta de un mecanismo para que la oferta de suministro y transporte de gas se puedan coordinar efectivamente para beneficio de ambos mercados. Consideramos que la resolución no resuelve en ninguna medida estos problemas estructurales en la oferta de suministro y transporte, y mucho menos en la coordinación de los sectores de gas y electricidad; por el contrario, en este último caso, todo el riesgo contractual y operativo se trasladaría a los remitentes y especialmente a los generadores quienes podrían ver afectada su estabilidad económica y comprometer en el largo plazo la confiabilidad y seguridad del mercado de electricidad.

Creemos que es necesario declarar una etapa de transición y flexibilización para que la regulación relacionada con el establecimiento del Gestor del Mercado, la implementación del mercado secundario y la coordinación de la terminación de los contractos actuales con los plazos en los nuevos productos, se pueda dar sin generar barreras de participación a los agentes de la cadena.

Dentro de estos elementos también es necesario que la CREG armonice la fecha para los procedimientos de comercialización del gas de tal forma que los generadores termoeléctricos puedan entregar oportunamente los contratos de combustible para el cargo por confiabilidad 2014-2015, fecha que está prevista para febrero 28 de 2013, según la Resolución CREG 055 de 2012".

Respuesta

En relación con las variaciones, es de recordar que las variaciones están definidas en el RUT como el valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía confirmada y la cantidad de energía tomada en cada hora por el remitente. La cantidad de energía confirmada surge del proceso de nominación o renominación. Es decir, las variaciones están relacionadas con la cantidad de energía confirmada en el proceso de nominación o de renominación.

Las variaciones de salida tienen implicaciones sobre la operación de los sistemas de transporte, de manera que el pago de compensaciones por dichas variaciones tiene el propósito de retribuir al transportador por las mencionadas implicaciones[13]. Aquellos remitentes que requieran una cantidad de energía mayor o menor a la confirmada pueden

[13] El concepto de compensaciones por variaciones está previsto en el RUT. En todo caso, a la fecha de elaboración de este documento la CREG no ha establecido el valor de las compensaciones por variaciones. Dado que las variaciones afectan el desarrollo del mercado secundario propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012, el Comité de Expertos considera oportuno establecer este valor dentro del marco de comercialización de gas propuesto en esta resolución.

hacer uso de renominaciones y de negociaciones en el mercado secundario, como instrumentos para no incurrir en las mencionadas variaciones. Los remitentes que cumplan las obligaciones resultantes del proceso de nominación o renominación no tendrán que compensar a los transportadores.

Así las cosas, no es aceptable el comentario de que se le está trasladando todo el riesgo contractual y operativo al remitente. Tampoco es aceptable señalar que esta medida aplica especialmente para el caso de los generadores, pues la regla no hace diferenciación entre remitentes.

Ahora bien, en el parágrafo 4 del artículo 54 de la resolución definitiva, relativo a las variaciones de salida, se dispone que lo establecido en dicho artículo empezará a regir el 30 de noviembre de 2014. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

Como complemento de esta respuesta, ver la respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 1, literal d.

Sobre la coordinación entre el suministro y el transporte, Isagen no precisa a qué se refiere. Sin embargo, se entiende que se trata de la posibilidad de que: i) los agentes obtengan simultáneamente el suministro de gas y el transporte de gas; o ii) una vez se obtiene el suministro se garantice la consecución del transporte. Bajo este entendimiento se debe señalar que cualquiera de las anteriores posibilidades que implique cambios en el esquema de remuneración del servicio de transporte no es objeto de esta propuesta regulatoria. No obstante lo anterior, en atención a éste y otros comentarios sobre la materia, en la resolución definitiva se introdujo el proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte que retoma las recomendaciones de Harbord *et ál* (2011) y con el cual se espera mejorar la coordinación en la contratación del suministro y del transporte de gas natural.

Vale la pena mencionar en todo caso que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 tiene en cuenta el esquema vigente en transporte de gas y se entiende que la organización del mercado, propuesta en dicha resolución, contribuye a facilitar la coordinación entre suministro y transporte. Por ejemplo, las negociaciones de excedentes de suministro y transporte en el corto plazo a través del mercado secundario, o la reducción de costos de transacción debido al establecimiento de condiciones y requisitos mínimos de los contratos.

De otra parte, Isagen solicita establecer un período de transición y flexibilización relacionado con el gestor del mercado, la implementación del mercado secundario y la terminación de los contratos actuales de tal forma que no se generen barreras de participación a los agentes de la cadena. Sobre el particular no se observa que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 pueda crear barreras de participación a los agentes de la cadena. En ese sentido no hay lugar al período de transición que solicita Isagen. En todo caso, si Isagen se refiriere al hecho de que la fecha de terminación de algunos contratos no coincide con la fecha de inicio de los contratos resultantes del mecanismo de comercialización, se sugiere ver las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literales a y b.

Con respecto a la fecha para que los generadores térmicos entreguen contratos de combustible para el cargo por confiabilidad se debe anotar que mediante la Resolución CREG 005 de 2012 se modificó dicha fecha.

7. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

a. *"Coordinación Suministro Transporte. Parte de los riesgos a los que se enfrenta la demanda y que no se ve claramente resuelto dentro de la propuesta es la consecución de productos de suministro y transporte de forma coordinada y que permitan complementar sus contrataciones. Por la forma en que se regula que se debe presentar la oferta no se observa una garantía de complementariedad que logre contrataciones de una fuente de gas y su respectivo transporte".*

Respuesta

Como se expone en la respuesta al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a, en atención a éste y otros comentarios sobre la materia, en la resolución definitiva se introdujo el proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte que retoma las recomendaciones de Harbord et ál (2011) y con el cual se espera mejorar la coordinación en la contratación del suministro y del transporte de gas natural.

8. Termoemcali

*"**Definición de las reglas de largo plazo para el mercado de gas natural:** Sin duda el contenido de la resolución en consulta apunta a resolver y clarificar el panorama regulatorio del mercado de gas natural en Colombia, lo cual debería reflejarse en adopción de las decisiones respectivas por parte de todos los agentes para seguir avanzando y despejando la realidad del panorama de abastecimiento a largo plazo, en adelante, la regulación debería dejar de ser la excusa para la contratación de suministro".*

Respuesta

La regulación emitida por la CREG busca configurar un ambiente en el que se promueva la competencia y se mitigue un eventual ejercicio de poder de mercado de parte de cualquier participante del mercado, según las facultades que la Ley le ha otorgado.

2.3. Título I. Disposiciones generales

1. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

"Se sugiere que la CREG lleve a cabo una reglamentación particular sobre la figura del procesador de gas natural de tal manera que se pueda discutir adecuadamente con los agentes operacionales de gas natural, acerca de los impactos operativos y comerciales de este esquema sobre la cadena de gas natural en el contexto del proceso de extracción de líquidos, y su impacto sobre la competitividad de los energéticos gas natural y gas licuado de petróleo".

Respuesta

Se entiende que Andesco sugiere establecer la regulación asociada al procesador de gas natural en resolución de carácter general aparte de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012.

Al respecto se debe mencionar que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 es integral, en el sentido de incluir aspectos relevantes relacionados con la comercialización de gas. La figura del procesador de gas haría parte de tales aspectos relevantes a considerar en el marco regulatorio de comercialización de gas natural incluidos en la Resolución CREG 113 de 2012. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta el alcance de los comentarios recibidos

en relación con el rol de este tipo de agentes, que en la actualidad no participan en el mercado colombiano de gas natural, se ha decidido acoger esta sugerencia de Andesco.

2. Cerrito Capital S.A.

a. *"Cabe anotar que buena parte de los comentarios en la comunicación contemplan que las medidas establecidas en la resolución de confiabilidad de gas no están en firme y por lo tanto no se puede asumir que hacen parte del acervo regulatorio.*

1. Definición de comercializador de gas importado

Cerrito Capital considera que la definición de 'comercializador de gas importado' debería ser la misma contenida en el Decreto 2100 de 2011. La definición del decreto permite un mecanismo para que existan importadores de gas que no destinen el gas para el servicio público domiciliario. La claridad en la definición es necesaria para cobijar las condiciones que permiten negociaciones bilaterales contempladas en el literal c y d del numeral 2 del artículo 19 de la Resolución 113

Igualmente, se sugiere que las condiciones de contratos bilaterales del comercializador de gas importado no se refieran exclusivamente a disposiciones contenidas en la Resolución 054 en consulta sino a cualquier venta que realice el importador mientras dicha importación no sea permanente, lo cual se vislumbra por los próximos años. Esto a la luz que aún las plantas de importación no están establecidas en la regulación como activos de confiabilidad y al referirlas exclusivamente a dicho estatus no podrían realizar contratos bilaterales en otras condiciones".

Respuesta

En el Decreto 2100 de 2011 se define el *agente importador de gas* en los siguientes términos: *"Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador"*. En este Decreto no se define el comercializador de gas importado.

Por su parte, en la Resolución CREG 113 de 2012 se define el *comercializador de gas importado* en los siguientes términos: *"agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible"*.

Puede decirse que esta última definición deviene de la definición de agente importador de gas establecida en el Decreto 2100 de 2011. Es decir, el importador de gas se convierte en comercializador de gas cuando vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

De otra parte, en el numeral 2 del artículo 19 de la Resolución CREG 113 de 2012 se proponen los casos en que los comercializadores de gas importado pueden comercializar gas mediante negociaciones directas. En particular, los literales c y d de ese numeral hacen referencia a los siguientes casos:

- El gas importado para cumplir las obligaciones de energía firme, OEF, de los generadores térmicos que se acogieron a la opción de gas natural importado, según lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 106 de 2011; y

- El gas que se destine a la atención de las situaciones contingentes de que trate la resolución definitiva de la consulta realizada a través de la Resolución CREG 054 de 2012.

Los anteriores casos hacen parte del servicio público domiciliario de gas combustible y por tanto en las transacciones de gas para estos casos deberá estar el comercializador de gas importado y no el importador de gas.

No obstante lo anterior, en atención a este comentario de Cerrito Capital se precisó el alcance del artículo 1 de la resolución definitiva. De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes.

b. *"2. Coherencia en las definiciones*

En la Resolución 054 en consulta se establece que el Operador del Servicio de Confiabilidad de gas natural tiene la siguiente definición:

'Operador del Servicio de Confiabilidad de gas natural (OSC): Persona jurídica constituida de acuerdo al artículo 17 de la Ley 142 de 1994 que provee la infraestructura de almacenamiento y gasificación que permite dar el servicio de confiabilidad al SNT y/o para recibir el gas importado, a través de un medio de transporte distinto de gasoductos, y entregarlo al SNT. Podrá ser parte de un grupo empresarial que desarrolle otras actividades del sector eléctrico o de gas natural, pero dentro de su objeto social únicamente podrá contemplar el desarrollo de las actividades de confiabilidad y comercialización de gas natural (subrayado fuera de texto)'.

A la vez, la Resolución 113 en consulta establece las siguientes definiciones para Comercializador de gas y para comercializador de gas importado.

'Comercializador: participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. Los comercializadores no podrán tener vinculación económica alguna con productores-comercializadores, con comercializadores de gas importado o con procesadores de gas en el SNT.

Comercializador de gas importado: agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible'.

La definición de la Resolución 054 es explícita en establecer que el OSC pueda ser un importador de gas e igualmente permite que agentes del sector eléctrico y del gas natural participen en la OSC y que el mismo sea un agente comercializador de gas natural importado.

Sin embargo, en la Resolución 113 no se permite que el comercializador tenga vinculación económica con el comercializador de gas importado. Pareciera haber contradicciones en las definiciones expuestas".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

3. CNO, Consejo Nacional de Operación

a. *"...proponemos la siguiente modificación a la definición del Gestor del mercado prevista en el artículo 3 de la Resolución CREG 113:*

PROPUESTA:

Artículo 3. Gestor del mercado: agente responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario, de los mercados secundario y de corto plazo y de la operación del sector de gas natural, en los términos establecidos en esta Resolución".

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se define el gestor como *"ente responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y de los mercados secundario y de corto plazo, en los términos establecidos en esta Resolución".*

El CNO propone modificar la definición de la Resolución 113 en dos aspectos, a saber:

- Cambiar el concepto de "ente" por el de "agente".

En la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se hace referencia a "ente responsable" y no a "responsable" por un error mecanográfico. En la propuesta definitiva se hace referencia a "responsable".

- Asignar al gestor del mercado la función de "operar el sector de gas natural".

La propuesta de las resoluciones CREG 113 y 155 de 2012 se centra principalmente en aspectos de mercado. La propuesta no contempla la posibilidad de que el gestor del mercado sea operador del sector de gas, entendido como la operación física relacionada con despachos, coordinación de mantenimientos, ordenes operacionales, entre otros. Regulación sobre operación del sector por parte del gestor, si es del caso, será objeto de resoluciones posteriores.

4. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Con respecto al procesador de gas en el SNT el CNO Gas plantea:

a. *"Con el objeto de tener claridad sobre las implicaciones de la aparición de este nuevo Agente en la industria, es importante conocer los motivos y los beneficios para el sector que han conducido a la CREG a su creación".*

Respuesta

Se aclara que la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no tiene el propósito de "crear" un nuevo participante del mercado denominado procesador de gas en el SNT. La propuesta considera la figura de los procesadores de gas en el SNT entre los participantes del mercado en atención a información recibida por la CREG en el sentido de que esta figura existe en otros mercados y puede ser viable en el mercado colombiano. Esto es importante en la medida en que algunos agentes han planteado su interés en acometer este tipo de actividades.

La propuesta busca definir la forma como esos participantes interactuarían con los demás participantes del mercado. Debe quedar claro entonces que la regulación no tiene el objeto de darle vida a este tipo de operaciones, pero tampoco puede convertirse en una barrera para la existencia de las mismas. En efecto, la falta de reglas sobre la materia podría limitar las acciones de los interesados.

Uno de los beneficios derivados de esta figura es la optimización en el uso de la canasta energética. Otro es el de contribuir a la liquidez del mercado, pues como está propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012 el procesador se podría comportar como un vendedor más en el mercado de gas en el país.

No obstante lo anterior, como se señaló en la respuesta al numeral 1 de la sección 2.3, la regulación asociada al procesador de gas natural en el SNT se tratará en resolución de carácter general aparte de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012.

b. *"... ante la posibilidad de que por el sólo hecho de extraer componentes del gas este nuevo agente adquiere el derecho de optar por el régimen de contratación bilateral, esta situación puede generar una discriminación no justificada a favor de este agente frente a los productores – comercializadores y frente a los Comercializadores, que tienen que someterse a la venta de gas a través de las subastas que está reglamentando la CREG. Por lo anterior sugerimos a la CREG definir las condiciones en las cuales el Procesador se hace elegible a este tratamiento especial".*

Respuesta

Este comentario del CNO Gas está estrictamente relacionado con asuntos comerciales del negocio del gas natural.

De acuerdo con las funciones asignadas por la Ley, el CNO Gas es un cuerpo asesor que tiene como función hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del sistema nacional de transporte de gas natural sea segura, confiable y económica. En tal sentido se espera que el CNO Gas presente a la CREG planteamientos relacionados con asuntos operativos del sistema mas no planteamientos sobre asuntos comerciales.

No obstante lo anterior, se sugiere ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.3, numeral 1.

c. *"Dado que el Procesador de gas extrae e inyecta gas al SNT, este nuevo agente debe cumplir con las mismas obligaciones de los agentes que realizan tales operaciones en Puntos de Entrada y Puntos de Salida del SNT, entre las cuales pueden mencionarse: i) medición de la mezcla extraída e inyectada; ii) nominación de extracción y de inyección; iii) contratación del transporte desde la fuente de suministro hasta el punto de destino del gas procesado; y en general iv) cumplimiento con lo dispuesto en las demás disposiciones del RUT".*

Respuesta

El comentario del CNO Gas es acertado. En tal sentido se tendrá en cuenta en la regulación que se expida sobre la materia.

d. *"Es necesario que la CREG defina el mecanismo de remuneración que demandará la medición de la composición de las corrientes de gas antes y después del procesamiento, así como la necesidad de definir un Punto de Entrada estándar para este agente".*

Respuesta

El RUT establece, entre otros aspectos, que: i) la responsabilidad de la medición en los puntos de entrada y de salida es del transportador; ii) los equipos de medición serán propiedad y responsabilidad del remitente en los puntos de salida y del productor-comercializador en los puntos de entrada; y iii) el costo máximo de construcción y operación y

mantenimiento de puntos de entrada y salida es regulado. Esta situación regulatoria también le aplicaría al procesador de gas en el SNT.

Así mismo, bajo la regulación vigente la figura del procesador de gas en el SNT no sería distinta a aquella de un remitente, cuando toma gas del SNT, y de un productor-comercializador, cuando inyecta gas al SNT.

En tal sentido, en primera instancia no se considera necesario establecer regulación adicional relacionada con el mecanismo de remuneración que demandará la medición de la composición de las corrientes de gas antes y después del procesamiento.

De otra parte, no se ha considerado la posibilidad de definir un punto de entrada estándar para este participante del mercado. La figura del procesador de gas en el SNT está prevista de tal forma que sea este agente el que defina su localización en el SNT. Se entiende que dicha localización hará parte de los análisis que realicen las partes involucradas (i.e. el productor-comercializador o el comercializador, el transportador y el procesador mismo) al momento de acometer un proyecto de esta naturaleza.

Lo anterior será tenido en cuenta en la regulación que se expida sobre la materia.

e. *"El cambio en las condiciones fisicoquímicas del gas puede generar problemas de intercambiabilidad de gas natural en algunos usuarios como generadores térmicos".*

Respuesta

La definición propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012 precisa que el procesador de gas en el SNT debe inyectar el gas al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT. Se entiende que las condiciones de calidad señaladas en el RUT deben asegurar la intercambiabilidad de gases. Tales condiciones corresponden a las existentes más aquellas que la CREG pueda establecer en el futuro.

Cabe anotar que en el ámbito internacional se utiliza el número de *Wobbe* como estándar para la intercambiabilidad de gases. Sobre este tema la Comisión sometió a consulta una propuesta según la Resolución CREG 084 de 2008. Esta propuesta podría definirse en el futuro cercano pues frente a la importación de gas, al hallazgo de nuevas fuentes de producción y a las actividades del procesador de gas en el SNT es deseable establecer el índice de *Wobbe* o una medida similar para la intercambiabilidad de gases.

5. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

Con respecto al procesador de gas en el SNT estas empresas anotan:

a. *"... si el regulador está dispuesto a prohibir que los agentes del mercado participen en este tipo de negocios, debería tener la misma consideración respecto de los sustitutos de gas natural y por ende, introducir el mismo tipo de prohibición para los agentes de GLP.*

   Esto garantizaría que este tipo de figuras fuera realmente independiente, y que obrara con una racionalidad propia y de mercado y no una oportunista que buscará tomar ventajas frente a un competidor natural del sector en general".

Respuesta

Al respecto se debe considerar que:

- El procesador de gas en el SNT actuaría como un productor-comercializador si vende gas en el mercado. Ahora bien, los productores-comercializadores están sujetos a reglas de integración vertical con el propósito de que no se comprometa el libre acceso a las redes y así facilitar la competencia. En ese sentido, las reglas propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012 para el procesador, como vendedor, son las mismas que aplican para un productor-comercializador. Dentro de esas reglas está la de integración vertical o límite a la participación de los agentes del mercado en la actividad que desarrollaría el procesador de gas en el SNT.

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se planteó que el procesador de gas en el SNT podría actuar como comprador de gas en el mercado primario. Así, si se permitiera el interés económico entre el productor-comercializador y el procesador de gas el proceso de subastas se podría distorsionar pues el productor-comercializador podría actuar como vendedor y como comprador simultáneamente. La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no permite esta situación. No obstante lo anterior, y como se señaló en la respuesta al numeral 1 de la sección 2.3, la regulación asociada al procesador de gas natural en el SNT se tratará en resolución de carácter general aparte de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012.

- A la fecha de elaboración de este documento no hay reglas sobre integración vertical en el sector de GLP y tampoco hay reglas de integración entre sectores (i.e. entre GLP y gas natural). Se destaca el hecho de que en el mercado colombiano agentes económicos actúan en ambos sectores (i.e. GLP y gas natural) y hasta el momento este hecho no se ha considerado inadecuado para los mismos.

El comentario no precisa por qué el procesador de gas podría incurrir en comportamiento *"oportunista"* y *"tomar ventajas frente a un competidor natural del sector en general"*. Desde el punto de vista regulatorio no se observa que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 cree ventajas para el procesador de gas en el SNT frente a la industria de gas natural o de GLP.

Por lo anterior no hay lugar a introducir las limitaciones de participación económica de agentes del sector de GLP en el procesador de gas en el SNT. Lo anterior será tenido en cuenta en la regulación que se expida sobre la materia.

b. *"Desde el punto de vista de calidad del gas natural, y en el evento particular en que el procesador de gas natural no se haga a la totalidad de la producción disponible en el campo determinado, es importante hacer las evaluaciones respecto de las compensaciones que éste agente tendría que hacer, para efectos de evitar que a los demás propietarios del gas que se transporta, les genere un perjuicio derivado de la necesidad de incurrir en un mayor costo de transporte, para poder cumplir con el equivalente energético.*

   Asimismo, esta figura debe contemplar necesariamente la revisión del Código de Distribución, que como se sabe, contiene reglas especiales para el tratamiento que el distribuidor debe dar frente al usuario final, cuando existen fuentes de suministro con diferente poder calorífico".

Respuesta

Con respecto al equivalente energético y el costo del servicio de transporte se observan dos situaciones:

- Cuando un remitente compra gas a un productor-comercializador y por tanto lo inyecta en un punto de entrada del sistema de transporte.

Para este caso, y de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 del RUT, la facturación por servicios de transporte se hace con base en el equivalente volumétrico de la cantidad de energía medida en el punto de entrada. De lo anterior se entiende que al remitente que entregue gas en un punto de entrada, y si por acción del procesador de gas en el SNT el poder calorífico del gas cambia aguas abajo del punto de entrada, el transportador siempre le facturará con base en la energía obtenida a partir del poder calorífico del gas que se inyectó en el respectivo punto de entrada. Es decir, en este caso no se observa que la acción del procesador de gas genere mayores costos de transporte al remitente.

- Cuando un remitente compra gas al procesador y por tanto el remitente contrata servicios de transporte desde el sitio donde el procesador inyecte el gas hasta el punto de salida donde se retire el gas del sistema de transporte.

Dado que el procesador se comportaría como un productor-comercializador, el sitio donde el procesador inyecte el gas se comportaría como un punto de entrada. Así, en concordancia con lo establecido en el numeral 5.7 del RUT, la facturación por servicios de transporte se hace con base en el equivalente volumétrico de la cantidad de energía medida en dicho punto. En este caso el poder calorífico disminuye de tal forma que el remitente tendría que contratar una capacidad de transporte mayor a aquella que hubiese requerido para la misma cantidad de energía con un gas de mayor poder calorífico.

En principio el mayor costo en transporte podría ser compensado con un menor precio del gas por parte del procesador. Esta compensación resultaría de la interacción de los participantes del mercado, ya que el procesador estaría compitiendo con productores-comercializadores y con comercializadores de gas importado.

De lo anterior no se observa la necesidad de establecer mecanismos de compensación por mayores costos relacionados con equivalentes energéticos.

Finalmente se aclara que aquellos aspectos que puedan implicar revisión del Código de Distribución se analizarán y adoptarán en resolución aparte.

Con respecto al indexador PPI estas empresas anotan:

c. *"Consideramos que en la definición se debe especificar la forma cómo aplicará este indexador, la variación Anual (Noviembre-Noviembre), ya que dentro de la resolución en los términos de la subasta, se indica que la aplicación del indexador la podrá definir cada vendedor.*

   De otro lado, nos gustaría conocer el sustento técnico para definir esta serie, ya que difiere de la utilizada por los productores en los contratos de suministro de largo plazo históricamente, y de la utilizada en los contratos de transporte".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal m.

Con respecto a los puntos estándar de entrega estas empresas anotan:

d. *"... consideramos que debería existir para nuestro objetivo, una disposición que permitiera crear nuevos puntos de referencia, de acuerdo con las necesidades del mercado, o que por lo menos, exista la posibilidad de que el mismo mercado le solicite al regulador la creación de otros diferentes, de manera tal que se le de suficiente liquidez al mercado mismo".*

Respuesta

La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se opone a la posibilidad de adicionar o eliminar puntos estándar de entrega. De hecho en el literal b del numeral 4.3.1 del documento CREG-062 de 2012 se esboza esta posibilidad.

Sobre el comercializador de gas importado estas empresas anotan:

e. *"Respecto de la caracterización que hace el regulador de la figura del comercializador de gas importado, es importante aclarar si ésta incluye o no a los usuarios industriales y a los usuarios térmicos, lo cual contribuiría a aclarar el alcance de la resolución misma".*

Respuesta

Sobre el interés económico de los usuarios industriales en el comercializador de gas importado se debe notar que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no hace referencia a usuarios industriales. Tal como está prevista la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 los usuarios industriales no están sujetos a restricción alguna para tener participación económica en el comercializador de gas importado.

Con respecto a los usuarios térmicos ver respuesta al comentarios de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

6. Emgesa

a. *"Solicitamos comedidamente se amplié la definición de Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDVF, ya que en la propuesta solo se indica que debe ser igual o menor que la Cantidad Total Disponible para la Venta, sin embargo consideramos necesario definir el criterio y el responsable de esta cantidad".*

Respuesta

La propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 define la oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDVF, como *"[l]a cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por campo o punto de entrada al SNT, que un productor-comercializador o un procesador de gas en el SNT está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDV, declarada al Ministerio de Minas y Energía según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011."*

Se tiene que los responsables de definir la PTDVF son los productores-comercializadores. De la misma manera, los criterios para determinar la oferta de PTDVF corresponden a aquellos que establezca cada productor como parte del desarrollo de su actividad económica.

De otro lado, como ya se ha mencionado, la regulación relativa al procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

7. Energía Eficiente S.A. E.S.P.

a. *"Artículo 1. Objeto.*
Se considera que la inclusión y detalles del Gestor del Mercado ameritan una mayor discusión y profundización en su reglamentación, operatividad".

Mediante las resoluciones 155 de 2012 y 069 de 2013 la CREG sometió a consulta las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios, como parte del reglamento de operación de gas natural. Mayores detalles sobre la implementación de la figura del gestor del mercado serán analizados dentro del proceso de consulta de dichas resoluciones.

b. *"Articulo 3. Definiciones.*

- *Comercializador*
  Podrá el comercializador actual, comercializar gas importado?".

Respuesta

De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 el comercializador de gas importado es un importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible. Como se expone en otros apartes de este documento, el comercializador de gas importado puede vender el gas a usuarios no regulados o a comercializadores que atienden usuarios del servicio público domiciliario. Es decir, el comercializador de gas importado no puede vender gas importado directamente a usuarios del servicio público domiciliario; lo debe hacer a través de un comercializador excepto para el caso de usuarios no regulados, según lo propuesto en la respuesta al comentario de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

La propuesta no establece limitación alguna para que un comercializador compre gas a comercializadores de gas importado. En este sentido puede decirse que el comercializador puede comercializar gas importado. Ahora bien, si el comercializador importa gas para atender el servicio público domiciliario éste se convertirá en un comercializador de gas importado y deberá actuar como tal (i.e. vender el gas a comercializadores o a usuarios no regulados).

"

- *Contrato de opción de compra de gas, OCG.*
  Sugerimos incluir la definición o referencia normativa, del precio de bolsa del pre-despacho ideal?".

Respuesta

El precio del predespacho ideal del mercado mayorista de energía corresponde al precio de bolsa resultante del predespacho ideal. Estos conceptos son ampliamente utilizados en el

sector eléctrico. No se considera necesario establecer definición o referencia alguna sobre el particular.

"

- *Procesador de gas en el SNT*
  1) *Esta es una nueva figura, que desde nuestro entendimiento, nunca se visualizó durante todo el proceso de preparación o discusión de la resolución. Qué protocolos regirán esta nueva figura del Procesador?".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 4, literal a. Adicionalmente, no se prevé establecer "protocolos" aplicables al procesador. El procesador de gas será un participante del mercado sujeto a la regulación cuando actúe en alguna de las actividades del servicio público domiciliario.

"

2) *Se ha considerado que aguas abajo del Procesador, los demás agentes estarán recibiendo un gas de menores características y/o propiedades?*
   a. *Además de exigirse el cumplimiento las condiciones RUT, el gas reinyectado al SNT por el procesador, deberá ser sometido a todas las condiciones que se le solicitan al Productor en boca de pozo".*

Respuesta

La propuesta prevé que cuando el procesador de gas en el SNT inyecte gas al sistema de transporte éste se comportaría como un productor-comercializador y por tanto estaría sujeto a las mismas reglas.

"

3) *Aguas abajo del Procesador, los costos de transporte serán más altos debido a los mayores volúmenes de gas que se están transportando, esto incluso desde el entendimiento de las restricciones actuales en capacidad de transporte.*
   a. *Este sobre costo en transporte finalmente será trasladado al usuario final, quien no está recibiendo ningún beneficio directo o indirecto de este agente o tratamiento del producto que está comprando".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 5, literal b.

"

4) *Por qué, contrario a lo que actualmente sucede con los miembros del sector de productos sustitutos del gas natural, que no tienen impedimentos o prohibiciones, para competir o tener vinculación económica; se prohíbe en esta resolución que los agentes del mercado de gas natural puedan tener participación en esta nueva figura del Procesador?*
   a. *Se solicita eliminar esta restricción y a los agentes del mercado se les permita involucrarse y vincularse.*
   b. *En caso contrario, se solicita que el Procesador tampoco tenga vinculación económica con los agentes de los sectores de productos sustitutos de Gas Natural".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 5, literal a.

8. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"Tal como está definido en el Artículo 3 de la Resolución, '...Los comercializadores no podrán tener vinculación económica alguna con productores comercializadores, con comercializadores de gas importado o con procesadores de gas en SNT'. Al respecto, se solicita a la Comisión eliminar esta restricción en lo relacionado con comercializadores de gas importado por las siguientes razones:*

   i) EPM se encuentra realizando estudios de factibilidad para disponer de gas natural importado (en su forma de Gas Natural Licuado, GNL).
   ii) Es posible que EPM tenga participación económica en el Operador del Servicio de Confiabilidad de gas natural (OSC), participación permitida en Resolución-054 de 2012 (en consulta).
   iii) EPM actualmente es un comercializador de gas natural en el país.

   Lo anterior, conlleva a que frente a la restricción impuesta, se inviabilicen las potenciales inversiones en infraestructura de importación de gas, las cuales son de gran relevancia tanto para los agentes térmicos como para la demanda eléctrica y de gas".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

b. *"Se solicita revisar la definición de participantes del mercado incluyendo a las plantas térmicas a gas, para que estas puedan comprar directamente en el mercado primario al igual que los demás agentes, dado las particularidades de uso del gas por parte de este agente".*

Respuesta

Dentro de los participantes del mercado están los comercializadores de gas. Si las empresas propietarias de plantas térmicas, o los representantes de las plantas, tienen dentro de su objeto social la comercialización de gas, pueden participar en el mercado y por tanto comprar gas directamente en el mercado primario.

No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta lo propuesto en la respuesta al comentario de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

c. *"Sobre el agente Procesador de Gas, se solicita que de manera explícita se reglamente que este agente no obtenga rentas por la intermediación del producto en el mercado primario. Se destaca además, que económica y regulatoriamente no son justificables ningún tipo de prerrogativas para este agente, ya que podría controlar volúmenes importantes de gas sin restricción alguna.*

   Adicionalmente, el soporte jurídico para la creación de este agente genera inquietud, pues la figura de Procesador de Gas de la Ley 401 de 1997 hace alusión al procesamiento de gas en boca de pozo y para las actividades del upstream, y no para procesar gas tomándolo desde el SNT. Teniendo en cuenta que no se trata del agente descrito por la Ley 401 de 1997, cabe interrogar si para la CREG este agente realiza alguna de las actividades definidas por la Ley 142 de 1994 como servicio público domiciliario de gas combustible o sus actividades complementarias (artículo 14.28), por lo que en caso afirmativo el mismo tiene la obligación de constituirse como E.S.P. y someterse al régimen de los servicios públicos domiciliarios (artículos 17 y siguientes), o si, de otro lado, mediante esta propuesta regulatoria la Comisión someterá a

su regulación a dichas empresas, en ejercicio de la facultad establecida en el artículo 73.2 de la Ley 142 de 199414, teniendo en cuenta los riesgos acá señalados que pueden derivarse de la participación de este agente en los términos definidos por la Resolución 113".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.3, numeral 1, literal b)a.

Como se menciona en la sección 2.3 de este documento, debido a los comentarios relacionados con la figura del procesador de gas en el SNT, la regulación asociada a éste se tratará en una resolución de carácter general y aparte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. Así mismo, como se menciona en este numeral, la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 tuvo como propósito definir la forma en que los distintos participantes del mercado de gas pueden interactuar, considerando actividades que los mismos agentes plantearon al regulador querer ejecutar.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la propuesta regulatoria asociada a este participante del mercado se tendrán en cuenta los comentarios recibidos durante la consulta de la Resolución CREG 113 de 2012, y la propuesta correspondiente se abordará, como siempre, dentro del marco legal que rige las actuaciones de la CREG.

9. Isagen

a. *"(...)*
   - *"Comercializador:...no podrán tener vinculación económica alguna... con comercializadores de gas importado..."*

Nuestra interpretación de esta definición es que no sería posible para un Comercializador como ISAGEN, ser inversionista en una sociedad que se constituya para importar y comercializar GNL y a su vez participar como Comercializador del mercado mayorista de gas. Por tanto, respetuosamente solicitamos a la CREG revisar el alcance de esta definición pues, de mantenerse esta restricción, se podría generar un obstáculo adicional para el cierre financiero de los proyectos de importación de GNL para garantizar el respaldo de las OEF de los generadores termoeléctricos al impedir que estos sean inversionistas de los proyectos de importación de GNL y limitar su participación únicamente como compradores de este combustible, teniendo en cuenta que para que los generadores puedan vender sus excedentes de gas contratados en el mercado nacional se tendrían ser necesariamente Comercializadores de gas".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

b. *"(...)*
   - *"Comercializador de gas importado: agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible."*

[14] Ley 142 de 1994. Artículo 73.2. Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que esta Ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, pero respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:
a) Competir deslealmente con las de servicios públicos;
b) Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;
c) Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes o servicios similares a los que éstas ofrecen.

No se entiende la razón para restringir su actividad a los usuarios domiciliarios. Esta restricción impediría que otros agentes como generadores o GNCV puedan transar con ellos gas importado dentro de las condiciones de mercado que está estableciendo la CREG en esta Resolución".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 2, literal a.

c. *"En las definiciones de Opción de Compra de Gas OCG, Opción Compra de Transporte - OCT y Contratos de Firmeza Condicionada de Suministro y Transporte, se supedita el ejercicio de estas opciones a la condición de que el precio del predespacho ideal supere el 95% del precio de escasez. Sin embargo, consideramos que como este tipo de contratos OCG y OCT se usarán para respaldar las OEF de las plantas termoeléctricas esta condición se queda corta, pues este tipo de plantas estarían descubiertas para atender los requerimientos de generación en el caso de las pruebas de disponibilidad y cuando sean requeridas por el sistema para generar por seguridad.*

En este sentido, atentamente solicitamos a la CREG incluir estas dos situaciones: pruebas de disponibilidad y generación por seguridad, como condiciones para ejercer estas opciones de suministro y transporte".

Respuesta

En la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal e se plantea la necesidad de ajustar la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 de tal forma que las partes establezcan las condiciones bajo las cuales se ejerce la opción en el contrato de opción de compra de gas contra exportaciones. Esto permite que los agentes que representan plantas térmicas puedan incluir en sus contratos condiciones relacionadas con pruebas de disponibilidad y con generación de seguridad, entre otras.

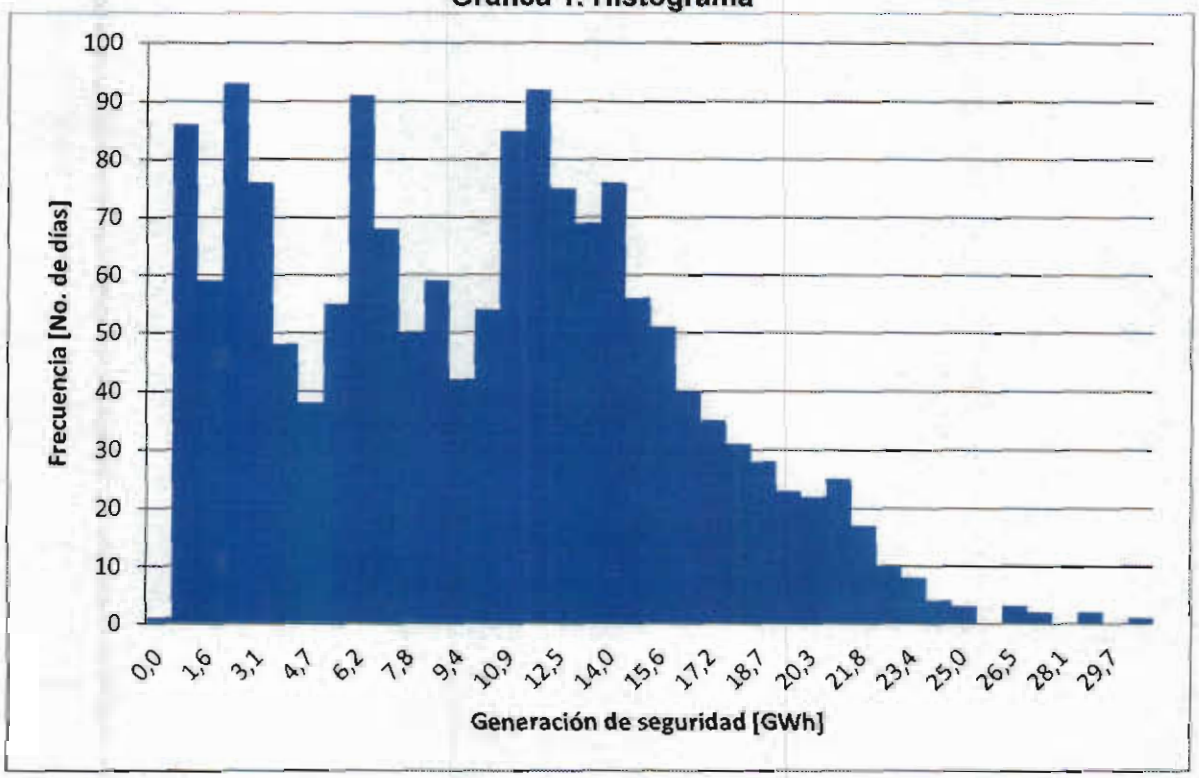
La anterior flexibilidad tiene mayores posibilidades de ejecutarse si existe la misma flexibilidad para los contratos de opción de transporte. En tal sentido, se propone ajustar la Resolución CREG 113 de 2012 de tal forma que los agentes puedan establecer las condiciones bajo las cuales se ejerce la opción del contrato de opción de transporte. En todo caso se considera pertinente establecer que la condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos.

La alternativa de permitir que las partes establezcan las condiciones para ejercer la opción es improcedente para el caso de contratos de OCG que no están relacionados con exportaciones. Esto debido a que se comprometería la liquidez al permitir múltiples productos o contratos en el mercado. Sin embargo, en atención a este comentario de Isagen se ajustó la resolución definitiva para que en el contrato de OCG el comprador pueda escoger hasta cinco (5) días calendario adicionales a los días en que se presente condición de probable escasez para el ejercicio de la opción. Esta condición corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del mercado mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

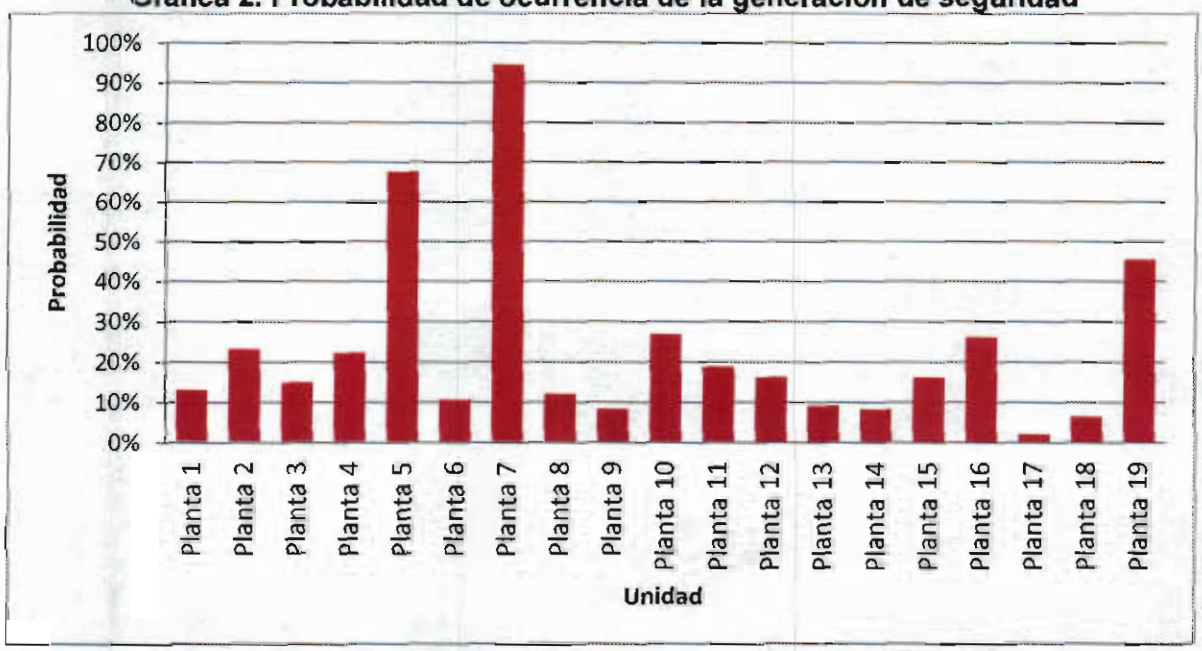
La determinación de los cinco (5) días corresponde a un análisis probabilístico del número máximo veces que una planta térmica pueda ser llamada en un año a realizar las pruebas de disponibilidad de que tratan las resoluciones CREG 085 de 2007 y 177 de 2008 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

En materia de la probabilidad de ocurrencia de la generación de seguridad los análisis advierten una dispersión alta, por lo que no se recomienda incluir ese tipo de eventos como condición de ejercicio en los contratos de OCG. En caso de hacerlo, el ejercicio de la opción podría resultar frecuente, situación para la cual se podría hacer uso de contratos firmes. Las Gráficas 1 y 2 ilustran esta situación.

Gráfica 1. Histograma



Gráfica 2. Probabilidad de ocurrencia de la generación de seguridad



d. *"Oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF:... cantidad diaria promedio mes...que un comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas..."*

Existe una contradicción entre esta definición y la de Comercializador de Gas Importado pues este sólo podría venderle a la demanda domiciliaria y no se entiende qué utilidad tendrá para un distribuidor mayorista que atienda mercado regulado una OCG o un contrato de firmeza condicionada, por ejemplo.

En este sentido, atentamente solicitamos a la CREG revisar esta definición".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 2, literal a.

De otra parte, no hay tal contradicción entre las definiciones de comercializador de gas importado y de oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF.

La primera de estas definiciones corresponde a *"agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible"*, lo cual es consistente con lo dispuesto por el Decreto 2100 de 2011. La segunda definición corresponde a *"es la cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por punto de entrada al SNT o infraestructura de regasificación, que un comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la cantidad importada disponible para la venta, CIDV, declarada al Ministerio de Minas y Energía según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011"*, definición que también es consistente con las disposiciones del Decreto 2100 de 2011.

Nótese que en los literales a) y b) del numeral 2 del artículo 19 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se previó la posibilidad de que el comercializador de gas importado comercialice este hidrocarburo cuando no tiene como destino la prestación del servicio público domiciliario de gas natural. Adicionalmente, se debe observar que el servicio público domiciliario no tiene como único destino la atención de demanda regulada.

No obstante lo anterior, como ya se mencionó, se precisó el alcance del artículo 1 de la resolución definitiva. De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes.

e. *"Procesador de gas en el SNT. Sobre este agente, nuevo para el mercado, se tiene una inquietud fundamental sobre el efecto que su actividad puede provocar en las condiciones de calidad de gas y de la infraestructura de transporte, aunque se mantenga siempre en condiciones RUT, que repercutan en inconvenientes operativos, comerciales y económicos para otros agentes del mercado.*

Por ejemplo, si el gas que se reinyecta pierde poder calorífico por la extracción de algunos de sus componentes, un agente que haya comprado directamente a un productor – comercializador

gas en un campo de producción se verá obligado a consumir una mezcla de gas de menor poder calorífico que le implicaría reconocer al transportador un mayor costo del servicio en la capacidad de transporte que utilice, esta relación es de aproximadamente un 14% para el gas de Cusiana. Esta situación también podría repercutir en que el sistema requeriría un 14% más de capacidad para atender la demanda desde Cusiana, pudiendo incluso requerir la ampliación de la infraestructura de transporte en contravía de los intereses económicos del mercado.

De otro lado, sí se llega a modificar el índice de Wobbe del gas algunos equipos, como las turbinas de generación a gas, requerirían adecuaciones técnicas e inversiones adicionales para quemar este nuevo gas".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 5, literal b y al comentario de la sección 2.3, numeral 3, literal e.

f. *"(...)*
   - *"Productor-comercializador: ... El productor-comercializador no podrá vender ni comprar gas natural en el mercado minorista de gas natural".*

De esta definición se desprende que los Productores-comercializadores no podrán atender directamente grandes consumidores de gas natural, por ejemplo, las refinerías. Atentamente solicitamos a la CREG aclarar cuál sería el mecanismo para que las refinerías adquieran el gas que requieren como combustible, no como insumo para procesos petroquímicos, dado que las cantidades que requieren difícilmente las podrá abastecer un comercializador".

Respuesta

La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 establece claramente los participantes del mercado que pueden comprar gas, entre ellos los comercializadores. Se entiende que los grandes consumidores son atendidos o representados en el mercado de gas a través de un comercializador. No obstante, de los análisis de los planteamientos de la industria durante el proceso de consulta de la Resolución CREG 113 de 2012 se considera pertinente que los usuarios no regulados, como pueden ser las refinerías, puedan contratar el suministro y el transporte de gas directamente en el mercado primario, como se explica en la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

10. Promigas

a. *"De manera general, la CREG viene utilizando dentro del cuerpo la Resolución una metodología que facilita la identificación de aquellos términos definidos, mediante la utilización de mayúscula inicial, que el texto de la norma propuesta abandona, creando incertidumbre respecto de lo que se quiere regular en cada uno de los artículos, y del alcance en que éste pueda tener.*

Así mismo, y por regla general, los nombres propios incluyendo las definiciones, utilizan la mayúscula en la letra inicial. Por lo anterior, solicitamos hacer los ajustes respectivos dentro del texto que finalmente se expida".

Respuesta

Se considera que el uso de las definiciones en letra minúscula a lo largo de la resolución no compromete en manera alguna el entendimiento de la norma. Así mismo, el uso de las minúsculas tendría el beneficio de hacer más fácil la lectura de la resolución.

Por tanto, no se acoge esta sugerencia.

b. *"Esta definición (capacidad disponible primaria [sic]) es clara hasta el primer punto del párrafo donde se incluye la definición; sin embargo, para determinar las capacidades disponibles de Opción De Compra De Transporte, y de Firme Condicionado de Transporte, resulta confuso y se sugiere que se incluyan las definiciones especiales para cada una de estas figuras, de manera que el transportador tendrá claro hasta dónde puede proceder a la venta de tales productos".*

Respuesta

De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 la capacidad disponible primaria es *"aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme"*. Por su parte la capacidad firme se define como *"la capacidad contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte"*. Es decir, de acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, la capacidad firme es la suma de las capacidades contratadas mediante las modalidades firme, firmeza condicionada y opciones de compra de transporte.

La definición de capacidad disponible primaria precisa que la diferencia, si la hay, entre las cantidades contratadas bajo firmeza condicionada y opción de compra de transporte hace parte de la capacidad disponible primaria, disponible únicamente para contratar bajo contratos de opción de compra de transporte o contratos de firmeza condicionada, según el caso.

A continuación se presenta un ejemplo para ilustrar lo anterior. Si la capacidad máxima de mediano plazo de un gasoducto es de 100 mpcd y el transportador correspondiente celebró los siguientes contratos: i) un contrato firme por 50 mpcd; ii) una opción de compra de transporte por 50 mpcd con una condición de entrega X; y iii) un contrato de transporte con firmeza condicionada por 25 mpcd con una condición de no entrega X; se deberá entender que existe una capacidad disponible primaria para contratos de transporte con firmeza condicionada igual a 25 mpcd con condición de no entrega X.

Ahora bien, si la capacidad máxima de mediano plazo de un gasoducto es de 100 mpcd y el transportador correspondiente celebró los siguientes contratos: i) un contrato firme por 70 mpcd; y ii) un contrato de transporte con firmeza condicionada por 20 mpcd con condición de no entrega X; se deberá entender que existe: i) una capacidad disponible primaria para opciones de compra de transporte igual a 20 mpcd con condición de entrega X; y ii) una capacidad disponible primaria de 10 mpcd para contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte.

En conclusión no se observa razón para modificar las definiciones mencionadas, o para incorporar nuevas definiciones relacionadas.

No obstante lo anterior, en la resolución definitiva se precisa la forma en que se debe determinar la capacidad disponible primaria por tramo o grupo de gasoductos de un sistema de transporte.

c. *La creación de una figura como el Procesador de gas en el SNT requiere de una regulación propia que especifique las condiciones operativas bajo las que funcionaría, de tal forma que se cumpla con la normatividad actual. Es necesario entender las implicaciones que esta figura traería para el negocio actual, tanto en los aspectos operativos como comerciales.*

A este nuevo agente del mercado se le atribuye el derecho de contratación bilateral, situación que se considera discriminatoria y no justificada, máxime si se tiene en cuenta que el Procesador puede tener intenciones de competencia frente al gas natural.

Por otro lado, no queda claro por qué quedan excluidos los agentes del sector gas natural para ejercer este rol. Se recomienda a la Comisión dejar que los agentes participen libremente de tal actividad sin restringir la función únicamente a posibles competidores de sustitutos del gas natural".

Respuesta

Ver las respuesta a los comentarios de: i) la sección 2.3, numeral 1; ii) la sección 2.3, numeral 3, literal c; iii) la sección 2.3, numeral 3, literal d; iv) la sección 2.3, numeral 5, literal a; y v) la sección 2.3, numeral 5, literal b.

d. *"**Variaciones de Salida**. Se sugiere no se dé un tratamiento diferencial a los distribuidores, al considerar la diferencia al final del día entre el gas tomado y el gas confirmado, desconociendo que este segmento del mercado es el que presenta uno de los perfiles de carga horaria más distantes entre la demanda horaria pico y la demanda promedio día, donde el transportador tiene que garantizar el transporte para las 24 horas del día. Por lo anterior se sugiere que en esta definición se elimine lo siguiente: 'En el caso de los distribuidores será el valor absoluto de la diferencia para un día'."*

Respuesta

La definición propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012 modifica en dos aspectos la definición de "variación de salida" establecida en el RUT, a saber: i) establece que la energía se toma en un punto de salida, aspecto que no se precisa en la definición del RUT; y ii) evita mencionar que el agente que toma la energía es el remitente pues en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establecen varios tipos de remitentes.

Los demás aspectos esenciales de la definición establecida en el RUT se mantienen en la definición propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012, entre ellos el que en el caso de los distribuidores el balance se hace cada día y no cada hora. No se considera oportuno modificar estos aspectos establecidos en la definición del RUT.

Conviene considerar dos aspectos sobre las demandas de los distribuidores: i) se entiende que los distribuidores que atienden principalmente demanda residencial tienen alta demanda en las horas pico (i.e. almuerzo e inicio de la noche); sin embargo, el consumo de este segmento de la demanda es estable o predecible durante el día de tal forma que es baja la posibilidad de que el distribuidor incurra en variaciones de salida ocasionadas por esta demanda; y ii) en el RUT se estable que los distribuidores deben hacer las nominaciones para el día de gas sin especificar los consumos hora a hora, pero en todo caso deben indicar el perfil de la demanda horaria estimada por el distribuidor.

Ahora bien, considerando los comentarios recibidos durante la consulta de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, se vio la necesidad de introducir un ajuste a la definición de "variación de salida", con el cual se aclaró que las variaciones de salida se determinan tomando como referencia la cantidad de energía autorizada y no la cantidad de energía confirmada.

e. *"Se considera importante la definición del Transportador de tal forma que sea consecuente con lo establecido en la Resolución".*

Respuesta

La definición de transportador está en la Resolución CREG 057 de 1996. No se encuentra razón para modificarla, de tal manera que no es necesario incorporarla en la resolución definitiva.

11. Termobarranquilla

*"En cuanto a la definición de **Contrato Interrumpible**, el aviso previo a que hace referencia la definición, debe ser estandarizado de acuerdo a los ciclos de nominación y Renominación aplicables en el mercado (por lo menos seis horas de anticipación)".*

Respuesta

Esta solicitud no es procedente porque se busca preservar la naturaleza propia de estos contratos cual es la de interrumpirlo, por alguna de las partes, en cualquier momento. Si se fija un plazo de aviso previo a la interrupción se estarían dando características de firmeza a un contrato con interrupciones.

12. Termocandelaria

a. *"De la definición de los Comercializadores de gas, y del Mercado Primario, inferimos que los agentes térmicos, cuyo objeto social establezca en sus actividades a desarrollar, la comercialización de suministro y transporte de gas natural, pueden participar como como compradores en el mercado primario. No obstante, sugerimos que se explicite la participación de los agentes térmicos en el mercado primario, con independencia de si tienen o no la comercialización de gas natural en su objeto social".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 8, literal b.

13. TGI

"Es necesario considerar que en el punto en donde se inyecta el gas del agente procesador, éste participante debe poseer todos los equipos de medición de calidad de gas en el punto de entrada. Así mismo, es necesario tener en cuenta que este participante del mercado obliga al transportador a tener un cromatógrafo adicional en cada planta de procesamiento de gas para medir el HV de la mezcla de gases".

Respuesta

Ver respuesta a los comentarios dela sección 2.3, numeral 3, literales c, d y e.

2.4. Título II. Gestor del mercado

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

"Apoyamos la creación del Gestor del Mercado. Al respecto y con el objeto de avanzar rápidamente en su puesta en operación, recomendamos que a la mayor brevedad posible se precise:

- *El Decreto 2100 de 2011 facultó a la CREG para evaluar la posibilidad de la implementación del servicio de gestión.*

- *Por su parte, el artículo 2º de la Resolución CREG 113 de 2012 define la figura del gestor del mercado en los siguientes términos:*

  "Gestor del mercado: ente responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y de los mercados secundario y de corto plazo, en los términos establecidos en esta Resolución"

  Se observa que la gestión del mercado se define como un servicio de gestión del mercado primario y de los mercados secundario y de corto plazo, y en este sentido, al tratarse de un servicio se le aplica la Ley 142 de 1994 y debe regirse por el régimen jurídico establecido en el artículo 19 de la misma Ley.

  Tal es el caso de XM, empresa que presta principalmente los servicios de operación y planeación del mercado de energía mayorista constituida como sociedad anónima y como ESP a la cual se le aplica el régimen jurídico de las leyes 142 y 143 de 1994.

Criterios para su selección.

- *Periodo por el cual se contrata el gestor y los mecanismos para trasladar recursos físicos (equipos, bases de datos, etc.) y funciones cuando cambia la persona jurídica entre periodos sucesivos. Es importante precisar la propiedad de los desarrollos y demás recursos, de tal forma que los mismos sean transferidos entre contratistas sin que se causen traumatismos al sector ni al cumplimiento de las funciones.*

- *Si existen o no restricciones de vinculación económica entre el gestor y los agentes del sector.*

- *Procedimiento para presentar reclamaciones frente a las actuaciones del gestor y las instancias superiores, ante las cuales se puede recurrir para solucionar controversias.*

- *Metodología para el recaudo del ingreso regulado del Gestor y los mecanismos para el traslado de recurso de los comercializadores a éste. En este aspecto consideramos importante aclarar como el comercializador trasladará este cargo a los usuarios finales en todos los tipos de consumo (ej.: si se traslada como un cargo fijo o como un porcentaje adicional a la tarifa final al usuario, etc.).*

- *La posibilidad de que en el futuro el Gestor pueda actuar en temas operacionales y en el funcionamiento del mercado intradiario".*

Respuesta

Como se anunció oportunamente, las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios son materia de otra resolución de la

CREG. En efecto, mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013 estas normas fueron sometidas a consulta de los interesados.

De acuerdo con el artículo 7 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 y el artículo 13 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 155 de 2012 se prevé que la remuneración de los servicios prestados por el gestor del mercado estará sujeta a un esquema de ingreso regulado. Dicho ingreso será pagado por los participantes del mercado que desarrollen la actividad de comercialización, quienes podrán recaudar tales ingresos de los usuarios finales. De esta medida se exceptúan los comercializadores que atienden únicamente a usuarios servidos con gas natural de campos aislados. Ahora bien, teniendo en cuenta lo propuesto en la respuesta al comentario de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a, los usuarios no regulados que participen directamente en el mercado primario deberán pagarle al gestor del mercado por sus servicios.

2. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"El gestor del mercado, como agente que coordinará y centralizará la información del mercado del gas natural, lo consideramos como un acierto de la nueva regulación como lo indicamos al comienzo del presente escrito. No obstante, consideramos que existen varios aspectos que hacen que su creación y sus funciones estén por fuera del cumplimiento a las normas legales vigentes, poniendo en riesgo las actividades que debe cumplir y los efectos futuros de tales actuaciones sobre el mercado y sobre los agentes que participan.*

Algunos de los puntos que consideramos importantes de analizar a profundidad son los siguientes:

i. De acuerdo con la Constitución Política y la jurisprudencia de la Corte Constitucional, todo lo correspondiente al régimen de los servicios públicos domiciliarios se encuentra amparado bajo el principio de reserva de ley, es decir, que para realizar modificaciones a este régimen se deberá hacer en el marco de la misma ley. (Art 365, 367 y 369 C.P)

ii. Creemos que la facultad para crear un ente como lo es el gestor del mercado no es una facultad atribuida por la ley a la CREG, ni al Ministerio de Minas y Energía (MME). Igual ocurre con determinadas funciones previstas en el Proyecto de Resolución, como las de ejecutar subastas, desarrollar mercado secundario o servir de cámara de compensación, lo cual en nuestro criterio requiere necesariamente de una ley de la República.

iii. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 121 de la Constitución Política, ninguna autoridad del Estado podrá ejercer funciones distintas de las que le atribuyen la Constitución y la ley.

iv. En atención a lo anterior, no encontramos que el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994 permita a la CREG la creación de entidades u organismos de ninguna naturaleza, y mucho menos con atributos de intervención, como es el caso del Gestor del Mercado.

v. Respecto de la gestión de información que se encuentra establecida en el Artículo 20 del Decreto 2100 de 2011 y en el documento soporte de la Ley 1450 de 2011 "Ley del Plan Nacional de Desarrollo"[15] encontramos necesario mencionar que, si bien se abrió la posibilidad de implementar la prestación de un servicio de información operativa, en nuestra opinión, el alcance y contenido de dicha reglamentación no puede entenderse como la extensión de facultades de la

[15] De conformidad con el artículo 2 de la Ley 1450 de 2011 "Artículo 2. Parte integrante de esta Ley. Apruébese como parte integrante de la Parte General del Plan Nacional de Desarrollo e incorpórese como anexo de la presente Ley el documento "Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010- 2014, Prosperidad para Todos "[...]".

CREG para crear o fijar un ente con la capacidad de ser encargado del servicio de gestión y operación del sistema comercial en el sector de gas. (Artículo 48 de la Ley 489 de 1998)[16]

vi. En cuanto al pago a favor del gestor que se quiere implementar como remuneración de los servicios prestados, el numeral 19 del Artículo 150 de la Constitución Política indica que corresponde sólo al Congreso de la República modificar el cobro de tarifas a usuarios finales. En ese sentido, se exige que la remuneración antes señalada y su recaudo deberá ser establecida mediante una ley. Lo cual preocupa toda vez que el Proyecto de Resolución fija este cobro que será asumido por los usuarios finales.

Teniendo en cuenta lo anterior, creemos que es necesario desarrollar un análisis jurídico riguroso que permita "blindar" la creación, funciones y remuneración del Gestor y dada la jerarquía del Gestor en el éxito de la nueva estructura de comercialización del gas en Colombia es imprescindible su existencia debidamente organizada a partir de la primera subasta."

Respuesta

A continuación se analiza la viabilidad jurídica del gestor del mercado de gas natural, figura prevista por la CREG en la Resolución 113 de 2012. Para lograr un cabal estudio de la materia a examinar, este análisis se divide en cuatro segmentos: en el primero se muestra la problemática que se busca solucionar con los servicios del gestor del mercado; en el segundo segmento se analiza el modelo económico constitucional y el papel del Estado en los servicios públicos domiciliarios; en el tercero se analizan las competencias de la CREG a la luz del ordenamiento jurídico vigente para la implementación de la figura; y en el cuarto segmento se establecen las conclusiones de este análisis.

1. Planteamiento del asunto

La Constitución Política de 1991 creó nuevos mercados en donde anteriormente existía un monopolio estatal, determinando un nuevo papel para el Estado en ciertos sectores económicos que por su importancia y trascendencia social requieren de la participación activa por parte del Estado.

Así, el Estado identifica los problemas que presenta el mercado y que éste por sí mismo no está solucionando, para encausar la intervención estatal hacia la solución de dicha situación[17]. En ese sentido, es deber del Estado identificar el problema que el mercado no está solucionando o no lo está haciendo en el tiempo y forma deseados[18], legitimando[19] de esta manera la intervención estatal.

---

[16] Sentencia C-727 de 2000 "a Carta atribuye al Legislador, trazar las directrices, principios y reglas generales que constituyen el marco que da desarrollo al numeral 7°. del articulo 150, pues es al Congreso a quien compete *"determinar la estructura de la administración nacional y crear, suprimir o fusionar ministerios, departamentos administrativos, superintendencias, establecimientos públicos y otras entidades del orden nacional, señalando sus objetivos y estructura orgánica"*.

[17] Juan Miguel De La Cuétara Martínez, "Perspectivas de los servicios públicos españoles para la década de los noventa", en El nuevo servicio público, Ed. Marcial Pons, p. 113. (1997).

[18] So pena de ser una regulación que no se adecúe a la Constitución Política: "(...) la medida de intervención estatal en la economía (...) debe obedecer a **motivos adecuados y suficientes que justifiquen la limitación** de la referida garantía." (Negrilla fuera de texto) Honorable Corte Constitucional. Sentencia C-830 de 2010 MP Luis Ernesto Vargas Silva.

[19] "Es bajo esta nueva concepción que **se legitiman importantes instrumentos de intervención, tanto para la búsqueda de eficacia como de equidad. El papel del mercado como instrumento de asignación de recursos se concilia con el papel económico, político y social del Estado redistribuidor de recursos.** Si damos, como lo quiere la Carta, valor jurídico a los principios constitucionales, **no puede ser otra la interpretación del Estado colombiano actual.** En este sentido, la tarea de los poderes públicos es la **de** generar

De tal manera que corresponde a la CREG promover la libre competencia e intervenir en el mercado de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible para garantizar una oferta energética eficiente, solucionar las fallas del mercado y promover intereses constitucionales fundamentales[20].

Tanto la CREG como el Ministerio de Minas y Energía han contratado la realización de diversos estudios con el objetivo de determinar con precisión (y con antelación a cualquier decisión administrativa) las fallas que se encuentran en el servicio público domiciliario de gas natural. Así, el mercado de gas en Colombia ha sido descrito de la siguiente manera:

> *"Este es un Mercado altamente concentrado de manera ascendente con un único productor dominante (Ecopetrol). Esto ha conducido a una aparente falta de oferta en los contratos en firme a largo plazo, con consecuentes repercusiones en el mercado de transporte. Considerados en parte para la solución de este asunto, el Decreto Ministerial 2687 de julio del 2008 y la Resolución CREG 095 (2008) fallaron en especificar las cantidades mínimas de gas en firme a ser ofrecidas para la venta, en las subastas realizadas por las compañías. También permitieron la realización de subastas independientes por cada una de las empresas para cada uno de sus campos. (...)*
>
> *Adicionalmente, en la actualidad más del 60% del suministro del gas de Colombia (de la guajira) es vendido a un precio regulado, mientras que los precios en otros campos no son se encuentran regulados. (...) Esto también implica que los productores de la Guajira prefieren ofrecer contratos interrumpibles frente a contratos en firme, ya que los precios se mantienen en el mismo nivel. (...)*
>
> *La gran mayoría de las empresas compradoras de gas han expresado una clara preferencia por subastas transparentes sobre procedimientos contractuales bilaterales, especialmente si cantidades suficientes de gas en firme son ofrecidas en las subastas, haciendo que dichos precios resulten competitivos. Ciertamente, sujeto a esta calificación, aparece un considerable apoyo para la desregularización de los precios en la Guajira, en favor de unas subastas nacionales competitivas"*[21].

Consultores como David Harbord, Paul Carpenter, Dan Harris, y David Robinson han concluido que[22]:

> *"No existe en la actualidad un Mercado organizado para las operaciones secundarias o de corto plazo en el comercio de gas o su transporte en Colombia. Tampoco existen métodos organizados para la recolección y suministro de información sobre dichas actividades comerciales, las cuales ocurren de forma privada en bases bilaterales. (...)*
>
> *Existe al parecer una demanda clara para la creación de un mercado más organizado o plataformas de transacción para el gas y para el transporte del mismo, tanto desde los productores como desde los consumidores en Colombia.*

---

una sociedad más justa y solidaria." (Negrilla fuera de texto) Honorable Corte Constitucional. Sentencia C-040 de 1993 MP Ciro Angarita Barón.

[20] Vale decir la promoción de la competencia y la regulación de los monopolios cuando la competencia no sea de hecho posible.

[21] David Harbord. Upstream Issues in Colombian Gas Supply. Market Analysis Ltd. 12 de abril de 2010. Págs. 9 y 26. (Traducción libre de la CREG).

[22] David Harbord, Paul Carpenter, Dan Harris, David Robinson. Designing and Structuring the Secondary Market, Short-Term Markets and their Management Mechanisms. Task 4 Report. 9 de mayo de 2011. Pág. 5. (Traducción libre de la CREG).

Los productores, por ejemplo, han argumentado la necesidad de mayor transparencia en la información sobre las transacciones que se realizan en el mercado, por una mayor disponibilidad en la capacidad de transporte y por una mejoría en la coordinación ente el suministro y el transporte.

Otras empresas abogan por una estructura organizada y administrada para el corto plazo y el mercado secundario, en la cual se excluya o se limite la participación de los grandes productores.

En la actualidad no existe un consenso sobre las reformas exactas requeridas para el mercado, la mayoría, si no todos los participantes del mercado en Colombia, creen que sus oportunidades para comercializar serán mejoradas por un mercado más transparente y organizado, sin importar la forma que este adopte".

Posteriormente, los mismos consultores concluirían:

"Existe una clara demanda por la creación de un mercado más organizado o plataformas de negociación para el gas y su transporte, petición tanto de los productores como de los consumidores en Colombia."[23].

La misma Comisión, en el documento soporte de la Resolución CREG 113 de 2012 consideró lo siguiente:

"(...) El funcionamiento del mercado secundario de suministro y de transporte de gas natural se basa en las gestiones que realizan los agentes que cuentan con excedentes y aquellos que tienen desbalances en sus compras o simplemente necesidades para el corto plazo. Este mercado opera de manera bilateral, sin plataforma de información centralizada y sin mecanismos de divulgación de precios. Tampoco hay divulgación de información sobre las cantidades transadas en este mercado.

Bajo estas condiciones comerciales y operativas, el mercado colombiano de gas natural ha experimentado un gran crecimiento durante las últimas dos décadas. Sin embargo, se trata de un mercado concentrado del lado de la oferta, poco líquido y con limitado acceso a información operativa y transaccional (...)

Con la propuesta se busca disponer de mercados más transparentes y organizados, de tal forma que quienes participen allí puedan obtener los beneficios propios de un mercado competitivo

(...)".

"El desempeño del mercado secundario en gas natural ha inquietado a todos los interesados, CREG, Ministerio de Minas y Energía, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y agentes. Se dice que este mercado es opaco pues no hay información adecuada para todos los agentes y por lo tanto no les permite tomar decisiones eficientes. La CREG ha analizado opciones y realizado estudios con el ánimo de adoptar regulación que permita mejorar el desempeño de este mercado, o crear otros mercados de corto plazo en el sector, como se describe más adelante en este documento (...)".

[23] David Harbord, Paul Carpenter, Dan Harris, David Robison. Designing and Structuring the Secondary Market, Short-Term Markets and their Management Mechanisms. Task 5 Report. 12 de septiembre de 2011. Pág. 3. (Traducción libre de la CREG).

Teniendo en cuenta esta situación, mediante el artículo 20 del Decreto 2100 de 2011, el Gobierno Nacional, en reconocimiento de las facultades legales de la CREG, determinó que dicha Comisión debería identificar *"la necesidad de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, con el objeto de propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural y, por ende, un mejor desempeño y coordinación entre los agentes operacionales"*.

Adicionalmente, el parágrafo de la norma en cita consagró la posibilidad de que *"[e]n el evento de que la CREG decida que se requiere contar con la prestación del servicio a que se refiere este Artículo, establecerá la metodología para seleccionar y remunerar dichos servicios, asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos, así como la experiencia comprobada en las actividades a desarrollar"*.

En congruencia con lo anterior, la CREG ha desarrollado diversos análisis que la han llevado a proponer la prestación de los servicios de: i) diseño, puesta en funcionamiento y administración del *Boletín Electrónico Central, BEC*; ii) centralización de información transaccional y operativa del servicio de gas natural; iii) gestión de transacciones del mercado primario de gas natural que se realicen mediante subasta; iv) gestión de transacciones del mercado secundario de suministro y de transporte gas natural; y v) seguimiento permanente del mercado.

Al respecto es pertinente hacer una primera precisión consistente en que no se está creando un ente, como se afirma en el comentario de la ACP y que sustenta sus análisis. Esta medida regulatoria se encuentra encaminada a solucionar las fallas descritas en el servicio de gas.

La remuneración de los servicios prestados por el gestor del mercado corresponderá a un esquema de ingreso regulado, el cual se determinará con base en el proceso de selección de dicho gestor (propuesta económica).

De otro lado, el ingreso regulado será pagado por los participantes del mercado que realicen o hayan realizado compras de gas natural en el mercado primario, con excepción de los que atienden únicamente a usuarios servidos con gas natural de campos aislados. Esta consideración de prescindir de los campos aislados obedece a que por su naturaleza no podrían beneficiarse de las negociaciones facilitadas por el gestor. Cada uno de dichos participantes deberá pagar al gestor del mercado de acuerdo con sus contratos vigentes, en cuotas mensuales uniformes, que cubrirán todos los costos en que incurra el gestor del mercado, incluyendo el costo de oportunidad del capital.

De tal manera que, como segunda precisión, el cobro de los servicios del gestor no es un tipo de tributo que para su existencia necesite de una ley, esto respondiendo a la máxima jurídica *"nullum tributum sine lege"*, ya que el mismo es un cobro de carácter comercial que una empresa hace a otra (autorizado por la Comisión) por la prestación de sus servicios.

Habiendo expuesto la problemática y la solución dada por la CREG, corresponde analizar si dicha solución se encuentra dentro del esquema funcional de la separación de poderes en el Estado de Derecho y ajustada a las competencias de la CREG.

2. El modelo económico constitucional y los servicios públicos en el Estado de Derecho

2.1. El modelo económico de la Constitución de 1991

En el marco económico, la Constitución establece parámetros de libertad, diseñando así un modelo económico enmarcado en una finalidad general, esto es el bien común. Sobre la materia, la Honorable Corte Constitucional ha establecido:

> *"(...) El Estado Social de Derecho, los principios de dignidad humana y de solidaridad social, el fin esencial de promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los derechos, deberes y principios constitucionales y el derecho fundamental a la igualdad de oportunidades,* ***guían la interpretación de la Constitución económica e irradian todos los ámbitos de su regulación*** *- propiedad privada, libertad de empresa, explotación de recursos, producción, distribución, utilización y consumo de bienes y servicios, régimen impositivo, presupuestal y de gasto público (...)"*[24] (negrilla fuera del original).

De tal suerte que para asegurar el cumplimiento de los fines sociales impuestos a la economía, el Estado cuenta con diferentes medios de intervención en la misma, así como de mecanismos de control, fiscalización y participación, en aras de buscar el correcto equilibrio y funcionamiento del mercado[25].

Se debe decir que el Título XII de la Constitución de 1991, que se ocupa del *"Régimen Económico y de la Hacienda Pública"*, contiene un capítulo sobre disposiciones generales (artículos 332 a 338), otro sobre planes de desarrollo (artículos 339 a 344), uno especial sobre el presupuesto (artículos 345 a 355), otro sobre distribución de recursos y competencias para fijar los servicios a cargo de la Nación y de las entidades territoriales, el situado fiscal (actual sistema general de participaciones) y lo atinente a la autonomía patrimonial y fiscal de las entidades territoriales, principios del sistema tributario y capacidad de endeudamiento (artículos 355 a 364), uno sobre la finalidad social del Estado y los servicios públicos (artículos 365 a 370) y, por último, lo atinente a la banca central (artículos 371 a 373)[26].

Para una mejor precisión teórica, se explicará la función de dirección e intervención en la economía.

El artículo 334 de la Constitución Política establece que la dirección general de la economía corresponde al Estado, permitiendo la intervención para unos temas específicos. Dicho artículo dispone:

> *"(...) La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. Dicho marco de sostenibilidad fiscal*

---

[24] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia T-505 del 1992 (M.P: Eduardo Cifuentes Muñoz: 28 de agosto de 1992).
[25] Dichos medios de intervención serán explicados más adelante.
[26] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-540 de 2001 (M.P: Jaime Córdoba Triviño: 22 de Mayo de 2001).

deberá fungir como instrumento para alcanzar de manera progresiva los objetivos del Estado Social de Derecho. En cualquier caso el gasto público social será prioritario.

El Estado, de manera especial, intervendrá para dar pleno empleo a los recursos humanos y asegurar, de manera progresiva, que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo al conjunto de los bienes y servicios básicos. También para promover la productividad y competitividad y el desarrollo armónico de las regiones.

(...)"[27].

Del artículo transcrito se puede concluir que la intervención estatal en la economía se hace por mandato de la ley (misma disposición que la contemplada en el acto legislativo 1 de 1945), y para las actividades de: i) explotación de los recursos naturales; ii) uso del suelo; iii) para la producción, distribución, utilización y consumo de bienes; y iv) **en los servicios públicos y privados**.

Además de lo anterior, esta intervención se hace directamente o por mandato de la ley, cuya finalidad es racionalizar la economía para el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, buscando una distribución equitativa de oportunidades y preservando el ambiente sano.

> *"(...) ARTICULO 150. Corresponde al Congreso hacer las leyes. Por medio de ellas ejerce las siguientes funciones: 21. Expedir las leyes de intervención económica, previstas en el artículo 334, las cuales deberán precisar sus fines y alcances y los límites a la libertad económica (...)"*[28].

Se pueden mencionar algunos de los sectores económicos en los que el Estado interviene por mandato constitucional, entre ellos: i) las actividades financiera, bursátil y aseguradora, así como aquellas que implican el manejo de recursos captados del público[29]; ii) la utilización del espectro electromagnético[30]; iii) cualquier obstrucción a la libertad económica[31]; y iv) los servicios públicos domiciliarios, entre otros.

Algunos autores consideran que el orden económico constitucional se traduce básicamente en tres derechos. Estos son el derecho a la propiedad privada, el derecho a la libertad de empresa y el derecho a la libre competencia económica, los cuales están entrelazados y dependen entre sí, permitiendo la existencia y posterior desarrollo del aparato económico[32].

Al respecto, el constituyente Jesús Pérez González-Rubio expresó:

> *"(...) La libre empresa tiene su fundamento en la propiedad privada. Ella es la piedra angular de la economía. De ahí que la constitución anterior y la nueva la garanticen*

[27] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 334. Julio 7 de 1991 (Colombia). Artículo modificado por el artículo 1. del Acto Legislativo 3 de 2011
[28] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 150, numeral 21. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[29] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículos 189, numeral 25, y 335. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[30] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 76. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[31] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 333. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[32] John Jairo Morales Álzate. *Derecho Económico Constitucional Colombiano*. Pág 102. Ed. Ibáñez. Bogotá (2005).

como un derecho; el cual, sin embargo, solo se justifica como tal en cabeza de su titular, en la medida en que se cumple una función social (...)"[33].

No se puede aceptar que el sistema económico se reduce a estos tres derechos. El derecho constitucional es muchísimo más amplio y sus elementos son una unidad sistemática que debe leerse en conjunto, para encontrar verdaderamente el régimen económico consagrado en la Constitución.

Indudablemente los tres elementos mencionados son importantes para el entramado constitucional y más aún para el sistema económico, pero no se pueden descartar los otros derechos y elementos del sistema, ya que estos también hacen parte del mismo, siendo trascendentes y no pueden ser ignorados.

La propiedad privada es una de las piedras angulares del sistema económico, pero ésta no es absoluta. Recuérdese que desde la reforma de 1936, ésta es una función social que implica obligaciones. Igualmente, el artículo 333 Constitucional establece que: *"(...) la actividad económica y la iniciativa privada son libres dentro del bien común (...) la libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades (...)"*.

De la descripción sobre derechos y obligaciones que determina la estructura del sistema económico se puede decir que existen dos tipos de derechos: los derechos económicos de libertad y los derechos sociales de prestación.

La primera categoría hace referencia a garantías como la propiedad o la personalidad jurídica, que buscan precisamente el funcionamiento del mercado y la autonomía privada. Estas son producto del liberalismo clásico, ya que imponen un área de abstención al Estado que no puede ser intervenida, o si es intervenida debe existir una indemnización a los afectados, como ocurre en caso de las expropiaciones[34].

Los derechos sociales de prestación hacen referencia a derechos que implican políticas públicas para el suministro de ciertos bienes o servicios. Entre estos se pueden mencionar la igualdad (sentido material), la salud, la educación y los servicios públicos, entre otros[35].

En la Constitución Política no sólo se tienen derechos económicos de garantías sino también derechos sociales de prestación, de tal suerte que la norma establece límites a la acción del Estado en la economía pero también genera unos objetivos que deben ser alcanzados, incidiendo en la política pública económica, en la medida en que en el texto constitucional se crean obligaciones en cabeza del propio Estado y los mecanismos para intervenir en la economía para conseguirlos.

---

[33] Gaceta Constitucional No 113, Pág 29. Bogotá (1991).

[34] Luis Eduardo Pérez Murcia, Cesar Rodríguez Garavito, Rodrigo Uprimny Yepes. *Constitución, modelo económico y políticas públicas en Colombia. Los derechos sociales en serio*. Pág 32. Ed. Dejusticia IDEP. Bogotá (2007).

[35] Luis Eduardo Pérez Murcia, Cesar Rodríguez Garavito, Rodrigo Uprimny Yepes. *Constitución, modelo económico y políticas públicas en Colombia. Los derechos sociales en serio*. Pág 33. Ed. Dejusticia IDEP. Bogotá (2007).

La Constitución también le da al Estado la propiedad sobre el subsuelo y de los recursos naturales no renovables[36], inclusive consagrando la posibilidad de limitar el mercado, estableciendo monopolios rentísticos a favor del Estado[37]. Igualmente, la norma fundamental ordena la existencia de un Plan Nacional de Desarrollo[38], en el cual se disponen las metas, estrategias y propósitos de la acción del Estado, de las inversiones públicas y de la política económica en general. Dicho plan es presentado por el gobierno nacional y aprobado por el Congreso de la Republica.

La Constitución no *"es un texto neutro que permita la aplicación de cualquier modelo económico, pues las instancias de decisión política deben de respetar los límites impuestos por el conjunto de derechos, y de otra operar conforme a los valores y principios rectores que la Carta consagra, así como procurar la plena realización de los derechos fundamentales (...)"*[39].

De esta forma se observa cómo la Constitución acepta la existencia de un mercado, pero no glorifica la existencia del mismo. Este es una invención humana y como tal tiene fallas que deben ser corregidas y no dejadas al azar. Entre las fallas más frecuentes del mercado se pueden mencionar: i) la existencia de monopolios; ii) la presencia de externalidades; iii) la información asimétrica; iv) los obstáculos para la libre entrada de competidores al mercado; y v) la no cobertura o prestación del servicio por razones económicas.

Considerando los elementos determinantes de la Constitución de 1991, el sistema económico plasmado es un capitalismo mixto, en que se acepta el mercado como necesario para la economía, pero éste debe ser intervenido para corregir sus fallas o regulado para garantizar su correcto funcionamiento. Se permite y garantiza la propiedad, empresa e iniciativa privada, pero éstas tienen obligaciones y limites, propendiendo por el bienestar general de la población. Así mismo, el papel Estado se amplía por la existencia de unos derechos prestacionales que le obligan a actuar económicamente y activamente en ciertos sectores de la economía o sub-mercados.

Esbozado el marco económico constitucional, a continuación se analizan las particularidades de la regulación estatal en el sector específico de los servicios públicos domiciliarios.

2.2. La regulación estatal

Según se ha expuesto, a partir de la Constitución Política de 1991 el Estado dejó de tener el monopolio en el suministro de los servicios públicos domiciliarios, convirtiéndose en el garante de su prestación, lo cual abrió la posibilidad a que particulares concurrieran a la prestación de dichos servicios. Pero el Estado no actúa únicamente como una medida de seguridad para la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Para garantizar un adecuado funcionamiento del mercado de los servicios públicos el Estado se reserva las funciones de regulación, inspección, vigilancia y control de dichas actividades[40].

[36] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 332. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[37] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 336. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[38] Constitución Política de Colombia [Const]. Artículo 339. Julio 7 de 1991 (Colombia).
[39] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-040 de 1993 (M.P: Ciro Angarita Barón: 11 de febrero de 1993).
[40] Para una explicación más detalla del esquema de los servicios públicos en Colombia, consultar Francisco José Chaux. La relación usuario/cilindro en el nuevo esquema para la prestación del servicio público domiciliario de gas

Es en este esquema de apertura donde la regulación cobra su mayor importancia, en cuanto al papel estatal de mantener unas normas regulatorias adecuadas y suficientes encaminadas a la búsqueda de una prestación eficiente y continúa de los servicios públicos para todas las personas. Función en la que confluyen diferentes órganos públicos, correspondiéndole de manera genérica al Estado.

De acuerdo con los artículos 150, numeral 3, y 365 de la Constitución Política, es el Congreso de la República el encargado de regular la materia; dicha atribución encuentra sustento en que esta institución es el ente pluralista y representativo por excelencia en una democracia, y tratándose de un tema esencial donde se regulan los medios para lograr la consecución de los derechos y garantías fundamentales de las personas se requiere de un debate incluyente, de una deliberación pública y pluralista, exigencias que sólo el Congreso de la República puede cumplir.

Complementando lo anterior, según el marco constitucional vigente, el Congreso de la Republica tiene diversos medios para regular la actividad de los servicios públicos: *"así puede optar, según la finalidad que persiga, por una ley ordinaria mediante la cual regule su prestación (art. 150, num. 23 de la C.P.), o una ley específica de intervención estatal en dichos servicios (art. 150, num. 21 y art. 334 de la C.P.), así como puede decidir combinar ambos instrumentos puesto que dispone de un margen de configuración suficiente en estos ámbitos y el Constituyente no exigió una categoría específica de ley –marco, estatutaria u orgánica– en dichos asuntos. Así, la Ley 142 de 1994, la cual contiene la mayoría de las disposiciones demandadas en el presente proceso, "establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios" pero también contiene un mandato de intervención estatal en los servicios públicos y señala los "fines" de dicha intervención (art. 2° de la C.P.) así como "los instrumentos" para el desarrollo de la misma (art. 3° de la C.P.)"*[41].

Ahora, debe decirse que el Presidente de la República cuenta con la potestad reglamentaria de las leyes. Él, como suprema autoridad administrativa tiene las funciones de inspección, vigilancia y control en la prestación de los servicios públicos domiciliarios y además, con sujeción a la ley, fija las políticas generales de administración y control de eficiencia en esta materia, esto es la regulación de dichos servicios.

Pero el Presidente de la República no es la única autoridad de la administración pública que está facultada para ejercer funciones relacionadas con la regulación de los servicios públicos domiciliarios. Luego la ley puede, válidamente, crear otras entidades que integren la administración en el orden nacional, como las Comisiones de Regulación, con el objetivo de asignarles directamente funciones relacionadas con la regulación de tales servicios o para permitir la delegación presidencial de dichas funciones.

> *"En el ámbito de los servicios públicos, el diseño constitucional es diferente, puesto que el legislador determinó el régimen de su prestación, adoptó un mandato de intervención*

licuado de petróleo. Revista Jurídica Vniversitas. Pontifica Universidad Javeriana Volumen 124. Enero-Junio de 2012.

[41] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-150 del 2003. (M.P Manuel José Cepeda Espinosa. 3 de mayo de 2007).

> *y confió a unos órganos específicos, denominados comisiones de regulación, la responsabilidad de hacer cumplir el régimen legal".*[42]

De tal manera que la función de regulación va más allá de la fijación de políticas generales de administración y de control de eficiencia de los servicios públicos, esto es la función consagrada en el artículo 370 constitucional. Las Comisiones de Regulación, como autoridades administrativas especialmente conocedoras de los servicios públicos domiciliarios, tienen la capacidad de expedir actos administrativos generales, es decir normas vinculantes y coercibles, de carácter imperativo, con la capacidad de obligar a los diferentes actores en su comportamiento. Sobre este punto la Corte Constitucional ha dicho:

> *"[E]n verdad, tal competencia no la dispone expresamente el artículo 370 Superior, pero en parte alguna la Constitución prohíbe que las Comisiones de Regulación dicten normas de carácter general que, no obstante no ser leyes, puedan constituir el parámetro objetivo por el actor reclamado".*[43]

La regulación expedida por las Comisiones de Regulación sobre los servicios públicos domiciliarios se da en virtud de una facultad legal que se ha confiado a un órgano del ejecutivo para dictar actos administrativos (de carácter general o particular) que deben sujetarse a la Constitución, a la ley, a los decretos reglamentarios y a las directrices dadas por el Presidente de la Republica. Dicha regulación tiene la finalidad genérica de lograr la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios, mediante la regulación de monopolios y la promoción de la competencia. Finalmente, al estar adscritas a los ministerios correspondientes, cada una de ellas está subordinada a las orientaciones y políticas que dicte el respectivo Ministerio[44].

Vale decir que la regulación expedida por las comisiones son actos administrativos dados por un regulador sectorial, que por definición y en esencia son entidades especializadas, particularmente conocedoras del mercado a regular y por ende su actuar recae sobre un marco específico y previamente determinado, esto es los sectores o servicios públicos domiciliarios atribuidos a cada una de ellas.

El anterior esquema normativo reconoce en los órganos técnicos de la administración pública un entendimiento especial sobre mercados sensibles pero absolutamente esenciales para el normal funcionamiento de la sociedad, cuyo adecuado desarrollo interesa de manera trascendental al Estado. De ahí que la adopción de las medidas administrativas especiales con efectos en los servicios públicos domiciliarios, sean diseñadas, valoradas y adoptadas por las Comisiones de Regulación[45].

La solución político administrativa dada por el legislador y el Presidente de la República, de dotar legal y delegatoriamente a dichas instituciones de funciones de regulación se da para responder a los requerimientos de sectores específicos, esto es servicios públicos domiciliarios concretos que por su trascendencia e importancia se confían cada uno a una comisión determinada.

---

[42] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-150 de 2003 (M.P Manuel José Cepeda: Febrero 23 del 2003).
[43] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia (C-066 del 1997. M.P Fabio Morón Díaz. 11 de febrero de 1997).
[44] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-1162 de 2000 (M.P. José Gregorio Hernández Galindo: Octubre 16 del 2008).
[45] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia T-427 de 1992 (M.P. Eduardo Cifuentes Muñoz: Junio 24 del 1992).

Así, las funciones de las Comisiones son prevalentemente técnico-operativas, mas no políticas, es decir que en todo momento se deben sujetar a la voluntad política del pueblo, expresada en la Constitución y la Ley, razón por la cual no pueden extender su actividad a asuntos no consagrados expresamente en la ley o darle una forma diferente a sus actos a la consagrada en las normas superiores y mucho menos dar un procedimiento nuevo y diferente para la expedición de los actos administrativos.

De tal forma que desde un punto de vista normativo se encuentran en un primer plano los mandatos de la Carta Política, en un segundo las leyes dictadas dentro de un marco Constitucional por parte del Congreso de la República, en un tercer nivel se encuentran las normas dictadas por el Presidente de la República en uso de sus facultades de reglamentación de las leyes, de inspección vigilancia y control, con la capacidad de fijar los criterios generales para la administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, facultades sujetas a las disposiciones constitucionales y legales, pero que por disposición legal pueden ser delegadas a una comisión de regulación.

De lo anterior se puede concluir que los actos de las Comisiones están sujetos a la Constitución, a la ley, a los decretos reglamentarios del Presidente, a las políticas que fije el Gobierno Nacional en el área respectiva y además, al estar adscritas a un ministerio, cada comisión está subordinada a las orientaciones y políticas que se dicten.

Se muestra cómo la actividad de regulación de las Comisiones se desarrolla en el marco de la legalidad, con lo cual su actuar se da en el campo permitido por las normas superiores, dando como resultado que las competencias de las comisiones son una función jurídica plasmada y delimitada en normas positivas, de tal suerte que como institución de derecho público, sus atribuciones se ejercen de acuerdo con la delimitación hecha por las normas constitucionales, legales y reglamentarias.

En ese orden de ideas, la jurisprudencia constitucional ha decantado los elementos que deben ser contenidos en las normas legales, para el adecuado funcionamiento de la actividad regulatoria.

> *"Así pues, las leyes que tratan sobre actividades o materias objeto de regulación por parte de los órganos administrativos, deben contener criterios inteligibles que establezcan de manera clara: (i) "las finalidades que han de guiar a la administración y los criterios materiales que orientarán la regulación para alcanzarlas"; (ii) las prestaciones o derechos que se busca asegurar por medio de la actividad objeto de regulación; (iii) las reglas a las cuales se sujetará el órgano de regulación y que regirán la actividad regulada; y (iv) las previsiones que impidan que algunas personas sean objeto de tratamientos arbitrarios o de beneficios ilegítimos, y que especifiquen los parámetros de control por parte del juez contencioso administrativo. Esto es necesario para que el legislador fije el régimen de la regulación de los servicios públicos como lo ordena el principio de reserva de ley, y así se evite que 'el Congreso se abstenga de tomar las decisiones que le competen y opte por delegar en las autoridades administrativas su adopción'. La Corte también ha dicho que las 'regulaciones sólo puedan limitar la libertad económica cuando y en la medida en que, de acuerdo con los principios de razonabilidad y proporcionalidad, ello sea necesario para la protección de los valores superiores consagrados en la Carta'*[46] (se omiten las citas de la Corte).

[46] Corte Constitucional. Sentencia C-150 de 2003 (M.P Manuel José Cepeda: Febrero 23 del 2003).

Mencionados los criterios fundamentales que deben ser establecidos por las normas legales para el adecuado funcionamiento de la regulación por parte de órganos administrativos, estos se muestran a continuación en el marco de la Ley 142 de 1994, ya que constituyen un parámetro jurídico que no puede ser desconocido por la actividad regulatoria de la CREG.

2.3. Elementos esenciales de la Ley 142 de 1994 sobre la regulación de las Comisiones

En consideración de la jurisprudencia constitucional sobre la regulación de los servicios públicos domiciliarios, debe decirse que la Ley 142 de 1994 contiene los cuatro (4) elementos esenciales que han de ser definidos por el legislador para la determinación del régimen general de los servicios públicos domiciliaros. Esto es i) la finalidad que ha de guiar a la administración y los criterios materiales que orientarán la regulación para alcanzarlas; ii) las prestaciones o derechos que se busca asegurar por medio de la actividad objeto de regulación; iii) las reglas a las cuales se sujetará el órgano de regulación y que regirán la actividad regulada; y iv) las previsiones que impidan que algunas personas sean objeto de tratamientos arbitrarios o de beneficios ilegítimos, y que especifiquen los parámetros de control por parte del juez contencioso administrativo[47].

El artículo 2 de la Ley 142 de 1994 establece los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios:

> *"INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, 365, 366, 367, 368, 369, 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines: (...)*
>
> *2.5. **Prestación eficiente.***
>
> *2.6. **Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.** (...)*
>
> *2.9. Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad (...)" (negrilla fuera del original).*

Los párrafos anteriores muestran que la Ley 142 de 1994 establece los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos. Esto es lo mismo que el elemento: *"(i) las finalidades que han de guiar a la administración y los criterios materiales que orientarán la regulación para alcanzarlas".*[48]

El artículo 3 de la Ley 142 de 1994 establece los instrumentos de la intervención estatal en los servicios públicos domiciliarios:

> *"INSTRUMENTOS DE LA INTERVENCIÓN ESTATAL. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta ley, especialmente las relativas a las siguientes materias: (...)*

[47] Corte Constitucional. Sentencia C-150 de 2003 (M.P Manuel José Cepeda: Febrero 23 del 2003).
[48] Ibídem.

3.9. Respecto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios. (...)

Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determina esta ley; y los motivos que invoquen deben ser comprobables.

Todos los prestadores quedarán sujetos, en lo que no sea incompatible con la Constitución o con la ley, a todo lo que esta ley dispone para las empresas y sus administradores y, en especial, a las regulaciones de las Comisiones, al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos, y a las contribuciones para aquéllas y ésta".

Muestran estos dos artículos que la Ley 142 de 1994 es una ley que establece los fines en virtud de los cuales el Estado interviene y que adicionalmente consagra los mecanismos para la realización de dicha intervención (la regulación) la cual debe fundarse en los motivos determinados en la Ley 142 de 1994 y en hechos comprobables.

De tal forma que para los efectos de este análisis de constitucionalidad y legalidad, el último inciso reitera la supremacía de la Constitución en la presente materia.

Finalmente, el artículo citado da cumplimiento a la segunda parte del requisito contenido en el cuarto elemento, según la enunciación dada por la Sentencia C-150 de 2003 de la Honorable Corte Constitucional, el cual establece: *"(iv) especifiquen los parámetros de control por parte del juez contencioso administrativo"* ya que claramente establece el parámetro de control para el juez de lo contencioso administrativo: *"Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determina esta ley; y los motivos que invoquen deben ser comprobables".*

El artículo 4 consagra la calidad de esencialidad de los servicios públicos domiciliarios, así: *"SERVICIOS PÚBLICOS ESENCIALES. Para los efectos de la correcta aplicación del inciso primero del artículo 56 de la Constitución Política de Colombia, todos los servicios públicos, de que trata la presente ley, se considerarán servicios públicos esenciales".*

Con el presente artículo se muestra que el legislador consideró una serie de servicios como públicos y esenciales[49]. En otras palabras el artículo en cita define el objeto de protección por parte de la Ley 142 de 1994.

Mediante el artículo 9 de la Ley 142 de 1994, el legislador consagró ciertos derechos de los usuarios, entre los cuales se destacan:

"(...)

9.2. La libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización.

[49] Posteriormente, mediante la Ley 1341 de 2009 excluyó de dicha clasificación a las tecnologías de la comunicación.

9.3. Obtener los bienes y servicios ofrecidos en calidad o cantidad superior a las proporcionadas de manera masiva, siempre que ello no perjudique a terceros y que el usuario asuma los costos correspondientes.

9.4. Solicitar y obtener información completa, precisa y oportuna, sobre todas las actividades y operaciones directas o indirectas que se realicen para la prestación de los servicios públicos, siempre y cuando no se trate de información calificada como secreta o reservada por la ley y se cumplan los requisitos y condiciones que señale la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios" (...).

PARÁGRAFO. <Aparte entre paréntesis cuadrados [...] corregido mediante FE DE ERRATAS. El texto corregido es el siguiente:> [Las Comisiones de Regulación], en el ejercicio de las funciones conferidas por las normas vigentes, no podrá desmejorar los derechos de los usuarios reconocidos por la ley".

Este artículo muestra que en las actuaciones de las Comisiones de Regulación no se pueden desmejorar los derechos de los usuarios reconocidos por la Ley 142 de 1994, es decir, la ley misma crea límites a la potestad regulatoria de la CREG.

Muestra el artículo anterior que la Ley 142 de 1994 consagró los derechos de los usuarios que se pretenden proteger con la regulación, lo que es lo mismo el segundo elemento definido por la Corte Constitucional, esto es: *"(ii) las prestaciones o derechos que se busca asegurar por medio de la actividad objeto de regulación".*[50]

El artículo 10 de la Ley 142 de 1994 en reconocimiento de los mandatos constitucionales consagra: *"LIBERTAD DE EMPRESA. Es derecho de todas las personas organizar y operar empresas que tengan por objeto la prestación de los servicios públicos, dentro de los límites de la Constitución y la ley".*

El artículo 10 en cita reconoce claramente el derecho a la libertad de empresa de las personas. Recuérdese que las disposiciones de la Ley 142 de 1994 son un límite a los actos de la Regulación de las Comisiones, tanto en su contenido material como en el procedimiento a seguir.

El artículo 11 de la Ley 142 de 1994 establece:

"FUNCIÓN SOCIAL DE LA PROPIEDAD EN LAS ENTIDADES PRESTADORAS DE SERVICIOS PÚBLICOS. Para cumplir con la función social de la propiedad, pública o privada, las entidades que presten servicios públicos tienen las siguientes obligaciones: (...)

11.1. Asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente, y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al usuario o a terceros. (...)

PARÁGRAFO. Los actos administrativos de carácter individual no sancionatorios que impongan obligaciones o restricciones a quienes presten servicios públicos y afecten su rentabilidad, generan responsabilidad y derecho a indemnización, salvo que se trate de decisiones que se hayan dictado también para las demás personas ubicadas en la misma situación".

[50] Corte Constitucional. Sentencia C-150 de 2003 (M.P Manuel José Cepeda: Febrero 23 del 2003).

El artículo transcrito muestra que la propia Ley 142 de 1994 reconoce la necesidad de grabar con cierto grado de comportamiento a las empresas, en favor de conseguir de éstas la prestación continua y eficiente de los servicios públicos domiciliarios que éstas suministran.

Los anteriores artículos muestran que no sólo el legislador reconoció derechos en cabeza de los usuarios, sino en favor de las empresas prestadoras de servicios públicos (cumplimiento del requisito ii de los determinados por la Sentencia C-150 de 2003).

El artículo 13 dice: *"APLICACIÓN DE LOS PRINCIPIOS GENERALES. Los principios que contiene este capítulo se utilizarán para resolver cualquier dificultad de interpretación al aplicar las normas sobre los servicios públicos a los que ésta u otras leyes se refieren, y para suplir los vacíos que ellas presenten".*

En otras palabras, el artículo 13 consagra una disposición trascendental para el contenido de la regulación económica de las comisiones, esto es que los principios mencionados en el capítulo I de la Ley 142 de 1994 tienen fuerza vinculante y son necesarios en la aplicación e interpretación de dicha ley. En otras palabras las facultades de las Comisiones de Regulación incluidas aquellas señaladas en el literal a del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, en su aplicación e interpretación deben realizarse en virtud de los principios determinados por el legislador en el capítulo I de la Ley 142 de 1994.

El artículo 14 de la Ley 142 de 1994 consagra en sus numerales 10 y 11 los regímenes de:

> *"LIBERTAD REGULADA. Régimen de tarifas mediante el cual la comisión de regulación respectiva fijará los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor".*
>
> *"LIBERTAD VIGILADA. Régimen de tarifas mediante el cual las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar libremente las tarifas de venta a medianos y pequeños consumidores, con la obligación de informar por escrito a las comisiones de regulación, sobre las decisiones tomadas sobre esta materia".*

Se demuestra con lo anterior que el legislador no dejó la determinación de la fórmula tarifaria a la simple liberalidad del mercado, sino que diferencia entre dos regímenes para la determinación del precio final que se cobraría a los usuarios, de tal manera que la libertad en la formación de los precios únicamente procede en el régimen de libertad vigilada, y esto para un sector menor y marginal (la venta a medianos y pequeños consumidores) y no para los usuarios en general.

El numeral 13 del artículo 14 consagra: *"POSICIÓN DOMINANTE. Es la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado".*

El numeral en cita demuestra la consagración de dos situaciones que merecen la especial atención de la regulación y que justifican la diferenciación entre las empresas: i) la primera hace referencia al reconocimiento de la existencia de una posición

dominante de las empresas respecto de su relación con los usuarios, consagrando que la parte débil de la relación usuario-empresa es el usuario y no la empresa, la cual se presume que abusa de su posición de dominio, cuando ejerce las conductas determinadas en el artículo 133 de la Ley 142 de 1994, en otras palabras la regulación no puede tratar como iguales a los usuarios con las empresas, pero también debe reconocer que ii) entre las mismas empresas habrá una posición de demonio respecto al mercado de los servicios y de los sustitutos próximos cuando la empresa sirva al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado. En otras palabras, la Ley misma reconoce la diferencia entre las empresas que atienden al 25% o más de los usuarios de un mercado relevante, haciendo una diferenciación entre ellas y que ameritaría el trato diferente.

Con el artículo anterior se da cumplimiento a la primera parte del requisito contenido en el cuarto elemento, según la enunciación dada por la Sentencia C-150 de 2003 de la Honorable Corte Constitucional, el cual establece: *"(iv) las previsiones que impidan que algunas personas sean objeto de tratamientos arbitrarios o de beneficios ilegítimos, y que especifiquen los parámetros de control por parte del juez contencioso administrativo".*

En cumplimiento de la idea de democracia participativa los artículos 63 y 65 crean una serie de funciones y mecanismos de participación de los usuarios tanto en la expedición de la regulación como en la fiscalización de las empresas, o lo que es lo mimos en la forma como la propiedad privada, la libertad de empresa y la libre competencia se comporta.

Los artículos 14.18 y 69 de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las Comisiones de Regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos

El artículo 73 consagra las: *"FUNCIONES Y FACULTADES GENERALES. Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad (...)".*

El anterior artículo, el cual no puede ser leído como una norma aislada de la Ley 142 de 1994, trata de la facultad general de las Comisiones de Regulación de establecer las reglas (regulación económica) para el mercado de los servicios públicos correspondientes, cuando estos se encuentren en situación de monopolio o la competencia no sea de hecho posible, y en cualquier caso (esto es en el ejercicio de cualquier facultad) promover la competencia entre las diversas empresas, las cuales como bien lo reconoció el legislador no tienen la misma situación en el mercado, con lo cual para permitir la competencia se necesita de reglas de comportamiento diferencial.

Ciertamente, la Ley 142 de 1994 promueve la competencia y éste es uno de los fines de la regulación, pero no puede promoverse la competencia entre las empresas si no se reconoce que entre las mismas no se encuentra una situación de igualdad. Indudablemente en el mercado de los servicios públicos existen marcadas diferencias entre los diversos prestadores, bien en la generación/producción, transmisión/transporte, distribución o comercialización (lo anterior siguiendo los eslabones de la cadena de suministro de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible). De tal forma que se vulnerarían las disposiciones constitucionales y la letra misma de la Ley 142 de 1994 si no fuera posible que por intermedio de la regulación se promueva la competencia y la prestación de un servicio público domiciliario esencial eficiente, continuo e igualitario.

El Título VI, Capítulo I, de la Ley 142 de 1994 consagra los lineamientos generales de las fórmulas tarifarias, y los criterios para la definición de las mismas. Con estas disposiciones el legislador estableció una serie de principios y reglas que deben cumplir las Comisiones de Regulación para la determinación de las fórmulas tarifarias. Se reconoce que los usuarios son un grupo de relevancia constitucional que no puede quedar a la merced de la posición de dominio de las empresas, razón por la cual se adoptan fórmulas tarifarias para cada uno de los mercados relevantes atendidos por éstas.

Las empresas no son materialmente iguales, éstas tienen marcadas diferencias en el mercado de los servicios públicos que únicamente un organismo especializado puede conocer, previniendo los efectos negativos de las mismas o corrigiendo fallas que puedan presentarse en el mercado.

En el Titulo VII, Capítulo II, (artículos 106 y siguientes) de la Ley 142 de 1994 se establece una serie de mecanismos y procedimientos que deben seguirse para la expedición de los actos administrativos unilaterales, que sean necesarios para el cumplimiento de dicha Ley. Así, el artículo 106 consagra:

> *"APLICACIÓN. Las reglas de este capítulo se aplicarán en todos aquellos procedimientos de las autoridades que tengan el propósito de producir los actos administrativos unilaterales a que dé origen el cumplimiento de la presente ley, y que no hayan sido objeto de normas especiales".*

En otras palabras, la Ley 142 de 1994 crea un procedimiento para la expedición de los actos administrativos que el cumplimiento de la ley necesite, esto en cumplimiento de los mandatos del artículo 29 Constitucional.

Con las previsiones del Título VII, en su Capítulo II (artículos 106 y siguientes), se establecen: *"(iii) las reglas a las cuales se sujetará el órgano de regulación y que regirán la actividad regulada".*

Finamente, vale la pena decir que: *"La Constitución de 1991 diseñó un marco constitucional detallado en materia de servicios públicos a la luz del cual deben ser interpretadas las normas relativas a la regulación de su prestación. Tal marco lo componen algunos principios fundamentales consagrados en el título I de la Constitución, algunos derechos específicos consagrados en el título II de la misma (arts. 48, 49, 64, 67 y 78 de la C.P.), normas del régimen económico y de hacienda*

pública (arts. 333 y 334 de la C.P.) y, particularmente el título XII, capítulo 5 de la Constitución, 'De la Finalidad Social del Estado y de los Servicios Públicos'".[51]

Con la anterior enunciación se demuestra con los propios artículos de la Ley 142 de 1994 los elementos de constitucionalidad necesarios, establecidos como requisitos por parte de la Sentencia C-150 de 2003.

2.4. De los fines de la regulación:

La jurisprudencia constitucional ha establecido que los órganos de regulación han de ejercer sus competencias con miras a alcanzar los fines que justifican su existencia, esto es la regulación económica de un mercado dentro de un Estado que ha adoptado la forma Social de Derecho. Estos fines pueden ser agrupados en dos clases:

> *"La primera clase comprende los fines sociales que el mercado por sí mismo no alcanzará, según las prioridades de orden político definidas por el legislador y de conformidad con el rango temporal que éste se ha trazado para alcanzarlos. La segunda clase abarca los fines económicos atinentes a procurar que el mercado funcione adecuadamente en beneficio de todos, no de quienes dentro de él ocupan una posición especial de poder, en razón a su predominio económico o tecnológico o en razón a su acceso especial al proceso de toma de decisiones públicas tanto en el órgano legislativo como en los órganos administrativos clásicos.*
>
> *La regulación, en tanto que mecanismo de intervención del Estado, busca garantizar la efectividad de los principios sociales y el adecuado funcionamiento del mercado".*[52]

3. Competencia de la CREG para la implementación del gestor de mercado

3.1. Legalidad y competencia de la CREG para la implementación del gestor

Conforme se mencionó, el artículo 365 de la Constitución Política determinó que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que su prestación eficiente a todos los habitantes constituye un deber de éste. Asimismo, la Carta Política estableció que los servicios públicos están sometidos al régimen jurídico fijado por la ley y en su artículo 367 dispuso que la ley fijaría las competencias y responsabilidades relativas a su prestación, así como que establecería las entidades a cargo de la fijación de las tarifas. Igualmente, el artículo 370 de la Constitución estableció que corresponde al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.

Con base en lo anterior el legislador expidió la Ley 142 de 1994, estatuto especial para el sector de los servicios públicos domiciliarios con el que el Estado interviene de manera rigurosa el mercado y la economía mediante, entre otros varios aspectos, la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el establecimiento de sus funciones y la determinación de manera específica que esta entidad tendría, entre otras, las funciones especiales de:

---

[51] Corte Constitucional. Sentencia C-150 de 2003 (M.P Manuel José Cepeda: Febrero 23 del 2003).
[52] Corte Constitucional. Sentencia C-150 de 2003 (M.P Manuel José Cepeda: Febrero 23 del 2003).

- Regular el ejercicio de las actividades del sector de gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia y proponer la adopción de medidas para impedir el abuso de la posición dominante buscando la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia, pudiendo adoptar reglas de comportamiento diferencial, y

- Establecer el reglamento de operación para regular el mercado mayorista de energía y gas combustible.

Por tanto, las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 determinaron por un lado los fines, los instrumentos de la intervención del Estado en la economía y las funciones de la CREG, y por otro lado, limitaron la libertad económica.

En este contexto y conforme a la jurisprudencia proferida sobre la materia, corresponde a la CREG regular el servicio público domiciliario de gas combustible con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios; de otro lado, en tanto corresponde a la CREG ejercer una función de intervención, la entidad ostenta la facultad de emitir actos administrativos de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la Ley, y estos actos se constituyen en normas de orden público, imperativas y de obligatorio cumplimiento.

De esta manera, la determinación de los servicios a prestarse por el gestor del mercado constituyen una expresión de las competencias atribuidas directamente por la Ley a la CREG, esto es, la de regular el sector y la de establecer el reglamento de operación para regular el mercado mayorista de gas. Los servicios a desarrollarse por parte del gestor del mercado, definidos por la CREG, corresponden a la aplicación de un conjunto de mecanismos para recopilar información con base en la cual los agentes del mercado tomarán decisiones. También corresponde a la aplicación de un conjunto de mecanismos y procedimientos establecidos en la regulación a fin de facilitar las negociaciones entre los participantes del mercado. Se destaca que en manera alguna se está proponiendo, por analogía con el sector eléctrico, la prestación de servicios encaminados a la administración de un sistema de intercambios; lo anterior ya que el gestor no efectuará transacciones, ni actuará como mandatario.

Se trata en suma de la prestación de servicios a los agentes del mercado de gas natural con el alcance definido por la CREG con arreglo a su competencia amplia y concreta de regular el mercado y en el contexto del reglamento de operación del sector de gas combustible, para que éste funcione correctamente. En este orden de ideas, vale mencionar además que siguiendo los mandatos superiores y teniendo en cuenta el alcance de las facultades de regulación que le asisten a la CREG, las subastas se constituyen en mecanismos para la consecución de los fines contemplados en la Ley 142 de 1994, esto es, que los mercados se liberen gradualmente y se obtengan precios eficientes.

Así las cosas, con el propósito de evitar abusos de posición dominante, corregir fallas del mercado, promover la competencia, producir servicios de calidad y lograr que los competidores sean económicamente eficientes, la CREG puede, conforme a las funciones que legalmente le han sido atribuidas y a las finalidades establecidas por el legislador en su ley de intervención económica, establecer los instrumentos, los mecanismos y los procedimientos que propendan por tales fines superiores, con arreglo además a las normas reglamentarias.

Teniendo en cuenta el alcance y la rigurosidad de las disposiciones de la Ley 142 de 1994, los fines establecidos en la misma y el alcance de sus artículos 73 y 74, la CREG debe buscar que el mercado funcione de manera adecuada; así las cosas, los fines establecidos por el legislador en la Ley 142 de 1994 y que enmarcan las actuaciones de la CREG bien pueden materializarse mediante la prestación de servicios definidos por el regulador en el marco del reglamento de operación, encaminados a la promoción de la eficiencia y la libre competencia, lo cual constituye un objetivo legítimo a perseguir; se destaca que la definición de estos servicios en manera alguna constituye una "autorización", un requisito habilitante o un permiso previo o la creación de un ente, como se plantea en el comentario. Según la propuesta regulatoria, se está definiendo, conforme a los lineamientos constitucionales, legales y jurisprudenciales, el servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, según los Decretos 1260 y 1710 de 2013 y la Ley 142 de 1994.

4. Conclusiones

La Constitución Política y la jurisprudencia constitucional han definido a la regulación de los servicios públicos domiciliarios como una actividad estatal. En ese orden de ideas, la labor de la CREG en la implementación de la figura del gestor del mercado y la determinación de los servicios prestados por éste a los participantes del mercado no cambia el régimen general de los servicios públicos domiciliarios determinado por la Constitución Política y Ley 142 de 1994. Por el contrario, constituye un desarrollo legítimo de las disposiciones legales que enmarcan el ámbito de competencias de la CREG.

La Ley 142 de 1994 confirió una serie de facultades y atribuciones a la CREG, las cuales pueden y deben ser ejercidas según la autonomía y discrecionalidad con que el ordenamiento jurídico ha dotado a esta Comisión, sin que con dicho ejercicio se constituya una usurpación o extralimitación de funciones por parte de la CREG.

Con la adopción de una medida discrecional que se encuentra dentro del ámbito de las competencias atribuidas a la Comisión y con arreglo a los fines establecidos en la norma de intervención, no se modifican las normas superiores. Todo lo contrario, si la legislación le ha atribuido una serie de funciones a la CREG para que ésta las ejerza de manera discrecional, según su autonomía y especial conocimiento del mercado del servicio público domiciliario de gas natural, esto para garantizar su buen funcionamiento y asegurar una oferta energética eficiente a los usuarios finales, el adecuado y efectivo ejercicio de dichas facultades es un deber por parte del regulador, convirtiéndose en la razón misma para la existencia de la Comisión; en otras palabras, la CREG existe en el ordenamiento jurídico para ejercer sus competencias y para lograr el cumplimiento de los fines estatales en los sectores regulados por la entidad.

Con la medida del gestor del mercado la CREG no está creando un ente, una institución o cualquier otro tipo de organismo de la administración pública que haga parte del Estado. Se trata de la selección de una empresa que dará operatividad a medidas regulatorias, sin implicar tampoco un desprendimiento de la facultad regulatoria de la CREG hacia un tercero, o la modificación de la estructura del Estado en organización o nivel alguno.

Así las cosas, el gestor no es un agente de intervención. La medida interventora es la Ley, que se desarrolla mediante la regulación de la CREG y las definiciones normativas

que ésta adopta con arreglo a las normas superiores, incluidos los decretos reglamentarios, al establecer una serie de servicios que deberá cumplir el gestor.

Sobre la remuneración del gestor debe decirse que la misma provendrá de una retribución que darán las empresas beneficiarias de su labor, y la misma podrá ser traslada a los usuarios finales conforme a los lineamientos del Decreto 1710 de 2013 que establece claras directrices, que deben ser acatadas por la CREG en cumplimiento de su deber legal.

Se ha demostrado a la largo de este análisis que la CREG cuenta con amplias competencias para la regulación del servicio público domiciliario de gas combustible en la modalidad de gas natural derivadas de una ley que intervino el mercado de manera rigurosa. Diversas disposiciones del régimen legal vigente consagran facultades concurrentes y complementarias para la implementación de la figura del gestor del mercado.

3. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Consideramos que el tiempo de la franquicia como Gestor del Mercado es muy corta para efecto de amortización de inversiones. Por lo anterior, sugerimos que se implemente un período de por lo menos diez (10) años".*

"Frente a esta figura conviene que se aclare por parte de la CREG si:
i. El Gestor se debe constituir como ESP?
ii. En caso que la anterior aclaración sea negativa, quién vigila la gestión del gestor del mercado?".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

b. *"Según lo definido en el proyecto de Resolución, los ingresos permitidos al Gestor del Mercado serán pagados por los agentes Comercializadores, quienes recaudaran tales ingresos a los usuarios finales. Frente a este aspecto es conveniente que se aclare:*

i. Una vez recaudados estos dineros, a quién se los gira el Comercializador? El Comercializador descuenta de los dineros recaudados los costos del Gestor del Mercado?
ii. Los ingresos del Gestor serán a cargo solo de los Comercializadores que atienden usuarios finales, aplica a los Comercializadores que no atienden usuarios finales? Aplica a los agentes térmicos que adquieren gas para consumo propio?".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

c. *"En el mercado de energía eléctrica mediante la CREG 155/11 se definió la auditoria para el CND, ASIC y LAC. En esa resolución la Comisión señaló en forma expresa que el auditor debe ser seleccionado de una lista que elabore el C.N.O. y el L.A.C. Para el Reglamento del Mercado Mayorista de Gas recomendamos que en forma expresa la Comisión señale que la selección del auditor será de una lista que para tal efecto elabore el CNO Gas".*

Respuesta

Como se anunció oportunamente, las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios son materia de otra resolución de la CREG. En efecto, mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013 estas normas fueron sometidas a consulta de los interesados. Entre las condiciones de prestación del servicio incluidas en la Resolución CREG 155 de 2012 se encuentran las relativas a las auditorías de las que sería objeto el gestor del mercado.

d. *"Es fundamental que la Comisión adelante el procedimiento de convocatoria pública para la selección del gestor del mercado con la oportunidad suficiente, de tal manera que esté funcionando para la primera subasta de comercialización de gas natural."*

Respuesta

El cronograma para la selección del gestor del mercado se publicará oportunamente. Este cronograma considerará los tiempos en los que el gestor deberá iniciar la prestación de sus servicios.

4. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"No obstante, dada la relevancia del Gestor de Mercado dentro de la propuesta de la CREG[53], reiteramos el llamado a que la Comisión revise integralmente las bases legales de la propuesta del Gestor de Mercado, a fin de que la implementación de esta figura en el mercado de gas se encuentre plenamente justificada en el marco jurídico colombiano.*

En adición, si bien es conveniente desarrollar el esquema del Gestor de Mercado, consideramos que previamente deberán llevarse a cabo los ajustes que sean necesarios a la reglamentación actual del sector de gas natural a fin implementar la propuesta regulatoria adecuadamente (i.e. modificaciones a Res CREG 067/95, Res CREG 057/96 y Res CREG 071/99, entre otros)".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

De otro lado, en los artículos 50 y 51 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, en el artículo 19 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 155 de 2012, en los artículos 33 y 34 de la resolución sometida a consulta mediante la Resolución CREG 003 de 2013 y en el artículo 4 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 069 de 2013 se señalan las modificaciones y derogatorias a las actuales disposiciones regulatorias con el objetivo de implementar la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 armónicamente con la demás regulación vigente. Dentro de las resoluciones que se modifican o se derogan se encuentran las mencionadas en el comentario de Andesco.

b. *"Frente a esta figura conviene que se aclare por parte de la CREG: (i) El Gestor se debe constituir como ESP?, (ii) En caso en que no sea necesario, quién supervisará, vigilará y controlará gestión del Gestor de Mercado?".*

[53] Circular CREG 058 de 2012.

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

c. *"Se solicita a la Comisión dar claridad en los criterios para la selección del Gestor de Mercado, adicional a que es necesario establecer el esquema de remuneración del Gestor por parte de usuarios regulados y no regulados, lo cual deberá ser puesto a discusión con los agentes del sector, y especialmente, la forma como ésta remuneración se trasladará a la demanda a través de las fórmulas tarifarias".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

d. *"De otro lado, en la figura del Gestor del Mercado, se sugiere a la CREG que tenga en cuenta que tanto la información comercial y operativa así como la plataforma de información se debe transferir al eventual nuevo Gestor, a fin de evitar transiciones complejas y costosas para el mercado".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

Adicionalmente, el numeral 2 del artículo 5 y el numeral 6 del Anexo 1 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 establecen responsabilidades del gestor del mercado en materia de la conservación de la información que debe recopilar. De manera similar, el artículo 9 de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 155 de 2012 establece que para la adecuada prestación de los servicios a cargo del gestor del mercado éste adoptará las medidas necesarias para salvaguardar la información que recopile y asegurar el funcionamiento continuo del Boletín Electrónico Central, BEC.

En lo que respecta a la infraestructura, el *hardware* y el *software* que utilice el gestor del mercado para la prestación de servicios, las medidas sobre la materia se proponen en el parágrafo del artículo 9 y en el artículo 18 de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 155 de 2012.

e. *"De otro lado, se sugiere establecer por parte de la CREG algunos criterios mínimos o indicadores de cumplimiento para el Gestor de Mercado, los cuales, deberán quedar definidos en el proceso de contratación".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

5. Celsia S.A. E.S.P.

a. *"La definición del gestor del mercado como una entidad que centraliza información y gestiona algunos aspectos comerciales no se considera suficiente para la optimización del uso de la infraestructura de suministro y transporte. Se requiere que esta figura cuente con funciones más tendientes a la coordinación de la operación tanto entre los agentes del mercado de gas como entre el sector gas – electricidad.*

Frente a esta figura conviene que se aclare por parte de la CREG: (i) El Gestor debe adoptar la figura societaria de E.S.P.?, (ii) En caso que la anterior aclaración sea negativa, quién vigila la gestión del gestor del mercado?

En cuanto a la remuneración del gestor del mercado, la propuesta indica que los ingresos permitidos al Gestor del Mercado serán pagados por los agentes comercializadores, quienes recaudaran tales ingresos a los usuarios finales. Frente a este aspecto es conveniente aclarar: (i) Una vez recaudados estos dineros, a quién se los gira el comercializador? El Comercializador descuenta de los dineros recaudados los costos del gestor del mercado? (ii) Los ingresos del gestor serán a cargo solo de los comercializadores que atienden usuarios finales, aplica a los comercializadores que no atienden usuarios finales?"

Respuesta

La Comisión hace un esfuerzo permanente por promover la participación de los usuarios y de los agentes regulados en la detección de los aspectos del mercado que pueden ser objeto de mejora y en la identificación de los mecanismos que aporten a dicha mejora. El comentario presentado por Celsia en el primer párrafo transcrito se limita a enunciar la necesidad de que el gestor del mercado aporte a la coordinación del mercado de gas natural y a la coordinación de los mercados de energía eléctrica y gas natural. Sin embargo, en el comentario no se aclara qué debe ser objeto de mejora y cómo el gestor del mercado puede aportar a esa solución, razón por la cual no es posible presentar una posición al respecto. La Comisión seguirá abierta a recibir propuestas concretas con el ánimo de analizarlas y, si fuera el caso, implementarlas.

De otro lado, como ya se mencionó, mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013 la Comisión sometió a consulta de los interesados las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios, como parte del Reglamento de operación de gas natural. En esos proyectos de resolución se abordan los aspectos mencionados por Celsia.

b. *"En el sector de energía y mediante la resolución CREG 155 del 2011 se definió la auditoria para el CND, ASIC y LAC. En esa resolución la CREG señaló en forma expresa que el auditor debe ser seleccionado de una lista que elabore para ese efecto el C.N.O. y el L.A.C.*

   Para el Reglamento del Mercado Mayorista de Gas se sugiere que en forma expresa la CREG señale que la selección del auditor será de una lista que para tal efecto elabore el CNO Gas."

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 3, literal c.

c. *"Si bien se infiere en el proyecto de resolución que la Comisión antes que crear un nuevo agente en el mercado, lo que busca es abrir una convocatoria para la contratación de un gestor, que desarrolle las herramientas y administre las subastas de los mercados primario, secundario y minorista, y gestione la información del mercado, consideramos que el planteamiento de que sea un agente elegido periódicamente podría no ser conveniente, para la continuidad de los mercados y la evolución o mejora continua de las herramientas desarrolladas."*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

d. *"Por otro lado, consideramos que debe haber mayor claridad en relación con la función de recaudo de los recursos provenientes de las transacciones, garantías o prepagos, así como una estimación de los costos que deberán cubrir los agentes para el funcionamiento y mantenimiento de este esquema de mercado."*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

Por otra parte, se entiende que Celsia hace referencia al caso del esquema de prepago del proceso úselo o véndalo de suministro y transporte, en el cual el gestor del mercado puede fungir como depositario de dinero en prepago para facilitar el funcionamiento del esquema. Al respecto, a pesar de que la propuesta es clara en establecer la periodicidad con la que se deben realizar las transferencias al gestor, se complementa la propuesta para que la administración de estos recursos se de a través de un instrumento fiduciario de tal forma que el gestor del mercado no asuma responsabilidades que se deriven de la transferencia de los dineros. En este sentido, se acoge el comentario presentado por Celsia.

Adicionalmente, por medio de la Resolución CREG 003 de 2013 la Comisión sometió a consulta de los interesados el reglamento de comercialización de gas natural que contiene, entre otros, aspectos relacionados con la liquidación y la facturación de los servicios prestados en el mercado de gas natural y la interrupción de servicios por parte del gestor del mercado de gas natural.

6. Cementos Argos S.A.

"Gestor del Mercado. La definición del Gestor del Mercado como una entidad que centraliza información y gestiona algunos aspectos comerciales no se considera suficiente para la optimización del uso de la infraestructura de suministro y transporte. Se propone una función más tendiente a la coordinación de la operación tanto entre los agentes del mercado de gas como entre el sector gas – eléctrico."

Respuesta

La Comisión hace un esfuerzo permanente por promover la participación de los usuarios y de los agentes regulados en la detección de los aspectos del mercado que pueden ser objeto de mejora y en la identificación de los mecanismos que aporten a dicha mejora. El comentario presentado por Cementos Argos se limita a enunciar la necesidad de que el gestor del mercado aporte a la coordinación del mercado de gas natural y a la coordinación de los mercados de energía eléctrica y gas natural. Sin embargo, en el comentario no se aclara qué debe ser objeto de mejora y cómo el gestor del mercado puede aportar a esa solución, razón por la cual no es posible presentar una posición al respecto. La Comisión seguirá abierta a recibir propuestas concretas con el ánimo de analizarlas y, si fuera el caso, implementarlas.

7. Chevron Petroleum Company

a. *"Aunado a las observaciones y sugerencias planteadas a través de la comunicación de la ACP con respecto del acierto de esta figura para el funcionamiento del mercado y las inquietudes legales sobre las facultades de la CREG para crear este tipo de instituciones, así como para adjudicarle las facultades y funciones propuestas en la reglamentación, y crear el cargo para su remuneración, sugerimos considerar el concepto que la Doctora Nora Palomo realizó para el CNO Gas sobre el particular, y en el cual concluye que para dar la debida legalidad, podría analizarse la posibilidad de tramitar un Decreto del Ministerio de Minas y Energía."*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

b. *"Considerando la información que la comisión le solicita a cada uno de los agentes pudiera en muchos casos ser catalogada por los agentes como información confidencial, como puede ser el caso de precios, cláusulas especiales acordadas con el cliente, entre otras, es necesario que exista un acuerdo de confidencialidad entre el GM y los agentes que permita garantizar que la información se encontrará en todo momento protegida. Inclusive, cada Agente debería poder indicar claramente la información que tiene esa condición de confidencialidad y el GM deberá comprometerse a reportarla exclusivamente de manera agregada."*

Respuesta

En la regulación se está señalando de manera explícita cuál es la información transaccional y operativa a recopilar, verificar y publicar por parte del gestor del mercado. En el caso de la publicación se enuncia de manera clara qué información debe publicarse de manera agregada.

Ahora bien, en el anexo sobre información transaccional y operativa se establece que los agentes deberán declarar al gestor del mercado, además de la definida de manera específica en la resolución, "la demás información que determine la CREG" y asimismo se determina que el gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos, caso en el cual su remisión será una obligación para el agente.

Si se analiza el contenido del Anexo 1 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se evidencia que expresamente se ha establecido que *"El gestor del mercado no identificará las transacciones individuales en la información publicada"*, de manera que la obligación de publicación de información por parte del gestor versa sobre información o datos agregados.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que el gestor puede pedir copia íntegra de contratos, ello puede efectivamente implicar la remisión al gestor del mercado de información que puede revestir carácter confidencial. Por tanto, en la Resolución definitiva se hacen ajustes encaminados a que se dé el tratamiento adecuado a la información que revista carácter confidencial o reservado.

De esta manera se considera que si bien se debe garantizar que la información esté protegida, no se debe limitar la declaración o remisión de información al gestor del mercado.

Por lo anterior, dado que el gestor está obligado a cumplir con dichas obligaciones de confidencialidad y de protección a la información reservada, no se considera necesaria la suscripción de acuerdos de confidencialidad entre cada uno de los agentes y el gestor del mercado ya que se pueden generar riesgos jurídicos y operativos al gestor del mercado.

c. *"Por otro lado, si bien es cierto que se encuentra incluida dentro la propuesta regulatoria las implicaciones que para los agentes representaría la no entrega de información, no está definida de manera clara, la protección que debería tener el GM ante imprecisiones, errores u omisiones por parte de dichos agentes con respecto a los reportes de información solicitados ni tampoco está definida la responsabilidad del GM frente a las mismas situaciones. Este aspecto, junto con los tiempos para entrega de información, los formatos, eventuales penalizaciones, procedimiento para corrección de errores, planes de contingencia, procedimientos para la protección de la*

información, respaldo tecnológico y demás aspectos necesarios para el correcto desempeño del GM, deberían ser especificados de manera clara, en un protocolo que podría ser incluido en resolución posterior. Para estos efectos, la participación del CNOgas pudiera ser útil para la identificación y elaboración de todos los temas antes mencionados y que son vitales para el correcto desempeño del GM y el consecuente éxito del nuevo marco de comercialización de gas."

Respuesta

En la Resolución CREG 155 de 2012 se propone que para la adecuada prestación de servicios, el gestor del mercado adoptará las medidas necesarias para salvaguardar la información que recopile y asegurar el funcionamiento continuo del Boletín Electrónico Central. En este sentido el gestor del mercado deberá adoptar las medidas propuestas en la regulación sobre el manejo de la información y sobre el funcionamiento del BEC.

En el Anexo 1 de la Resolución CREG 113 de 2012 se proponen tiempos de entrega de la información y que el gestor del mercado defina los formatos a través de los cuales se entregará la misma. A pesar de que esta resolución es clara en que i) la no declaración de información; o ii) la entrega de información inconsistente podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia, se considera pertinente ajustar la resolución para dejar explícito que el gestor del mercado no asume responsabilidades que se deriven de la calidad de la información reportada por los agentes.

d. *"Para efectos de evitar riesgos futuros en el manejo de recursos financieros por parte del GM durante los procesos transaccionales en los diferentes tipos de mercado donde participa, solicitamos se estudie la posibilidad de solicitar al GM garantías que respalden los riesgos mencionados y para además, otorgar mayor confianza al mercado."*

Respuesta

El gestor del mercado gestionará información transaccional y operativa. Como está diseñada la propuesta, el gestor no tendrá la labor de administrar recursos financieros. En el caso del esquema de prepago del proceso úselo o véndalo de corto plazo en el cual el gestor del mercado puede fungir como depositario de dinero en prepago para facilitar el funcionamiento del esquema, a pesar de que la propuesta es clara en establecer la periodicidad con la que se deben realizar las transferencias al gestor, se complementa la propuesta para que la administración de estos recursos se de a través de un instrumento fiduciario de tal forma que el gestor del mercado no asuma responsabilidades que se deriven de la transferencia de los dineros.

e. *"En cuanto al pago al gestor como remuneración de sus servicios prestados, la Constitución Política exige que el método de recaudo del pago sea creado por medio de la ley, lo cual preocupa cuando el Proyecto de Resolución quiere fijar un cobro que asumen los usuarios. (Art 338, C.P.). Sin embargo, en caso de tener el suficiente soporte legal y que esté libre de tecnicismos legales que puedan afectar su creación sugerimos modificar el artículo 7 para que el ingreso al GM sea pagado por todos los agentes compradores del Mercado Primario, quienes podrán recaudar tales ingresos de los usuarios finales.*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.4, numeral 1.

f. *Otros puntos a considerar serían: incluir un plazo máximo para definir condiciones del concurso público de selección del gestor y pedir consulta sobre las mismas a todos los agentes; aclarar quién es el responsable en el mecanismo de recaudo, es decir incluir empresas ESP; limitar acceso de información y permitirla solo a los agentes registrados.*

Respuesta

Ver las respuestas a los comentarios de la sección 2.4, numeral 1 y de la sección 2.4, numeral 5, literal d.

8. CNO, Consejo Nacional de Operación

a. *"En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010, adoptadas por la Ley 1450 de 2011 se prevé que para el fortalecimiento institucional en el sector de gas natural se requiere (...) i) contar con un nuevo agente responsable de la gestión técnica del sistema nacional de transporte de gas natural, velando por la continuidad y seguridad del suministro en el corto y mediano plazo y la coordinación con el sector eléctrico; y ii) ajustar el rol que desempeña actualmente el Consejo Nacional de Operación de gas CNO, para que desarrolle los acuerdos operativos y protocolos que se requieran para nivelar el sector, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.*

El artículo 20 del Decreto 2100 de 2011 "Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones" prevé lo siguiente:

> *'Artículo 20. Gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural.* ***La CREG evaluará la necesidad*** *de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural,* ***con el objeto de*** *propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural y, por ende, un mejor desempeño y coordinación entre los Agentes Operacionales.*
>
> *Parágrafo.* ***En el evento de que la CREG decida*** *que se requiere contar con la prestación del servicio a que se refiere este Artículo,* ***establecerá la metodología*** *para seleccionar y remunerar dichos servicios, asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos, así como la experiencia comprobada en las actividades a desarrollar.'(negrilla fuera de texto)*

El Decreto 2100 de 2011 fue expedido por el Presidente de la República, con base en las facultades previstas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política de ejercer la potestad reglamentaria mediante la expedición de decretos, resolución y ordenes necesarios para la cumplida ejecución de las leyes. En el artículo 20 del mencionado Decreto se le asigna a la CREG en el marco de su competencia, evaluar la necesidad de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural y a continuación en el mismo artículo se prevé que si como resultado de la evaluación, la Comisión decide que para (...)"propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural y, por ende, un mejor desempeño y coordinación entre los Agentes Operacionales.", establecerá la metodología de selección y remuneración de dichos servicios.

La Comisión en ejercicio de las funciones que le son asignadas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y de manera específica en desarrollo de las tareas previstas desde la Ley 1450 de 2011 y reglamentadas en el Decreto 2100 de 2011, pone en consulta para recibir comentarios la Resolución CREG 113 de 2012 "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural", facultado por el literal c) del artículo 74 de la Ley 143 de 1994, que dispone como una función especial de la CREG, (...)"establecer el reglamento de operación para ... regular el funcionamiento del mercado mayorista de ... gas combustible." En desarrollo del objetivo

fundamental de la Resolución CREG 113 de 2012, la Comisión propone la reglamentación de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación y como un elemento institucional importante incorpora la figura del Gestor de Mercado.

Al respecto celebramos que la Comisión, atendiendo el propósito de fortalecimiento institucional de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 y después de evaluar la pertinencia de contar con un agente que se encargue de la prestación de los servicios de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, determinó la necesidad de su existencia, para que entre otras funciones se organice y centralice su información comercial y operativa. En este sentido recomendamos a la Comisión dar claridad acerca de la naturaleza jurídica del gestor de mercado, dado que no obstante está justificada la necesidad de su creación, la cual compartimos, no está claro cuál será el acto de su constitución, a pesar de que en el Documento 062 de 2012 se prevé que (...)"estará sujeto a contrato regulatorio por un periodo definido y su selección cumpliría principios de objetividad y transparencia"."

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.4, numeral 2.

b. *"De acuerdo a la presentación de la Resolución CREG 113 que llevó a cabo la Comisión, se prevé como aspectos institucionales que el gestor del mercado estará sujeto a regulación de la CREG y a la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD; sobre este último aspecto es importante que se considere lo previsto en el artículo 79 de la Ley 142 de 1994, en el sentido de (...)'que la competencia de esta Superintendencia se contrae a ejercer vigilancia sobre las personas prestadoras de servicios públicos a que se refiere el artículo 15 de la ley 142 de 1994, o que sin haberse acogido a ninguna de estas formas jurídicas se dediquen a prestar alguno de los servicios públicos o de las actividades a que se refiere el artículo 1 de la ley 142 de 1994.[54]. Por lo anterior, sería recomendable que el gestor del mercado se constituyera como una sociedad anónima prestadora de servicios públicos del orden nacional, de carácter comercial, independiente de los sectores de gas y electricidad, cuyo objeto social principal, como lo prevé el Decreto 2100, no solo sería ser el gestor del mercado, sino también de la información operativa del sector de gas natural."*

Respuesta

Como se anunció oportunamente, las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios son materia de otra resolución de la CREG. En efecto, mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013 estas normas fueron sometidas a consulta de los interesados. Es precisamente dentro del marco de esas resoluciones que se abordarán los asuntos mencionados por el CNO.

c. *"En desarrollo del lineamiento de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo, de contar con un agente responsable de la gestión técnica del sistema nacional de transporte de gas natural, que vele por la continuidad y seguridad del suministro en el corto y mediano plazo y la coordinación con el sector eléctrico,recomendamos que en la Resolución definitiva sea explícita la función que el gestor del mercado tendría de compartir la información operativa del sector de gas natural con el operador del Sistema eléctrico para la debida coordinación de los dos sectores."*

[54] Concepto 047 de 2007. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Respuesta

En el Anexo 1 de la Resolución CREG 113 de 2012 se puede evidenciar que la propuesta contempla que el gestor del mercado tenga la obligación de publicar información, parte de la cual tiene carácter operativo. Por el momento la Comisión no ha considerado necesario que el gestor del mercado publique información adicional del sector de gas natural, o que la envíe a otro agente. Si la Comisión, en cumplimiento de sus funciones, encuentra necesario requerir este servicio al gestor del mercado lo hará mediante el debido conducto.

d. *"(...) encontramos también que consecuente con la naturaleza jurídica actual del CNO gas, en el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, se prevé que 'Cuando la CREG lo solicite,* ***el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos*** *que se requiera con el fin de* ***establecer los procedimientos, definiciones y parámetros*** *básicos que deben regir para: ... (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.' (negrilla fuera de texto), o por su propia iniciativa podrá someter a consideración de la Comisión los protocolos y acuerdos operativos que se requieran para garantizar una operación segura, confiable y económica del SNT. Por lo que de manera alguna el CNO gas podría ejercer una función operativa como la que se propone en la Resolución CREG 113, de coordinación de mantenimientos.*

   Al respecto, recomendamos a la Comisión considerar que la función de coordinación de los mantenimientos sea asignada al agente que presta los servicios de gestión del mercado; el cual según lo previsto en el artículo 5 de la misma Resolución, centraliza la información operativa y tal como está definido en el literal c, numeral 4.1 del Anexo 1, tendría que recopilar la información sobre las indisponibilidades no programadas, además de coordinar las indisponibilidades cuando se trata de eventos programados, para lo cual contaría con los protocolos y acuerdos operativos propuestos por el CNO gas y adoptados por la Comisión".

Respuesta

En el parágrafo 3 del artículo 11 de la Resolución CREG 113 de 2012 se propone, como parte de las funciones asignadas al CNO Gas en el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, que el CNO Gas expida los acuerdos y protocolos operativos que se requieran para la programación de suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos.

e. *"Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT y los transportadores informarán al CNO Gas y <u>coordinarán</u> con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, <u>de acuerdo con el protocolo que el CNO Gas defina</u> dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución". (subrayado fuera de texto original)*

Por otra parte, se debe mencionar que de los estudios realizados por la Comisión se concluyó que es necesario implementar la figura del gestor del mercado, soportada en el numeral 4.1 del Documento CREG-062 de 2012. Este prestaría los servicios previstos en la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, sin tener responsabilidad en aspectos operativos del sistema. Dentro del alcance de los objetivos de la figura del gestor del mercado no hay espacio para asignar funciones de coordinación de los mantenimientos.

9. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

a. *"Le asiste la inquietud al Consejo de que no existan suficientes facultades para que la Comisión cree un nuevo ente como el Gestor de Mercado y que esto impida su constitución o afecte su funcionamiento".*

Al respecto el CNO Gas presentó concepto jurídico en el que se anotan los siguientes argumentos de orden legal:

> *"1. En el proyecto debería hacerse absoluta claridad en el sentido de que el gestor del mercado es el encargado de administrar el sistema de intercambios de información necesaria para i) el adecuado funcionamiento del mercado mayorista de gas, ii) facilitar que las transacciones que llevan a cabo los agentes, mediante negociación directa o subastas, se realicen bajo condiciones que promuevan efectivamente y hagan posible la libre competencia, iii) lograr la operación coordinada de los mercados mayoristas de energía eléctrica y de gas natural y iv) apoyar las labores de seguimiento y vigilancia del mercado de gas que corresponde realizar a las autoridades competentes.*
>
> *Como está definido el BEC y el gestor del mercado, el proyecto deja la impresión de que el BEC es simplemente un sistema de recopilación de información con fines de seguimiento y verificación y en ese sentido no dista mucho del SUI para el sector de gas natural, lo cual podría crear conflictos de competencias con la Superservicios y dar oportunidad a que se cuestione catalogándolo como un SUI paralelo. En otras palabras, las definiciones de BEC y la descripción de las actividades del gestor no se corresponden con el alcance que se está dando a lo largo del proyecto".*

Respuesta

En el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 de 2012, se manifiesta que la implementación de la figura del gestor del mercado busca promover la competencia en el mercado de gas natural, haciéndolo más transparente y líquido. Para lograr el anterior objetivo la Comisión adicionalmente expidió las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013, mediante las cuales se proponen reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios, de tal forma que la empresa seleccionado para ser gestor del mercado sea un agente independiente, neutral y transparente.

En cuanto al BEC y a su eventual paralelismo frente al SUI definido o creado legalmente y administrado por la SSPD, es preciso señalar que el BEC al igual que los BEO definidos en el RUT responden a las necesidades de información del sector y específicamente a los aspectos comerciales del mercado de gas natural. El BEC se define en la Resolución CREG 113 de 2012 como página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa de libre acceso, y en la que participantes del mercado intercambian información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural.

Teniendo en cuenta el comentario se modificará la definición del BEC con el propósito de ajustarla y ligarla de una mejor manera a las actividades del gestor del mercado.

> *"2. Es más adecuada la función de organizar y administrar la información que deben remitir los agentes, que simplemente recopilarla; además esta última actividad pone en cabeza del gestor la función de obtener la información y desdibuja el deber de remitirla que debe estar en cabeza de los agentes".*

Respuesta

Respecto a los servicios a cargo del gestor del mercado se reiteran las respuestas dadas a los comentarios presentados en la sección 2.4, numeral 8, literales c y d, adicionando que en el numeral 5 del artículo 5 de la propuesta de Resolución CREG 113 de 2012 ya está la labor de poner a disposición de las autoridades competentes la información transaccional y operativa que las mismas le soliciten para identificar comportamientos de los agentes que puedan afectar la libre competencia.

Adicionalmente y frente al comentario consistente en que es más adecuada la labor de organizar y administrar la información que deben remitir los agentes, que simplemente recopilarla, teniendo en cuenta que el gestor tiene además la de publicar de manera agregada la información señalada en el Anexo 1, es claro que posterior a dicha recopilación debe haber unas actividades de organización y administración de la información, razón por la cual no se acoge el comentario, al considerar suficientemente clara la redacción.

> *"3. A mi juicio, la función de verificar la Información, esto es, examinarla y comprobar que corresponde a la verdad, es propia del órgano de inspección, vigilancia y control, razón por la que debe quedar claro que en el proyecto que la veracidad de la información es responsabilidad del agente que la reporta. Lo que debería hacer el gestor es hacerle seguimiento a esa información y de encontrar indicios de que no corresponde con la realidad, solicitar a la autoridad competente la investigación y aplicación de medidas. En este punto debe quedar claro si le corresponde a la CREG (Art. 73.26 Ley 142/94) o a la SSPD (art. 79, Ley 142/94 o Ley 689)".*

Respuesta

Frente al comentario del numeral 3, en sentido exegético efectivamente la verificación podría hacer alusión a una eventual función de control e inspección; no obstante y dado que la omisión en el registro o remisión de la información al gestor acarrea consecuencias para el participante del mercado, que el gestor deba analizar la información recibida para proceder a su publicación y que para estas labores pueda confrontar a las partes ante discrepancias o diferencias en la información reportada, adquiere sentido la verificación mencionada y es en este contexto en el que ha de entenderse el alcance de tal concepto y no en el de dotar al gestor de unas funciones que claramente no le corresponden como tampoco a la CREG. Es claro que legalmente las funciones de inspección, vigilancia y control de las empresas del sector corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. En todo caso, en caso de encontrar situaciones que ameriten ponerse en conocimiento de las autoridades correspondientes, la resolución prevé que así se proceda por parte del gestor. Por tanto, no se acoge el comentario.

No obstante lo anterior, como se mencionó en respuesta al comentario del literal c del numeral 7 de la sección 2.4, se ajustó el anexo sobre información transaccional y operativa para aclarar que el gestor del mercado no asumirá responsabilidad alguna por la calidad de la información publicada por él, estando obligado exclusivamente a realizar las verificaciones señaladas en este anexo. Así las cosas, el gestor del mercado será responsable por constatar que la información declarada por los diferentes participantes del mercado satisfaga los criterios de verificación señalados expresamente en la regulación, pero de ninguna manera será responsable de identificar si la información declarada se ajusta a la realidad de las negociaciones y de las operaciones del sector.

> *"4. La actividad de seguimiento, como está definida en el proyecto se confunde con el deber de reportar la información que soliciten las autoridades competentes. Esto último simplemente es el*

deber de responder a las peticiones de información y en nada corresponde a la actividad de seguimiento".

Respuesta

En atención al comentario, se modificará la expresión por "reporte de información para el seguimiento del mercado mayorista".

"5. Es necesario que en el proyecto se establezca expresamente el deber para los agentes de remitir al gestor la información requerida para los fines de la resolución (que además deberían estar explícitos, pues así se puede diferenciar más claramente respecto de SUI y de la funciones de la SSPD), que esta debe ser veraz y oportuna, su periodicidad, la forma y las consecuencias de no hacerlo, con sujeción a lo que establece la ley respecto al incumplimiento del deber de información y que son de responsabilidad exclusiva del agente las imprecisiones, errores u otras falencias en que se incurra en el reporte".

Respuesta

Se considera que estos aspectos están contenidos en el Anexo 1 de la propuesta de resolución.

"6. Una cosa es que la información sea de libre acceso a los agentes del mercado mayorista y otra cosa es que sea de "dominio público" (artículo 41 del proyecto). ATENCION: ADEMÁS EN ESTE ÚLTIMO ARTÍCULO SE ESTÁ ELEVANDO EL REGISTRO DE LOS CONTRATOS A REQUISITO DE VALIDEZ DE LOS MISMOS, LO CUAL ES ABIERTAMENTE ILEGAL".

Respuesta

Se acoge el comentario y en este sentido se ajusta la resolución definitiva. Se corrige la redacción con el fin de evitar posibles confusiones que impliquen que se esté elevando el registro a requisito de validez de los contratos.

"7. La expresión 'el gestor del mercado deberá realizar las subastas a que se refiere el Artículo 23' es inapropiada, pues en realidad conforme a lo establecido en esta norma la subasta la realizan los agentes, sólo que lo hacen a través del gestor del mercado. Este aspecto debe quedar muy claro, pues de ello depende la responsabilidad del gestor y de los agentes por las obligaciones que se contraigan en la subasta. ATENCIÓN: En el proyecto se somete al perfeccionamiento posterior entre agentes de los contratos que resulten de la subasta, lo cual resulta contraproducente, porque en el proceso de "perfeccionamiento", (que además no se entiende a qué se refiere, si se tiene en cuenta que se trata de contratos que por definición legal son consensuales; otra cosa es que la regulación prevea que deban suscribirse, lo cual no necesariamente implica que el escrito sea un requisito de perfeccionamiento), las partes podrían renegociar o modificar los resultados, perdiendo la utilidad pretendida con la subasta".

Respuesta

Se considera acertado el comentario y en este sentido se ajustará la redacción del numeral 3 del artículo 5 de la resolución, atendiendo a que la subastas efectivamente las realizan los participantes del mercado a través de la gestión del gestor.

En cuanto al segundo comentario se harán los ajustes pertinentes en la resolución para evitar malas interpretaciones o confusiones entre el perfeccionamiento de los contratos y la suscripción de éstos, atendiendo a que el perfeccionamiento de los contratos mercantiles, por regla general se da, desde que las partes se ponen de acuerdo en los elementos esenciales

de los mismos. En todo caso, se hace énfasis en que los agentes no pueden renegociar o modificar los resultados de la subasta. En este sentido se establecerá una previsión en la resolución definitiva.

> *"8. Si el gestor del mercado es simple facilitador de las transacciones en los mercados de secundario y de corto no debería atribuírsele anticipadamente responsabilidad por esa labor. Responsabilidad, en sentido jurídico, consiste en asumir las consecuencias de las obligaciones contraídas en los contratos y por los perjuicios causados con el incumplimiento u otro tipo de daños".*

Respuesta

Atendiendo el comentario se modificará la redacción del numeral 4 del artículo 5.

> *"9. Sería más apropiado que sea la autoridad competente la que defina si, en cada caso concreto, el no reporte de información es una práctica restrictiva de la competencia, competencia desleal o, incluso, abuso de posición dominante; por eso es mejor señalar en términos generales que esa conducta puede ser tenida como una práctica contraria a la libre competencia".*

Respuesta

Se acoge el comentario, y en tal virtud se modifica el parágrafo 1 del artículo 5.

> *"10. La CREG no tiene competencia para atribuir ni para quitar funciones, por eso no es apropiado establecer, como se propone en el proyecto, que el gestor del mercado no tiene competencia para investigar y sancionar a las empresas. Basta con que se defina adecuadamente el alcance de la labor de seguimiento de la información que le corresponde realizar al gestor, para apoyar la inspección, vigilancia y control que le corresponde a las autoridades competentes".*

Respuesta

Es claro que la CREG no puede atribuir funciones. Lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 5 tiene el propósito de brindar absoluta claridad a todos los participantes del mercado acerca del alcance de las actividades a desarrollar por el gestor y evitar malas interpretaciones frente a la actividad de seguimiento, no obstante haberse acogido un comentario anterior relativo al seguimiento y haberse modificado la redacción en la resolución final.

> *"11. La CREG tampoco tiene, en nuestro sentir, facultades legales expresas para crear u ordenar la creación del ente que sería el gestor del mercado. Las disposiciones de las Leyes 142 y 143 que le atribuyen funciones y competencias a la autoridad reguladora, no contemplan dicha facultad. Para ello, sería necesario que un decreto expedido por el Presidente de la República, en ejercicio de las funciones establecidas en el artículo 189, numeral 16, dispusiera la creación del mencionado ente, si se decidiese que perteneciera al ámbito estatal. O, si lo decidiere un grupo de agentes económicos, incluidos los del sector de gas natural, podría tomar la decisión de constituir el ente, y solicitar a la CREG definir los ingresos regulados por concepto de los servicios que preste; para lo cual CREG podría abrir una convocatoria con el fin de seleccionar la persona interesada que ofrezca unos costos eficientes para la prestación del referido servicio".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.4, numeral 2.

"12. La CREG carece de competencia para adelantar el concurso público con el objeto seleccionar al gestor del mercado (a mi juicio la definición de quién realiza este concurso necesita Decreto); en todo caso, debe quedar claro si la selección implica la celebración de un contrato o si simplemente se trata de la escogencia de la persona que interesada en prestar, por su propia iniciativa y riesgo, este servicio a los agentes del mercado mayorista de gas, con sujeción a la regulación de la CREG".

Respuesta

Estos asuntos se abordan en las resoluciones sometidas a consulta mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013.

b. *"El enfoque de corto plazo en la contratación periódica de los servicios del Gestor del Mercado para una actividad tan especializada como la propuesta para el Gestor puede impedir que se consolide la generación de conocimiento, la formación de los recursos humanos y la madurez corporativa requeridos para el desarrollo del mercado mayorista de gas. Aunque es posible que existan en el mercado modalidades de outsourcing para el desarrollo de subastas o para labores de corretaje en bolsas de valores y aunque eventualmente el Gestor de Mercado no requiera un gran volumen de activos fijos, sugerimos a la CREG explorar un esquema institucional más robusto y con vocación de permanencia en el largo plazo.*

   En caso de que el esquema utilizado sea similar a un outsourcing es importante definir no solamente la propiedad de la información sino también los derechos sobre del software que se desarrolle".

Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios presentados en la sección 2.4, numeral 1 y en la sección 2.4, numeral 4, literal d.

c. *"Teniendo en cuenta que el período de transición del proceso de contratación realizado bajo el régimen de la Resolución CREG-118 de 2011 concluye el 31 de diciembre de 2013, el Gestor del Mercado tendría que estar en operación el próximo año. Se considera que los tiempos de contratación y de puesta en funcionamiento pueden ser insuficientes".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

10. Concentra Inteligencia en Energía SAS

"Competencia de la CREG en cuanto a la creación del Gestor de Mercado

Las reformas al sector gas natural planteadas en la Resolución CREG 113 de 2012 se sustentan en la introducción de la figura del Gestor de Mercado, que resulta ser fundamental en el esquema de comercialización propuesto por la CREG. Por lo anterior, Concentra considera prioritario que se estudie con detenimiento la competencia de la Comisión en cuanto a la creación del Gestor de Mercado, con el fin de asegurar la solidez jurídica de las reformas que se adopten para el sector.

Al respecto, Concentra contrató un análisis jurídico con la firma Estudios Palacios Lleras sobre el "Alcance y competencia del Gobierno en la creación del gestor del mercado de gas natural", cuyo resultado fue remitido a la CREG, al Ministerio de Minas y Energía y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Dada la importancia del tema, Concentra sugiere que este

documento sea estudiado y considerado al interior de la Comisión en el análisis sobre la implementación del Gestor de Mercado".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

De otro lado, frente al estudio de autoría del doctor Hugo Palacios Mejía, se debe puntualizar lo siguiente:

- Es cierto, como lo plantea el estudio, que la CREG no tienen facultades para la modificación de la estructura de la administración pública. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el gestor del mercado será una empresa de naturaleza privada cuya creación no corresponde a la CREG, por lo cual no es cierto que con dicha figura se modifique la estructura de la administración pública.

- La Comisión tiene absolutamente claro que la Ley 142 de 1994 establece el régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que dicha ley no puede ser modificada por la regulación expedida por la CREG. También tiene claro que la misma Ley 142 de 1994 estableció toda una serie de competencias en favor de la CREG para la eficiente regulación del mercado, cuya finalidad genérica consiste en lograr la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios, mediante la regulación de monopolios y la promoción de la competencia, procurando así por una oferta energética eficiente para los usuarios.

La regulación expedida por la CREG para los servicios públicos domiciliarios regulados por ella se da en virtud de una facultad legal que se ha confiado a un órgano del ejecutivo para dictar actos administrativas (de carácter general o particular) los cuales deben sujetarse a la Constitución, a la ley, a los decretos reglamentarios y a las directrices dadas por el Presidente de la Republica, así como a las orientaciones y políticas que dicte el Ministerio de Minas y Energía.[55]

a. *"Independencia del Gestor de Mercado*

La propuesta de la CREG plantea la implementación de la figura del Gestor de Mercado, como un agente independiente, idóneo y neutral asignándole las funciones de gestión de información, gestión de transacciones en el mercado primario, mercado secundario y de corto plazo, así como el análisis y seguimiento del mercado de gas natural.

Con relación al carácter independiente del Gestor de Mercado, Concentra quiere llamar la atención sobre la diferencia entre propiedad e independencia. Si bien la independencia es una condición necesaria en el ejercicio de las funciones del Gestor de Mercado, es importante enfatizar que la independencia es una característica que no está condicionada a la propiedad.

Tanto la implementación del Boletín Electrónico Central como el análisis y seguimiento del mercado responden al objetivo proveer al mercado de gas natural con información oportuna. En tanto que la gestión de transacciones en los mercados primario, secundario y de corto plazo soportan los mecanismos de comercialización diseñados por la CREG para promover la competencia en el mercado. En resumen, en el desarrollo de sus funciones, los servicios que provee el Gestor de Mercado son esencialmente bienes públicos. No obstante, el Gestor desarrolla sus actividades en un contexto donde existen claros conflictos de interés entre los

[55] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-1162 de 2000 (M.P. José Gregorio Hernández Galindo: Octubre 16 del 2008).

diferentes agentes de la cadena: productores, transportadores, comercializadores, distribuidores y generadores térmicos. La condición de independencia del Gestor de Mercado responde a la necesidad de alinear esos intereses divergentes hacia el objetivo común de lograr un mercado de gas natural eficiente.

En este sentido, existe independencia si las decisiones del Gestor no son controladas por un agente o un grupo de agentes (productores, transportadores, distribuidores, comercializadores o generadores térmicos). Esta noción de independencia como ausencia de control en las decisiones, se extiende además a la relación entre el gobierno y el Gestor. La independencia del Gestor frente al gobierno es particularmente relevante en el caso colombiano debido al control que ejerce en algunas empresas del sector de gas natural.

El control sobre las decisiones del Gestor no está determinado por la estructura de propiedad. Por ejemplo, un Gestor de naturaleza pública, en el cual las empresas privadas no tienen participación, puede no ser independiente si el gobierno tiene injerencia en su toma de decisiones en favor de las empresas de su propiedad. En este sentido, sin importar la estructura de propiedad, pública o privada, la independencia del Gestor de Mercado se logra a través de estructuras de aíslen el proceso de toma de decisión de la influencia de intereses particulares.

Algunas alternativas que pueden ser consideradas en el diseño de estas estructuras de gobierno son:

- *Creación de juntas directivas independientes o con miembros independientes que no tengan vinculación con los agentes de la cadena de prestación del servicio.*
- *Limitación del porcentaje de participación de cada agente o grupo de agentes en la propiedad del Gestor de forma que ninguno de ellos tenga el control sobre las decisiones.*
- *Implementación de mecanismos de rendición de cuentas y auditorías.*

Adicionalmente, un aspecto que vale la pena destacar es la importancia de considerar el contexto de la industria en el diseño de las estructuras de gobierno corporativo del Gestor. En particular, se debe reconocer que en la práctica, quienes tienen el conocimiento específico del sector gas natural están vinculados con los participantes del mercado. La independencia no se logra entonces aislando al Gestor de los representantes de la industria, sino a través de estructuras de gobierno corporativo que incorporen a todos los agentes de la cadena sin otorgar a ninguno en particular el control sobre el proceso de decisión. Por ejemplo, la implementación de órganos consultivos con representación de las empresas es un mecanismo que puede garantizar una discusión abierta e informada al interior de las instancias de gobierno del Gestor.

Para el caso del gas natural, la experiencia internacional muestra que la creación de operadores y/o administradores del mercado ha sido impulsada por las empresas como respuesta a las necesidades de información y coordinación sectorial. Este es el caso de Australia y varios países europeos donde las empresas hacen parte de los operadores o administradores del mercado. (...) la independencia de estas organizaciones se garantiza por medio de estructuras de gobierno corporativo, en las cuales las Juntas Directivas están compuestas por miembros independientes que no tienen ningún tipo de vinculación con los agentes de la cadena y que deben tener calidades tales que puedan garantizar la libertad y autonomía en la toma de sus decisiones. Por lo tanto, sin importar la estructura de propiedad, pública o privada, la independencia de los operadores y administradores de mercado se sustenta en la autonomía de los miembros de los órganos de gobierno.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, concentra considera importante que al definir las condiciones para la selección del Gestor del Mercado se tenga en cuenta que la independencia no es una característica condicionada a la propiedad".

Respuesta

Como se anunció oportunamente, las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural y las condiciones en que prestará sus servicios son materia de otra resolución de la CREG. En efecto, mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013 estas normas fueron sometidas a consulta de los interesados.

Adicionalmente, en el numeral 2.2.1 del Documento CREG-091 de 2012, soporte de la Resolución CREG 155 de 2012, se da mayor claridad sobre los requerimientos generales para el gestor del mercado.

b. *"Competencia del Gestor de Mercado en la ejecución de las subastas del mercado primario*

El artículo 5 de la Resolución CREG 113 de 2012 asigna al Gestor de Mercado la prestación del servicio de "Gestión de las transacciones del mercado primario de gas natural que se realicen mediante subasta". Así mismo, el Anexo 2 establece que el Gestor de Mercado en su calidad de Administrador de la subasta podrá ejecutarla directamente o contratar su ejecución con un tercero que ejercerá como Subastador.

La ejecución de una subasta simultánea de reloj ascendente demanda experiencia específica y un alto grado de especialización que no están directamente relacionados con las demás funciones asignadas al Gestor de Mercado. Considerando lo anterior, Concentra sugiere que la ejecución de la subasta no sea incluida dentro de las funciones que puede ejercer directamente el Gestor de Mercado sino que sea asignada a un agente especializado que debe ser contratado por el Gestor".

Respuesta

En el numeral 4.3 del Anexo 2 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se plantean las responsabilidades y deberes del subastador, estableciendo de manera clara que debe ser una persona natural o jurídica con reconocida experiencia internacional en la materia. En este sentido si el agente seleccionado como gestor del mercado tiene la reconocida experiencia internacional podrá ser el subastador. En caso de que no quiera ser el subastador o no cuente con la experiencia exigida podrá contratar como subastador a una persona que cuente con experiencia en la materia.

c. *"Confidencialidad de la información*

El Anexo 1 de la Resolución CREG 113 de 2012 define la información mínima que deberá recopilar, verificar, publicar y conservar el Gestor de Mercado. A su vez establece que el Gestor determinará si requiere información adicional a la consignada en dicho Anexo.

Existe información operativa, contractual y comercial que por razones de seguridad del sistema o de la dinámica del mercado, puede ser considerada como confidencial. Es necesario entonces precisar quien es responsable de definir el carácter confidencial de la información y el alcance del Gestor en el manejo de esta información. Considerando lo anterior, Concentra sugiere que en la Resolución definitiva se precise la responsabilidad del Gestor de Mercado en el manejo de información confidencial"

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.4, numeral 7, literal b.

11. Ecopetrol S.A

a. *"Ecopetrol esta de acuerdo con la necesidad de un Gestor de Mercado que centralice y maneje la información relevante el sector. No obstante, reitera la necesidad de que la creación de esta figura sea estudiada a mayor detalle por la CREG, para que su creación tenga la suficiencia legal y pueda ejercer las funciones requeridas.*

   Ecopetrol comparte el análisis jurídico realizado sobre el tema en el anexo a este documento, con el fin de que la CREG lo tenga en cuenta en su propuesta regulatoria.

   Esperamos que el análisis de estos comentarios, permita a la CREG el adecuado desarrollo de la regulación asociada a la comercialización y demás aspectos de la resolución CREG 113.Seguiremos atentos a expresar nuestras consideraciones, con el fin de contribuir a la construcción de un nuevo esquema regulatorio de comercialización consecuente con los incentivos a la actividad exploratoria que permita seguir la senda de crecimiento del sector de gas natural."

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

b. *"En el documento soporte del proyecto de resolución se resaltó que mediante la Ley 1450 de 2011, con la cual se adoptó el Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2010-2014, se justificó la transformación y fortalecimiento institucional del sector de gas. Con base en este argumento, la CREG propone la creación de un agente que actuaría como gestor de la información relevante y administrador de las transacciones realizadas en los mercados primario y secundario.*

   Sin embargo, es necesario resaltar que en el texto normativo de la Ley 1450 de 2011 no se encuentra una disposición relacionada con la creación de este nuevo agente del sector. El artículo 2º de dicha ley remite al documento denominado "Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014", en el cual si se dispuso algo relacionado con este agente, en los siguientes términos:

   Así mismo, se fortalecerá el marco institucional en el sector de gas natural para un mejor desempeño y coordinación entre los agentes, lo que exige: (1) contar con un nuevo agente idóneo y neutral, responsable de la coordinación de todos los agentes, que recopile, analice y publique toda la información que el mercado requiere, que administre con transparencia los mercados de corto plazo y en general pueda ejercer todas aquellas funciones que permitan una gestión eficiente del sistema y (2) ajustar el Consejo Nacional de Operación de gas (CNO-GAS), para que desarrolle los acuerdos operativos y protocolos que se requieran para nivelar el sector, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.(Subrayado fuera de texto)

   No obstante, del texto anterior no puede inferirse que se esté creando tal entidad, toda vez que dicha disposición no autoriza o faculta al Gobierno Nacional, a la CREG o a cualquier otra entidad para crear el agente de mercado. Consideramos que lo establecido en las bases tiene un alcance estratégico que no puede equipararse con la fuerza normativa de una ley.

   Aunque el artículo 20 del Decreto 2100 de 2011 dejó a cargo de la CREG la implementación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, y el establecimiento de la metodología para seleccionar y remunerar estos servicios, no puede considerarse que dicha atribución puede sobrepasar lo establecido en la Constitución de 1991 con relación a la creación de entidades con funciones administrativas. En virtud de dicho artículo, no puede entenderse que la CREG está autorizada a crear un órgano o una persona jurídica encargada del servicio de gestión de la información operativa y comercial en el sector del gas.

Ahora bien, de acuerdo con el artículo 210 de la Constitución Política, es claro que "las entidades del orden nacional descentralizadas por servicios sólo pueden ser creadas por ley o por autorización de ésta, con fundamento en los principios que orientan la actividad administrativa" y que igualmente, "la ley establecerá el régimen jurídico de las entidades descentralizadas y la responsabilidad de sus presidentes, directores o gerentes".

En concordancia con lo anterior, según lo establecido en el artículo 69 de la Ley 489 de 1998[56]*, la regla general consiste en que la creación de una entidad estatal requiere de una ley de la República.*

Consideramos que si en este momento existe un claro propósito en crear una entidad descentralizada para coordinar y gestionar el mercado mayorista y el transporte de gas y para liderar el correspondiente sistema de información de sector, sería necesaria la expedición de una ley de la República que creara o autorizara la creación de dicho ente."

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

12. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"... en lo que tiene que ver con la figura del Gestor de Mercado, para el sector en general, no es claro cuál es el fundamento jurídico que permitirla a la CREG implementar el modelo de gestor en la forma como se propone, y en este mismo sentido, consideramos que esta seguridad jurídica es vital para el funcionamiento de los esquemas propuestos, en la medida que el Gestor es parte esencial del mismo.*

   Desde ese punto de vista, sería recomendable que el regulador, al igual que lo hizo para el resto de los estudios, con los cuales construyó el modelo recomendado, haga públicos los conceptos jurídicos internos y externos que pudieran existir, de manera que el sector tenga la tranquilidad necesaria para implementar la medida".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

b. *"Consideramos que en efecto la figura del gestor de mercado, es necesaria en el sector de gas natural, y sin duda alguna las funciones previstas para el mismo, agregaría valor a la cadena.*

   Sin embargo, para efectos de poder hacer una evaluación de la figura, es preciso tener claro cuáles son los criterios con los que se escogería la empresa que realizaría esas funciones, así como la forma como el regulador plantea la remuneración del mismo".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

---

[56] El artículo 69 de la citada ley expresa: CREACION DE LAS ENTIDADES DESCENTRALIZADAS. Las entidades descentralizadas, en el orden nacional, se crean por la ley; en el orden departamental, distrital y municipal, por la ordenanza o el acuerdo, o con su autorización, de conformidad con las disposiciones de la presente ley. El proyecto respectivo deberá acompañarse del estudio demostrativo que justifique la iniciativa, con la observancia de los principios señalados en el artículo 209 de la Constitución Política.

c. *Es importante anotar que la remuneración de este tipo de figuras, frente a aquellas empresas de la cadena que están sometidas al régimen de libertad regulada, requieren que estos conceptos sean explícitamente incluidos dentro de las fórmulas tarifarias, de forma tal que puedan ser transferidas al usuario final".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

d. *"... para efectos de mejorar los modelos de administrador de mercados que existen actualmente en Colombia, sería importante que los parámetros de medición del desempeño que el regulador establezca, y que fueron recomendados por los asesores internacionales, considere una encuesta de satisfacción de los agentes que participan en el mercado".*

Respuesta

Las propuestas sometidas a consulta mediante las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013 abordan este tipo de aspectos. Dentro del marco de esas resoluciones se analizarán los comentarios sobre la materia.

13. Emgesa

a. *"Sugerimos a la Comisión que la remuneración del gestor del mercado debe ser asumida por todos los agentes de la cadena (Productores, transportadores, Distribuidores y Comercializadores), pues sus actividades serán de utilidad para todos y no solamente para los comercializadores que atienden usuarios finales".*

Respuesta

Se reitera la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

b. *"En relación con la transparencia e información del sector gas, sugerimos definir como práctica restrictiva del mercado, la no declaración de información al gestor de mercado, la cual en la propuesta se deja en potestad de la autoridad competente".*

Respuesta

Conforme a sus facultades legales, no corresponde a la CREG la definición de las conductas que se consideran como prácticas restrictivas de la competencia. La Resolución CREG 113 de 2012 establece que la no entrega de información o la entrega de información inconsistente de forma reiterada podrán ser consideradas por la autoridad competente como prácticas restrictivas de la competencia o como competencia desleal. En este sentido corresponde a la autoridad competente definir cuándo la no entrega de información o la entrega de información inconsistente se ajustan a las prácticas señaladas en la Ley.

14. Energía eficiente S.A. E.S.P.

a. *"Artículo 6. Selección del gestor del mercado.*
   1) *No se define como debe estar constituido.*
      a. *El Gestor se debe constituir como E.S.P.?*
      b. *Qué entidad le corresponde su vigilancia? SSPD, SIC, SS, etc.*
   2) *La periodicidad para la selección de la Gestión del Mercado debe estar previamente establecida, ya que los posibles participantes tendrán que realizar inversiones y constituir*

un equipo de trabajo entre otras que requerirán de un tiempo mínimo de funcionamiento para amortizar dichas inversiones."

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.4, numeral 1.

b. *"Artículo 7. Remuneración del gestor del mercado.*
Según la propuesta de la CREG, los ingresos permitidos al Gestor del Mercado serán pagados por los agentes Comercializadores, quienes recaudaran tales ingresos a los usuarios finales. Frente a este aspecto es conveniente que se aclare:
1) Una vez recaudados estos dineros, quién será el beneficiario de los dineros recaudados?
2) Con qué periodicidad se deberán trasladar estos dineros al beneficiario?
3) Se giran solo los dineros recaudados o se asume riesgo de cartera?"

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios de la sección 2.4, numeral 1 y de la sección 2.4, numeral 5, literal d.

c. *"En términos generales, y dados los tiempos para la implementación, no se ve factible o viable que el Gestor del Mercado vaya estar listo para garantizar la administración del mercado que se le esta delegando, a partir del 1ro de Enero de 2014.*

1) Se debe definir una fecha límite para su creación, y/o cual sería la alternativa para la operación del sistema sin su constitución. Ante la eventualidad del Gestor no estar conformado oportunamente, toda la operatividad de esta Resolución estaría comprometida.
2) Inciso No.3; ¿Quien realizara la subasta si aun no esta operando el gestor, cual es la alternativa? Se debe definir una alternativa provisional que le de tranquilidad al mercado y no suceda nuevamente la situación presentada para las asignaciones de gas de los años 2012 y 2013, que fueron asignadas a finales del año 2011."

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 3, literal d.

15. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

EPM presenta los siguientes comentarios de orden legal sobre la figura del Gestor del Mercado:

a. *"Dado que el Gestor del Mercado es la piedra angular del esquema de comercialización propuesto por la CREG, su soporte jurídico debe blindarse para evitar cualquier riesgo que genere inconvenientes futuros para el desarrollo del mercado.*

Lo anterior debido a que la figura como actualmente se pretende establecer es susceptible de reparos desde la perspectiva jurídica, teniendo en cuenta que no cuenta con un soporte legal que permita su creación como lo ordena el Artículo 210 de la Constitución Política[57], desarrollado

[57] Constitución Política. Artículo 210. Las entidades del orden nacional descentralizadas por servicios sólo pueden ser creadas por ley o por autorización de ésta, con fundamento en los principios que orientan la actividad administrativa.
Los particulares pueden cumplir funciones administrativas en las condiciones que señale la ley.

por el Artículo 69 de la Ley 489 de 1998[58]*, normas que señalan que la existencia de un ente administrativo, con funciones de decisión vinculantes para la coordinación y gestión del mercado mayorista y el transporte de gas, incluyendo un sistema de información, necesariamente requiere de una Ley de la República que cree o autorice la creación de tal entidad.*

Del análisis del Documento CREG 062 de 2012 (pág. 104) entendemos que la CREG da sustento jurídico a la creación del Gestor del Mercado en lo que se dispuso en el Documento 'Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 Prosperidad para Todos', el cual se incorporó a la Parte General de la Ley 1450 de 2011 por disposición del Artículo 2 de esta última. Sin embargo, consideramos que dicho argumento presenta debilidades por tres razones:

(i) La Parte General del Plan Nacional de Desarrollo no tiene la misma fuerza normativa que el Plan de Inversiones, siendo esta primera parte de carácter estratégico y la segunda carácter operativo, prevalente frente a las demás normas y la única con mecanismos idóneos para su ejecución (artículos 339 y 341 de la Constitución Política);

(ii) El documento Bases del PND expresa que se fortalecerá el marco institucional del sector gas, lo que implica que se cuente con un agente idóneo y neutral que coordine a los agentes, recopile la información y administre el mercado, pero no señala expresamente que mediante esa disposición se esté creando ese ente o se esté autorizando al Gobierno para su creación, manteniéndose el alcance meramente estratégico de este documento.

(iii) El carácter temporal de las leyes que implementan los planes de desarrollo generan incertidumbre jurídica respecto a la permanencia del ente administrador que requiere el mercado del gas".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

b. *"Según lo establecido en el Artículo 6 del proyecto de resolución, solicitamos a la Comisión que las reglas de selección del Gestor del Mercado y las entidades habilitadas para desempeñar tal actividad, hagan parte de esta misma resolución, dada la relevancia de este organismo para garantizar el funcionamiento del esquema de comercialización".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

c. *"Si bien la Resolución establece que el Gestor del Mercado podrá ser remplazado por otra entidad '...*con la periodicidad que determine la CREG'*, es necesario que esta periodicidad sea lo suficientemente amplia para que el gestor recupere la inversión y no represente altos costos en el corto plazo para la demanda. De igual forma, es importante que la Comisión revise el tema de la transferencia de la plataforma de información (aplicativos desarrollados) al presentarse un cambio de gestor de mercado, con el fin de evitar traumatismos y sobrecostos para los usuarios".*

La ley establecerá el régimen jurídico de las entidades descentralizadas y la responsabilidad de sus presidentes, directores o gerentes. (NFT)

[58] Ley 489 de 1998. Artículo 69.- Creación de las entidades descentralizadas. Las entidades descentralizadas, en el orden nacional, se crean por la ley, en el orden departamental, distrital y municipal, por la ordenanza o el acuerdo, o con su autorización, de conformidad con las disposiciones de la presente Ley. El proyecto respectivo deberá acompañarse del estudio demostrativo que justifique la iniciativa, con la observancia de los principios señalados en el artículo 209 de la Constitución Política.

Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios presentados en la sección 2.4, numeral 1 y en la sección 2.4, numeral 4, literal d.

d. *"En relación con la remuneración para el Gestor del Mercado, consideramos que la misma debe provenir de todos los agentes participantes del mercado y no solamente de los comercializadores como se establece en el Artículo 7, quienes podrán recaudar tales ingresos de los usuarios finales. Se propone que el cobro de este ingreso no sea potestativo sino obligatorio, y para ello deberá ser cobrado al usuario final a través de la fórmula tarifaria. Por otra parte, debe definirse la forma cómo se realizaría este cobro a los usuarios no regulados para garantizar la remuneración por parte de toda la demanda".*

Respuesta

Ver las respuestas a los comentarios presentados en la sección 2.4, numeral 1 y en la sección 2.4, numeral 13, literal a.

e. *"Entendemos que la información transaccional y operativa recopilada por el Gestor del Mercado es pública y es la base de transacciones eficientes del mercado mayorista propuesto, según se evidencia del Anexo 1 del proyecto de resolución. Sin embargo, en los artículos 41 y 46 se restringe la información de los contratos del mercado secundario en suministro y transporte exclusívamente a agentes* 'inscritos en el BEC', *limitando su acceso a los demás agentes del mercado y a eventuales personas que requieran de dicha información y no transen en dicho mercado. Por lo anterior, solicitamos el acceso libre y público a la totalidad de la información del mercado mayorista, excepto aquella que sea estrictamente confidencial según la Ley".*

Respuesta

La información de los artículos 41 y 46 sólo estará a disposición de los vendedores y compradores registrados en el BEC porque se requiere para que puedan: i) presentar las ofertas de venta y solicitudes de compra a través del BEC; y ii) participar como compradores en los procesos úselo o véndalo. Los participantes del mercado y usuarios que quieran acceder a este tipo de información pueden hacerlo a través de la información que publique el gestor del mercado en el BEC de manera periódica.

f. *"En cuanto a la función del Gestor del Mercado como depositario de los prepagos y los tiempos y condiciones de los mismos, es necesario que se determine claramente las funciones relacionadas con este aspecto, el mecanismo de implementación, sus costos y la forma como se repartirían posibles beneficios por los intereses producidos entre el momento del prepago y el pago efectivo a los acreedores".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 7, literal d.

g. *"Se sugiere que la información que el Gestor del Mercado pone a disposición de los agentes, definida en el Artículo 46, también aplique al mercado primario, puesto que tal y como está en la propuesta, se entiende que esta únicamente aplica al mecanismo Úselo o Véndalo".*

Respuesta

Efectivamente esta disposición sólo aplica a los compradores y vendedores de los mercados secundario y de corto plazo. No obstante lo anterior, es conveniente resaltar que la

información de que trata el artículo 46 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 corresponde a todos los contratos vigentes de suministro y transporte, incluso los celebrados en el mercado primario.

16. Gas Natural

a. *"El Gestor de Mercado cumple un papel fundamental en el desarrollo del Mercado Mayorista y por tanto la oportunidad en la definición, selección, contratación y puesta en marcha, debe hacerse simultáneamente con la adopción del Mercado Mayorista."*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

b. *"Por otra parte, no nos cabe duda de la rigurosidad jurídica con la cual la CREG valora las propuestas normativas. Sin embargo, tenemos conocimiento de conceptos jurídicos independientes que advierten acerca de posibles vicios de legalidad en la creación o asignación de funciones como las previstas para el Gestor de Mercado."*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 2.

c. *"Por las preocupaciones expuestas y para dar mayor tiempo de discusión y evaluación de las implicaciones, consideramos que la CREG debe valorar la prórroga del periodo de transición hasta noviembre de 2014 y entre tanto avanzar en la definición y selección del Gestor para que pueda hacer parte del proceso de comercialización."*

Respuesta

La propuesta presentada en la Resolución CREG 113 de 2012 se elaboró considerando los comentarios realizados por las empresas y terceros interesados en talleres, reuniones con la industria y comunicaciones enviadas a esta entidad en los últimos años. Como parte del proceso de socialización la Comisión expidió las siguientes circulares para citar a talleres o publicar documentos para comentarios:

- Circular 032-2010: Informe final de la consultoría "análisis de la oferta de gas natural en Colombia", realizada por la firma Market Analysis.

- Circular 011-2011: Publicación, para comentarios, del segundo informe de la "consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración."

- Circular 019-2011: Publicación, para comentarios, del segundo informe "consultoría para la estandarización de los contratos para el suministro y el transporte de gas natural en Colombia."

- Circular 027-2011: Taller para presentar los resultados parciales de consultorías sobre gas natural.

- Circular 030-2011: Publicación, para comentarios, del primer informe de la "consultoría para el diseño conceptual y estructuración de subastas de asignación de contratos firmes e interrumpibles de suministro de gas natural en Colombia".

- Circular 031-2011: Publicación, para comentarios, del tercer informe de la "consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración".

- Circular 037-2011: Publicación, para comentarios, del tercer informe de la "consultoría para la estandarización de los contratos para el suministro y el transporte de gas natural en Colombia".

- Circular 051-2011: Taller para presentar resultados preliminares de consultorías sobre subastas y mercados de gas natural.

- Circular 052-2011: Publicación, para comentarios, del cuarto informe de la "consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración".

- Circular 053-2011: Publicación, para comentarios, del segundo informe de la "consultoría para el diseño conceptual y estructuración de subastas de asignación de contratos firmes e interrumpibles de suministro de gas natural en Colombia".

- Circular 063-2011: Publicación, para comentarios, del informe final de la "consultoría para la estandarización de contratos de suministro y transporte de gas natural en Colombia".

- Circular 082-2011: Taller para presentar los resultados de las consultorías sobre subastas y mercados secundario y de corto plazo de gas natural.

- Circular 089-2011: Publicación, para comentarios, del quinto informe de la "consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración".

- Circular 080-2011: Publicación, para comentarios, del informe final de la "consultoría para la estandarización de contratos de suministro y transporte de gas natural en Colombia".

- Circular 058-2012: Publicación de los informes finales de la "consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración", y de la "consultoría para el diseño conceptual y estructuración de subastas de asignación de contratos de suministro de gas natural en Colombia".

La Comisión también ha sido activa invitando a empresas de los diferentes segmentos de la cadena y a usuarios para discutir los problemas del sector y escuchar las diferentes alternativas planteadas por los mismos. Adicionalmente, la misma Resolución CREG 113 de 2012 como resolución de consulta es un espacio para discutir y evaluar las implicaciones de la propuesta, a través de los comentarios enviados por las empresas, gremios y usuarios. En este sentido se considera que la propuesta se ha discutido ampliamente y se cuentan con los elementos de juicio suficientes para presentar la resolución definitiva.

d. *"Sobre el modelo de remuneración, consideramos que se queda por fuera un segmento considerable de la demanda de gas que se beneficia del mismo, como son los productores, la*

industria petroquímica, el procesador de gas en el SNT, los generadores térmicos en ejercicio de las OCG y la demanda de exportaciones".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1. No se puede perder de vista que cualquier cobro que se haga a los diferentes participantes del mercado será trasladado a los usuarios finales del servicio de gas natural, bien sean usuarios regulados o no regulados. En este sentido, se ha considerado que aplicar el cobro directamente a los comercializadores y a los usuarios no regulados que realicen sus negociaciones en el mercado primario aporta a la simplicidad de la propuesta.

e. *"El subsidio indirecto que supone que una parte de la demanda financie los costos del Gestor no es equilibrado para los usuarios no regulados y regulados del mercado. Por lo tanto, se requiere una revisión del esquema de forma tal que cobije la totalidad de usuarios del sistema y a los productores y se eviten subsidios cruzados que le imputen costos más que proporcionales a los usuarios domésticos de gas".*

Respuesta

No se comparte este comentario dado el esquema de remuneración del gestor del mercado que se propone en el artículo 13 de la Resolución CREG 155 de 2012. En este esquema se debe pagar al gestor del mercado un costo unitario por MBTU contratado en el mercado primario mediante contratos firmes, de suministro con firmeza condicionada y de opción de compra de gas. Dado lo anterior, no se diferencia entre tipos de usuarios para pagar los servicios del gestor del mercado.

f. *"Sobre los aspectos operativos del Gestor de Mercado, presentamos las siguientes recomendaciones:*

- *El CNOG debe acompañar la definición inicial de información para garantizar el éxito de la propuesta.*
- *El contrato de adjudicación debe especificar claramente que todo el desarrollo de infraestructura y software del Gestor es propiedad de la CREG.*
- *El periodo de respuesta de un día a las nuevas solicitudes de información no es consistente con el tiempo que requieren los agentes para procesar la información o adaptar sus sistemas. Sugerimos que la socialización de los requerimientos y los compromisos de implementación sean consensuado a través del CNOG".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1. En cuanto a la socialización de los requerimientos y los compromisos de implementación, este espacio de consulta de la Resolución CREG 113 de 2012 es la oportunidad para analizar los comentarios enviados por el CNO Gas e incorporar los cambios que la Comisión considere necesarios. El CNO Gas continuará siendo un escenario apropiado para la discusión de los aspectos operativos del sector gas natural.

17. Isagen

"En el proyecto de Resolución es evidente la relevancia que tendrá el Gestor del Mercado en el desarrollo, operación y consolidación del mercado mayorista de gas natural que se propone

implementar la Comisión, por lo que el mercado no puede permitirse ningún error o demora en su proceso de selección e implementación.

Por esta razón, nos preocupa que en el texto del proyecto de Resolución no se detallen temas tan críticos como el proceso de selección mediante concurso y la remuneración mediante un ingreso regulado. De acuerdo con el documento, estos temas serán regulados por la CREG en resolución aparte.

Respetuosamente, solicitamos a la Comisión publicar simultáneamente a la Resolución definitiva, la regulación detallada del Gestor del Mercado en donde se desarrollen los aspectos mencionados, además de considerar otros temas, tales como:

- *La vinculación económica del Gestor con otros agentes del mercado.*
- *El período de tiempo para el cual se seleccionará.*
- *Los incentivos que tendría para optimizar su estructura de costos.*
- *El manejo que se le dará a su rol de administrador de garantías en las subastas úselo o véndalo.*
- *El rol del Gestor del Mercado en la coordinación de los mercados de gas y electricidad que podría llevar a un mejor uso del gas en situaciones críticas de abastecimiento".*

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios presentados en la sección 2.4, numeral 1 y en la sección 2.4, numeral 8, literal c.

18. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Gestor del Mercado. Con respecto a este punto comenzamos precisando que la industria del gas considera útil la existencia de un Gestor y calificamos como positivo que exista una entidad que desarrolle las funciones consignadas en la propuesta regulatoria. Así mismo, opinamos, que la creación del Gestor debe lograrse mediante un sólido mecanismo jurídico que evite a futuro controversias legales con vocación de prosperidad en las posibles pretensiones para eliminarlo. Sin embargo, reiteramos lo indicado en comunicaciones anteriores en las cuales Naturgas manifiesta que no están solventadas las dudas que se presentan sobre la competencia que tiene el Ministerio de Minas y Energía y la CREG para crear, por vía administrativa. una entidad que cumplirá una función pública y, con mayor razón, cuando la idea es que ésta se remunere vía tarifas. Es claro que la regulación debe enmarcarse dentro de lo definido por la Ley 142 de 1994. Esta norma no permite cargarle al usuario rubros distintos a los allí consignados dentro de los cuales no se encuentra las funciones que se propone acometa el Gestor. Para mayor claridad nuevamente anexamos, con la presente comunicación, el concepto legal emitido para este caso por el Doctor Hugo Palacios Mejía."

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.4, numeral 2.

19. Plexa S.A. E.S.P.

"La Creg debe fijar los requisitos, inhabilidades e incompatibilidades que deban cumplir el Gestor del Mercado, con el fin de que su labor sea objetiva y transparente para todos los agentes del mercado. De igual forma todos los agentes del mercado deben contribuir para el pago de la remuneración del Gestor de Mercado."

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.4, numeral 1.

20. Promigas

a. *"Si bien entendemos y compartimos la intención del Regulador al introducir la figura del Gestor de Mercado, es importante que se expidan la totalidad de las reglas tendientes a la definición de la entidad que realizaría esta función, así como de la forma como se pretende remunerar, para efectos de poder hacer una evaluación integral de la misma, y por supuesto de la propuesta regulatoria.*

Nos limitamos a señalar que el sector en general viene haciendo esfuerzos importantes para proveer información al mercado, respecto de los cuales hoy en día es posible mostrar avances ciertos y concretos, que sin duda contribuyen al logro de una parte de los objetivos establecidos en los documentos de política sectorial y en los de la misma regulación. Es importante que el regulador abra las puertas para que el sector pueda proponer soluciones que contribuyan al logro de los objetivos regulatorios, y en ese sentido, se solicita que no se le impida a Concentra participar en la selección del mismo.

Cualquiera que sea la posición del regulador frente al asunto, es importante asegurar que la estructura jurídica propuesta para la creación y funcionamiento del Gestor del Mercado, se ajuste a los parámetros legales y constitucionales, ya que el Gestor es el eje central del funcionamiento de la propuesta y de cada uno de los mercados sugeridos.

Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios presentados en la sección 2.4, numeral 1 y en la sección 2.4, numeral 2.

b. *"**Artículo 5. Parágrafo 1.** Consideramos que el Parágrafo 1 se escapa de las competencias del Regulador, y en estricto sentido no determina un efecto particular respecto de la conducta específica de la no declaración al Gestor de Mercado. Por lo anterior, se sugiere que se considere la posibilidad de establecer como obligación cierta el registro de las operaciones que el Reglamento requiere que se reporten al Gestor de Mercado, de manera tal que el órgano de control puedan imponer las sanciones respectivas. Se aclara que por mandato directo de la ley, la conducta como tal puede o no ser considerada como competencia desleal o prácticas restrictivas de la competencia, lo cual se determina en una actuación administrativa".*

Respuesta

La CREG es respetuosa de las facultades constitucionales y legales de las distintas entidades de control. Por lo tanto, se limita a señalar que una conducta puede ser considerada como una práctica contraria a la libre competencia, si a la luz de la Ley, la entidad competente así lo halla. Ahora bien, la obligación cierta de reportar información por parte de los diferentes agentes se encuentra especificada en el Anexo 1 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, razón por la que se considera que el órgano de control competente puede verificar el cumplimiento de la misma o no, y decidir si hay una práctica contraria a la libre competencia no, de acuerdo con lo que se considere en la actuación administrativa correspondiente.

En ese sentido, no se acoge el comentario.

21. Termobarranquilla

a. *"Con relación a la función del Gestor de fungir como depositario de los recaudos de prepago, se debe establecer un mecanismo que permita a los agentes realizar un prepago o deposito para uso a futuro en el Mercado Uselo o Véndalo, de tal manera que el gestor del Mercado pueda restar de esa bolsa los valores reales transados en este mercado por el agente correspondiente. En otras palabras, crear un depósito anticipado."*

Respuesta

Si la Comisión, en cumplimiento de sus funciones, encuentra necesario requerir este servicio al gestor del mercado lo hará mediante el debido conducto.

b. *"Adicionalmente, es importante que el Gestor del Mercado sea un agente con una prestación del servicio de manera indefinida, toda vez que las funciones asignadas requieren del manejo de una gran plataforma de información y transacciones comerciales de gran impacto, de manera que al sustituirlo en el poco tiempo por otro agente podría traer confusión y perturbación en las gestiones del mercado ya formado."*

"Consideramos conveniente que en la metodología de comercialización de largo plazo, exista claridad respecto a si el Gestor del Mercado tendrá alguna limitación en términos de vinculación económica con los agentes participantes en el mercado.

De igual manera, sugerimos que en el texto de la resolución definitiva se deberían relacionar las características, requisitos, prohibiciones que deben cumplir los aspirantes a desarrollar las funciones del Gestor del Mercado."

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

22. Termocandelaria S.C.A. E.S.P.

"Nos parece sumamente importante, la creación del Gestor del Mercado que haga transparente mediante el sistema de información, las transacciones en los mercados primario, secundario, y de úselo o véndalo. No obstante lo anterior, consideramos que una vez escogido este Gestor mediante los mecanismos que la Comisión defina, este no sea objeto de cambio en el tiempo, (salvo condiciones extremas), por los continuos desarrollos que deba hacer a todos sus procesos, que haga fácil y amigables las transacciones en el mercado de gas. En este mismo orden de ideas sugerimos respetuosamente que dentro de las funciones que le asigne el regulador, se le permita a este agente hacer las innovaciones necesarias que a su juicio y de acuerdo con la buena práctica de la industria, este sistema requiere".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario presentado en la sección 2.4, numeral 1.

23. Termoemcali

*"**Institucionalidad para la gestión de la información y la organización del mercado secundario (Título II):** Resaltamos y coincidimos con la Comisión en la necesidad que existe en el mercado de gas natural de contar con una entidad independiente y neutral cuya misión sea de manera exclusiva la gestión de los sistemas y plataformas que permitan administrar la información del mercado e implementar los mecanismos para que opere el mercado secundario".*

Respuesta

La necesidad se identificó como parte de los estudios realizados previamente a la presentación de la propuesta. Con el apoyo de consultores externos y a partir de los análisis internos de la Comisión se concluyó que es necesario implementar la figura del gestor del mercado. Esta empresa prestaría servicios específicos, sin responsabilidad en aspectos operativos del sistema.

2.5. Título III. Aspectos comerciales del mercado primario

2.5.1. Capítulo I. Modalidades de contratos de suministro y de transporte

1. Abonos Colombianos S.A.

"(...) consideramos importante conservar la figura del Take or Pay, para que un porcentaje del gas contratado que no se consuma y no se logre vender en el mercado diario de gas, se pueda reponer dentro del mes siguiente".

Respuesta

Como se expone en el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 de 2012, uno de los principales propósitos de la propuesta regulatoria es aumentar la transparencia y la liquidez del mercado mayorista de gas natural. En este sentido, en el documento mencionado se explica que la principal la razón para eliminar la posibilidad de celebrar contratos "pague lo contratado" o *'take or pay'* es que su existencia en el mercado abre la posibilidad para que en él se transe un número plural de contratos diferentes, lo cual resta liquidez al mercado.

Adicionalmente, en el mismo documento se señala que algunos productores-comercializadores le han insistido a la Comisión en las dificultades e inconvenientes operativos que esta clase de contratos conlleva, en razón a la incertidumbre que existe respecto del momento en que se va a hacer uso de la cláusula de compensación (*make up right*), lo cual dificulta la planeación operativa del sistema.

2. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

"Resulta pertinente precisar que, en el caso de plantas que opten por la opción de respaldar OEF del Cargo por Confiabilidad con Gas Natural Importado y cuando el flujo de gas importado se prevé en sentido contrario al de condiciones normales (no ejercicio de las OEF), el generador deberá remunerar al transportador únicamente los activos requeridos para el contraflujo. En caso de que el flujo asociado al gas natural importado esté en la misma dirección que el de condiciones normales, el generador remuneraría el sistema como los demás usuarios vía las Opciones de Compra de Transporte (OCT)".

Respuesta

La propuesta regulatoria plantea las modalidades de contratos de transporte de gas natural que se podrán pactar en el mercado mayorista de gas natural y los mecanismos disponibles para su transacción. En particular se establece que los vendedores y los compradores de

capacidad de transporte podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte en el mercado primario.

La propuesta también plantea que:

- En el caso de los contratos firmes las partes se acogerán a lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Se entiende que en los demás casos, esto es cuando se trate de contratos con interrupciones, de opción de compra de transporte, OCT, o de transporte con firmeza condicionada, las partes se acogerán a sus voluntades; y

- Si la celebración de contratos OCT con gas importado para cumplir con OEF implica ampliación de la infraestructura existente, la remuneración de las inversiones asociadas a dicha ampliación será pactada directamente entre el transportador y los generadores térmicos. Nótese que lo anterior es independiente de si el contrato OCT es a contraflujo o no.

De lo anterior se observa que la propuesta es clara en el sentido de asignar al generador térmico la remuneración de las inversiones asociadas a una ampliación del sistema como consecuencia de un contrato OCT con gas importado para cubrir OEF. Se considera que el gas importado con este propósito no beneficia al resto de la demanda, y por tanto no sería eficiente asignar a dicha demanda esos costos de ampliaciones del sistema. Por lo anterior no hay lugar a hacer la precisión sugerida por Acolgen.

3. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

"La posibilidad de pactar contratos interrumpibles en el mercado primario se encuentra excluida para los P-C, lo cual es preocupante teniendo en cuenta que tales contratos han sido ampliamente utilizados para la optimización de la capacidad diaria de producción, así como en beneficio de los compradores, que en muchos casos no tienen la posibilidad de contratar algunos consumos en "pico", o demandas cíclicas, o para proyectos piloto de crecimiento de su demanda. Cabe resaltar que este tipo de contratos, si bien están concebidos para no generar obligaciones entre las partes, han sido ampliamente utilizados por los compradores de gas natural, ya que éstos compradores no podrían adquirir un compromiso firme, pero tampoco pueden someterse a la incertidumbre de un mercado de corto plazo (una semana); adicionalmente el contrato interrumpible con el P-C se convierte en la opción de obtener un menor compromiso, con unas condiciones comerciales que incentiven la sostenibilidad y desarrollo de esta demanda que requiere de estrategias que reduzcan los riesgos comerciales asociados".

Respuesta

1. Consideraciones sobre la propuesta inicial

Tal como se expone en el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 de 2012, en la propuesta regulatoria se utiliza el término "mercados secundario y de corto plazo" para referirse a un conjunto de transacciones que no son exclusivas de un mercado secundario ni de un mercado de corto plazo. En efecto, la propuesta original prevé que en los "mercados secundario y de corto plazo" se podrían realizar intercambios propios de un mercado primario, como las ventas de gas natural por parte de productores-comercializadores o las ventas de capacidad de transporte por parte de un transportador, con la condición de que dichos intercambios se realicen a través de contratos con interrupciones de corto plazo. En aquellos mercados también se

podrían realizar intercambios de largo plazo, como la venta de excedentes de gas natural o de capacidad de transporte por parte de comercializadores.

De acuerdo con lo anterior se debe precisar que si bien los productores-comercializadores no tendrían la posibilidad de ofrecer gas natural a través de contratos con interrupciones en el que la resolución denomina "mercado primario", sí tendrían la posibilidad de ofrecer dichos contratos en los denominados "mercados secundario y de corto plazo". De esta manera los productores-comercializadores podrían utilizar estos contratos como instrumento para seguir optimizando la colocación de la capacidad diaria de producción en el mercado, y los consumidores podrían utilizarlos para seguir cubriendo sus picos de demanda o para satisfacer sus demandas cíclicas.

En este sentido, la propuesta asegura que los contratos con interrupciones sirvan los intereses de quienes los ofrecen y de quienes los demandan. Adicionalmente, la propuesta original atiende las siguientes consideraciones:

- La propuesta de reservar las transacciones de contratos firmes para el "mercado primario" está alineada con los intereses de los vendedores y de los compradores.

Por una parte, los productores han señalado en varias ocasiones su interés en celebrar contratos firmes, argumentando que se trata de un mecanismo que además de permitirles monetizar las reservas, tiene un impacto positivo en sus certificaciones de reservas probadas. Vale la pena recordar algunos apartes de la comunicación con radicado CREG E-2011-006578, mediante la cual la Asociación Colombiana del Petróleo manifestó lo siguiente:

> *"El análisis numérico que la CREG presenta en el documento soporte del Proyecto[1], demuestra claramente la preferencia que tienen los Productores Comercializadores por la contratación en firme, sin que exista obligación regulatoria alguna para que lo hagan. Este tipo de contratos es una necesidad del inversionista para poder asegurar ingresos mínimos que respalden sus inversiones en producción y tratamiento de gas.*
>
> *Es importante insistir una vez más en que no es válido el argumento de que los P/C prefieren la contratación interrumpible, porque así quedó en evidencia en las declaraciones de producción que se hicieron para dar cumplimiento al Decreto 2687 de 2008 (...)"*

Así mismo, en la comunicación con radicado E-2012-011915, mediante la cual la Asociación Colombiana del Petróleo presentó sus comentarios a la propuesta regulatoria sometida a consulta con la Resolución CREG 113 de 2012, la ACP señaló que *"la certificación* (de reservas probadas) *sólo se hace sobre contratos firmes"*.

Por otra parte, los compradores de gas natural han sido enfáticos en manifestar su interés en asegurar su abastecimiento de gas natural a través de contratos firmes de largo plazo, como se observa en la comunicación con radicado E-2011-006585, mediante la cual la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia planteó lo siguiente:

> *"El esquema de comercialización propuesto no logra reducir la incertidumbre que tiene el sector industrial para la contratación del suministro de gas en el corto plazo (2 años) y mediano plazo (5 años).*

La propuesta desincentiva el crecimiento de las industrias señaladas y su planeación energética de largo plazo, dado que está enfocada en solucionar la comercialización de gas en el corto plazo. Con estas reglas, los inversionistas no pueden acometer proyectos de ampliación ni construir nuevos proyectos productivos que utilice el gas como insumo o como combustible. Durante el período de transición los productores solo pueden establecer compromisos de suministro hasta diciembre del año 2012, es decir, la propuesta normativa genera una barrera para atraer inversión en los sectores señalados.

Por lo tanto, es necesario expedir prontamente la normatividad de la comercialización de largo plazo, de forma tal que el período de comercialización sea fijado por las partes, permitiendo contratos de largo plazo, para incentivar el crecimiento y reducir el riesgo operacional de los sectores mencionados. Reiteramos la necesidad de permitir la negociación bilateral durante la transición, como lo han expresado la mayoría de los agentes del sector.

(...)

La propuesta de comercialización no es flexible a la aparición de nuevos consumos de gas e incluso de ofertas de gas disponible en firme. Durante este período quedará en stand by los nuevos proyectos de autogeneración, cogeneración y de oxireducción (entre otros). Proponemos dar flexibilidad a la contratación de las nuevas demandas de gas (...)"

- El objeto que tendrían los contratos con interrupciones a partir de la vigencia de esta resolución difiere del que hasta el momento han tenido los contratos interrumpibles.

De acuerdo con la propuesta regulatoria, las partes de un contrato con interrupciones acordarían no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural. El servicio podría, entonces, ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte. Estas condiciones de los contratos con interrupciones, consistentes con las prácticas de la industria en el ámbito internacional, distan de las previstas en los contratos vigentes, en los cuales las partes asumen mayores compromisos.

Dados los cambios planteados no se entiende por qué un vendedor o un comprador encuentra necesario celebrar un compromiso de esta índole a largo plazo. Esto es, no resulta claro por qué un vendedor tendría interés en celebrar un contrato de largo plazo en el que el comprador no asume el compromiso de recibir el gas natural o utilizar la capacidad de transporte, como tampoco asume el compromiso de pagar por el gas no recibido o la capacidad no utilizada. De manera similar, no resulta claro por qué un comprador tendría interés en celebrar un contrato de largo plazo en el que el vendedor no asume el compromiso de entregar el gas natural o poner la capacidad de transporte a disposición del comprador.

Por el contrario, teniendo en cuenta el objeto que tendrían los contratos con interrupciones, los mismos serían de utilidad para los vendedores y compradores si se pueden transar en el corto plazo.

- Se ha expresado preocupación por la venta ilimitada de contratos interrumpibles de largo plazo.

Como se menciona en el Documento CREG-062 de 2012 y en la parte motiva de la Resolución CREG 113 de 2012, según algunos comentarios recibidos de manera informal, las ventas ilimitadas en el mercado primario bajo la modalidad interrumpible podrían estar reduciendo la liquidez del mercado secundario.

Si los vendedores transan contratos interrumpibles o con interrupciones de largo plazo, de manera ilimitada, quienes actúan como compradores en el mercado primario se pueden enfrentar a no encontrar espacio para la venta de sus excedentes en los "mercados secundario y de corto plazo". Esto en la medida en que aquellos que puedan requerir gas natural o capacidad de transporte para cubrir los faltantes que tengan esporádicamente ya habrían satisfecho sus necesidades mediante la celebración de contratos interrumpibles o con interrupciones de largo plazo.

- Los compradores no han manifestado preocupaciones de fondo sobre esta medida.

Finalmente, se debe observar que los compradores no han manifestado preocupaciones de fondo frente a esta medida. Esto lleva a entender que sus intereses no se ven afectados con la medida propuesta.

Dado que, según lo planteado por la ACP, estos contratos han sido ampliamente utilizados por los compradores de gas natural, y teniendo en cuenta que los mismos no se han manifestado afectados con la propuesta, no hay una razón clara para eliminar la medida planteada.

2. Ajustes a la propuesta

No obstante lo anterior, del análisis de éste y otros comentarios sobre la materia se observa que el uso del término "mercados secundario y de corto plazo" puede crear una confusión de orden semántico. En este sentido, a fin de facilitar el entendimiento de la regulación, en la resolución definitiva se introdujeron las siguientes modificaciones:

- El "mercado mayorista de gas natural" estará conformado por el "mercado primario" y el "mercado secundario". Se aclara que el "mercado mayorista de gas natural" también comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. En este sentido, ya no se hará referencia a los "mercados secundario y de corto plazo".

- Las ventas de gas natural y de capacidad de transporte por parte de los vendedores a que hacen referencia los artículos 15 y 17 del proyecto de resolución contenido en la Resolución CREG 113 de 2012 se harán en el "mercado primario". De esta manera se evitará cualquier confusión de orden semántico.

- Los contratos con interrupciones de gas natural y de capacidad de transporte deberán ser de corto plazo, tal como se previó en la propuesta regulatoria sometida a consulta. El detalle de la forma como se realizará la negociación de estos contratos se establece en el título V de la resolución definitiva.

4. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"De otro lado, valoramos la orientación de la propuesta en el sentido de sincronizar el período de duración de los contratos de suministro de gas con el período de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme - OEF. Sin embargo, consideramos que los contratos planteados en el proyecto de resolución tiene como efecto neto el incremento del riesgo de cantidades en cabeza exclusivamente de la demanda de gas natural, y en ese sentido se elimina la gestión que del mismo se hacía mediante una evaluación anual de las cantidades pagadas y no tomadas, que son apropiadas frente a la incertidumbre de despacho o re – despacho en el mercado eléctrico. Los contratos firmes 100% funcionan adecuadamente bajos esquemas de mercado donde existe infraestructura idónea de almacenamiento y parqueo, de tal forma, que el flujo no utilizado se convierta en stock para uso intertemporal. Por lo anterior, solicitamos a la Comisión analizar un portafolio de alternativas, adicional al mercado secundario, mediante el cual se pueda mitigar el riesgo entre la coordinación de los sectores de gas natural y el mercado eléctrico".*

Respuesta

Esta Comisión entiende que Andeg se refiere a que dentro de las medidas propuestas se encuentra la eliminación de las cláusulas de compensación (*'Make up right'*) que permitían a los remitentes manejar las cantidades contratadas y no consumidas del porcentaje del contrato Pague lo Contratado o *'take or pay'* para consumo posterior en el tiempo.

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se plantean, entre otras, dos medidas con las cuales la demanda puede mitigar el riesgo de cantidades, a saber: i) distintas modalidades contractuales; y ii) el desarrollo del mercado secundario. Estas medidas están enmarcadas dentro del objetivo general de propender por la liquidez para obtener los beneficios de un mercado más competitivo.

Las razones que tomó en cuenta la CREG para proponer la eliminación de la modalidad de contratos *'take or pay'* y consecuentemente la posibilidad de establecer cláusulas de compensación están fundamentadas en el objetivo de dinamizar el mercado primario y los mercados secundario y de corto plazo. En el Documento CREG-062 de 2012 se explica que la principal la razón para eliminar la posibilidad de celebrar contratos "pague lo contratado" o *'take or pay'* es que su existencia en el mercado abre la posibilidad para que en él se transe un número plural de contratos diferentes, lo cual resta liquidez al mercado. Así mismo, en el mismo documento se señala que algunos productores-comercializadores le han insistido a la Comisión en las dificultades e inconvenientes operativos que esta clase de contratos conlleva, en razón a la incertidumbre que existe respecto del momento en que se va a hacer uso de la cláusula de compensación (*'make up right'*), lo cual dificulta la planeación operativa del sistema.

Tras analizar la petición, se encontró que en aras de lograr los objetivos de organizar el mercado, regulatoriamente sigue siendo aconsejable no permitir la posibilidad de cláusulas de compensación de tal manera que los déficits o superávits que tengan los agentes, según sus perfiles de demanda, puedan ser solucionados en el mercado secundario.

Con referencia al comentario sobre coordinación de los sectores de gas natural y energía eléctrica se indica que la Comisión espera que las medidas propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012, tendientes a reglar aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, contribuyan a aumentar la liquidez del mercado primario y del mercado secundario y de corto plazo, y por tanto a facilitar la coordinación en la adquisición del suministro y del transporte de este combustible. Así, se entiende que las medidas propuestas son herramientas que contribuirán a mejorar la coordinación entre los dos sectores.

b. *"Si bien la condición de ejercicio de la OCG tal como está planteada en el proyecto de resolución es adecuada, consideramos que es restrictiva dado que el marco regulatorio de Cargo por Confiabilidad ha incluido otras condiciones que deben ser atendidas como parte del esquema, como por ejemplo las pruebas de disponibilidad. En tal sentido, proponemos que la condición de ejercicio dada por la relación de precios definida en el proyecto sea complementada con todas aquellas pruebas y condiciones de generación asociadas al ejercicio de OEF por efectos regulatorios. En todo caso, consideramos que la definición de las condiciones regulatorias de este contrato deben ser entendidas como condiciones mínimas, sin perjuicio que por efecto de negociaciones bilaterales se puedan incorporar otros términos contractuales".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

c. *"Adicionalmente, llamamos la atención de la Comisión en el sentido que la formación de precio en el predespacho ideal no tiene una relación directa con el precio resultante del modelo de optimización que define el despacho ideal y por lo anterior, el ejercicio de la OCG no necesariamente estará sincronizado con la presencia de las Condiciones Críticas definidas en la Resolución CREG 071 de 2006 y que activan la OEF. Por lo anterior, recomendamos a la Comisión que revise el funcionamiento del optimizador definido en la Resolución CREG 051 de 2009, de tal forma que este mecanismo no produzca resultados adversos en la programación de los recursos disponibles y efectivamente oriente las señales económicas dado un escenario de escasez, de manera confiable".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.11, numeral 11, literal a. De otra parte, y en caso de requerirse, los análisis sobre disposiciones relacionadas con el sector eléctrico se realizarán aparte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

d. *"En términos generales reiteramos la solicitud presentada para los contratos OCG, aplicable al contrato OCT, en el sentido que la condición de ejercicio dada por la relación de precios definida en el proyecto sea complementada con todas aquellas pruebas y condiciones de generación asociadas al ejercicio de OEF por efectos regulatorios".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

e. *"El parágrafo 5 del artículo 8 del proyecto de resolución establece que cuando se trate de contratos OCT celebrados con el propósito de cumplir las OEF de los generadores térmicos, que se acojan a al OPACGNI, la Comisión podrá considerar que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos. Sin embargo, en el último inciso del parágrafo citado se establece que si la celebración de los contratos de OCT conlleva a la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte y la remuneración de dichas inversiones será pactada bilateralmente entre los transportadores y los generadores térmicos.*

Consideramos que esta directiva regulatoria promueve la expansión del Sistema Nacional de Transporte en cabeza de los generadores térmicos, desconociendo que han sido estos agentes quienes han viabilizado la construcción de la infraestructura actual, convirtiéndose en pilar de la masificación del gas natural en el país, como la Comisión podrá constatar de las series históricas

de contratación de transporte. Por lo anterior, no compartimos que para efecto de los contratos de OCT que respaldan OEF con OPACGNI se asigne el delta de inversiones en capacidad de transporte de los gasoductos Tipo I o Tipo II a los generadores térmicos, bajo el supuesto erróneo que ésta se constituye como una nueva demanda cuando el único cambio es sobre la fuente de suministro, en este caso, gas natural importado.

Otra cosa aplica sobre las extensiones para conectar nuevas fuentes de producción con el SNT, cuyas reglas ya han sido establecidas en el artículo 23 de la Resolución CREG 126 de 2010.

En este sentido, solicitamos respetuosamente a la Comisión mantener la aclaración establecida en el inciso primero del parágrafo 5 del artículo 8 del proyecto de resolución y acudir para efecto de las expansiones de capacidad de los gasoductos Tipo I y II a lo definido en la Resolución CREG 126 de 2012".

Respuesta

Este comentario evidencia que no existe claridad sobre el fundamento y el alcance de la propuesta regulatoria, razón por la cual a continuación se amplían los argumentos expuestos por la Comisión en relación con este asunto:

- Se debe observar que los contratos de transporte de gas natural que están disponibles en el mercado colombiano son firmes, interrumpibles y ocasionales. La Comisión no tiene conocimiento de la existencia de otras modalidades contractuales para la prestación del servicio de transporte de gas natural. Se entiende que los contratos *ocasionales* cubren la demanda que supera la capacidad contratada diaria.

- La Comisión ha aceptado la presentación de contratos firmes de transporte por parte de plantas termoeléctricas como una de las evidencias de que están en condición de honrar las obligaciones de energía firme que les han sido asignadas a aquellos agentes que voluntariamente han optado por OEF. En contraste, los contratos interrumpibles (y a partir de ahora los contratos con interrupciones) no aportan la certeza necesaria para evidenciar que una planta termoeléctrica está en condición de honrar sus OEF.

- En el caso del suministro del gas natural la regulación ha abierto paso a la existencia de contratos de opción de compra de gas y de firmeza condicionada (resoluciones CREG 070 de 2006 y 095 de 2008, respectivamente). Como se expone en la sección 2.5.4, numeral 3, literal i, con estos contratos se buscó, principalmente, cubrir las necesidades de las plantas termoeléctricas a gas sin afectar los intereses de los productores-comercializadores y si afectar los intereses de otros consumidores que estuvieran dispuestos a renunciar temporalmente a su consumo.

- Sin embargo, hasta el momento no se han adoptado medidas regulatorias similares para el caso del transporte del gas natural. Así las cosas, un generador que cubre sus necesidades de gas natural mediante un contrato de opción de compra de gas debe optar por celebrar un contrato firme de transporte o uno interrumpible (y a partir de ahora un contrato con interrupciones).

- La propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 precisamente busca dar origen a dos nuevas modalidades contractuales en el servicio de transporte que sirvan de complemento a las mencionadas modalidades contractuales de suministro. Lo anterior sin afectar los intereses de los transportadores y sin afectar los intereses de otros remitentes.

En este sentido, a partir de la vigencia de la resolución soportada por este documento una planta termoeléctrica a gas podrá optar por contratar el suministro de gas natural y el transporte de este combustible a través de una OCG y de una OCT, respectivamente. Como complemento de lo anterior, otros consumidores dispuestos a renunciar temporalmente a su consumo de gas natural podrán optar por contratar el suministro y el transporte de este hidrocarburo a través de un contrato CFC y de un contrato CFCT, respectivamente. De esta manera se podrá optimizar el uso de los recursos y de la infraestructura existente.

- Ahora bien, esta propuesta no podría estar completa si no se consideran los efectos que las nuevas modalidades contractuales podrían tener sobre los cargos máximos de transporte aplicables a la demanda regulada. En este orden de ideas el comentado parágrafo 5 del artículo 8 refleja las consideraciones que el regulador ha tenido sobre la materia.

De acuerdo con la propuesta regulatoria, la demanda esperada de capacidad asociada a contratos de opción de compra de transporte y a contratos de transporte con firmeza condicionada debe reflejar que unos y otros contratos implican para los transportadores la obligación de reservar permanentemente la capacidad que les asegure la posibilidad de honrar sus compromisos contractuales. Por esta razón se plantea la posibilidad de que para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural la Comisión considere que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a dichos contratos es constante durante la vigencia del contrato e igual al mayor valor entre la suma de las cantidades pactadas en los contratos de transporte con firmeza condicionada y la suma de las cantidades pactadas en los contratos de opción de compra de transporte. Consecuentemente, si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serían considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

No obstante lo anterior, como se plantea en otros apartes de este documento (ver la sección 2.2, numeral 1, literal a y la sección 2.5.4, numeral 3, literal i), la Comisión ha visto la necesidad de hacer explícita la posibilidad de que los generadores termoeléctricos acudan al mercado internacional para suplir su demanda de gas natural. A fin de facilitar esta alternativa la propuesta regulatoria plantea que la demanda esperada de capacidad asociada a las OCT que se utilicen para la importación de gas natural con destino a la cobertura de OEF se pueda considerar igual al perfil de demanda de la OCT. Así, un transportador de gas natural podrá destinar su capacidad disponible primaria a la celebración de OCT sin que esto implique variaciones considerables en los cargos máximos aplicables a la demanda regulada. Ahora, si la atención de esos contratos OCT implica la expansión de la infraestructura existente no se considera eficiente que la demanda regulada termine asumiendo los costos de dicha expansión.

- Como se puede observar, la creación de las mencionadas modalidades contractuales de transporte de gas no impone nuevas cargas a los generadores térmicos. Por el contrario, constituye un nuevo mecanismo a su disposición para el desarrollo de su negocio.

- La propuesta no se basa en el *"supuesto erróneo"* de que la demanda térmica corresponde a nueva demanda. Pero sí sería errado concluir que el hecho de que la demanda térmica haya estado presente en el mercado durante un número significativo de años deba llevar a que el regulador incline la balanza a su favor y por ende traslade al resto de la demanda los costos en que deban incurrir los transportadores para atender las nuevas necesidades propias de la demanda térmica.

- Finalmente, es preciso señalar que la propuesta del parágrafo 5 del artículo 8 no riñe con lo dispuesto por la Resolución CREG 126 de 2010 en lo concerniente a la conexión al SNT de nuevas fuentes de producción.

5. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"Estacionalidad de la demanda de gas. Si bien la definición de los contratos no considera la posibilidad de estacionalidad, se entiende que de requerirse esta opción debe manejarse a nivel de contratos con duración mensual.*

Al respecto, sugerimos a la Comisión la definición de alternativas de flexibilidad operativa y contractual a los remitentes para el manejo de la estacionalidad de los consumos. Adicionalmente, podría desarrollarse infraestructura idónea que flexibilice la operación y contribuya como amortiguamiento de las cantidades contratadas y no consumidas tales como regasificación, almacenamiento y parqueo, de tal forma, que el flujo no utilizado se convierta en stock para uso intertemporal por parte de los agentes".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 4, literal a.

6. ANDI, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia

"Respecto a los Contratos. Consideramos inconveniente la desaparición de los contratos Take or Pay para la demanda.

- *En los contratos estructurados, se debe establecer que lo que no se venda en el mercado diario de gas, se pueda reponer dentro los periodos de reposición que los agentes acuerden libremente.*

- *Se deben permitir indexadores diferentes, dado que es posible establecer contratos de riesgo compartido por parte del productor con un indexador que se ajuste al mercado industrial para una nueva instalación o planta.*

- *Se deben permitir porcentajes diferentes al (100%,0) de take or pay, reconociendo que dichas modalidades, por ejemplo 80-20, se ajustan a características específicas del consumo industrial".*

Respuesta

La modalidad de contrato *'take or pay'* como está definido actualmente en la regulación permite la posibilidad de que en el mercado se tengan muchos contratos distintos en esta modalidad (i.e. según el porcentaje del "take") lo cual se opone al objetivo de tener un mercado líquido. La indexación particular en cada contrato también es contraproducente para la liquidez. Para que haya liquidez se requiere, entre otros aspectos, la existencia de productos o modalidades de contratos con unas condiciones mínimas homogéneas.

De otra parte, en la medida en que haya liquidez en el mercado las cantidades pagadas y no consumidas pueden ser transadas en el mercado secundario. De igual manera, cantidades requeridas y no contratadas pueden ser adquiridas en el mercado secundario. Es decir, con un mercado secundario organizado pierde relevancia la cláusula de compensación del contrato *'take or pay'*.

7. Cementos Argos S.A.

a. *"Respecto a los plazos (contratos de 1 y 5 años). La viabilidad de los proyectos de cogeneración y las nuevas unidades productivas que utilicen gas natural como combustible, requieren plazos superiores a los de la propuesta regulatoria. Puede pensarse en contratos de 3, 5 hasta 10 años, flexibles de acuerdo con las necesidades del proyecto".*

Respuesta

En el caso de una subasta, en la medida en que haya contratos disponibles con un rango más amplio de duraciones, habrá más productos a transar, y en consecuencia aumentará la complejidad de la subasta. Así mismo, en el caso de una subasta o en el caso de negociaciones bilaterales, en la medida en que haya más productos ajustados a necesidades particulares se reducirá la liquidez del mercado.

No se debe perder de vista que uno de los objetivos principales de la propuesta es propender por la liquidez del mercado. La CREG tampoco puede ignorar el principio de simplicidad establecido en la Ley.

Finalmente, como se ha señalado en múltiples oportunidades, la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 fue construida en atención a las necesidades generales de los participantes del mercado, manifestadas a la Comisión en reuniones de trabajo realizadas a lo largo de los años 2010 y 2011. Cabe mencionar que Cementos Argos S.A. fue invitado a las reuniones en las que se consultó la opinión de los usuarios industriales.

b. *"Respecto a los Contratos, consideramos inconveniente la desaparición de los contratos Take or Pay para la demanda. Las solicitudes de suministro deben contar con periodos de reposición, de la mano con la condición operativa de los procesos productivos de la industria".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

c. *"Uso Horario del Gas según despacho eléctrico. Las cantidades de gas que se definen en los contratos son diarias y no hay una definición de distribución horaria. Se debe mantener que la distribución del consumo se pueda distribuir a nivel horario según el despacho".*

Respuesta

La distribución horaria la hace cada cliente al momento de la nominación diaria. Este aspecto se establece en el Reglamento Único de Transporte de Gas, RUT (Resolución CREG 071 de 1999).

d. *"Estacionalidad de la demanda de gas. Si bien la definición de los contratos no considera la posibilidad de estacionalidad, se entiende que de requerirse esta opción debería manejarse a nivel de contratos con duración mensual".*

Respuesta

De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 los contratos de duración mensual se pueden transar en el mercado secundario. Nótese que la duración de los

contratos transados en las subastas del mercado primario es de uno (1) o cinco (5) años únicamente.

8. Cerrito Capital S.A.

"Las opciones de compra de transporte, OCT

La definición de OCT en la Resolución 113 es la siguiente:

Contrato de opción de compra de transporte, OCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, cuando el precio del predespacho ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El comprador pagará una prima por el derecho a disponer hasta de la capacidad máxima, y un precio de transporte al momento del transporte de la cantidad nominada. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.

En la Resolución 054 en consulta se establece que dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de la Resolución, los transportadores de gas natural, deberán presentar a la CREG proyectos encaminados a garantizar la bidireccionalidad requerida en sus gasoductos para la operación de las plantas de GNI. Con base en esta información, la CREG determinará en resolución aparte la remuneración aplicable a la garantía de bidireccionalidad de los gasoductos. La Resolución 113, en su Artículo 8, Parágrafo 5, segundo párrafo, establece que si para respaldar las OEF de los térmicos, se firman OCT y éstas conllevan inversiones adicionales, las mismas deberán ser asumidas por los térmicos y negociadas en forma bilateral con el transportador. Igualmente, en la misma resolución Parágrafo 5 se establece que para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural, la Comisión podrá considerar que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del Sistema Nacional de Transporte, es constante durante la vigencia del contrato e igual al mayor valor entre la suma de las cantidades pactadas en los contratos de transporte con firmeza condicionada y la suma de las cantidades pactadas en los contratos de opción de compra de transporte. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

De las anteriores disposiciones no es claro cuál debe ser el tratamiento de la prima de una OCT que se firme para respaldar OEF de los térmicos en un caso en que sea en una dirección diferente al flujo normal del gas.

Por lo anterior se sugiere que en caso en que para respaldar las OEF de los térmicos, se firman OCT en dirección diferente a los contratos en firme con otros usuarios y la demanda de las OEF sea menor o igual a la de los flujos normales de gas, entonces solamente las inversiones en bidireccionalidad deberán ser asumidas por los térmicos y negociadas en forma bilateral con el transportador. Los costos del transporte en el momento del uso serán pagados por los térmicos a los usuarios que tengan los contratos en flujo normal. No se pagarán costos de prima de transporte en estos casos. Cabe anotar que en estos casos no habría interrupción del servicio de gas ni de transporte para los usuarios que tengan los contratos en firme en dirección normal. De esta manera se viabiliza el esquema para realizar las inversiones en bidireccionalidad requerida y la demanda recibe un alivio en los costos de transporte cuando se utilice dicho transporte por terceros usuarios que utilizan su derecho en el gasoducto".

Respuesta

En el artículo 8, parágrafo 5, de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, se establece:

> *"Cuando se trate de contratos de opción de compra de transporte, celebrados con el propósito de cumplir las obligaciones de energía firme, OEF, de los generadores térmicos que se acojan a la opción de gas natural importado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 106 de 2011, la Comisión podrá considerar que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte. La remuneración de dichas inversiones será pactada bilateralmente entre los transportadores y los generadores térmicos".*

La anterior disposición es clara en establecer que los generadores térmicos asumirán los valores de las inversiones adicionales requeridas para ampliar infraestructura existente cuando se trate de contratos OCT celebrados con el propósito de cumplir obligaciones de energía firme, OEF, y cuando dichos generadores se acojan a la opción de gas natural importado. También es claro que la ampliación de la infraestructura que asumirían los térmicos no está limitada a una dirección particular del flujo del gas. Es decir, si hay necesidad de ampliar la infraestructura para cumplir con el contrato OCT que requiera el generador térmico, e independiente de la dirección del flujo del gas, éste asumirá los valores de inversión de tal ampliación.

Regulatoriamente se asigna a los generadores térmicos los valores de inversiones adicionales en ampliación de infraestructura de transporte, cuando importen gas, dado que en tal caso el resto de la demanda interna no recibe beneficio alguno por tales ampliaciones. Desde el punto de vista regulatorio no sería eficiente trasladar esos costos a un segmento de demanda que no se beneficia de las ampliaciones.

De lo anterior también se entiende que el generador térmico no estaría sujeto a lo establecido en el artículo 8, parágrafo 5, de la propuesta si éste no se acoge a la opción de gas natural importado.

Con respecto a la prima de la OCT la propuesta no establece limitación alguna para que las partes establezcan el respectivo valor. No se considera necesario ni adecuado establecer lineamientos sobre este aspecto.

Con base en lo anterior no se acoge la sugerencia de Cerrito Capital S.A.

9. Celsia S.A. E.S.P.

> *"Uso horario del gas según despacho eléctrico*
>
> *Las cantidades de gas que se definen en los contratos son diarias y no hay una definición de distribución horaria. Se debe mantener que la distribución del consumo se pueda distribuir a nivel horario según el despacho, por lo tanto consideramos que se debe especificar".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 7, literal c.

10. CNO, Consejo Nacional de Operación

a. *"-Las cantidades de gas natural que podrán ser adquiridas con los nuevos mecanismos contractuales establecidos en el borrador de resolución tienen la característica que deben ser tomadas o pagadas de manera diaria y no mediante una evaluación anual como se está haciendo, lo cual incrementa el riesgo de adquisición de cantidades de gas para los agentes térmicos que utilizan este combustible, enfrentándolos a una mayor incertidumbre frente a las cantidades con las que necesitan contar para la atención de los despachos y redespachos que permitan el cubrimiento seguro de la demanda eléctrica. Esta incertidumbre y los riesgos asociados se reflejarían diariamente en la operación del sector eléctrico e impactaría la coordinación de los dos sistemas, gas y electricidad, pudiendo afectar la confiabilidad en la atención de la demanda".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

b. *"- La estandarización de los mecanismos contractuales funciona adecuadamente para el sector eléctrico bajo un esquema de mercado en el que existen alternativas de una infraestructura idónea que flexibiliza la operación, como la regasificacion, el almacenamiento y parqueo, de manera que el flujo no utilizado se convierta en stock para uso intertemporal y se mitiguen los riesgos de atención segura y confiable de la demanda, asociados a la falta de coordinación de los sectores de gas natural y la operación eléctrica".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

c. *"- Según lo dispuesto en el parágrafo 5, Artículo 8, del proyecto de resolución, se solicita aclarar a la Comisión que los generadores térmicos del interior que opten por gas natural importado para respaldar sus OEF y que usen el gasoducto en contraflujo (Yumbo – Vasconia), deben pagar únicamente las obras necesarias para la ampliación de la infraestructura existente y garantizar la bidireccionalidad y en cuyo caso, no es necesario la firma de una OCT, dado que no hay costos fijos adicionales cuando la capacidad contratada en la dirección normal sea mayor a la necesitada por el generador térmico. En caso contrario, si debería firmarse una OCT".*

Respuesta

Se entiende que para que el generador térmico tenga la garantía del servicio de transporte debe firmar un contrato firme con el respectivo transportador. También se entiende que el contrato OCT es una de las opciones contractuales flexibles de que dispondrían el generador térmico y el transportador. Otra opción sería la modalidad de contrato firme o que garantiza firmeza a contraflujo.

En todo caso, regulatoriamente no es posible establecer que el transportador preste el servicio de transporte sin que medie un contrato de transporte.

11. Ecopetrol S.A.

a. *"En el proyecto de resolución y en el documento soporte del mismo, la CREG manifiesta que las partes del contrato deben centrarse en la ejecución de las transacciones, antes que en la negociación de los contenidos contractuales. Este objetivo de la CREG desconoce el principio de autonomía de la voluntad de las partes, como criterio rector que predomina en las relaciones*

contractuales en materia de servicios públicos domiciliarios (artículos 30 y 33 de la Ley 142 de 1994), tal como se explica en el anexo a este documento y desborda, sin duda, la autorización del Decreto 2100 como norma superior, en la medida en que no se circunscribe a estructurar reglas esenciales mínimas".

Respuesta

No es cierto que la CREG manifieste que las partes *"deben centrarse en la ejecución de las transacciones, antes que en la negociación de los contenidos contractuales"*. Tal afirmación no hace parte de la Resolución CREG 113 de 2012 ni del razonamiento de la CREG. La única alusión que se hace en ese sentido viene de los consultores que fueron contratados para la "consultoría para la estandarización de los contratos de suministro y transporte de gas natural en Colombia". En efecto, en el acápite 2.1.2. del Documento CREG-062 de 2012 se dijo lo siguiente:

"Es importante destacar algunos apartes de los informes presentados por el Dr. Paul Milgrom en desarrollo de la consultoría contratada por la CREG para la estandarización de los contratos de suministro y transporte de gas. En efecto, allí se puede apreciar el desarrollo que el tema ha tenido en otros mercados más desarrollados que el colombiano.

En el informe denominado "History and Development of Standardized Natural Gas Contracts" se lee lo siguiente en cuanto a la iniciativa de estandarización en los mercados de Norte América y Europa:

(...)

En cuanto a los resultados del proceso descrito, se señala lo siguiente:

> *"Resultados de la Estandarización en EE.UU. y Europa*
>
> *Según hemos descrito en nuestros reportes anteriores, **la estandarización aumenta la eficiencia permitiendo que las partes se concentren en la ejecución de las transacciones, y no en la negociación de contratos individuales.** Al comienzo de la transición hacia la estandarización en los mercados norteamericanos, hubo un reconocimiento claro y explícito de los problemas causados por contratos no estandarizados (...)"*

Como se ve, la frase a que se refiere Ecopetrol se dio en un contexto en el que se analizaba el proceso de surgimiento de la estandarización de contratos en Estados Unidos y Europa, la cual es mucho más profunda y rígida, llegando a establecer verdaderos contratos 'tipo' o estándar que las partes básicamente adoptan en su integridad.

En ese sentido, la CREG reconoce la importancia de la voluntad privada de las partes y de la negociación de las obligaciones, de acuerdo con los intereses de cada una. Sin embargo, se reitera que dichas instituciones jurídicas no son absolutas o ilimitadas y que, como se ha explicado, el Estado puede intervenir en su desarrollo a través de instrumentos legítimos, instituidos mediante la Ley, tal como es el caso de la regulación, la cual se materializa en las decisiones de las Comisiones de Regulación.

Habiendo establecido lo anterior, vale la pena indicar que lo que la CREG pretende, entre otras cosas mediante el establecimiento de condiciones y requisitos mínimos de los contratos, es facilitar y agilizar las transacciones en el mercado, teniendo en cuenta la alta concentración del mercado de suministro y transporte de gas natural en Colombia, y la

correlativa falta de competencia en dicho mercado, según se dijo en el Documento CREG-062 de 2012:

> *"Con esto también se busca agilizar las negociaciones de los contratos de suministro y transporte de gas natural, disminuir los costos de transacción de los agentes implicados, sentar las bases para el desarrollo de un mercado primario y secundario transparente y eficiente, y promover la entrada de nuevos comercializadores que faciliten la dinamización del mercado"*

En ese sentido, la CREG está ejerciendo las funciones otorgadas por la Ley 142 de 1994, el Decreto 2100 de 2011 y el Decreto 1710 de 2013. Por tanto, no se acoge el comentario.

b. *"La CREG desborda sus facultades en la redefinición de las categorías contractuales (contrato firme o que garantiza firmeza, contrato interrumpible, contrato de opción de compra de gas, contrato de opción de compra de transporte, contrato de suministro y transporte con firmeza condicionada), toda vez que pretende definir contenidos propios de aquellos contratos y subordinarlos a los criterios establecidos en la Resolución 071 de 2006. Lo anterior, desconoce claramente el principio de la autonomía negocial de las partes del contrato.*

   Se resalta que los contratos de gas se sujetan, por regla general, a las disposiciones del derecho privado en donde predomina el principio de autonomía de la voluntad de las partes tal y como lo sustentan los artículos 333,334 y 365 de la Constitución de 1991, el artículos 1494 del Código Civil, el artículo 864 del Código de Comercio y los artículos 30, 31 y 32 de la Ley 142 de 1994. Lo anterior, adquiere mayor relevancia, si se trata de las condiciones económicas del contrato (precio, periodicidad, inicio y continuidad en el suministro).

   Con relación al alcance de la acción regulatoria de la CREG en materia contractual, el artículo 14 del Decreto 2100 de 2011, expresó lo siguiente: "(...) Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los agentes operacionales, la CREG establecerá requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación (...)". En ese sentido, el citado decreto faculta a la CREG sólo al establecimiento de requisitos mínimos de los contratos. Consideramos que la regulación propuesta se aparta de la función de fijar reglas mínimas en los modelos contractuales y, por el contrario, establece y detalla los tipos contractuales procedentes en los mercados primario y secundario.

   Es importante resaltar que la autonomía privada o negocial es un principio rector y vinculante para el servicio público de comercialización de gas natural y que sin lugar a dudas debe ser considerado por la CREG en proyectos que, como el presente, limitan de manera directa contenidos esenciales de este principio. La remisión al derecho privado consagrada en el artículo 32 de la Ley 142 de 1994, evidencia la voluntad del legislador de permitir que las relaciones jurídicas contractuales en el ámbito de los servicios públicos se sometan, por regla general, a los mecanismos de autorregulación impulsados directamente por las partes del contrato (artículo 1602 del Código Civil). Precisamente, al tratarse los servicios públicos de actividades económicas con un alto componente de intervención estatal, predomina el respeto por las libertades económicas (fundamentalmente la libertad de empresa y la libre competencia), las cuales suponen que en el manejo de las relaciones jurídicas entre los operadores y agentes del mercado, sean directamente las partes las que determinen el contenido y alcance de sus relaciones contractuales en un plano de libertad e igualdad. Al respecto, la jurisprudencia constitucional ha expresado lo siguiente:

   "(...) Según ha manifestado esta Corporación la autonomía de la voluntad privada goza de sustento constitucional. En efecto, este principio se deriva de la interpretación sistemática del texto constitucional, a partir de distintos derechos reconocidos en la Carta Política, a saber: el derecho al reconocimiento de la personalidad jurídica (Art. 14), el derecho al libre desarrollo de

*la personalidad (Art. 16)*59*, el derecho a la propiedad privada (Art. 58), la libertad de asociación (Arts. 38 y 39), la libertad económica, la libre iniciativa privada y la libertad de empresa (Art. 333), los cuales les confieren a los asociados "la potestad de crear, modificar y extinguir relaciones jurídicas"(...)* 60*. (Subrayado fuera de texto).*

La autonomía negocial entraña para su titular una serie de libertades, las cuales aunque se encuentren sujetas a estrictos límites derivados del interés general, siempre la caracterizan: i) la libertad para resolver los parámetros de la contratación y decidir si se contrata o no; y ii) la libertad de determinar el contenido de los derechos y obligaciones que regirán la relación negocial.

Aunque los instrumentos de intervención estatal en la economía, encuentran suficientes y legítimas motivaciones que posibilitan establecer estrictas y razonables restricciones en las libertades contractuales (especialmente en el ámbito de los servicios públicos), asimismo es evidente que el ejercicio de aquellos instrumentos presupone el reconocimiento expreso de la autonomía negocial.

Con lo anterior, no queremos señalar que los servicios públicos sólo puedan estar sometidos al marco normativo definido por el legislador. La regulación dictada por las comisiones reguladoras es legítima (incluso respecto de la reserva especial de ley que recae sobre los servicios públicos - Artículo 150, numeral 23, constitucional), pero adolece de autonomía, y en esa medida, la potestad de regulación no sólo no puede contravenir los mandatos constitucionales, legales y reglamentarios, sino que las autoridades que ejercen tal potestad, en modo alguno están autorizadas para actuar en sustitución, reemplazo o en oposición de lo que se ha señalado por el legislador. Es más, aunque baste para su intervención de una autorización legal -intervención por ministerio de la ley- el instrumento, finalidades y alcance de la regulación han de ser claramente delimitadas por el legislador. En ese sentido, ha resaltado la Corte Constitucional lo siguiente:

"(...) Esta Corporación ha entendido que la potestad normativa atribuida a las comisiones de regulación es una manifestación de la intervención estatal en la economía –una de cuyas formas es precisamente la regulación- cuya finalidad es corregir las fallas del mercado, delimitar la libertad de empresa, preservar la competencia económica, mejorar la prestación de los servicios públicos y proteger los derechos de los usuarios. Así mismo, ha utilizado una perspectiva jerárquica para determinar su lugar dentro del sistema normativo y ha sostenido que se trata de una competencia normativa de naturaleza administrativa sujeta a la ley y los decretos reglamentarios expedidos por el Presidente de la república. Desde este punto de vista las comisiones de regulación, a diferencia de órganos autónomos de origen constitucional tales como por ejemplo el Banco de la República y la Comisión Nacional de Televisión, carecen de potestades normativas autónomas y su actividad reguladora ha de ceñirse a lo establecido por la ley y los decretos reglamentarios sobre la materia (...)" 61*. (Subrayado fuera de texto).*

Así pues, cuando la CREG dispone en el proyecto de resolución la definición de aspectos ampliamente reconocidos en el Derecho Privado (aspectos que surgen de la autonomía de la voluntad privada y aspectos regulados expresamente por la legislación civil como los supuestos eximentes de responsabilidad contractual) desborda el alcance de sus poderes de regulación e invade el marco normativo sólo reservado para el legislador.

Consideramos que la CREG amplía sus facultades hasta imponer contenidos generales en los contratos en materia de definiciones, plazo, cláusulas de incumplimiento, compensaciones, causales exonerativas de responsabilidad, entre otras. En el sentido anotado, la propuesta de la

---

[59] Ver la Sentencia C-738 de 2002.
[60] Sentencia de la Corte Constitucional C- 186 del 16 de marzo de 2011, M.P. Humberto Sierra Porto.
[61] Sentencia de la Corte Constitucional C- 186 del 16 de marzo de 2011, M.P. Humberto Sierra Porto.

CREG desborda, sin duda, la autorización del Decreto 2100 como norma superior, en la medida en que no se circunscribe a estructurar reglas esenciales mínimas.

Propuesta: Conservar las definiciones de estos contratos contenidas en la Resolución CREG-118 de 2011 y en otras resoluciones, en las cuales se establece claramente que las modalidades contractuales y sus prestaciones sólo dependen de lo acordado libremente entre las partes."

Respuesta

Como ya se ha dicho, las facultades regulatorías que la Constitución y la Ley reconocen al Estado, materializadas en la existencia y actuaciones de las Comisiones de Regulación, han sido clara y ampliamente reconocidas por la jurisprudencia contencioso administrativa y constitucional. Los apartes jurisprudenciales citados por Ecopetrol no dejan dudas al respecto, razón por la que la CREG acata dichos postulados, así como lo hace respecto de las normas contenidas en la Constitución, la Ley y los decretos reglamentarios del caso.

Aunado a lo anterior, conviene recordar que Ecopetrol olvida citar otros apartes de la jurisprudencia que trascribe, apartes que se reseñan en otras secciones del presente documento:

"Ahora bien, bajo el marco normativo de la Constitución de 1991, la autonomía de la voluntad privada no se concibe como un simple poder subjetivo de autorregulación de los intereses privados, "sino como el medio efectivo para realizar los fines correctores del Estado Social, a través del mejoramiento de la dinámica propia del mercado"[62] de manera tal que debe entenderse limitada y conformada por el principio de dignidad humana, los derechos fundamentales de las personas, la prevalencia del interés general, la función social de la propiedad (Art. 58), el bien común como límite a la libre iniciativa privada, la función social de la empresa (Art. 333), la dirección general de la economía a cargo del Estado y los poderes estatales de intervención económica (Art. 334).

(...)

*De igual manera, en lo concerniente a los servicios públicos, la intervención económica adquiere una finalidad específica, consistente en asegurar la satisfacción de necesidades básicas que se logra con su prestación, y tiene un soporte constitucional expreso en el artículo 334 de la Carta. (...) Así, por cuanto los servicios públicos son una actividad económica que compromete la satisfacción de las necesidades básicas de la población, y por ello mismo la eficacia de ciertos derechos fundamentales, "**la intervención del Estado** en la actividad de los particulares que asumen empresas dedicadas a este fin **es particularmente intensa**, y su prestación se somete a especial regulación y control[63]" (negrillas agregadas).*

Precisamente en aras de satisfacer el interés general y los derechos fundamentales involucrados en la prestación de los servicios públicos resulta con frecuencia necesario sacrificar el alcance de las libertades económicas de los particulares que participan en estas actividades.

(...)

Entonces, de lo anteriormente reseñado resulta que la reserva legal en materia de servicios públicos domiciliarios no excluye la atribución de funciones de regulación a órganos especializados, tales como las comisiones de regulación, que no se agotan en la expedición de actos normativos ni tampoco se circunscriben a una modalidad específica de los mismos. Sin

[62] Ibidem.
[63] Sentencia C- 615 de 2002. (Negrillas de la Corte)

embargo, el ejercicio de estas competencias en todo caso ha de sujetarse a los lineamientos establecidos por el legislador.

La intervención del órgano regulador en ciertos casos supone una restricción de la autonomía privada y de las libertades económicas de los particulares que intervienen en la prestación de los servicios públicos, sin embargo, tal limitación se justifica porque va dirigida a conseguir fines constitucionalmente legítimos y se realiza dentro del marco fijado por la ley.

(...)

Ahora bien, ***la regulación de carácter imperativo en ciertos casos restringe o limita la autonomía de la voluntad privada y la libertad económica de los proveedores de redes y servicios,*** *lo que según el demandante resulta inconstitucional. No obstante, de conformidad con lo antes expuesto* ***se trata de un instrumento de intervención estatal en la economía autorizado por el artículo 334*** *constitucional y, a diferencia de lo que señala el actor, la ley (...) sí establece tanto la finalidad de la intervención, al igual que el instrumento mediante el cual se ejerce, así como los fines que persigue y las materias sobre las cuales recae"*[64]

De lo anterior emana que las Comisiones de Regulación pueden, en efecto, intervenir "de una manera intensa" en el mercado, esto es, pueden limitar la voluntad de las partes y la libertad de empresa, siempre y cuando dicha intervención se enmarque dentro de lo que la Constitución y la Ley prescriben.

En el presente caso, se ha dicho que la CREG está ejerciendo las facultades contenidas en los artículo 73 y 74 de la Ley 142 de 1994, y cumpliendo además las políticas señaladas en el Decreto 2100 de 2011, así como en el Decreto 1710 de 2013. Así, de acuerdo con el artículo 73, es función de las Comisiones de Regulación la de *"regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad".* En especial, se resaltan las funciones otorgadas a la CREG en los literales a y c del artículo 74, los cuales permiten a la Comisión, por una parte, *"regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia"* y por otra, *"establecer el reglamento de operación (...) para regular el funcionamiento del mercado mayorista de (...) gas combustible".*

Se reitera que el mercado de suministro y transporte de gas natural en Colombia es altamente concentrado, hecho evidente que se ha venido documentando años atrás, según se ilustró en el Documento CREG-062 de 2012. En ese sentido, la CREG debe cumplir su función reguladora promoviendo la competencia y la prestación eficiente del servicio, fin que se busca con las medidas propuestas en la resolución soportada por este documento.

Debe tenerse en cuenta, además, que si bien es cierto que los actos administrativos de la CREG deben enmarcarse también dentro de lo dispuesto por los decretos reglamentarios, también lo es que, como se ve, las funciones mismas de la CREG emanan de la Ley, en aplicación de la Constitución Política. Ello deviene del numeral 7 del artículo 150 Superior, y

[64] Corte Constitucional. Sentencia C-186 de 2011.

así es reconocido por la Ley 489 de 1998[65] en sus artículos 5 y 48, los cuales establecen que *"Los organismos y entidades administrativos deberán ejercer con exclusividad las potestades y atribuciones inherentes, de manera directa e inmediata, respecto de los asuntos que les hayan sido asignados expresamente por la ley, la ordenanza, el acuerdo o el reglamento ejecutivo.(...)"* y que *"Las comisiones que cree la ley para la regulación, de los servicios públicos domiciliarios mediante asignación de la propia ley o en virtud de delegación por parte del Presidente de la República, para promover y garantizar la competencia entre quienes los presten, se sujetarán en cuanto a su estructura, organización y funcionamiento a lo dispuesto en los correspondientes actos de creación"*.

Ahora bien, respecto de lo establecido en el artículo 14 del Decreto 2100 de 2011, se tiene que el mismo no limita la competencia de la CREG para establecer los productos a ser transados mediante los mecanismos de comercialización contemplados en la regulación, los cuales corresponden a modalidades de contratos definidos por las normas superiores que la CREG respeta y acoge, como son los contratos de suministro, compra venta y transporte; éstos, de hecho, son y han sido utilizados por la industria durante su historia y desarrollo. Lo mismo puede predicarse de lo dispuesto en el literal a) del artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 en cuanto determina que al expedir el reglamento de operación mediante el cual se regula el mercado mayorista de gas natural, la CREG podrá establecer las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista.

En este sentido vale la pena precisar que en manera alguna la CREG está creando tipologías de contratos, sino que, dentro del marco de las definiciones legales ya existentes, determina ciertas modalidades de dichos contratos y, conforme a los mandatos establecidos en los Decreto 2100 de 2011 y 1710 de 2013, y en adición a lo que regulatoriamente venía definiendo[66], en esta propuesta establece condiciones y requisitos mínimos respecto de los contratos de suministro y de transporte de gas natural. Todo lo anterior con el propósito de lograr los fines establecidos en la Ley 142 de 1994 y que enmarcan las decisiones de la CREG, lo cual se ajusta a lo establecido al respecto en la jurisprudencia.

En conclusión, el objetivo legítimo del regulador consiste en que, respetando las normas superiores que rigen los tipos de contratos, éstos deban incluir elementos accidentales que estén destinados al cumplimiento de los fines superiores señalados por la Ley como parte de las funciones de la CREG (v.gr evitar el abuso de la posición dominante). Se insiste entonces en que la Comisión está ejerciendo sus funciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 142 de 1994, esto es, promoviendo la competencia, la eficiencia y la calidad en el servicio público domiciliario de gas natural.

Por lo expuesto, no se acoge el comentario.

c. *"El contenido de las modalidades contractuales de compra o suministro de gas le conceden al titular unos derechos personales derivados de la relación contractual. De hecho la regulación señala que el comprador secundario es quien ha celebrado con el comprador primario un contrato de venta de derechos de suministro.*

[65] "Por la cual se dictan normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional, se expiden las disposiciones, principios y reglas generales para el ejercicio de las atribuciones previstas en los numerales 15 y 16 del artículo 189 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones".

[66] Antes de la entrada en vigencia del Decreto 2100 de 2011.

Es importante resaltar que la materia de aquellos contratos son derechos que no hacen automáticamente dueño a su titular de cantidades de gas sino de las prerrogativas que confieren los derechos al suministro con las ventajas, limitaciones o condiciones que sean contempladas en los contratos.

Por lo anterior, vemos que no es viable jurídicamente equiparar las cosas corporales, como lo son las cantidades de gas propiamente dichas, con las cosas incorporales o derechos derivados de relaciones negociales o contractuales (contratos de compra o suministro de gas) (artículos 653, 654,664 y 666 del Código Civil).

De la celebración de los contratos de compra o suministro nacen derechos personales que concederían acciones o excepciones personales del titular de esos derechos en contra de la otra parte de la relación contractual. Sin embargo, por la celebración del contrato no es viable jurídicamente sostener que el comprador pueda sustentar derechos de propiedad sobre cantidades de gas, menos aún en aquellas modalidades contractuales que dependen de otras condiciones especiales previas a la entrega material y efectiva del gas.

En conclusión, la definición de derechos de suministro que se propone se aparta de los principios y elementos esenciales previstos en la legislación civil."

Respuesta

La definición de "Derechos de Suministro de Gas" fue tomada del RUT y se mantendrá en dicha resolución. Es de observar que, tal como lo señala el artículo 3 de la propuesta regulatoria, para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta las definiciones allí establecidas, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG.

12. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"... es importante anotar que la figura del contrato* 'pague lo contratado'*, tenía y tiene ventajas para atender demandas como la regulada, la cual tiene variaciones horarias en un mismo día, y al mismo tiempo, e incluso de manera mensual, permitiendo que los agentes tuvieran algún margen de maniobra respecto de las cantidades que podían consumir o no dentro del contrato, aún y cuando los porcentajes firmes han venido aumentando con el paso del tiempo.*

Frente a lo que hoy en día existe, el instrumento diseñado por el regulador, no representa los mismos beneficios para la demanda, en la medida que el mercado de úselo o véndalo no garantiza en estricto sentido que se pueda concretar la transacción, ya que esta está condicionada a que el Comprador tenga las garantías de pago; cuando la transacción no se concrete, los excedentes se constituirían en pérdidas de gas, ya que el titular del gas efectivamente pagaría por ellas, pero no necesariamente se las utilizaría.

Es posible que en el mediano plazo, cuando el mercado esté lo suficientemente desarrollado, este tipo de inconvenientes sean riesgos marginales, pero en el corto plazo, considerando el número de agentes actualmente existentes, las pérdidas que tendría que asumir el sector frente a lo que actualmente existe, podrían ser importantes.

En ese sentido, se solicita al regulador establecer un periodo de transición, que permita que los porcentajes actualmente vigentes, se mantengan por un periodo de tiempo, hasta que la opción del mercado úselo o véndalo sea una realidad".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

13. Emgesa

"Se observa que el parágrafo 2 del artículo 8 prohíbe la suscripción de contratos 'take or pay' a partir de la entrada en vigencia de la Resolución 113 pero a su vez el parágrafo 4 establece que 'Durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del producto o de la capacidad contratada. Asimismo, durante la vigencia de tales contratos, el comprador o remitente deberá pagar el 100% del valor pactado por el gas o la capacidad contratada'.

Esto significaría que los contratos 'take or pay' vigentes a la entrada en vigencia de la Resolución deberían ser ajustados a lo señalado en el parágrafo 4, lo cual iría en contravía tanto de lo dispuesto en el parágrafo 1 de la Resolución 113 que señala que los contratos vigentes en la entrada en vigor de la Resolución continuarán vigentes hasta su fecha de terminación, como del principio conforme al cual los contratos se rigen por la Ley vigente al momento de su celebración establecido en el artículo 38 de la ley 153 de 1887".

Respuesta

El artículo 8, objeto del comentario, versa sobre los contratos permitidos en el mercado primario de gas y establece otras reglas que habrán de seguirse en relación con los mismos y con aquellos celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la resolución. Así las cosas, como primera medida se establece en el parágrafo 1 que *"Los contratos de suministro y de transporte de gas, que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, los agentes no podrán prorrogar su vigencia".*

Posteriormente, en el parágrafo 2 del mismo artículo se establece la prohibición de pactar a partir de la entrada en vigencia de las nuevas reglas para la comercialización de gas (propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012) contratos *'take or pay'* establecidos en la regulación (Resolución CREG 070 de 2006, modificada por las Resoluciones CREG 118 y 140 de 2011).

Finalmente, en el parágrafo 4 del mismo artículo se determina otra regla que aplica también a partir de la entrada en vigencia de la nueva regulación, esto es para los contratos que se suscriban a partir de la entrada en vigor de las nuevas reglas de comercialización de gas, consistente en que, durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo (esto es de los contratos firmes o que garantizan firmeza, de suministro con firmeza condicionada, de transporte con firmeza condicionada, de opción de compra de gas, OCG y/o de opción de compra de transporte, OCT), las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del producto o de la capacidad contratada. Asimismo, durante la vigencia de tales contratos, el comprador o remitente deberá pagar el 100% del valor pactado por el gas o la capacidad contratada.

Por tanto, de lo dispuesto en el parágrafo 4 del artículo 8 no deriva en un ajuste que deba hacerse a los contratos *'take or pay'* vigentes a la entrada en vigencia de la resolución, sino un mandato imperativo aplicable a los nuevos contratos que se celebren con las reglas establecidas en la nueva regulación. Por tanto, no se está estableciendo una regla de ajuste a los contratos *'take or pay'* celebrados con anterioridad a la expedición de la nueva regulación en materia de comercialización.

14. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"La opción de contratación bilateral a través de OCG sujeta a las cantidades vendidas para exportación como Firmeza Condicionada por parte del productor, pareciera no ser una opción real para la demanda térmica. Ello porque en principio, no existe ningún incentivo para que un productor venda bajo Firmeza Condicionada las cantidades de exportación, ya que puede venderlas como Firmes, y si esto ocurre no podría vender OCG´s de manera bilateral. Por consiguiente, la Comisión debe evaluar la efectividad de esta opción para garantizar que la demanda térmica pueda acceder a este producto, y el cumplimiento de la política que privilegia la demanda interna sobre la externa, más cuando las cantidades a ofrecer en el mercado son de libre disposición del productor".*

Respuesta

Desde el punto de vista conceptual el productor-comercializador asume una obligación equivalente a la de un contrato firme en los siguientes casos: i) cuando combina un contrato con firmeza condicionada para exportación y un contrato OCG contra la exportación para demanda interna; y ii) cuando vende un contrato firme de exportación donde el comprador externo es compensado por el productor-comercializador con el costo de oportunidad del gas natural de exportación que establezca la Comisión, según lo estipulado en el artículo 27 del Decreto 2100 de 2011. Si se asume que en los dos casos el productor-comercializador obtiene los mismos ingresos, se estaría ante una situación de indiferencia frente a la preferencia en la modalidad contractual que vendería este agente.

Precisamente la regulación busca que los productores-comercializadores y los diferentes consumidores tengan acceso a alternativas de suministro y transporte para suplir sus necesidades. Sin embargo, serán los participantes del mercado los que expresen sus preferencias por hacer uso de una u otra modalidad de contrato en función de los riesgos que estén dispuestos a asumir y de la rentabilidad que estén interesados en obtener. En todo caso la regulación de la CREG no puede establecer la prioridad en la modalidad de contrato de exportación que puede vender el productor-comercializador.

b. *"Se solicita a la Comisión precisar que los generadores térmicos del interior que opten por gas natural importado (GNL) para respaldar sus OEF y que usen el gasoducto en contraflujo (Yumbo – Vasconia), deben pagar únicamente las obras necesarias para la ampliación de la infraestructura existente y garantizar la bidireccionalidad y en cuyo caso, no es necesario la firma de una OCT, dado que no hay costos fijos adicionales cuando la capacidad contratada en la dirección normal sea mayor o igual a la necesitada por el generador térmico. En caso contrario, sí debería firmarse una OCT".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 10, literal c.

c. *"En el Parágrafo 4 de los Artículos 8 y 28 Contratos permitidos, en donde se hace referencia a que* las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del producto o de la capacidad contratada. Asimismo, durante la vigencia de tales contratos, el comprador o remitente deberá pagar el 100% del valor pactado por el gas o la capacidad contratada', *solicitamos dejar explícito que para el caso del transporte este 100% hace referencia a las cantidades contratadas para evitar interpretaciones en el sentido de exigir el pago asociado a la pareja 100% costo fijo".*

Respuesta

Se considera acertado este comentario. En la resolución definitiva se aclara que el porcentaje del contrato se refiere a la capacidad contratada mas no a la pareja de cargos.

15. Gas Natural

"La normativa le resta flexibilidad al suministro de gas natural, incrementando los costos de prestación del servicio a los usuarios, entre otras razones porque la definición de Take or Pay al 100%, en un mercado con alta desviación de factor de carga, genera excedentes estructurales de suministro y transporte, excedentes que además deben ofrecerse en el mecanismo Úselo o Véndalo en condiciones que perjudican al poseedor original de las cantidades o de los derechos de transporte.

Todo el esquema, con la inflexibilidad impuesta, tiene el riesgo de destruir la demanda desarrollada con gran esfuerzo por todos los agentes en la última década".

"Mantener los contratos Take or Pay de nivel inferior al 100% y el periodo de compensación del gas pagado y no tomado, no rifie ni desestimula la creación de un mercado secundario eficiente, y dota al comercializador de una herramienta de optimización de costos de aprovisionamiento, en beneficio de todos los usuarios finales."

"A manera de ejemplo, la demanda pico regulada de Bogotá es aproximadamente 33% superior a la demanda promedio y 127% mayor a la demanda valle del año. El Distribuidor – Comercializador debe garantizar la continuidad en la prestación del servicio en cualquier periodo del año, esto es que si contrata su demanda pico de manera uniforme al año, obtendrá como resultado un sobrecosto en el suministro del 28% sobre el precio de contratación (siempre que la venta en el mercado secundario no sea posible). Para una contratación de 5 USD/MBTUD, el costo neto para el usuario será de 6,42 USD/MBTU".

"El beneficio al productor de percibir rentas por el 100% de las capacidades contratadas, aún cuando éstas no sean producidas por efecto del comportamiento típico de la demanda (que no va a cambiar por las disposiciones normativas), no se ve retribuido mediante otros beneficios subyacentes como menores precios de suministro, contratos de volumen sobre factores de carga típicos del Distribuidor - Comercializador o la obligatoriedad de recompra de sobrantes a través de la figura de Promotor de Mercado".

"Es predecible que los Distribuidores - Comercializadores mantengan sobrantes estructurales de suministro y transporte, como ya se ha mencionado, ya que no es una opción contratar por debajo de la demanda pico (que para el caso de Bogotá ocurre 112 días al año), y difícilmente es aprovechable por la ausencia total de mecanismos de flexibilidad operativa como parqueos en condiciones de firmeza en gasoductos (sobre las mismas capacidades sobrantes de transporte) u otros almacenamientos a manera de peak shaving".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

Adicionalmente, como se expone en la sección 2.6.4, numeral 14, literal a, la resolución definitiva contempla que los agentes obligados a ofrecer el gas natural no nominado a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo podrán fijar el precio de reserva al cual estarán dispuestos a vender dichos excedentes.

16. Gases de Occidente

"... se solicita al regulador establecer un periodo de transición, que permita que los porcentajes actualmente vigentes, se mantengan por un periodo de tiempo, hasta que la opción del mercado úselo o véndalo sea una realidad, o que por lo menos prevalezca el Período de Reposición en el que el agente puede utilizar el gas Pagado y no Consumido".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

17. Gecelca S. A. E.S.P.

a. *"Estandarización de contratos.*

La estructuración de los contratos en firme que se firmarían, una vez se realicen las subastas de gas natural, incluyen la formalización de contratos estandarizados entre compradores y vendedores, donde los generadores térmicos como GECELCA nos veríamos abocados a la compra de gas natural cuya característica sería tómelo o páguelo de manera diaria, con lo cual el riesgo de cantidades contratadas quedarla a cargo del generador, debido a que la programación del despacho y sus variaciones dependen de las condiciones del Sistema Interconectado Nacional.

Si bien entendemos los beneficios que se buscan con la estandarización de los contratos, en términos de eficiencia y menores costos en las transacciones, es importante mencionar que este cambio de la modalidad de contratación al pasar de contratos take or pay con evaluación anual o semestral o mensual a contratos anuales con evaluación diaria, traslada al generador térmico el riesgo de perder la cantidad contratada diaria si no la utiliza o si no le es posible venderla en el mercado de úselo o véndalo, o incurrir en pérdidas en caso de venderla a precios inferiores al de compra.

El nivel de riesgo de obligaciones de cantidades diarias para un generador térmico, implica cambios significativos en la operatividad y el manejo de las cantidades contratadas respecto a la dinámica actual del sector eléctrico, en un sector de gas que actualmente no posee infraestructura adicional como almacenamientos o gasoductos con suficiente capacidad operativa, para dar la flexibilidad y la gestión del riesgo de las cantidades contratadas que requiere la demanda térmica.

Teniendo en cuenta lo anterior, respetuosamente planteamos extender la excepción dada para los generadores térmicos en la utilización voluntaria del mecanismo úselo o véndalo, para que se permita a la demanda térmica contratar gas en firme con una modalidad de evaluación anual de la cantidad contratada, dentro de un periodo de transición que finalice al momento que exista suficiente infraestructura física disponible para el manejo de riesgo de cantidades antes descrito. Así mismo, solicitamos mantener los periodos de compensación en tiempo (6 meses) para el gas pagado y no tomado que hoy existe en los contratos Take or Pay, considerando que los productores de gas pueden administrar adecuadamente este riesgo de cantidades en la gestión de la producción de los campos".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

b. *"Considerando la experiencia adquirida en la contratación, utilización y aplicación de la Opción de Compra Gas OCG, parecería razonable la activación de esta modalidad contractual al momento en que al menos en una hora el precio del predespacho ideal (variable IMAR) sea*

superior o iguales al 90% del precio de escasez, así como, al momento que se requiera para las pruebas establecidas en la regulación que buscan probar el activo y/o el respaldo de las OEF. Lo anterior, es de vital importancia para maximizar la utilización de esta figura contractual en el ámbito normativo del cargo por confiabilidad y la optimización de recursos disponibles en beneficio de la preservación del recurso hídrico antes y durante la presencia de eventos críticos".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

c. *"Sería recomendable que se aclare si los contratos firmados con posterioridad al Decreto 2100 de 2011, pero antes de la entrada del proyecto de resolución del asunto, continuarán vigentes tal cual se firmaron o deberán ser modificados y adaptados a la estandarización, exceptuándose aquellos que pueden ser realizados de manera bilateral."*

Respuesta

La regulación establece de manera clara y acorde con lo dispuesto en el Decreto 2100 de 2011, para el mercado primario que *"[l]os contratos de suministro y de transporte de gas, que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, los agentes no podrán prorrogar su vigencia"*, y para el mercado secundario que *"[l]os contratos del mercado secundario definido en el RUT, que estén vigentes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, no se podrá prorrogar su vigencia"*.

Conforme a lo anterior, es claro que los contratos firmados con anterioridad a la entrada en vigencia de la resolución continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos, bien sea que se hayan suscrito antes o después de la expedición del Decreto 2100 de 2011 y sin importar que estos se hayan suscrito antes o después de la publicación para comentarios de la Resolución CREG 113 de 2012, ya que lo que interesa es la entrada en vigencia de la resolución definitiva en materia de comercialización.

Como se mencionó, para ambos mercados (primario y secundario) el regulador, siguiendo los mandatos establecidos en el Decreto 2100 de 2011, respeta los contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de las nuevas reglas de comercialización y por tanto las partes involucradas en estos contratos no estarán obligadas a modificarlos y adaptarlos a las disposiciones contenidas en la resolución soportada por este documento. Eso sí, no podrán prorrogarse una vez ocurra la fecha inicialmente pactada para su terminación, con lo cual, ésta es la única regla aplicable a los contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de la presente resolución. Así pues, llegada la fecha de terminación de los contratos, estos no podrán prorrogarse y deberán celebrarse nuevos contratos, con sujeción a las nuevas reglas regulatorias.

d. *"¿Se respetarán las condiciones establecidas en los contratos interrumpibles firmados con los productores con anterioridad a las normas aquí establecidas?"*

Respuesta

Ver la respuesta anterior.

18. Grandes usuarios industriales

a. *"No se entiende porque no se pueden llevar a cabo contratos también a 2, 3 o 4 años. Es claro que para un usuario final, especialmente el gran consumidor industrial, dependiendo de las características de proyectos nuevos o de la producción existente, pudiera no serle conveniente enmarcarse en los dos extremos de 1 o 5 años".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 7, literal a.

b. *"Permitir una estructura de compra con un Take or Pay diferente del 100% con periodos de compensación. Ese esquema está operando muy satisfactoriamente en el momento actual tanto para la demanda como para la oferta".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 1.

19. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

a. *"TOP. Proponemos que los contratos que se suscriban incluyan la modalidad take or pay y que a su vez maneje un nivel inferior al 100%. Esta propuesta busca generar una flexibilidad para la oferta y la demanda dentro de la estructuración comercial que diseñen para atender a sus clientes".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 6.

20. Isagen

a. ***"Artículo 8. Contratos permitidos.***
El Parágrafo 1 establece que 'Los contratos de suministro y de transporte de gas, que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, los agentes no podrán prorrogar su vigencia'.

En las subastas de Cusiana de la Planta LTOII se firmaron contratos cuyas fechas de finalización son el 30 de junio de 2015 y de 2016, pero la propuesta regulatoria establece que los contratos iniciarán el 01 de diciembre y finalizarán el 30 de noviembre. Respetuosamente solicitamos a la Comisión definir un período de transición en el que haya libertad para la negociación de estos contratos y ajustar la fecha de finalización al 30 de noviembre de ese año y de esta manera armonizar su vigencia con las fechas previstas para la comercialización de la oferta de gas disponible y no limitar la participación de la demanda.

Respetuosamente, proponemos además que la Comisión evalúe alternativas para que, en una etapa de transición, los productores puedan ofertar suministro destinado a los generadores que tengan contratos de largo plazo y que requieran combustible en firme para años intermedios. En el caso expuesto en el párrafo anterior, ISAGEN requiere gas para respaldar las OEF de Termocentro del período 2014 – 2015, si se lleva a cabo la comercialización de gas como se propone, la opción de contratar gas a un año no es útil porque no atendería el período requerido, y la opción de cinco años implicaría una sobrecontratación no deseable.

El Parágrafo 4 establece que 'Durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del producto o de

la capacidad contratada. Asimismo, durante la vigencia de tales contratos, el comprador o remitente deberá pagar el 100% del valor pactado por el gas o la capacidad contratada'

La interpretación de este parágrafo es que esto equivale a una cláusula penal para los compradores cuyo valor sería la totalidad del costo fijo del contrato durante el tiempo de vigencia del mismo.

La experiencia sobre este tema particular nos ha demostrado que este tipo de cláusulas penales han sido utilizadas por los vendedores para impedir que los compradores puedan dar por terminado un contrato unilateralmente de manera anticipada, aunque estén amparados en razones legítimas, pues hacerlo es tan oneroso como seguir pagando los costos fijos pactados en el contrato hasta su terminación.

En este sentido, respetuosamente solicitamos a la CREG eliminar o modificar este parágrafo de manera que la cláusula penal de los contratos se pueda negociar entre las partes o la fije en un valor que sea justo y razonable para los agentes involucrados en el negocio; además debe ser simétrica, es decir, que involucre tanto a compradores como a vendedores en esta obligación de compensar a la contraparte".

Respuesta

Con respecto a la fecha de finalización de los contratos ver respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literales a y b.

Con respecto al período de contratación para cumplir con las OEF ver las respuestas en la sección 2.5.4, del numeral 4, literal b, y del numeral 2, literal b.

Con respecto al parágrafo 4 del artículo 8 de la Resolución CREG 113 de 2012 se debe mencionar que de ninguna manera las disposiciones propuestas allí son, ni pretenden serlo, una cláusula penal para los compradores. Las disposiciones de este parágrafo buscan consolidar la utilización de las modalidades de contratos y sus condiciones y requisitos mínimos, propuestos en la Resolución CREG 113 de 2012, lo cual tiene como propósito mejorar la liquidez del mercado que es uno de los objetivos de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. Las condiciones y los requisitos mínimos de los contratos se refieren a los aspectos clave que, que desde el punto de vista regulatorio, deben ser comunes al momento de pactar una modalidad de contrato, tales como eventos eximentes de responsabilidad y compensaciones por incumplimiento.

En todo caso frente a las disposiciones propuestas en el parágrafo 4 del artículo 8 se debe mencionar lo siguiente:

- En el parágrafo se anota que *"[d]urante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del producto o de la capacidad contratada"*. Lo anterior quiere decir que el contrato que se pacte deberá corresponder a alguna de las modalidades de contratos establecidos en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, con sus respectivos requisitos, y que la cantidad contratada a través de dicho contrato se debe garantizar en su totalidad y durante el período de vigencia del contrato, excepto en los períodos de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes de responsabilidad. Para evitar confusiones se propone aclarar la redacción de esta disposición en la resolución definitiva.

- En el parágrafo también se anota que *"durante la vigencia de tales contratos, el comprador o remitente deberá pagar el 100% del valor pactado por el gas o la capacidad*

contratada". Esta disposición significa que el comprador o remitente deben pagar la totalidad del valor correspondiente según la modalidad contractual pactada. Por ejemplo, en el contrato firme o que garantiza firmeza el pago se debe realizar por el 100% de la cantidad contratada independientemente de la cantidad consumida. En el contrato de opción de compra el pago corresponderá a la prima más el valor de la cantidad de gas suministrada o del servicio de transporte prestado. Para evitar confusiones se aclara la redacción de esta disposición en la resolución definitiva.

Por lo anterior hay lugar a ajustar el parágrafo 4 del artículo 8 de la propuesta de Resolución CREG 113 de 2012 con el fin de precisar su alcance.

21. Promigas

"Artículo 8. Contratos Permitidos. Parágrafo 5. Respecto del Parágrafo en mención, es importante notar que si bien la intención del Regulador es clara, en el sentido de establecer señales de expansión automáticas, así como las alternativas que tienen los transportadores, es evidente que en la medida en que no existan señales de inversión, y en ese sentido, que la señal de eficiencia definida por el regulador no reconozca las particularidades con las que los transportadores deben acometer la infraestructura de transporte, la figura en estricto sentido solamente será inocua e inviable, cuando ésta no dependa de los criterios establecidos por el regulador".

Respuesta

Los criterios para establecer los valores eficientes de las inversiones en transporte de gas se definen en metodología de carácter general y no hacen parte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. La metodología tarifaria vigente se adoptó mediante la Resolución CREG 126 de 2010.

No sobra señalar que las razones en las que se basa la Comisión para establecer lo planteado en el parágrafo 5 del artículo 8 de la propuesta es consistente con la postura que la misma Comisión ha adoptado en circunstancias anteriores. Ejemplo de lo anterior son las argumentaciones que sirvieron de base para la expedición de las resoluciones CREG 117 de 2011 y 122 de 2012. No resulta razonable que el común de los usuarios deba asumir a través de las tarifas los costos asociados a expansiones no requeridas por ellos.

22. Termobarranquilla

a. *"**Contrato de Opción de Compra de Gas.** La resolución establece que este se ejecuta cuando el precio del pre-despacho ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Sin embargo, consideramos que este se debe ejercer también para atender los requerimientos de todas las Pruebas actuales y futuras, que la reglamentación establezca para los agentes generadores."*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

b. *"**Contrato de Opción de transporte.** Teniendo en cuenta que los agentes térmicos han soportado el crecimiento del sector gas, y más específicamente lo correspondiente al transporte, por cuenta de los altos niveles de contratación que ha tenido que mantener ante las exigencias de la reglamente, no resulta justo u equitativo que la demanda térmica sea quien asuma las*

expansiones que en adelante se requieran, y que las mismas sean remuneradas al transportador a través de las OCT negociadas libremente. Al respecto se sugiere que los deltas de inversión que hayan de ser viabilizadas con las OCT, sean las que se requieran para atender nueva demanda térmica, entendiéndose como nueva demanda térmica la asociada a nuevas plantas en el sistema".

Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios de la sección 2.5.1, numeral 4, literal e y de la sección 2.5.1, numeral 8.

23. Termocandelaria S.C.A. E.S.P.

a. *"...es importante que quede claro en la Resolución, que si en el preideal se cumple que el precio de bolsa es superior al precio de escasez al menos en una hora, el comprador tendrá el derecho más no la obligación de hacer uso de la opción que es diaria, y proceder a nominar el gas hasta las cantidades requeridas (número de contratos) para atender el despacho recibido para el día siguiente".*

Respuesta

Se entiende que la OCG y la OCT son opciones mas no una obligación para el comprador.

Con respecto al precio del predespacho ideal se considera adecuado ajustar la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 para precisar que la opción se puede ejercer si en una hora se presenta la condición de que el precio del predespacho es mayor o igual al 95% del precio de escasez.

b. *"De las Opciones de Transporte de Gas, nos preocupa que se le carguen las nuevas inversiones a los agentes térmicos, como si fueran agentes nuevos, sin considerar que fueron los generadores térmicos los que posibilitaron e hicieron factible el desarrollo del sector gas natural en Colombia. Sugerimos que se tengan en cuenta los pagos que a través del tiempo han hecho los agentes térmicos, para que las opciones se hagan sobre la capacidad existente, y las OCT a agentes térmicos nuevos si se les aplique esta condición, pero no a los existentes".*

Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios de la sección 2.5.1, numeral 4, literal e y de la sección 2.5.1, numeral 8.

c. *"Respecto a los esquemas propuestos de contratación, entendemos que para que haya OCG's, se necesitan contratos con firmeza condicionada que los complementen, pero no nos queda claro, si los Productores – Comercializadores ofrecerán estos productos en una subasta para atender la demanda nacional, y de no hacerlo, significaría que esta posibilidad de respaldar el Cargo por Confiabilidad desaparecería".*

Respuesta

De acuerdo con lo establecido en artículo 24 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 los productores-comercializadores definen la cantidad de gas que ofrecerán en cada modalidad contractual. Es decir, las cantidades ofrecidas bajo cada modalidad contractual es un asunto que define el vendedor con base en las condiciones de mercado. Así, regulatoriamente no se obliga a que el vendedor ofrezca cantidades bajo una modalidad de contratación específica.

d. *"De otro lado, también nos preocupa, que las OCG's frente al gas de importación no pueden realizarse, hasta que los Productores – Comercializadores no tengan conocimiento del gas a exportar después de cubrir la demanda nacional, y esta no puede saberse hasta no haberse efectuado la primera subasta de gas. Consideramos de vital importancia, que se aclare esta situación, que permita hacer uso de esta modalidad de contratación dentro de los tiempos regulatorios, para atender las OEF´s de los años 13/14, 14/15 y 15/16".*

Respuesta

Como se indicó en el comentario anterior, con base en las condiciones de mercado, entre ellas las posibilidades o situaciones de exportación vigentes, el vendedor define las cantidades de gas que ofrecerá en cada modalidad contractual. Adicionalmente, según lo señalado en el literal g) del numeral 1 del artículo 20 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, los productores-comercializadores podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas cuando los ofrezcan mediante la modalidad de contrato de opción de compra de gas, siempre que la cantidad a transar no supere la cantidad vendida **o por vender** por el respectivo productor-comercializador mediante la modalidad de contrato de suministro con firmeza condicionada con destino a exportaciones.

e. *"De igual forma consideramos que las OCG's no sólo deben utilizarse para respaldar las OEF ante una situación de escasez, sino que también deben ser sujetas de utilizar para cumplir con las otras obligaciones del cargo, tales como Despachos, Re-Despachos, Generaciones de Prueba, etc".*

Respuesta

Ver respuesta a comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

24. Termoemcali

"(...)
es conveniente que exista flexibilidad para la estructuración y diseño de los productos con base en las valoraciones de riesgo que realiza cada productor, sus prácticas contractuales y su portafolio de yacimientos y campos que tiene disponible para la comercialización.

En el caso de los hidrocarburos, pueden darse desarrollos de mercado que dejen sin vigencia las disposiciones regulatorias en materia de diseño de productos y por tanto la sugerencia apunta a permitir que sea el mercado y sus agentes quienes tengan la libertad para adaptarse a los cambios y que la regulación se limite a definir los principios que deben regir el actuar y comportamiento de sus participantes".

Respuesta

Uno de los objetivos de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 es el de propender por la liquidez para obtener los beneficios de un mercado más competitivo. En ese sentido la definición de condiciones y de requisitos mínimos de los contratos a transar en el mercado es vital. La inexistencia de productos homogéneos no estaría en concordancia con el objetivo propuesto.

En todo caso, de acuerdo con los análisis realizados a los comentarios recibidos, en la propuesta definitiva se incorporan algunos elementos que amplían las posibilidades de comercialización de gas.

25. Termovalle

a. *"Considerando que el proyecto de resolución permite pactar contratos de opción de compra de gas (OCG) y contratos de opción de compra de transporte (OCT), considerándolos como instrumentos idóneos y confiables para respaldar el esquema de cargo por confiabilidad implementado en el mercado eléctrico, en este sentido considerando las obligaciones adicionales a generar la energía comprometida en obligaciones de energía firme cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez (i.e. Pruebas de Disponibilidad), se sugiere que adicional al precio de ejercicio de las OCG y OCT, se considere cualquier requisito del cargo por confiabilidad como activador de las opciones de suministro y transporte de gas".*

Respuesta

Ver respuesta a comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

b. *"Aunque somos conscientes que la regulación de transporte se encuentra enmarcada en otros documentos, llamamos la atención de la comisión en la necesidad de estandarizar los contratos de transporte de gas y la armonización de la vigencia de los mismos".*

Respuesta

Los requisitos establecidos en el capítulo II de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 aplican para suministro y transporte de gas. Estos requisitos propenden por un alcance mínimo de los contratos, lo cual es esencial para mejorar la liquidez del mercado.

Con respecto a la armonización de la vigencia de los mismos ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 20, literal a.

26. TGI

a. *"Entendemos que una vez quede en firme la Resolución producto de la propuesta presentada en la Res. 113/12, será posible para los transportadores ofrecer contratos de opción de compra y firmeza condicionada; sin embargo, teniendo en cuenta que los cargos a cobrar en estas modalidades contractuales no fueron contemplados dentro de los criterios generales de remuneración de transporte vigentes actualmente (Res. 126/2010), consideramos necesario aclarar que los transportadores tendrán autonomía en el establecimiento de los cargos en contratos de opción de compra y firmeza condicionada, mientras se implementa una nueva metodología de remuneración; en caso contrario, se estaría modificando la metodología de remuneración que se encuentra vigente en la actualidad.*

   Por otra parte, no es claro cómo compaginaría la metodología de parejas de cargos establecida para los contratos firmes en transporte, con los cargos que se definan para los contratos de firmeza condicionada y opción de compra. Por lo cual respetuosamente solicitamos que este tema quede explícito en la Resolución definitiva".

Respuesta

De acuerdo con lo establecido en el artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, los cargos regulados adoptados para cada sistema de transporte aplican al servicio de transporte en contratos firmes. La metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 no hace referencia a contratos de firmeza condicionada ni a contratos de opción de

compra de transporte. Se entiende que en estos últimos contratos las partes acuerdan la remuneración que corresponda.

b. *"De acuerdo con el tratamiento que la Comisión dará a los perfiles de demanda de los contratos de opción de compra y firmeza condicionada para efectos del cálculo de los cargos regulados*[67]*, no existiría incentivo para el ofrecimiento de estas modalidades contractuales por parte del transportador salvo en aquellos casos en los cuales el solicitante se presente con su respectivo complemento (Ejemplo: Solicitante de X capacidad de transporte bajo la modalidad de firmeza condicionada con su respectivo complemento solicitante de X capacidad de transporte en opción de compra)".*

Respuesta

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, los cargos regulados se calculan con base en los costos, gastos y demanda asociada al respectivo sistema de transporte. La demanda asociada a contratos con firmeza condicionada y opción de compra de transporte hace parte de la demanda asociada al respectivo sistema. Así, desde el punto de vista regulatorio no hay lugar a ignorar esta demanda.

Debe notarse que la combinación de demanda de contratos de firmeza condicionada con la demanda de contratos de opción de compra de transporte genera una demanda "firme" para el respectivo sistema de transporte. También se debe notar que el mecanismo de remuneración del sistema de transporte es por incentivos y el esquema de transporte es "transportador por contrato", lo cual exige gestión por parte del transportador para vender capacidad de transporte disponible.

c. *"Con la Resolución 113/12 se estaría modificando la metodología de remuneración actual al establecer que sea pactada bilateralmente, entre transportadores y generadores térmicos, la remuneración de inversiones que conlleven a la ampliación de la infraestructura existente, como resultado de la celebración de contratos de opción de compra en transporte para cumplir las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de los térmicos que se acojan a la alternativa de gas importado, esto dificulta la negociación y el posterior tratamiento regulatorio a las inversiones que se hagan bajo esta modalidad.*

   En éste mismo punto, la Resolución establece que 'La Comisión podrá considerar que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos', lo cual no genera ningún incentivo para que los transportadores ofrezcan esta modalidad contractual".

Respuesta

La metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 establece que la inversión existente incluye, entre otros, el valor de las inversiones eficientes ejecutadas con posterioridad a la aprobación o revisión de cargos que no fueron previstas en el Programa de Nuevas Inversiones de ese período tarifario. Este sería el tipo de inversiones asociadas a la ampliación de infraestructura que pueda resultar de contratos OCT con generadores térmicos que se acojan a la alternativa de gas natural importado.

---

[67] *"La Comisión podrá considerar que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del Sistema Nacional de Transporte, es constante durante la vigencia del contrato e igual al mayor valor entre la suma de las cantidades pactadas en los contratos de transporte con firmeza condicionada y la suma de las cantidades pactadas en los contratos de opción de compra de transporte".*

Ahora bien, las inversiones eficientes involucran por lo menos dos aspectos, a saber: i) el valor eficiente propiamente dicho; y ii) la utilidad o necesidad de la inversión frente al servicio prestado. El valor eficiente se evalúa con base en los criterios establecidos en la metodología tarifaria de carácter general. La utilidad o beneficio de la inversión se evalúa a partir de la relación que hay entre la inversión y el servicio prestado. Por ejemplo, la metodología no permite trasladar a los cargos regulados el valor de activos retirados del servicio.

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establece que los generadores térmicos y los transportadores pactarán libremente la remuneración de las inversiones asociadas a la ampliación de infraestructura resultante de contratos OCT con generadores térmicos que se acojan a la alternativa de gas natural importado. Esta propuesta está definiendo la eficiencia de tales inversiones en el aspecto relacionado con la utilidad frente al servicio prestado. Es decir, define que tales inversiones no son útiles o necesarias para usuarios del servicio, distintos a los generadores térmicos que importen gas para atender OEF, y por tanto esas inversiones no deben hacer parte de los cargos regulados.

De lo anterior se tiene que no hay lugar a aseverar que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 modifica la metodología general de la Resolución CREG 126. La propuesta de la resolución CREG 113 de 2012 define un aspecto de la eficiencia de las inversiones (i.e. utilidad o necesidad de esas inversiones para los agentes que asumen cargos regulados) y consecuentemente la posibilidad de remuneración.

Con respecto al perfil de demanda a considerar para el cálculo de cargos regulados se considera adecuado ajustar la propuesta de la Resolución 113 de 2012 de tal forma que en los cargos regulados se incluya el perfil de demanda de contratos OCT, de generadores térmicos que respalden OEF con gas importado, sin superar la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP. Es decir, la demanda asociada a aumentos de capacidad de transporte debido a inversiones adicionales asumidas por estos generadores térmicos no será considerada en los cargos regulados.

2.5.2. Capítulo II. Requisitos de los contratos de suministro y de transporte

1. Abonos Colombianos S.A.

"En relación al artículo 12 del proyecto de Resolución, el cual se refiere a la duración permisible para suspensiones del servicio, no entendemos la razón por la que se señalan términos de suspensión diferentes cuando se trata de contratos de suministro de gas y los contratos de transporte de gas natural, pues en la gran mayoría de los casos, dichas actividades van unidas y son complementarias.

Por otra parte, consideramos que la suspensión máxima de 480 horas continuas o discontinuas para el caso de los contratos de suministro de gas natural, y de 120 horas continuas o discontinuas para el caso de contratos de Transporte de Gas Natural, no es suficiente, más aún cuando se pretende eliminar la figura de contratos 'Take or Pay' de los contratos firmes.

Solicitamos que la duración máxima de las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimiento periódicos que se pueda pactar sea de 30 días o 720 horas continuas o discontinuas tanto para suministro como para transporte, esta solicitud la hacemos teniendo en cuenta que las paradas de plantas programadas para mantenimientos toman como mínimo estos tiempos.

Adicional a lo anterior, proponemos que los períodos de duración de las suspensiones por labores programadas, sean acumulables para los siguientes años".

Respuesta

En primer lugar, si bien el suministro y el transporte de gas natural son actividades complementarias, se trata de actividades con características técnicas diferentes, realizadas por agentes diferentes y pactadas mediante contratos independientes. En este sentido, no hay razón para homogeneizar la máxima duración de sus suspensiones.

En segundo lugar, la Comisión ha encontrado que el interés generalizado de quienes ofrecen estos servicios y de quienes los consumen consiste en celebrar acuerdos comerciales que aseguren la firmeza de las obligaciones contraídas. Así las cosas, el aumento en los tiempos señalados en el artículo 12 de la resolución de consulta iría en contravía de los intereses del común de los participantes del mercado.

2. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"La compensación por incumplimiento del productor y del transportador debería valorarse a partir del costo del combustible sustituto para la demanda afectada por las interrupciones de suministro asociadas. Este concepto debería aplicarse en todo momento, independientemente de si entran en operación los mercados secundario y de corto plazo".*

Respuesta

Es de observar que las compensaciones propuestas son consistentes con las que tradicionalmente han pactado directamente los participantes del mercado.

De otro lado, si bien resulta comprensible que ante un incumplimiento del vendedor el comprador quiera obtener una compensación tal que sea indiferente entre recibir o no el bien o servicio que compró, también resulta necesario analizar si el vendedor está en condiciones de gestionar los riesgos asociados a la compensación. En un mercado líquido y en presencia de un sistema enmallado de transporte, un vendedor que no está en condición de utilizar su infraestructura para cumplir sus obligaciones puede acudir a otras fuentes de suministro y/o a otros sistemas de transporte para así honrar sus compromisos. Esta no es la situación que se observa en el mercado colombiano de gas natural. Así las cosas, la fijación de compensaciones elevadas puede llevar a que se restrinja la oferta de contratos firmes.

b. *"Respecto de los eventos eximentes de responsabilidad, el numeral 1° del artículo 11: La propuesta regulatoria señala expresamente cuáles son los actos a partir de los cuales la imposibilidad parcial o total de las instalaciones o infraestructura es considerada un evento eximente de responsabilidad.*

Ellos son: '(...), por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, entre otros, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones'. (Negrillas, cursiva y resaltado fuera de texto original).

Respecto de la disposición antes citada es conveniente que la Comisión aclare si la expresión 'entre otros' comprende actos vandálicos o actos producto del crimen organizado".

Respuesta

La expresión "entre otros", utilizada en el numeral 1 del artículo 11 de la Resolución CREG 113 de 2012, se refiere a otros posibles "actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa", adicionales a los enunciados en la regulación. Se ha observado que esta expresión puede ser eliminada, ya que de la frase "**como** los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público", se entiende que los enunciados no son los únicos actos malintencionados de terceros que pueden dar lugar a la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.

c. *"El numeral 3º del artículo 10 señala que 'Si la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivo de la misma'. (Negrillas, cursiva y resaltado fuera de texto original).*

   En la forma como se encuentra redactada la propuesta arriba citada, el silencio del no afectado se convierte en una causal eximente de responsabilidad. Dado lo anterior, es conveniente que se precise: (1) Si el plazo a que hace referencia es el de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación y (2) Que el aviso o la notificación se puede realizar por cualquier medio físico o electrónico".

Respuesta

El plazo a que se refiere el numeral 3 del artículo 10 de la propuesta se debe contar a partir del aviso de que trata el numeral 1 del mismo artículo. Ahora bien, se precisa que la causal eximente de responsabilidad es la fuerza mayor, el caso fortuito o la causa extraña, según sea el caso. El silencio de la parte no afectada indica la anuencia de éste con tal causal, por lo que no puede considerarse en sí mismo como un eximente de responsabilidad.

En este sentido, se acoge la recomendación de aclarar que el plazo es el de los diez (10) días hábiles que se menciona en el mismo numeral 3 del artículo 10 de la Resolución CREG 113 de 2012.

Frente a la forma de avisar o notificar, favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

3. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"El Proyecto de Resolución contiene una serie de normas que obligan a los participantes del mercado a adoptar ciertos requisitos contractuales, los cuales limitan la libertad de elegir a sus clientes o compradores, establecen eventos eximentes de responsabilidad específicos, y en general intervienen en la libertad contractual. En este sentido, encontramos necesario señalar las siguientes consideraciones respecto de tales medidas:*

   De acuerdo a la Constitución Política y a la jurisprudencia de la Corte Constitucional, el régimen contractual de los servicios públicos se encuentra amparado bajo el principio de "reserva legal", dicha jurisprudencia ha señalado todas las definiciones acerca de quiénes pueden contratar o celebrar determinados contratos, qué procedimientos deben seguir para ello, qué estipulaciones pueden pactar, cómo deben cumplir las obligaciones y ejercer los derechos resultantes, y cómo puede o debe terminar el contrato.

   En materia de regulación de gas natural es necesario señalar que, por regla general el Artículo 32 de la Ley 142 de 1994, indica que los contratos deben ajustarse a las reglas de derecho

privado, y como tal, la estandarización de contratos no debe fijar o establecer directrices que limiten la libertad contractual de las partes. Ello quiere decir, que si bien la CREG puede regular ciertos aspectos de los contratos, dicha regulación debe permitir que las partes, en virtud del principio de la autonomía de la voluntad, puedan pactar los contratos, de manera libre, distribuyendo los riesgos de la forma más eficiente posible.

Lo anterior permitiría armonizar la regulación con lo establecido en el Artículo 1602 del Código Civil (contrato es ley para las partes) y en el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, lo cual señala que salvo cuando esta misma ley diga expresamente lo contrario, no se requiere autorización previa de las Comisiones para adelantar ninguna actividad o contrato relacionada con los servicios públicos.

En el mismo sentido, cabe resaltar el pronunciamiento de la Corte Constitucional, en Sentencia T-058 de 2009, en donde señaló que en virtud de las limitaciones constitucionales y legales de las Comisiones de regulación, la intervención de las condiciones de los contratos sólo pueden ser definidas válidamente por el legislador.

De conformidad con lo establecido en el Artículo 11 de la Ley 401/97 las actividades de exploración, explotación y procesamiento de gas están fuera de la esfera de la Ley 142/94, es así, como a la CREG en estos casos, no le sería dado regular aspectos propios de estas actividades, como resulta el caso de los mantenimientos en los campos. En efecto, los mantenimientos hacen parte de la operación misma de los campos, que han permitido mantener los índices de confiabilidad de los mismos en los niveles más altos, de conformidad con los estudios que han sido realizados.

En consecuencia, consideramos que regular éste tipo de actividades en el sentido de establecer límites para su desarrollo (topes máximos), impacta de manera directa las actividades de exploración, explotación y procesamiento de gas, que como hemos mencionado, no hacen parte de la esfera de regulación de la CREG.

Si bien entendemos que la CREG ha propendido por garantizar la continuidad en la prestación del servicio, y que al parecer ésta ha sido la motivación para que el regulador incluya tales límites a los mantenimientos en los campos, debemos recordar que la misma Ley 142 de 1994, que regula el servicio público, ha excluido de la categoría de "falla en la prestación del servicio" a los mantenimientos que se efectúen por fuerza mayor. En ese sentido, una limitación al tiempo de los mantenimientos no solo regula aspectos que no hacen parte del servicio público, sino que además en caso que tal limitación incluida para la CREG, atendiera a garantizar el suministro con base en normas del servicio público, ella sería contraria a la misma Ley que lo regula.

De acuerdo con todo lo anterior, proponemos que se permita a las partes pactar cláusulas como "causales de incumplimiento" y "eventos eximentes de responsabilidad", adicionales a las establecidas en el Proyecto de Resolución, de común acuerdo y que permitan reflejar las situaciones propias del mercado y de las actividades de exploración y explotación de los campos productores".

Respuesta

Las relaciones contractuales entre los particulares son, sin duda, un pilar fundamental del modelo económico colombiano. En esa medida, la seguridad jurídica y el respeto por la voluntad privada tienen especial entidad y protección en el ordenamiento jurídico, los cuales se reflejan en claras disposiciones constitucionales y legales que propenden por el derecho a la propiedad privada, a la libre empresa y la autonomía de la voluntad.

La CREG reconoce y fomenta tales valores, pero también resalta la función social de los mismos y su legítima limitación en tratándose de servicios públicos. En efecto, la misma Constitución establece que los derechos mencionados no son absolutos, pudiendo el Estado

intervenir en la actividad económica de los particulares para asegurar una prestación eficiente de los servicios públicos, de conformidad con la Ley.

En efecto, el artículo 58 Superior dispone que *"se garantizan la propiedad privada y los demás derechos adquiridos con arreglo a las leyes civiles, los cuales no pueden ser desconocidos ni vulnerados por leyes posteriores"*, al tiempo que determina que *"la propiedad es una función social que implica obligaciones"*.

Asimismo, el artículo 333 de la Constitución estipula que *"la actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común"* y que *"la empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones"*; al mismo tiempo aboga por la libre competencia y la intervención del Estado cuando ella se restrinja al decir que *"la libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades. (...) El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional"*. Finalmente, permite la limitación a la libertad económica cuando dice que *"la ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación"*.

Concordante con las normas mencionadas, el artículo 334 establece en cabeza del Estado la dirección general de la economía, y permite su intervención con el fin de realizar los derechos de las personas que lo integran. Así, dispone que *"la dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, (...) en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano"*.

Finalmente, en relación específica con los servicios públicos domiciliarios, establece el artículo 367 que *"la ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos"*.

En desarrollo de tales mandatos constitucionales, la Ley 142 de 1994 determinó el régimen general de los servicios públicos domiciliarios. Allí, en su artículo 3, quedó consignado que la regulación es una de las formas de intervención del Estado en la economía, la cual se materializa en la actividad de las Comisiones de Regulación y, en este caso, en la Comisión de Regulación de Energía y Gas, cuyo régimen y funciones se encuentran claramente definidos, principalmente, en los artículos 73 y 74 de la Ley 142 mencionada.

De acuerdo con el artículo 73, es función de las Comisiones de Regulación la de *"regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad"*. En especial, se resaltan las funciones otorgadas a la CREG en los literales a y c del artículo 74, las cuales permiten a la Comisión, por una parte, *"regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de*

posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia" y, por otra, *"establecer el reglamento de operación (...) para regular el funcionamiento del mercado mayorista de (...) gas combustible".*

Valga decir, entonces, que la CREG reconoce la existencia de la reserva de ley para determinar el régimen aplicable a los servicios públicos domiciliarios y, más aún, que sus actuaciones deben enmarcarse dentro de los límites fijados por el Congreso de la República en la Ley de intervención, y el Gobierno Nacional según haga uso de su facultad reglamentaria. En el presente caso, el Gobierno Nacional ha expedido el Decreto 2100 de 2011, en cuyo artículo 14, de conformidad con las competencias legales de la Comisión, encargó a ésta la fijación de requisitos mínimos para cada una de las modalidades contractuales a utilizar por los agentes.

En ese sentido, la Ley de intervención limitó la libertad de empresa y dotó a la CREG de herramientas suficientes para regular el ejercicio de la actividad contractual de los agentes que participan en el mercado de gas natural, con arreglo a la misma ley y siempre y cuando dicha regulación esté dirigida a satisfacer los fines estipulados en la Ley, a saber, la regulación de monopolios, el fomento de la competencia, la prestación eficiente del servicio, etc.

Ahora bien, la jurisprudencia ha reconocido el alcance de la función de regular dentro del marco normativo que se ha expuesto, alcance amplio y suficiente para implementar las medidas que se proponen en la Resolución CREG 113 de 2012 y, en específico, para delimitar algunas de las cláusulas contractuales a pactar por los distintos agentes en el mercado de gas natural en Colombia, vía el establecimiento de condiciones y requisitos mínimos de los contratos. Es bien conocida la Sentencia C-150 de 2003 en la que la Corte Constitucional hizo una extensa disertación respecto de la regulación como intervención estatal, y su doble propósito de realizar los fines del Estado y de corregir las fallas del mercado. Así, la Corte se refirió a los instrumentos de regulación de que disponen las Comisiones de Regulación para el logro de los fines superiores:

> *"Así pues, la intervención estatal se justifica cuando el mercado carece de condiciones de competitividad o para proteger al mercado de quienes realizan acciones orientadas a romper el equilibrio que lo rige, fenómenos ambos que obedecen al concepto de "fallas del mercado". En efecto, el análisis de este fenómeno permite concluir que la regulación del mercado por parte de los órganos respectivos, es uno de los mecanismos de los que dispone el Estado para proporcionar respuestas ágiles a las necesidades de sectores que, como el de los servicios públicos, se encuentran sujetos a permanentes variaciones. La corrección del mercado por medio de la regulación es una tarea entre cuyas funciones –además de perseguir condiciones básicas de equidad y solidaridad como ya se analizó– se encuentra la de propender por unas condiciones adecuadas de competitividad. Por eso la Corte ha dicho que "[l]a regulación que hagan las comisiones respectivas sobre las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, sin tener una connotación legislativa, implica la facultad para dictar normas administrativas de carácter general o particular, de acuerdo con la Constitución, la ley, el reglamento y las directrices presidenciales, dirigidas a las personas que prestan servicios públicos domiciliarios para lograr su prestación eficiente mediante la regulación de monopolios y la promoción de la competencia"[68].*
>
> *Por último, la Corte resalta que la regulación de la economía es* ***un instrumento del que dispone el Estado para orientar el interés privado*** *–como lo es la realización de una actividad empresarial– al desarrollo de funciones socialmente apreciadas. En efecto, esta Corporación ha*

[68] Sentencia C-389 de 2002; M.P. Clara Inés Vargas Hernández, precitada

subrayado que "la libertad económica permite también canalizar recursos privados, por la vía del incentivo económico, hacia la promoción de concretos intereses colectivos y la prestación de servicios públicos. En esa posibilidad se aprecia una opción, acogida por el constituyente, para hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas. Por ello, el constituyente expresamente dispuso la posibilidad de la libre concurrencia en los servicios públicos, los cuales pueden prestarse por el Estado o por los particulares, cada uno en el ámbito que le es propio, el cual, tratándose de estos últimos, no es otro que el de la libertad de empresa y la libre competencia. Sin embargo la Constitución ha previsto, para la preservación de valores superiores, las posibilidad y la necesidad de que el Estado ejerza labores de regulación, vigilancia y control, a través de una serie de instrumentos de intervención con los cuales se controlan y limitan los abusos y deficiencias del mercado. ***Dicha intervención es mucho más intensa precisamente cuando se abre la posibilidad de que a la prestación de los servicios públicos concurran los particulares****"*[69].

Para que el Estado pueda alcanzar los fines constitucionales que se persiguen por medio de la regulación, ***es necesario que esta función sea ejercida por órganos que tengan características institucionales adecuadas para dar respuesta oportuna a los diversos problemas que se presentan en los sectores regulados, de acuerdo con los parámetros fijados por el legislador****" (subrayas y negrillas fuera de texto).*

Más recientemente, la Corte ha abordado el nivel de intervención que la Constitución y la Ley permite a las Comisiones de Regulación, en específico, respecto a los aspectos tales como la voluntad privada de los particulares. En efecto, en pronunciamiento del 16 de marzo de 2011, en Sentencia C-186 de 2011, valga decir con efectos erga omnes, el Alto Tribunal reiteró su propia jurisprudencia en materia de intervención del Estado en la economía a través de la regulación, así como la legitimidad de la misma para limitar, con arreglo a la Ley de intervención[70], la libertad contractual de los agentes y como en ciertos casos la regulación de carácter imperativo de la CREG puede restringir o limitar la autonomía de la voluntad privada y la libertad económica de los agentes en tanto se trata de un instrumento de intervención estatal en la economía autorizado por el artículo 334 de la carta Política. Se cita *in extenso* por la relevancia que adquiere tal pronunciamiento:

"Surge entonces lo que se ha denominado la concepción moderna de la autonomía de la voluntad privada[71]*, que supone la existencia de un poder dispositivo de regulación, pero sometido a la intervención normativa del Estado, de suerte que "lejos de entrañar un poder absoluto e ilimitado de regulación de los intereses de los particulares, como era lo propio del liberalismo individualista, se encuentra sometido a la realización de la función social de la propiedad privada y de las libertades básicas de la economía de mercado."*[72]

Así, según ha reconocido esta Corporación actualmente la autonomía de la voluntad privada se manifiesta de la siguiente manera: (i) En la existencia de libertad contractual sujeta a especiales restricciones cuando por ejemplo están en juego derechos fundamentales[73]*,* ***se trata de servicios públicos***[74]*, una de las partes ocupe una posición dominante o los acuerdos versen sobre prácticas restrictivas de la competencia; (ii) se entiende que el ejercicio de la autonomía de la voluntad y la libertad contractual persigue no sólo el interés particular sino también el interés público o bienestar común; (iii) corresponde al Estado intervenir para controlar la*

[69] Sentencia C-616 de 2001; M.P Rodrigo Escobar Gil, precitada.
[70] Ley 142 de 1994
[71] Sentencia T-668 de 2003.
[72] Ibidem.
[73] Existe una reiterada jurisprudencia de esta Corporación sobre la restricción de la autonomía de la voluntad privada en contratos de medicina prepagada, al respecto cabe menciona la Sentencia C-1158 de 2008.
[74] Ver sentencias T-668 de 2003 y C-341 y C-993 de 2006.

producción de efectos jurídicos o económicos, con el propósito de evitar el abuso de los derechos; (iv) el papel del juez consiste en velar por la efectiva protección de los derechos de las partes, sin atender exclusivamente la intención de los contratantes[75].

(...)

Ahora bien, bajo el marco normativo de la Constitución de 1991, la autonomía de la voluntad privada no se concibe como un simple poder subjetivo de autorregulación de los intereses privados, "sino como el medio efectivo para realizar los fines correctores del Estado Social, a través del mejoramiento de la dinámica propia del mercado"[76] *de manera tal que debe entenderse limitada y conformada por el principio de dignidad humana, los derechos fundamentales de las personas, la prevalencia del interés general, la función social de la propiedad (Art. 58), el bien común como límite a la libre iniciativa privada, la función social de la empresa (Art. 333), la dirección general de la economía a cargo del Estado y los poderes estatales de intervención económica (Art. 334).*

(...)

*De igual manera, en lo concerniente a los servicios públicos, la intervención económica adquiere una finalidad específica, consistente en asegurar la satisfacción de necesidades básicas que se logra con su prestación, y tiene un soporte constitucional expreso en el artículo 334 de la Carta. (...) Así, por cuanto los servicios públicos son una actividad económica que compromete la satisfacción de las necesidades básicas de la población, y por ello mismo la eficacia de ciertos derechos fundamentales, "**la intervención del Estado** en la actividad de los particulares que asumen empresas dedicadas a este fin **es particularmente intensa**, y su prestación se somete a especial regulación y control*[77]*" (negrillas agregadas).*

Precisamente en aras de satisfacer el interés general y los derechos fundamentales involucrados en la prestación de los servicios públicos resulta con frecuencia necesario sacrificar el alcance de las libertades económicas de los particulares que participan en estas actividades.

(...)

Entonces, de lo anteriormente reseñado resulta que la reserva legal en materia de servicios públicos domiciliarios no excluye la atribución de funciones de regulación a órganos especializados, tales como las comisiones de regulación, que no se agotan en la expedición de actos normativos ni tampoco se circunscriben a una modalidad específica de los mismos. Sin embargo, el ejercicio de estas competencias en todo caso ha de sujetarse a los lineamientos establecidos por el legislador.

La intervención del órgano regulador en ciertos casos supone una restricción de la autonomía privada y de las libertades económicas de los particulares que intervienen en la prestación de los servicios públicos, sin embargo, tal limitación se justifica porque va dirigida a conseguir fines constitucionalmente legítimos y se realiza dentro del marco fijado por la ley.

(...)

*Ahora bien, **la regulación de carácter imperativo en ciertos casos restringe o limita la autonomía de la voluntad privada y la libertad económica de los proveedores de redes y servicios,** lo que según el demandante resulta inconstitucional. No obstante, de conformidad con lo antes expuesto **se trata de un instrumento de intervención estatal en la economía autorizado por el artículo 334** constitucional y, a diferencia de lo que señala el actor, la ley (...)*

[75] Ver la Sentencia T-668 de 2003.
[76] Ibidem.
[77] Sentencia C- 615 de 2002. (Negrillas de la Corte)

sí establece tanto la finalidad de la intervención, al igual que el instrumento mediante el cual se ejerce, así como los fines que persigue y las materias sobre las cuales recae"

Así las cosas, la Comisión está actuando dentro de las claras competencias que le ha otorgado la Ley 142 de 1994, y según lo ha encomendado el Gobierno Nacional mediante los Decretos 2100 de 2011 y 1710 de 2013.

Valga decir, además, que en ningún momento se está transgrediendo el artículo 32 de la Ley 142 de 1994, como lo implica la ACP, toda vez que no se está exigiendo la inclusión de cláusulas distintas a aquéllas que contempla el derecho privado y que el mismo Código de Comercio permite y, más aún, obliga a las partes de conformidad con los artículos 978 y 996. Es importante recordar el contenido del último inciso del artículo 3 de la Ley 142, el cual estipula que *"todos los prestadores quedarán sujetos, en lo que no sea incompatible con la Constitución o con la ley, a todo lo que esta Ley dispone para las empresas y sus administradores y, en especial, a las regulaciones de las Comisiones, al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos (...)".*

Las medidas propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012 tampoco se pueden interpretar como una autorización de las que prohíbe el último inciso del artículo 73, como también lo implica la ACP. De hecho, en ningún momento se pretende que las empresas soliciten o esperen autorización alguna por parte de la CREG para celebrar o suscribir contratos. Lo que se pretende es establecer unas condiciones y requisitos mínimos para los contratos que, como se vio, no sólo se hace dentro del marco de competencias definido por la Ley, sino que conlleva la finalidad intrínseca de realizar los fines del Estado y a la de asegurar la prestación eficiente del servicio público domiciliario de gas natural.

Por otra parte, debe indicarse que la CREG tiene presente la delimitación hecha por el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, según el cual, refiriéndose a la industria de gas natural, *"las actividades distintas a su exploración, explotación y su procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994".* Sin embargo, debe hacerse hincapié en lo que es efectivamente competencia de la CREG, esto es, lo que entra dentro del alcance de la Ley 142 de 1994.

Así, su artículo 1 establece que la misma aplica, entre otros, al servicio público domiciliario de distribución de gas combustible, el cual se define el artículo 14 como *"el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición"* y extiende su aplicación a *"las actividades complementarias de comercialización desde la producción (...)".*

Es precisamente a la comercialización mayorista del gas combustible a que se refiere la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012. Allí se propuso, entre otras cosas, qué modalidades de contratos se pueden negociar y las condiciones y requisitos mínimos de algunas de sus cláusulas. Según el artículo 9 de la propuesta, los contratos de suministro y transporte de gas natural *"deberán cumplir los requisitos que se establecen en el presente capítulo y los mismos deberán estar reflejados en su clausulado"*, dentro de los cuales se encuentran aquellos propuestos en el artículo 12, esto es, la duración permisible para suspensiones del servicio.

Dicha duración máxima se erige, entonces, como una estipulación contractual que hace parte de la comercialización de gas natural y, como tal, se encuentra dentro de la "órbita de regulación de la CREG". En efecto, si bien el incumplimiento de dichos topes tiene

consecuencias contractuales y, en últimas, pecuniarias, ello no implica que la CREG esté regulando aspectos propios de la actividad del campo ni de sus mantenimientos. Lo que está pretendiendo la CREG es incentivar la continuidad del servicio que, al mismo tiempo, es obligación principal de los prestadores del servicio.

La CREG, por expresa disposición legal, sí puede regular la comercialización del gas extraído y las condiciones en las cuales el mismo debe ser suministrado. Las consecuencias contractuales y pecuniarias que se definen en la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 113 de 2012 se establecen sin perjuicio de los mecanismos que defina cada empresa para mitigar su riesgo (garantías, administración del campo, programación de mantenimientos, salidas programadas, etc.). Si la empresa decide incumplir la duración máxima permisible, en efecto tiene la posibilidad de hacerlo, pero ello tendrá consecuencias comerciales, según la regulación que la CREG haya expedido dentro del marco de sus competencias.

Así las cosas, no es acertada la afirmación de la ACP según la cual la CREG pretende regular aspectos propios de la operación del campo. La regulación de la CREG tiene el propósito de regular la comercialización del gas allí extraído y las cláusulas contractuales para su efectiva y continua entrega.

Finalmente, es importante aclarar que la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no pretende limitar el tiempo de las suspensiones que ocurran en razón a eventos de fuerza mayor, como lo manifiesta la ACP. De acuerdo con el artículo 12 de la propuesta, el lapso máximo permisible se predica de *"suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos"*, lo que en manera alguna riñe con el contenido del artículo 139 mencionado por la ACP.

Por las razones expuestas, no se acoge el comentario.

b. *"De acuerdo con lo establecido en el Proyecto de Resolución los únicos eventos eximentes de responsabilidad que pueden ser pactados en los contratos suscritos entre las partes, serían aquellos enunciados de manera taxativa en el artículo 11, y como tal no se permite a las partes pactar otro tipo de eventos, lo cual desde nuestro punto de vista presenta los siguientes inconvenientes:*

   Se configura una restricción a la libertad contractual, al no permitirse que las partes puedan pactar sus propias condiciones en los contratos, como son los eventos eximentes de responsabilidad en cada caso en concreto. En efecto, las condiciones de operación de los campos son diferentes entre sí y no deberían ser estandarizados vía resolución desconociendo tales particularidades. Es el caso del numeral 1 del artículo 11 del Proyecto de Resolución en el cual no se hace referencia a la imposibilidad que puede existir de manera operativa por el riesgo geológico.

   En consideración a lo expuesto, proponemos que se permita a las partes fijar libremente los eventos eximentes de responsabilidad de acuerdo con las condiciones particulares de operación de sus campos.

   El numeral 2 del artículo 11 del proyecto de Resolución, establece como evento eximente de responsabilidad la "Cesación ilegal de actividades'. Lo anterior, excluye de forma clara las situaciones de imposibilidad de cumplimiento de las obligaciones contractuales en el mientras es declarada la ilegalidad de la huelga o del paro.

   Dicho lo anterior, sugerimos que se realice una modificación al numeral 2 del artículo 11 del Proyecto de Resolución de forma que se retire la palabra "ilegal'.

En relación con el procedimiento para el reporte de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito y eventos eximentes, sugerimos modificar el plazo para presentar el aviso de notificación que actualmente el Proyecto de Resolución establece cinco (5) días siguientes al conocimiento de la ocurrencia de dicho evento, ya que es necesario contar con el tiempo suficiente para establecer si el evento se enmarca dentro de las condiciones de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o evento eximentes de responsabilidad"..

Respuesta

A continuación se responden los comentarios transcritos previamente:

- La CREG, dentro del marco de sus competencias, ha visto la necesidad de definir en este reglamento las condiciones y requisitos a los que se deben ajustar las cláusulas sobre eventos eximentes de responsabilidad que se incluyan en los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra. Lo anterior a fin de promover el equilibrio de las relaciones contractuales entre los participantes del mercado y contribuir a la liquidez del mercado de gas en el país.

Tal como se señaló en el Documento CREG-062 de 2012, a continuación se cita un aparte del documento aportado por el Doctor Gustavo Suárez, incluido en el tercer informe de la consultoría contratada por la CREG con el Doctor Paul Milgrom:

"los contratos de suministro y transporte de gas que se utilizan en Colombia se caracterizan por la diversidad de causales eximentes de responsabilidad a favor de las partes fuertes de los contratos (...). Mediante estas causales pactadas por las partes se conviene la interrupción de los servicios de suministro y transporte estableciendo un desequilibrio contractual que riñe con la eficiencia del mercado y que en gran medida contribuye a impedir su desarrollo y madurez"[78].

De la afirmación hecha por los consultores se destaca el señalamiento de que los eventos eximentes de responsabilidad suelen estar a favor de las partes fuertes de los contratos. Este ha sido el resultado de las negociaciones directas entre los participantes del mercado. En este orden de ideas, si se acepta que la definición de dichos eventos siga resultando de las negociaciones entre las partes que intervienen en los contratos, es previsible que la situación futura sea similar a la ya esbozada por los consultores.

Por esta razón se ha considerado necesaria la intervención del regulador, de forma tal que se cumpla con los fines de la intervención en los servicios públicos a través de la regulación. Ahora bien, la intervención planteada no es arbitraria. Surge del estudio de los eventos que tradicionalmente se han previsto en las cláusulas de eventos eximentes; del análisis de cuáles de dichos eventos ya están cobijados por las cláusulas de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña; y del análisis de cuáles deben corresponder a los riesgos que deben ser gestionados por las partes.

Se considera que los eventos eximentes deben ser taxativos y limitados, circunscritos únicamente a eventos que por la misma naturaleza del contexto colombiano y la legislación en materia de servicios públicos, pueden presentarse. De otra forma se abriría la posibilidad

[78] Suárez, Gustavo. Apéndice Comentarios sobre fuerza mayor y caso fortuito y eventos eximentes. Appendix D, Third Report.Consultancy for standardizing the contracts for supply and pipeline transportation of natural gas in Colombia.

de permitir la interrupción en la prestación del servicio de manera casi ilimitada, sin responsabilidad alguna por parte de los agentes.

- Frente a la referencia particular al riesgo geológico debe destacarse que la ACP no argumenta por qué debería ser considerado un evento eximente de responsabilidad. Vale la pena que los participantes del mercado analicen si los eventos asociados a dicho riesgo tienen cabida dentro de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.

- La CREG entiende la preocupación respecto de la declaratoria de ilegalidad del cese de actividades. No obstante, a partir de los análisis efectuados se encuentra que la industria en sus contratos ha pactado este evento tal como lo ha planteado el regulador, por lo que no se acoge el comentario.

- Frente a la sugerencia de modificar el plazo para dar aviso de la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento. De acuerdo con la respuesta indicada, no se acoge la sugerencia de la ACP.

c. *"De conformidad con lo dispuesto en el artículo 13 del Proyecto de Resolución, se establecen dos eventos de incumplimiento en relación con el suministro de gas, de un lado el incumplimiento del vendedor consistente en la falta de entrega de las cantidades de gas nominadas siempre y cuando sean iguales o inferiores a las cantidades de gas contratadas por el comprador. Al respecto, si las cantidades son iguales no habría razón para que se configure un incumplimiento. De otro lado respecto del incumplimiento del comprador consistente en la falta de pago del gas contratado presentamos los siguientes comentarios:*

   En las causales previstas para el incumplimiento del vendedor en los contratos de suministro no se hace referencia a que el incumplimiento del vendedor aplicará sólo en los casos que no exista incumplimiento por parte del comprador de este contrato. Tal como lo indica el artículo 1608 del Código Civil de la siguiente forma:

   "Articulo 1609. Mora en los contratos bilaterales. En los contratos bilaterales ninguno de los contratantes está en mora dejando de cumplir lo pactado, mientras el otro no lo cumpla por su parte, o no se allana a cumplirlo en la forma y tiempo debidos'.

   Resulta entonces pertinente modificar el artículo en el sentido de precisar que la falta de entrega de gas por parte del vendedor sólo será considerado como un incumplimiento siempre y cuando no exista incumplimiento por parte del comprador. Lo anterior, en consonancia al artículo 1609 del Código Civil.

   Asimismo queremos señalar que en la realidad del mercado encontramos que las situaciones fácticas de cada contrato son diferentes, y por lo tanto limitar su incumplimiento únicamente a las causales previstas en el Proyecto de Resolución resultan insuficientes. Es el caso por ejemplo de los incumplimientos generados por violaciones a los códigos éticos, a disposiciones de lavados de activos, entre otros.

   Al respecto consideramos que la regulación debería permitir a las partes que acuerden de manera bilateral los eventos que constituyen incumplimiento del contrato, de forma que permitan incluir eventos específicos a las necesidades de su operación".

Respuesta

A continuación se responden los comentarios presentados por la ACP y transcritos previamente:

- El literal a) del numeral 1 del artículo 13 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 es claro al señalar que habrá un incumplimiento del vendedor de gas natural si no cumple su obligación de entregar la cantidad nominada, siempre y cuando **la cantidad nominada** sea igual o inferior a la cantidad contratada por el comprador. Esto es, si se nomina una cantidad igual o inferior a la contratada y el vendedor no entrega dicha cantidad, éste habrá incumplido el contrato. No puede decirse lo mismo de aquellos eventos en que el vendedor no entregue el gas cuando se le nomine una cantidad superior a la contratada. En este caso no habrá incumplimiento.

Este comentario lleva en todo caso a reflexionar sobre la inconveniencia de que el productor pueda recibir y aceptar nominaciones de cantidades superiores a las contratadas, situación que iría en detrimento de la organización prevista para el mercado secundario. En este sentido, se complementa la propuesta señalando que los vendedores deberán acotar las nominaciones a las cantidades contratadas. Así, el vendedor no podrá entregar cantidades por encima de las contratadas. Aceptar una nominación por cantidades superiores a las contratadas podría considerarse una práctica contraria a la libre competencia.

La misma conclusión resulta aplicable al transporte de gas natural, razón por la cual se complementa la propuesta.

- Se acoge la sugerencia de aclarar que el incumplimiento se dará en el evento señalado en literal a) del numeral 1 del artículo 13 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, siempre y cuando el comprador esté al día en el cumplimiento de su obligación de pago. Esta situación también se hace extensiva al caso de los contratos de transporte.

- Como se señala expresamente en el cuerpo del artículo 13 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, los casos especificados en los numerales 1 y 2 de ese artículo corresponden a aquellos en que, para efectos regulatorios, se considera que existe incumplimiento de los contratos referidos en el artículo 8 de la misma propuesta. En este sentido, no existe restricción alguna para que las partes especifiquen en sus contratos otros eventos que configuren un incumplimiento. No obstante lo anterior, para mayor claridad se complementa el artículo ya mencionado.

d. *"Según lo establecido en el artículo 14 del Proyecto de Resolución, en caso de presentarse los incumplimientos previstos en el Proyecto de Resolución habría lugar al pago de las compensaciones que allí se establecen. Respecto de lo cual tenemos los siguientes comentarios:*

   El artículo hace referencia a las causales de incumplimiento previstas en el artículo '12'. Sin embargo, el artículo 12 no se refiere a las causales de incumplimiento, sino a la 'Duración permisible para suspensiones del servicio'.

   Teniendo en cuenta que las compensaciones estén dirigidas a subsanar los incumplimientos de pago y de entrega de gas consideramos importante, si ello obedece a un error, que se corrija de manera que el artículo 14 refiere las compensaciones no al artículo 12, sino al artículo 13 el cual señala las causales de incumplimiento.

   En caso de incumplimiento en el pago por parte del comprador, el Proyecto de Resolución no establece ninguna penalidad a favor del vendedor, y solo le permite al vendedor ejecutar la garantía del contrato, caso contrario lo que el Proyecto de Resolución si permite al comprador. Lo anterior genera un tratamiento regulatorio desigual ante situaciones iguales de incumplimiento.

Tomando en consideración lo anterior, sugerimos que se permita a las partes establecer las penalidades, los montos, y los eventos en las cuales están son aplicables.

Igualmente y en línea con el comentario incluido en el numeral anterior de incumplimiento, solicitamos que las compensaciones para otras causales de incumplimiento acordadas entre las partes, también sea de libre definición entre ellas.

En todo caso la fórmula para el cálculo de compensaciones propuesta, requiere modificaciones que reflejen el justo pago de penalidad por un incumplimiento en la no entrega del gas. En primer lugar, el factor multiplicador de uno punto cinco (1.5) debería aplicarse únicamente sobre la componente de suministro en la fórmula, ya que el componente de transporte debería solamente ser el rembolso de lo correspondiente al cargo pagado al transportador, sin ningún tipo de penalidad adicional. Por otra parte la variable 'V' no debería ser incluida en esta fórmula, ya que obedecería a cuentas de balance entre vendedores y compradores del mercado primario que no existen actualmente y desconocen la existencia y funcionamiento de los acuerdos operativos de balance entre productores y transportadores, que permiten manejar estas variaciones en el punto de entrada y han demostrado ser eficientes en la coordinación diaria de nominaciones y entregas".

Respuesta

- En efecto hay un error en la referencia mencionada por la ACP. En el primer inciso del artículo 14 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se debe hacer referencia al artículo 13 y no al 12. En este sentido, se acoge la sugerencia de corregir tal referencia.

- Cuando un vendedor de gas natural incumpla su obligación de entregar la cantidad nominada, el comprador se verá abocado a: i) gestionar en el corto plazo la compra de gas natural proveniente de la misma fuente o de una diferente, quedando expuesto a la coyuntura de precios de suministro y de capacidad de transporte del mercado secundario; ii) gestionar en el corto plazo la compra de un sustituto del gas natural; o iii) renunciar al consumo que tenía programado. Teniendo en cuenta lo anterior, la propuesta regulatoria busca establecer una compensación que se aproxime al costo de oportunidad del comprador al que se le incumple un contrato.

De otro lado, cuando un comprador incumpla su obligación de pagar el gas natural que recibió, el vendedor se enfrentará a gestionar la ejecución de los mecanismos de cubrimiento con los que el comprador garantiza el pago de sus obligaciones. Así se concibió la propuesta, la cual puede ser complementada de forma tal que sea explícita la obligación de pagar intereses de mora por parte del comprador. De esta manera se busca que la compensación que reciba el vendedor corresponda a su costo de oportunidad de no recibir oportunamente el pago del gas que entregó.

En conclusión, no hay tal asimetría. Las compensaciones propuestas buscan aproximarse a los costos en que incurrirían las partes afectadas por el incumplimiento. Para esto no se requiere que las compensaciones sean iguales.

Según lo anotado se propone establecer de manera explícita la obligación de pagar intereses de mora por parte del comprador.

- Como se mencionó en la respuesta al comentario c del numeral 3 de la sección 2.5.2, el artículo 13 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 señala

expresamente que los casos especificados en los numerales 1 y 2 de ese artículo corresponden a aquellos en que, para efectos regulatorios, se considera que existe incumplimiento de los contratos referidos en el artículo 8 de la misma propuesta. Como también se respondió, no existe restricción alguna para que las partes especifiquen en sus contratos otros eventos que configuran un incumplimiento.

Ahora bien, dado que el artículo 13 mencionado se complementó a fin de hacer mayor claridad en lo aquí planteado, también vale la pena complementar el artículo 14 de manera que sea claro que si las partes definen otras circunstancias en que se configura un incumplimiento, también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

- Con respecto a la variable 'V' y a la anotación en el sentido de que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 desconoce la existencia y funcionamiento de los acuerdos operativos de balance entre productores y transportadores se aclara que: i) las variaciones de entrada se excluyen de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 según lo anotado en la sección 2.6.4, numeral 6, literal c del presente documento; y ii) la propuesta no pretende desconocer situaciones operativas que aparentemente funcionan bien; la propuesta se ajustó a la definición regulatoria vigente sobre variaciones de entrada que aplica por remitente. Antes de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 ningún agente había manifestado que la definición no tuviera aplicación por remitente.

e. *"El artículo 12 del Proyecto de Resolución estableció un límite máximo permisible para la duración de las labores programadas reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos. Si bien entendemos la motivación del regulador en querer proteger la continuidad del servicio público, consideramos que esta disposición desconoce lo establecido en el artículo 139 de la Ley 142 de 1994, que no considera las reparaciones técnicas como constitutivas de una falla en la prestación del servicio. Al respecto el artículo 139 de la Ley 142 de 1994 señala lo siguiente:*

   "Artículo 139. Suspensión en interés del servicio. No es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para:

   139.1. Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios. (...)"

   Expuesto lo anterior, sugerimos que la CREG elimine la duración máxima permisible para la suspensión del servicio prevista en el artículo 12 del Proyecto de Resolución, dado que de acuerdo a la Ley 142 de 1994, no existe falla en el servicio por el tiempo de duración de las suspensiones programadas".

Respuesta

El Documento CREG-062 de 2012 expone de manera suficiente el sustento del artículo 12 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012. Allí se dijo lo siguiente:

"(...) la continuidad y la eficiencia en la prestación de los servicios públicos domiciliarios son dos de los fundamentos de la normativa colombiana en esa materia. Corolario de ello es el mandato que la Constitución y la Ley han dado al Estado en su conjunto, al Gobierno y a las Comisiones de Regulación en particular.

Así, el artículo 365 de la Constitución Política determina que "los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado" y que es su deber "asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional". De la misma forma, y de conformidad con el artículo 367 Superior, la Ley 142 de 1994 estableció los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios, entre ellos el de la prestación eficiente, continua e ininterrumpida

del servicio, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

*Por otro lado, el artículo 11 de la misma Ley estableció la obligación de las empresas prestadoras de servicios públicos, de "asegurar que el servicio se preste en forma **continua y eficiente**, y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al usuario o a terceros".*

Igualmente, conforme a la Ley 142 de 1994, la prestación continua de un servicio de buena calidad es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos.

De acuerdo con lo anterior, se procederá a fijar un lapso máximo de interrupción del servicio por causa de mantenimientos programados".

Si bien es cierto que el artículo 139 de la Ley 142 de 1994 no limita en el tiempo las suspensiones en el servicio en razón a reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, también lo es que la prestación continua y eficiente es obligación de las empresas prestadoras de servicios públicos. Asimismo, de conformidad con el artículo 73 de la misma Ley 142, es función de la Comisión regular a los monopolios y promover la competencia para que las operaciones de los agentes *"no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad"* y en virtud de ello, *"definir los **criterios de eficiencia y desarrollar indicadores** y modelos para evaluar la gestión financiera, **técnica** y administrativa de las empresas de servicios públicos (...)".*

Por lo tanto, partiendo de una interpretación sistemática de la Ley 142 de 1994, se tiene que:

- No es posible entender que las suspensiones que por reparaciones técnicas y mantenimientos periódicos hagan las empresas, puedan ser indefinidas en el tiempo. Ello llevaría a la conclusión de que una empresa podría interrumpir el servicio de manera indefinida, afectando la continuidad y calidad y, por tanto, su obligación principal, alegando esta clase de causales.

- Por el contrario, las suspensiones deben ser estar claramente definidas, y estipuladas en los contratos para conocimiento de las partes. Ello incentiva una prestación eficiente, continua y de calidad, fin último de la regulación.

- En cumplimiento de sus funciones, la CREG puede establecer dichos límites en el tiempo, toda vez que ellos corresponden a un hecho ligado intrínsecamente, no sólo a la comercialización del gas combustible, sino también a la prestación eficiente, continua y de calidad del servicio.

Por otro lado, debe resaltarse el hecho de que, tal y como se explica en el Documento CREG-062 de 2012, los lapsos máximos permisibles contenidos en el artículo 12 de la propuesta no son arbitrarios. Ellos surgieron del análisis detallado del comportamiento histórico de las suspensiones e interrupciones del servicio, ya fuera en el suministro o en el transporte del gas combustible.

En razón a lo expuesto, no se acoge el comentario.

4. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Así mismo, consideramos que los términos contractuales excepcionales definidos en el proyecto de resolución, tales como fuerza mayor y eventos eximentes apliquen transitivamente a las condiciones de cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, en la medida que los riesgos de interrupción de suministro y transporte tipificados en la propuesta no son gestionables por parte de los generadores térmicos".*

Respuesta

No se acepta esta sugerencia.

Cabe recordar que los agentes generadores que se presentan de forma voluntaria para optar por obligaciones de energía firme, OEF, deben tener definida la forma en que van a asegurar esa energía. En ese sentido, el agente generador debe contar con la disponibilidad del activo de generación y debe tener definido el esquema de abastecimiento del combustible con el cual espera operar.

Adicionalmente, debe tomarse en consideración que los señalados en la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 corresponden a requisitos mínimos de los contratos, no a condiciones únicas de los mismos.

b. *"Solicitamos que la Comisión aclarar si como resultado de la aplicación del artículo 14 del Decreto 2100 de 2011 los contratos celebrados antes de la expedición del mismo y durante el período de transición (por ejemplo, con campos menores) deben incorporar las condiciones establecidas en el Capítulo II del Título III del proyecto de resolución".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 17, literal c.

c. *"En el procedimiento definido en el artículo 10 aplicable a los eventos de fuerza mayor o eventos eximentes se establece un período de cinco (5) días para dar aviso a las partes sobre la ocurrencia de éste y tres (3) días para comunicar la superación del mismo. Consideramos que esta información es fundamental para la valoración de los recursos en el mercado secundario y de corto plazo y por tal motivo proponemos que la información debe ser suministrada dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia del evento a las partes afectadas y así mismo al gestor del mercado. Lo anterior, tiene como propósito que todo el mercado tenga conocimiento de las restricciones en el sistema y por lo tanto internalizar dichos eventos en la valoración de corto plazo de los recursos".*

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

Con respecto a la notificación al gestor del mercado se debe observar que en el numeral 4 del anexo 1 de la Resolución 113 de 2012 se solicita que los agentes informen al gestor del mercado dentro de los 30 minutos siguientes al evento que cause la no disponibilidad no programada. Allí también se hace referencia a las disposiciones contenidas en la propuesta en lo relativo al anuncio de los eventos programados. Se entiende que los primeros de estos eventos incluyen aquellos causadas por eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa

extraña. Por lo anterior esta parte del comentario no da lugar a modificar la propuesta contenida en la Resolución 113 de 2012.

Ahora bien, teniendo en cuenta los comentarios recibidos en relación con el numeral 4 del anexo 1 de la Resolución 113 de 2012, el plazo allí establecido para el anuncio de los eventos no programados se ajustó a máximo dos (2) horas.

d. *"Entendemos del parágrafo del artículo 10 y del parágrafo 1 del artículo 11 que durante los eventos de fuerza mayor o eventos eximentes cesa el pago de los valores asociados al valor correspondiente al gas contratado o los cargos de transporte correspondientes. Frente a lo anterior solicitamos a la Comisión aclarar que ocurre con los pagos cuando los eventos de fuerza mayor o eventos eximentes son parciales, es decir, los eventos invocados por el productor o transportador no afectan la capacidad total de suministro o transporte. En línea con lo anterior, solicitamos que se aclare la condición de pagos ante los eventos de fuerza mayor o eventos eximentes parciales que deriven en la declaración de un racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía, en cuyo caso aplica la asignación de suministro y/o transporte de gas de acuerdo a las reglas establecidas en la normativa vigente para tal fin".*

Respuesta

Como se señala en el comentario, el parágrafo del artículo 10 y el parágrafo 1 del artículo 11 disponen lo siguiente:

> *"(...) **Parágrafo.** La obligación de los compradores y remitentes de pagar el valor correspondiente al gas contratado o a los cargos de transporte, según sea el caso, se suspenderá durante los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña".*
>
> *"(...) **Parágrafo 1.** La obligación de los compradores y remitentes de pagar el valor correspondiente al gas contratado o a los cargos de transporte, según sea el caso, se suspenderá durante los eventos eximentes de responsabilidad".*

Se considera acertado el comentario en cuanto a que es posible que los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, así como los eventos eximentes de responsabilidad no afecten la capacidad total de suministro o de transporte. Por ello, en cuanto a los eventos eximentes que causen una interrupción del servicio parcial, bien sea de suministro y/o de transporte, el comprador o remitente deberán cumplir con el pago de la cantidad efectivamente entregada y/o transportada. Por ello se ajustaron en los artículos 10 y 11 las disposiciones antes citadas.

Con respecto a los casos en que se declare un racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía, no se considera necesario efectuar la modificación ya que estas declaraciones pueden obedecer a eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de mantenimientos, casos que ya están contemplados en la resolución como eximentes de responsabilidad.

e. *"El numeral 1 del artículo 11 del proyecto de resolución señala expresamente cuáles son los actos a partir de los cuales la imposibilidad parcial o total de las instalaciones o infraestructura es considerada un evento eximente de responsabilidad. Ellos son: '(...), por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, **entre otros**, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones'. (Negrillas, cursiva y resaltado fuera de texto original).*

En cuanto a la disposición antes citada es conveniente que la CREG aclare lo siguiente: ¿La expresión 'entre otros' comprende actos vandálicos o actos producto del crimen organizado?".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 2 de la sección 2.5.2 del presente documento.

f. *"De acuerdo con el numeral 3 del artículo 10, 'Si la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, **se entenderá que ha aceptado** la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivo de la misma'. (Negrillas, cursiva y resaltado fuera de texto original).*

En la forma como se encuentra redactada la propuesta arriba citada, el silencio del no afectado se convierte en una causal eximente de responsabilidad. Dado lo anterior, es conveniente que la CREG precise:

- *Si el plazo a que hace referencia es el de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación y*
- *Que el aviso o la notificación se puede realizar por cualquier medio físico o electrónico".*

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario c del numeral 2 de la sección 2.5.2 del presente documento.

g. *"En lo que corresponde a las compensaciones, la CREG propone que 'únicamente' se reconozcan las señaladas en la resolución. Frente a este aspecto se recomienda que los agentes, en ejercicio de su libre voluntad, acuerden cuáles son las compensaciones que se reconocerán".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 4, literal a.

5. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"Sugerimos que lo relacionado con nuevas conexiones al SNT sean incluidas explícitamente como eventos eximentes de responsabilidad".*

Respuesta

En el numeral 3 del artículo 11 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establece como evento eximente *"Las suspensiones por labores programadas de reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno".* Se entiende que las nuevas conexiones al SNT hacen parte de labores programadas.

Por tanto no se acoge la propuesta de Andesco.

b. *"... señala la CREG (Art. 10, numeral 3):*'Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación, **la parte no afectada no acepta por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor**, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de

suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma'

A fin de dar claridad en la aplicación normativa, se sugiere modificar la redacción del artículo anterior de la siguiente manera:

'Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación, **la parte no afectada por escrito no acepta la existencia de un evento de fuerza mayor**, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas (...)'

En adición, en la forma como se encuentra redactada la propuesta citada, el silencio del no afectado se convierte en una causal eximente de responsabilidad. Dado lo anterior, es conveniente que la CREG precise que el aviso o la notificación se pueden realizar en los términos del nuevo código contencioso administrativo (Ley 1437 de 2011)".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario c del numeral 2 de la sección 2.5.2 del presente documento.

c. *"Cuando se afecta la demanda regulada, si bien se pagan las compensaciones indicadas en la Resolución CREG 100 de 2003 y esto se traslada al usuario afectado, es necesario que se establezca cómo se retribuyen los ingresos dejados de percibir por el distribuidor por concepto de los cargos de distribución y comercialización del gas dejado de entregar? Consideramos que el regulador debe incorporar el cargo de distribución como parte de la compensación".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 14, literal d.

d. *"En el artículo 14 de la propuesta normativa relacionado con las compensaciones, se solicita que se haga referencia no sólo a las duraciones permisibles para suspensiones del servicio, sino también para los incumplimientos, en los términos de los Artículos 12 y 13 del proyecto de resolución".*

Respuesta

El esquema de compensaciones propuesto en el artículo 14 de la Resolución CREG 113 de 2012 hace referencia a los incumplimientos definidos en el artículo 13 de la misma Resolución. Por error tipográfico en la Resolución CREG 113 de 2012 se hace mención al artículo 12, sin embargo la referencia correcta es al artículo 13. Este aspecto se corrige en la resolución final.

De otra parte, el esquema de compensaciones no hace mención a duración alguna. Se entiende que la duración de un incumplimiento se verá reflejada en el monto de la compensación pues ésta tiene en cuenta las cantidades de energía no entregadas y las cantidades de energía no transportadas.

6. Celsia S.A. E.S.P.

a. *"Responsabilidad sobre las desviaciones*

En el taller realizado por la CREG se indicó que la responsabilidad de las variaciones por el retiro o inyección superiores al 5% es responsabilidad de los titulares del contrato del gas en el mercado Primario. No obstante, cuando se vende el producto del mercado primario en el proceso Úselo o Véndalo, es otro agente el que se desvía, pero según la aclaración del taller, quienes responden por las compensaciones son los titulares del mercado primario, lo que no es adecuado".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario e del numeral 4 de la sección 2.10 del presente documento.

b. *"Eventos eximentes de Responsabilidad* [79]

En cuanto a la disposición citada en el pie de página referenciado es conveniente que la CREG aclare lo siguiente: ¿La expresión 'entre otros' comprende actos vandálicos o actos producto del crimen organizado?

Así mismo, según la propuesta de la CREG, las suspensiones por labores programadas serán evento eximente de responsabilidad cuando de ellas se dé aviso amplio y oportuno. En relación con este punto se recomienda tener en cuenta que en la práctica pueden existir situaciones que por su urgencia no pueden ser programadas con debida antelación. Mucho menos pueden ser avisadas ampliamente. Frente a ese tipo de suspensiones solicitamos que se aclare: ¿Cómo actúa el agente para que también sean consideradas como causales eximentes de responsabilidad?".

Respuesta

Con respecto al comentario sobre los eventos eximentes de responsabilidad y la expresión 'entre otros', favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 2 de la sección 2.5.2 del presente documento.

Con respecto a la segunda parte del comentario transcrito, como se indica en la resolución, se considerarán como eventos eximentes de responsabilidad las suspensiones por labores programadas, esto haciendo énfasis en la gestión que deben realizar productores y transportadores para garantizar el funcionamiento adecuado de su infraestructura.

Lo anterior con base en lo expuesto en el documento CREG-062 de 2012 considerando que la regulación debe ocuparse de determinar el alcance de algunas cláusulas que se pactan en los contratos de transporte y suministro de gas natural, como en efecto dice la ley:

---

[79] **EVENTOS EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD** (art. 11, numeral 1°). La propuesta regulatoria señala expresamente cuáles son los actos a partir de los cuales la imposibilidad parcial o total de las instalaciones o infraestructura es considerada un evento eximente de responsabilidad. Ellos son: *"(...), por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público,* ***entre otros****, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones."* (Negrillas, cursiva y resaltado fuera de texto original).

"(...) la Ley 142 de 1994 estableció en su artículo 2 los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios a través de la regulación, entre otros mecanismos. Allí dispuso que tal intervención debe buscar:

'2.1. Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

2.4. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

2.5. Prestación eficiente.

2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante'."

Por tanto, en el caso de darse situaciones que por su urgencia no puedan ser programadas con la debida antelación, el respectivo agente deberá verificar si éstas clasifican dentro de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, e invocar el caso conforme a la definición y condiciones de la regulación de modo tal que eximan de responsabilidad por incumplimiento parcial o total de las obligaciones contractuales, tanto al vendedor como al comprador.

c. *"Fuerza Mayor*

En el artículo 10, numeral 3° de la propuesta, se indica: 'Si la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivo de la misma'. (Negrillas, cursiva y resaltado fuera de texto original).

En la forma como se encuentra redactada la propuesta arriba citada, el silencio del no afectado se convierte en una causal eximente de responsabilidad. Dado lo anterior, es conveniente que la CREG precise: Si el plazo a que hace referencia es el de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación y si el aviso o la notificación se puede realizar por cualquier medio físico o electrónico.

Así mismo, consideramos que los términos contractuales excepcionales definidos en el proyecto de resolución, tales como fuerza mayor y eventos eximentes apliquen transitivamente a las condiciones de cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, en la medida que los riesgos de interrupción de suministro y transporte tipificados en la propuesta no son gestionables por parte de los generadores térmicos".

Respuesta

En relación con los plazos y procedimientos para la notificación, favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento. Respecto de las Obligaciones de Energía Firme, favor remitirse a la respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 4, literal a.

d. *"Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes de responsabilidad Entendemos que con la estandarización de estos eventos, la Comisión busca restringir los límites en el uso de estos mecanismos de excepción para toda la industria, evitando de esta manera su aplicación indiscriminada en perjuicio de toda la cadena de gas natural. Sin embargo, así como su aplicación se propaga a todos los agentes de la cadena de gas natural por su interdependencia entre el mercado primario y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro, consideramos que la aplicación de estos eventos no deseados deberían reflejarse en el mercado de energía eléctrica y específicamente, eximir de responsabilidad al generador que*

respalda sus OEF con gas natural, dado que estarían por fuera de su control y este no tiene los mecanismos para la gestión del riesgo del incumplimiento que proviene de un tercero".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 4, literal a.

e. *"Adicionalmente, vemos adecuados los tiempos dados para los mantenimientos programados, ya que estos buscan incentivar las inversiones en infraestructura, que permitan mejorar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio de suministro y transporte de gas natural que requiere la demanda. Sin embargo, respecto a estos mantenimientos programados consideramos que se deben dejar claramente establecidos en la propuesta regulatoria, otros aspectos tales como las características y condiciones para diferenciar los mantenimientos programados de los de emergencia y el agente responsable en la coordinación de los mismos".*

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se hace referencia a mantenimientos de emergencia. Se entiende que ciertas emergencias podrían categorizarse dentro de eventos de fuera mayor, caso fortuito o causa extraña, según sus características y particularidades.

Con respecto a la coordinación de mantenimientos se debe tener en cuenta que mediante la Resolución CREG 137 de 2012 la CREG sometió a consulta una propuesta regulatoria tendiente a establecer las funciones, reglamentar el funcionamiento y definir la conformación del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, COMI.

En tal sentido no se acepta la propuesta de incluir en la Resolución CREG 113 de 2012 características para diferenciar los mantenimientos programados y los de emergencia, ni el agente responsable de la coordinación de mantenimientos.

f. *"¿Hasta dónde llega la obligación de utilizar la estandarización en aquellos contratos firmados bajo el mecanismo de acuerdos bilaterales enmarcados en las excepciones contenidas en la Ley y listadas en el proyecto de resolución?"*

Respuesta

Como se señala en el artículo 21 de la propuesta sometida a consulta, los productos en las negociaciones directas, bajo el contexto de esta resolución, podrán ser contratos bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y opciones de compra de gas, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la resolución propuesta. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre de un año cualquiera.

7. Chevron Petroleum Company

a. *"Requisitos de los contratos de suministro y transporte*

En adición a las preocupaciones con respecto al intervencionismo expresadas a través de la comunicación de la Asociación Colombiana de Productores (ACP), consideramos que la normalización de la duración máxima permisible para suspensiones de servicio, medida en número de horas, no refleja el verdadero propósito del regulador, que es el de garantizar la

continuidad y eficiencia en el suministro de gas a los usuarios, ya que esta medida no tiene en cuenta que pueden adelantarse labores de mantenimiento sin que necesariamente exista restricción a la demanda, como se ha presentado en varias oportunidades, gracias no solamente a la gestión propia, sino a la participación y colaboración entre los diferentes agentes del mercado.

Esta medida también resulta adversa para los productores, ya que impone una restricción al desarrollo de las labores de mantenimiento requeridas para garantizar un servicio de calidad, y que en el caso del campo de La Guajira estas labores están por encima de las 480 horas permitidas en la reglamentación, como resultado del incremento en infraestructura de producción basado en equipos rotativos y sistemas de compresión que se han instalado para aumentar la capacidad de producción en los últimos años, permitiéndonos una mayor oferta de gas por diferentes periodos; a lo cual faltaría sumarle horas de otros eventos eximentes de responsabilidad definidos en la reglamentación y que deberían estar dentro de las mismas 480 horas según lo definido. Esto sin contar que nos podrían representar el pago de penalizaciones por tratar de buscar una mayor confiabilidad.

Sobre este requisito, consideramos más realista y consistente con los propósitos regulatorios de la CREG, se modifique el factor de medición en horas de la duración máxima permisible definida, y se exprese en términos de energía como un porcentaje de interrupción del consumo anual de todo el mercado nacional.

Igualmente para la definición de este porcentaje máximo de interrupción sugerimos que se delegue al Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO Gas) como la autoridad para desarrollarlo con el aporte de los agentes que allí participan.

En el anexo de esta comunicación presentamos un análisis de las condiciones del campo de La Guajira para mayor claridad del punto expuesto.

En este aspecto hacemos un llamada a reflexionar en que para un mercado del tamaño y condiciones del mercado en Colombia, es muy importante mantener un equilibrio entre la estandarización de condiciones contractuales versus la flexibilidad que atiende las verdaderas necesidades de la demanda y por ende la oferta, garantizando el crecimiento y sostenibilidad del mismo".

Respuesta

En primer lugar, se reitera que el artículo 12 de la propuesta define la duración máxima permisible para las suspensiones del servicio, tal como su título lo indica. En ese orden de ideas, en ninguna instancia se regula la duración de los mantenimientos programados que se requieran por parte de productores y/o transportadores de gas natural. Así, independientemente de la duración que amerite aquellos mantenimientos, el productor podrá interrumpir el servicio por causa de estos hasta 480 horas continuas o discontinuas o 120 horas en el caso del transportador, a cada uno de sus remitentes sin que existan consecuencias pecuniarias. En ese sentido, y conforme al comentario transcrito, en el caso de que se adelanten labores de mantenimiento sin que se suspenda el servicio, la duración de dichas labores no se contabilizaría dentro de las horas de interrupciones permisibles para efectos de las compensaciones.

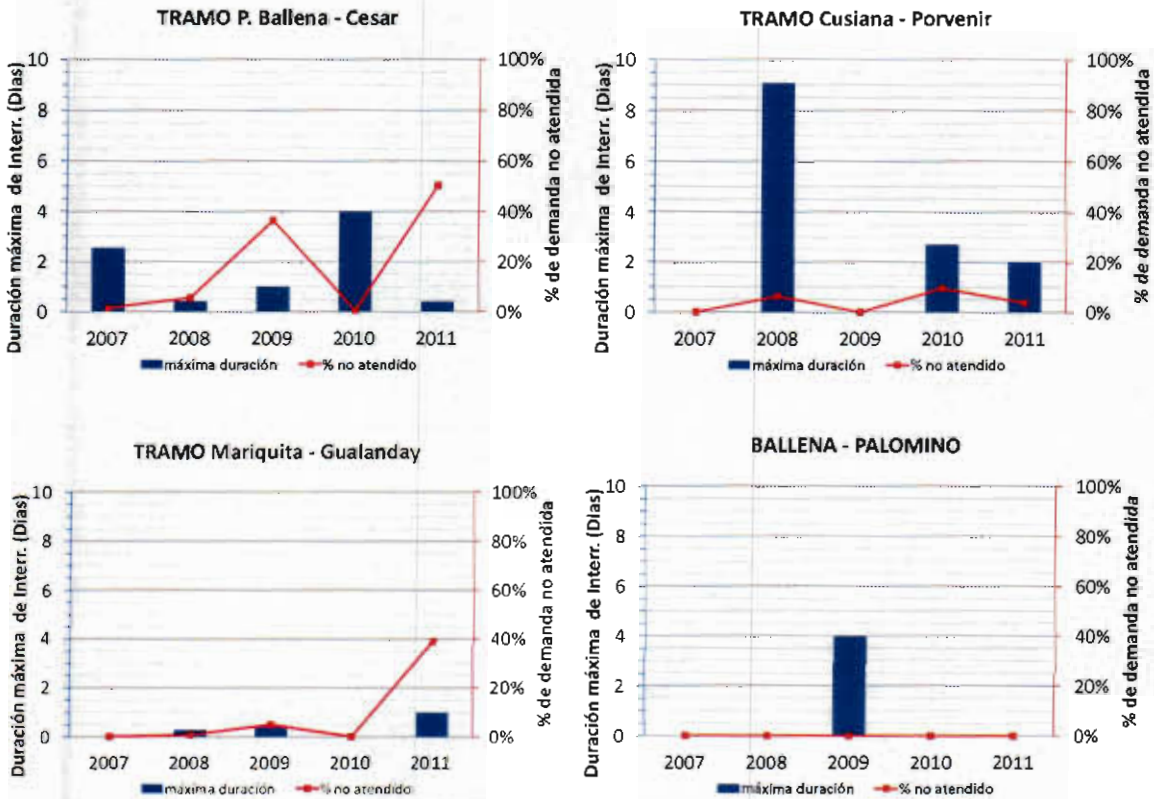
Por otra parte, como se expone en el Documento CREG-062 de 2012, las estadísticas de las interrupciones por mantenimientos programados llevan a concluir que éstas han sido iguales o menores a los 20 días al año (considerando los años 2008, 2010 y 2011), de acuerdo con el estudio realizado por Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca (ver Ilustración 1). Igualmente, allí se indica que las salidas por mantenimientos programados estimadas en el horizonte de corto plazo no superan esta cantidad horas y tienden a ser menores.

Ilustración 1 Salidas por mantenimientos programados en producción

Fuente: Estudio Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca. Elaboración: CREG

En el caso del transporte, la decisión de establecer 120 horas continuas o discontinuas, equivalentes a 5 días al año, proviene de la información histórica contenida en el estudio mencionado previamente, en el que se observa que las interrupciones programadas contabilizadas no superan los 11 días/año, pero más aún, el promedio es menor a 3.5 días por año. A continuación se muestran unas gráficas en la Ilustración 2 para algunos de los tramos más relevantes.

Ilustración 2. Salidas por mantenimientos programados en transporte para diferentes tramos



Fuente: Información reportada mediante por los agentes solicitada mediante circulares 064 de 2011 y 031 de 2012.
Elaboración: CREG

Como se puede observar sólo un caso supera los 5 días de interrupción, el cual presentó menos del 10% de demanda no atendida. En ese sentido, al igual que para el suministro, puede presentarse el caso en que se adelanten labores de mantenimiento sin que necesariamente exista restricción a la demanda y por tanto no se contabilizaría dentro de las horas de interrupciones permisibles. Esto considerando que esta restricción de suspensiones del servicio se maneja de forma individual para cada contrato. De cualquier forma, se acreditó por medio de contratos anteriores que en algunos casos, por paradas programadas, los días de mantenimiento pactados eran del orden de 5 días al año.

En cuanto a la sugerencia de modificar el factor de medición en horas de la duración máxima permisible para expresarla en términos de energía, vale la pena que en un futuro se estudie la propuesta. Sin embargo, esto requiere el análisis de una información con la que actualmente no cuenta la Comisión. Adicionalmente, se debe considerar que en los contratos pactados en el mercado colombiano la práctica ha consistido en señalar el número de horas en las que se puede suspender el servicio debido a mantenimientos. Por lo tanto no se considera necesario implementar la sugerencia y cambiar dicho factor de medición en el corto plazo.

b. *"Existe una restricción a la libertad contractual, al no permitirse que las partes puedan pactar sus propias condiciones en los contratos, como son los eventos eximentes de responsabilidad en cada caso en concreto. En efecto, las condiciones de operación de los campos de producción son diferentes entre sí y no deberían ser estandarizados vía resolución desconociendo las particularidades técnicas, operativas y geológicas, entre otras. Es el caso del numeral 1 del artículo 11 del Proyecto de Resolución en el cual se excluye el riesgo geológico, resultado de análisis preliminares con todo el fundamento técnico posible que al momento de ejecutarlo encuentra imprevistos e incertidumbres imposibles de determinar previamente afectando finalmente las capacidades de producción previstas y de manera directa los compromisos adquiridos.*

   En consideración a lo expuesto, proponemos que se implemente en la propuesta regulatoria la posibilidad de que las partes puedan fijar libremente los eventos eximentes de responsabilidad de acuerdo con las condiciones de operación de sus campos, como eventos que carecen de control operativo en el momento de su ocurrencia, impidiendo predecir su ocurrencia. El control sobre el evento lo toma el Operador del campo una vez se da su ocurrencia y en la medida que se va dando solución al problema y con las condiciones igualmente variables de la demanda".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta dada al comentario a del numeral 3 en la sección 2.5.2.

Vale la pena indicar que no corresponde a la CREG calificar el riesgo geológico, o cualquier otro, como eximente de responsabilidad. La definición de los eventos eximentes de responsabilidad es lo suficientemente clara y corresponde a aquella contenida en la Ley y decantada por la jurisprudencia de las Altas Cortes.

Por lo tanto, no se acoge el comentario.

c. *"El numeral 2 del artículo 11 del proyecto de Resolución, establece como evento eximente la 'Cesación <u>ilegal</u> de actividades'. Lo anterior, excluye de forma clara las situaciones de imposibilidad de cumplimiento de las obligaciones contractuales en el caso en que se presente o mientras es declarada la ilegalidad de la huelga o del paro. Por lo anterior, sugerimos que se realice una modificación al numeral 2 del artículo 11 del Proyecto de Resolución de forma que retire la palabra 'ilegal'.*

En el procedimiento para el reporte de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o fuerza extraña, se sugiere modificar que el aviso de notificación deba ser realizado después de tener conocimiento, y no dentro de los cinco (5) días siguientes, ya que se requiere un tiempo para definir si el evento cumple o no con las condiciones".

Respuesta

Para dar respuesta al comentario sobre la cesación ilegal de actividades favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento. Con respecto al procedimiento para el reporte de eventos, favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

d. *"De conformidad con lo dispuesto en el en el literal a) de numeral 1 del artículo 13 debe eliminarse el incumplimiento cuando las cantidades son iguales, ya que no habría razón para que se configure dicho incumplimiento".*

Respuesta

La expresión "igual o inferior" en el literal a del numeral 1 del artículo 13 se refiere a la nominación. Es decir, la nominación será igual o inferior a la cantidad contratada ya que el vendedor no tendrá obligación alguna de entregar cantidades que superen la cantidad contratada.

e. *"Asimismo queremos señalar que en la realidad del mercado encontramos que las situaciones fácticas de cada contrato son diferentes, y por lo tanto limitar su incumplimiento únicamente a las causales previstas en la propuesta regulatoria resultan insuficientes. Es el caso por ejemplo de los incumplimientos generados por violaciones a los códigos éticos, a disposiciones de lavados de activos, auditorias entre las partes, estar incluidos en listas que restringen su participación económica como la lista Clinton, entre otros".*

   "Consideramos que la regulación debe permitir a las partes que acuerden de manera bilateral los eventos que constituyen incumplimiento del contrato, de forma que incluyan eventos específicos a las necesidades de su operación. Lo anterior, en adición a las que establece la resolución".

Respuesta

Ver respuesta al comentario c del numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento.

f. *"El artículo hace referencia a las causales de incumplimiento previstas en el artículo '12'. Se debe modificar porque el artículo que se refiere a las causales de incumplimiento es el 13.*

   Igualmente y en línea con el comentario incluido en el numeral anterior de incumplimiento, solicitamos que las compensaciones para otras causales de incumplimiento acordadas entre las partes, también sea de libre definición entre ellas y puedan ser adicionadas a las propuestas por la CREG".

Respuesta

Por error tipográfico en la Resolución CREG 113 de 2012 se hace mención al artículo 12. Sin embargo, la referencia correcta es al artículo 13. Este aspecto se corrige en la resolución final.

Con respecto a que las partes puedan establecer compensaciones para otras causales de incumplimiento, favor remitirse a la respuesta al comentario d del numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento.

g. *"Para el caso la fórmula que calcula las compensaciones propuestas, sugerimos modificarla con el fin de que reflejen el justo pago de penalidad por un incumplimiento en la no entrega del gas. En primer lugar, el factor multiplicador de uno punto cinco (1.5) debe aplicarse únicamente sobre la componente de suministro de gas natural en la formula, ya que el componente de transporte debería el correspondiente reembolso al cargo pagado sin ningún tipo de penalidad adicional. Por otra parte la variable "V" no debería ser incluida en esta fórmula, ya que por tratarse de variaciones de entrada y salida obedecen a manejos a través de cuentas de balance entre vendedores y transportadores y entre estos últimos y los remitentes demostrando que han sido eficientes en la coordinación diaria de nominaciones y entregas".*

Respuesta

Para dar respuesta al comentario transcrito, favor remitirse a la respuesta del comentario d del numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento.

h. *"El artículo 12 del Proyecto de Resolución estableció un límite máximo permisible para la duración de las labores programadas, reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos. Si bien entendemos la motivación del regulador en querer proteger la continuidad del servicio público, consideramos que esta disposición desconoce lo establecido en el artículo 139 de la Ley 142 de 1994, que no considera las reparaciones técnicas como constitutivas de una falla en la prestación del servicio. Al respecto el artículo 139 de la Ley 142 de 1994 señala lo siguiente:*

> *'**Artículo 139. Suspensión en interés del servicio.** No es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para:*
>
> *139.1. Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios. (...)'*

Expuesto lo anterior, sugerimos que la CREG elimine la duración máxima permisible para la suspensión del servicio, dado que de acuerdo a la Ley mencionada, no existe falla en el servicio por el tiempo de duración de las suspensiones programadas.

En todo caso para la Asociación Guajira los cambios sobre las condiciones técnicas y operativas que se han dado a través de los últimos años nos ha dirigido a incrementar de manera sustancial el número de horas de mantenimiento como resultado de la puesta en funcionamiento de dos turbo compresores requeridos para el manejo de un porcentaje de producción cercano al 90% y en el último mes se instalaron cinco (5) compresores que aunque de menor capacidad generan mantenimientos preventivos de forma periódica al igual que los mencionados anteriormente, obligándonos a suspender parcialmente entregas asociadas al cumplimiento de los programas que especifica el fabricante de los equipos.

Para los próximos periodos consideramos que el número de horas puede estar alrededor de las 1600 horas (como se refleja en el cuadro siguiente), sin embargo la reducción en la atención a la demanda doméstica estimada resulta siendo menor. Por lo anterior, sugerimos que mantener el número que actualmente Chevron tiene incluidos en nuestros contratos de 720 horas permite dar un manejo controlable y para la demanda igualmente resulta conveniente porque en su mayoría sus trabajos de mantenimiento en los que suspenden consumo, pueden cubrirse con este periodo. Considerando análisis discutidos con algunos agentes dentro de la oferta y la demanda igualmente se propone que la duración permisible de las suspensiones del servicio sean medidas en energía equivalente, como un porcentaje de la cantidad de energía anual

contratada, de manera que le brinde mayor claridad a la demanda y un manejo más flexible y eficiente a la oferta.

Como producto de un análisis realizado sobre los programas de mantenimiento de las instalaciones de producción de los Campos de La Guajira, encontramos un incremento en horas asociadas a los trabajos, que representan la entrada en operación de los sistemas que se han mencionado anteriormente.

ANALISIS HORAS DE MANTENIMIENTO CAMPO GUAJIRA					
DESCRIPCION	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Horas de Mantenimiento	408	1536	768	2016	1608

".

Respuesta

Favor remitirse a los comentarios del literal e del numeral 3 y del literal a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

8. CNO, Consejo Nacional de Operación

"Sobre el segundo lineamiento de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo, de fortalecimiento institucional del sector de gas natural, se prevé el ajuste del rol que desempeña actualmente el Consejo Nacional de Operación de gas, para que desarrolle los acuerdos operativos y protocolos que se requieran para nivelar el sector, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. En este sentido,consideramos que como cuerpo asesor de la Comisión creado por la Ley 401 de 1997 y para que válidamente pudiera ejercer la función que se le asigna en el parágrafo 3 del artículo 11 de la Resolución CREG 113, de coordinar con los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT y los transportadores, las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos, debe revisarse y ajustarse su rol desde el punto de vista de su creación legal".

Respuesta

El artículo 4 de la Ley 401 de 1997 creó el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, así:

"Artículo 4º. Créase el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, el cual, como cuerpo asesor del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, tendrá como función hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica (...)".

Por su parte, el artículo 6 de la mencionada Ley 401 estableció la obligación del CNO de actuar de manera coordinada, entre otros, con las empresas productoras y distribuidoras de gas natural:

"Artículo 6º. El Consejo Nacional de Operación de Gas, CNO, desarrollará sus actividades en coordinación con las empresas productoras y distribuidoras de gas natural, con el Centro Nacional de Despacho Eléctrico y con el Centro de Coordinación de Transporte de Gas, CTG."

Mediante el Decreto 1175 de 1999, el Gobierno Nacional suprimió de la estructura de la entonces Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Centro de Coordinación de Transporte de

gas Natural, CTG, al mismo tiempo que dispuso que el *"Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el Reglamento Único de Transporte de que trata dicha Ley"*.

De conformidad con el mandato antedicho, la Resolución CREG 071 de 1999, Reglamento Único de Transporte, se refirió a las funciones del CNO en su numeral 1.4, así:

> *"(...) en cumplimiento de las funciones de asesoría otorgadas por la Ley, el Consejo Nacional de Operación desarrollará las siguientes funciones:*
>
> - *Proponer a la CREG modificaciones al RUT.*
> - *Recomendar a la CREG la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información.*
> - *Recomendar a la CREG la parte que corresponde de la matriz de compensaciones por Variaciones.*
> - *Proponer el Manual Guía del Transportador.*
> - *Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los Agentes.*
> - *Proponer Acuerdos de Balance marco para los Agentes*
> - *Proponer los horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte.*
> - *Establecer su propio reglamento.*
> - *Las demás que le señale la CREG en el RUT.*
>
> *(...)"*

Ahora bien, mediante el Decreto 2225 de 2000 se modificó la composición del CNO, y en cuanto a sus funciones se dijo lo siguiente:

> *"Artículo 3°. Funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO. Serán funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, las contenidas en la Ley 401 de 1997, en el Decreto 1175 de 1999, la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la CREG* ***y demás normas que regulen la materia****".*

Así las cosas, el CNO puede cumplir con el parágrafo 3 del artículo 11 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, en la medida en que corresponde a su ámbito de competencias de conformidad con la normativa trascrita. En efecto, es función del Consejo servir de órgano asesor para que la operación del sistema sea eficiente, segura y confiable, fin que busca la Comisión con la propuesta antedicha, al apoyarse en el CNO para la coordinación de las suspensiones que no pueden ser consideradas interrupciones del servicio.

De acuerdo con lo anterior, no se acoge el comentario.

9. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

a. *"Dado que existen diferentes criterios para la realización de mantenimientos, tales como los mantenimientos orientados a confiabilidad o por condición del equipo, que no necesariamente tienen una periodicidad predeterminada, recomendamos a la CREG no limitar a mantenimientos periódicos las suspensiones eximentes de responsabilidad de que trata el numeral 2 del Artículo 11 de la Resolución CREG-113 de 2012".*

   Con el objeto de establecer los procedimientos, cronología, formatos de captura tanto de mantenimientos programados e intervenciones el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural presentó a la CREG el documento 'Propuesta de Reglamentación del proceso de

coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción y transporte de gas natural', Documento CNOGas-04-12, versión 4; y el proyecto de protocolo 'Registro de activos y eventos'. 1 de febrero de 2012'.

Respuesta

En primer lugar el numeral 2 del artículo 11 se refiere a los eventos eximentes de responsabilidad, en particular la cesación ilegal de actividades. Se entiende que el comentario hace es referencia al numeral 3 de este artículo, suspensiones por labores programadas.

Con respecto a este tema, se considerarán como eventos eximentes de responsabilidad las suspensiones por labores programadas, entendidas como reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, esto con el fin de hacer énfasis en la gestión que deben realizar productores y transportadores para garantizar el funcionamiento adecuado de su infraestructura, por lo que no es posible acoger el comentario transcrito. Para complementar la respuesta favor remitirse al comentario b del numeral 6 de la sección 2.5.2 del presente documento.

b. *"Con base en las definiciones del documento producido por el CNOGas sugerimos a la CREG reemplazar la expresión 'reparación técnica' por 'Intervención' tal como se define en la propuesta elaborada por el CNOGas".*

Respuesta

La expresión "reparación técnica" está incorporada en el artículo 139 de la Ley 142 para hacer referencia a las suspensiones en interés del servicio.

Por su parte, en el documento que menciona el CNO Gas se propone definir el concepto "intervenciones" en los siguientes términos: *"Intervenciones: Expansiones, mantenimientos correctivos o emergencias, pruebas y conexiones que potencialmente tengan un impacto en la continuidad del servicio".*

Adicionalmente en el mencionado documento el CNO Gas propone definir cuatro tipos de intervenciones: intervención de expansión, de conexión, para pruebas y por otras causas.

Se entiende que la propuesta del CNO Gas intenta determinar las distintas situaciones en las que es necesario actuar físicamente sobre el sistema de transporte. También se entiende que la definición propuesta por el CNO Gas precisa que este actuar podría afectar la continuidad en la prestación del servicio.

La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se centra en definir aquellos eventos que desde el punto de vista regulatorio se consideran adecuados incluirlos como eventos eximentes de responsabilidad. Para efectos regulatorios cualquier evento, o intervención en el sistema de transporte como lo plantea el CNO, no puede considerarse evento eximente de responsabilidad. En ese sentido, se considera que para efectos regulatorios la expresión "reparación técnica", establecida en la Ley 142 de 1994, es la adecuada.

c. *"Dado que cuando un productor entrega una cantidad igual a la contratada o un transportador transporta una cantidad igual a la contratada no se configura incumplimiento alguno solicitamos a la Comisión excluir esta situación como causal de incumplimiento retirando la palabra 'igual' del literal a), numeral 1; y la palabra 'iguales' del literal a), numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG-113 de 2012.*

Consideramos importante aclarar en el numeral 2, literal a) del artículo 13 de la Res CREG-113 de 2012, que se presenta incumplimiento del Transportador cuando no se tome el gas en el Punto de Salida por causas imputables al Transportador, siempre y cuando el Remitente cuente con la misma cantidad de gas autorizada en el Punto de Entrada".

Respuesta

Para dar respuesta a la primera parte del comentario transcrito favor remitirse a la respuesta del comentario c numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento. Con respecto a la segunda parte del comentario, se acoge la propuesta y se complementa el artículo con la especificación de que deberá contar con la misma cantidad de gas autorizada en el punto de entrada.

d. *"En el caso de producción, la duración máxima de 480 horas de suspensiones totales o parciales resulta insuficiente. Por ejemplo: en el caso de los campos de la Guajira, en los cuales se han venido implementado recientemente proyectos de infraestructura en instalaciones de producción, las rutinas de mantenimiento preventivo de sus instalaciones demandan un estimado de tiempo superior al máximo establecido en la propuesta regulatoria, diferente al tiempo que se demandaba en años anteriores en los que no se contaba con infraestructura de compresión de gas natural para el Campo Chuchupa.*

   En el caso de transporte, la duración máxima de 120 horas de suspensiones totales o parciales también resulta insuficiente. Por ejemplo, en el año 2010 en el que se efectuaron intervenciones por parte de TGI para el incremento de la capacidad de transporte de los tramos Ballena-Barranca y El Porvenir la Belleza, el número de horas que tomaron dichas intervenciones requirieron suspensiones mayores al máximo contemplado en la propuesta regulatoria.

   Con base en lo anterior y bajo el supuesto de que las suspensiones con disponibilidad parcial, que permiten atender parte de la demanda, se contabilizan en el valor máximo propuesto, proponemos para el caso de producción que el máximo admisible se mida en términos del total de energía indisponible al año con respecto a la energía total contratada en el año. En el caso del transporte el máximo podría determinarse a partir del total de capacidad indisponible por tramo al año con respecto a la capacidad total contratada por tramo al año. Se sugiere que estos máximos admisibles se apliquen a ambas partes del contrato, es decir, que también los remitentes puedan suspender en los mismos valores sus contratos".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

e. *"Dado que el número máximo de interrupciones de un determinado agente no depende de la viabilidad de las importaciones sino de las características intrínsecas de sus equipos sugerimos respetuosamente a la CREG retirar el parágrafo 1 del Art. 12 de la Res.CREG-113/2012.*

   Es de interés del CNOGas presentar una propuesta alternativa a la contemplada en el proyecto de resolución, basado en sus planes de mantenimiento de los agentes para su infraestructura actual y con su información disponible".

Respuesta

El parágrafo del artículo 12 en el que plantea la posibilidad de que la Comisión pueda reducir gradualmente las duraciones máximas permitidas para suspensiones del servicio en la medida en que se viabilice la importación de gas natural, hace referencia a la posibilidad por

parte de los productores-comercializadores de honrar sus contratos utilizando como respaldo el gas importado, para así garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final con una prestación continua e ininterrumpida, como lo indica la ley.

En ese orden de ideas, dicho parágrafo en ningún momento indica o guarda relación con los causales de los mantenimientos, y por tanto no se acoge la propuesta solicitada por el CNO Gas.

f. *"Se señala en el proyecto de resolución (Artículo 10) que 'En el caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se deberá a proceder de la siguiente forma:*

   (...)

   Al respecto consideramos indispensable que el aviso de estos eventos se dé en forma inmediata tal como ocurre en la realidad operativa. Por considerarlo de utilidad para la Comisión para reglamentar las comunicaciones y acciones requeridas en situaciones como las señaladas se anexa el documento Protocolo 01 de 2012 "Comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento" 9 de marzo de 2012. (Anexo 5)".

Respuesta

Para dar respuesta al comentario transcrito favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

10. Energía Eficiente S.A E.S.P.

a. *"Capitulo II. Artículo 11, Inciso No. 3. Eventos eximentes de responsabilidad*
   Según la propuesta de la CREG, las suspensiones por labores programadas serán evento eximente de responsabilidad cuando de ellas se dé aviso amplio y oportuno.

   En relación con este punto se recomienda tener en cuenta que en la práctica pueden existir situaciones que por su urgencia no pueden ser programadas con debida antelación. Mucho menos pueden ser avisadas ampliamente. Frente a ese tipo de suspensiones:
   - *Cómo actúa el agente para que también sean consideradas como causales eximentes de responsabilidad?*

   Debe especificarse los plazos de aviso para que estos eventos encajen dentro de labores programadas."

Respuesta

Para responder el comentario transcrito favor remitirse al comentario b del numeral 6 de la sección 2.5.2 del presente documento.

b. *"Artículo 12. Duración permisible para suspensiones del servicio.*
   Da a entender que se incluyen las instalaciones de los compradores. Es importante que se aclare este tema."

Respuesta

Como se plantea en el artículo 12 de la resolución de consulta, *"[l]a máxima duración de las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos*

periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el Artículo 8 de esta Resolución ***deberá ser la misma para cada una de las partes*** *y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a:*

1. Cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de suministro de gas natural.

2. Ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de transporte de gas natural."

Por lo cual debe entenderse que el comprador de gas natural contará igualmente con 480 horas para realizar mantenimientos en sus instalaciones y por tanto frente al vendedor de gas, por estos mantenimientos debidamente notificados según la regulación, podrá ser eximido de su responsabilidad contractual. Asimismo, el comprador de capacidad de transporte contará con 120 horas para realizar mantenimientos en sus instalaciones y por tanto frente al vendedor de su capacidad, por estos mantenimientos debidamente notificados según la regulación, podrá ser eximido de su responsabilidad contractual.

c. *"Artículo 14. Compensaciones.*
   1) *Para los incumplimientos se debe referir al Artículo 13 y no al Artículo 12.*
   2) *Se definen las compensaciones por incumplimiento de los contratos. ¿Habrá opción de establecer compensaciones inferiores o en otros términos?"*

Respuesta

Para dar respuesta a los comentarios transcritos, favor remitirse a la respuesta del comentario d del numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento.

11. Ecopetrol S.A.

a. *"En cuanto a las propuestas de compensaciones por incumplimiento planteadas por la CREG, vemos que son excesivas y desequilibradas en el monto y en especial, en lo que tiene que ver con responsabilidades por daños consecuenciales expuestos en la resolución CREG 100 (mas de 10 veces el precio del gas). Además de convertir dichas penalizaciones en un riesgo económico no cuantificable por parte del productor.*

   Propuesta: En el caso de que la CREG mantenga su intención de regular las compensaciones que deben pactarse en los contratos por las partes, y teniendo en cuenta que la compensación por incumplimiento no debe ser fuente de lucro para el comprador y en ese sentido, los costos fijos que debe pagar el comprador con la interrupción del suministro deben ser un pass through para quien causa el incumplimiento, proponemos que la compensación corresponda a 1,5 veces el precio del gas más los cargos fijos de transporte (cago de transporte no estaría afectado por el factor de 1,5) y que esta compensación sea la misma para todos los agentes, en aras de mantener productos homogéneos que permitan liquidez en el mercado tal y como lo busca la CREG."

Respuesta

La fórmula para determinar las compensaciones propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012 considera el precio del gas y los cargos fijos de transporte. Se proponen algunos

ajustes a esta fórmula como se explica en respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 14, literal d.

b. *"En primer lugar, vale la pena recordar que este derecho aplica tanto para el comprador como para el vendedor de gas, dado que las instalaciones de los usuarios del gas también requieren mantenimientos y tienen paradas de emergencia, durante las cuales pueden interrumpir sus obligaciones de recibo de gas pactadas en el contrato.*

Sobre la propuesta de la cantidad de horas vemos que no es suficiente para algunos campos de producción como es el caso del campo de la Guajira, en el cual, la adición de mas etapas de compresión en los últimos años y la que se hará en 2014 con el fin de atenuar la declinación del campo, han llevado a que cada vez se requieran más horas de mantenimiento.

Consideramos que el recorte de 240 horas para mantenimientos y reparaciones técnicas frente a lo que hoy tenemos pactado en nuestros contratos, según la regulación propuesta, desconoce la libertad negocial y la autonomía de la voluntad de las partes, dando cabida a una alta probabilidad de pago de compensación por interrupción, lo que conduciría a la revisión de los programas de mantenimiento de manera que durante las horas disponibles se hagan la mayor cantidad de trabajos, lo que ocasionaría disponibilidad de menores cantidades de gas durante los mantenimientos, a diferencia de lo que se hace hoy en día que es realizar las programaciones de trabajos procurando el menor impacto a la demanda desde el punto de vista volumétrico, aunque esto implique realizar una mayor cantidad de intervenciones.

Propuesta: En caso de que la CREG mantenga su intención de definir en un listado los eventos eximentes de responsabilidad que deben pactarse en los contratos por las partes, se propone lo siguiente:

Incluir dentro de las causales de evento eximente las paradas de emergencia o no programadas, en el amplio concepto que señala la Ley 142/94 cuando se refiere a las reparaciones técnicas.

Contabilizar la interrupción del suministro no en horas sino en cantidades de energía resultantes de multiplicar la cantidad contratada por los días de interrupción.

Incluir como evento eximente, el cumplimiento de normas regulatorias de asignación prioritaria que obliguen al suministro o asignación del gas con un destino diferente al establecido en el contrato".

Respuesta

Para responder las inquietudes planteadas en el comentario transcrito, favor remitirse a las respuestas de los comentarios a y b del numeral 7, b del numeral 6 y d del numeral 4, de la sección 2.5.2 del presente documento.

c. *"La redacción equipara los eventos de fuerza mayor, caso fortuito y causa extraña al exigir que de ellos se identifiquen la imprevisibilidad, irresistibilidad y no imputabilidad por ausencia de culpa.*

Es necesario advertir que se debe tener mayor precisión en la referencia a las normas, teniendo en cuenta que la versión original de los artículos 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio fueron reformadas así: i) artículo 64 por el artículo 1 de la Ley 95 de 1890 y ii) artículo 992 reformado por el artículo 1 Decreto Extraordinario 01 de 1990.

Ahora, los eventos eximentes de responsabilidad por incumplimiento como son la fuerza mayor, el caso fortuito y la causa extraña, son categorías que rompen el nexo de causalidad de la responsabilidad contractual. Sin embargo, la redacción deja la apariencia de que aquellas categorías son asimilables en cuanto que exige que se trate de eventos imprevistos, irresistibles

y sin culpa, y tal visión no se ajusta del todo a la legislación y jurisprudencia vigente (artículo 1 de la ley 95 de 1890; Sentencia Sección Tercera Consejo de Estado25000-23-26-000-1996-02730-01 (18194).

Adicionalmente, nada se dice de los eventos imprevisibles que tienen que ver con factores externos ajenos a la voluntad de las partes. Igualmente excluye, sin justificación, los eventos que siendo previsibles sean calificados como irresistibles por ser incontenibles o insuperables por la parte afectada, y que precisamente por tal grado de irresistibilidad permiten que se rompa el nexo de causalidad entre el daño y su causa.

La CREG incorpora un listado taxativo de eventos eximentes de responsabilidad, dejando por fuera toda posibilidad para que las partes, en el ámbito de su autonomía y experiencia en el mercado, prevean otros eventos que deban ser comprendidos como causales exonerativas de responsabilidad para las partes del contrato".

Respuesta

No obstante se considera que la redacción de la definición aludida es lo suficientemente clara, se procederá a modificarla para que no haya lugar a duda alguna, como la arriba presentada:

*"**Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña**: eventos que de acuerdo con los artículos 64 del Código Civil modificado por el artículo 1 de la Ley 95 de 1890 y 992 del Código de Comercio subrogado por el artículo 10 del Decreto extraordinario 01 de 1990, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad".*

Respecto de la diferenciación entre Fuerza Mayor y Caso Fortuito que hace la jurisprudencia en lo Contencioso Administrativo, se tiene que tal y como se redactó el artículo 10 de la propuesta, el mismo contempla la mencionada diferenciación. Corresponde a la parte afectada calificar el evento eximente.

Ahora bien, respecto de las situaciones planteadas en el comentario, debe indicarse que las mismas caen ya sea en las categorías jurídicas a las que se ha hecho referencia (fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña), o caen dentro del principio de *impossibilium nulla obligatio est*, nadie está obligado a lo imposible. Por lo tanto, no se considera que se deba modificar la redacción del artículo 10 en mención.

Finalmente, en relación con los eventos eximentes de responsabilidad consagrados en el artículo 11 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, el Documento CREG-062 de 2012 es claro. Vale la pena citarlo:

"Se considera que los eventos eximentes deben ser taxativos y limitados, circunscritos únicamente a eventos que por la misma naturaleza del contexto colombiano y la legislación en materia de servicios públicos, pueden presentarse. De otra forma, se abriría la posibilidad de permitir la interrupción en la prestación del servicio de manera casi ilimitada, sin responsabilidad alguna por parte del agente.

El reporte trascrito también señala una propuesta de definición de los Eventos Eximentes, a saber:

"(...) por Evento Eximente se entiende todo hecho o evento que se encuentre

razonablemente fuera de control de la Parte afectada por dicho evento y cuyos efectos no son imputables a su culpa o imprudencia, pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha Parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo"

Como se ve, la posibilidad de que un agente pueda eximirse de responsabilidad por haber incurrido en una interrupción o incumplimiento de un contrato de suministro o transporte de gas natural está ligada a la diligencia que haya guardado en la prevención del evento que causó el incumplimiento. No puede considerarse, de ninguna manera, que el sólo acaecimiento del hecho exime de responsabilidad al agente, sino que debe verificarse su cuidado y diligencia oportuna para evitarlo."

Así las cosas, no se acoge el comentario de Ecopetrol.

d. *"Compensaciones:*

Comentario: Aunque este tema fue analizado en la comunicación que contiene nuestros comentarios generales al proyecto de resolución, consideramos importante reiterar que las reglas sobre penalidades o compensaciones son tarea que debería depender exclusivamente de la actividad negocial de las partes involucradas.

La regulación detallada de este tipo de aspectos de los contratos, antes que favorecer principios elementales en materia de responsabilidad por incumplimiento, conducen a distorsiones con las cuales quedaría en entredicho la igualdad de trato del vendedor y del comprador.

Por ejemplo, nada más excluyente y en contravía de los derechos legítimos del vendedor, que no se declare el incumplimiento por parte del comprador en los casos en donde el comprador no consume el producto ó la capacidad contratada y no se reconozcan en estos casos penalidades ó compensaciones a favor del vendedor. La compensación se concibe como la consecuencia inmediata del incumplimiento, por lo que no sólo se trata del reconocimiento de efectos económicos que compensen el costo asumido por la parte cumplida sino que, a su turno, podría predicarse un efecto sancionatorio en contra del agente infractor de los compromisos contractuales, cualquiera que este sea.

Sin perjuicio de lo manifestado en este documento con relación a la autonomía de las partes y la libertad negocial reconocida por la Constitución, a continuación presentamos las siguientes observaciones adicionales:

Consideramos que la propuesta es excesiva y desequilibrada en el monto y en especial, en lo que tiene que ver con responsabilidades por daños consecuenciales expuestos en la resolución CREG 100 (casi 10 veces el precio del gas). Además convierte dichas penalizaciones en un riesgo económico no cuantificable por parte del productor.

En cuanto a la fórmula de compensación propuesta para agentes diferentes a Distribuidores, en el documento soporte del proyecto de resolución se menciona cómo se llegó al factor del 1.5, pero únicamente sobre el precio del gas, no sobre otros componentes, por lo que no es clara la motivación de incluir los otros componentes diferentes al precio del gas dentro del factor que es multiplicado por 1.5.

De otra parte, respecto a la sumatoria de los Cargos fijos de transporte-CFm, consideramos que se debe revisar bien su aplicación, pues al intentar desarrollar un ejercicio preliminar surgen las siguientes inquietudes: cuando un usuario, especialmente los distribuidores comercializadores usan diferentes tramos de transporte, al tener diferentes puntos de salida, y la restricción en el suministro se aplica sobre la cantidad total nominada por el comercializador, ¿en qué momento y cómo se conoce el tramo de transporte que se tendría en cuenta para esta compensación?,

¿Porqué la compensación por cargo fijo se hace sobre la pareja de cargos 100-0? La compensación debe corresponder exactamente con lo que debe pagar el remitente al transportador.

En cuanto a la TRM prevista en este proyecto de resolución, es importante mencionar que actualmente toda la facturación del gas se realiza con la TRM del último día del mes facturado. Probablemente al cambiar a la TRM propuesta por la CREG, se pueden generar beneficios o perjuicios por la diferencia en cambio respecto de la liquidación de la compensación y la facturación del gas.

Sobre el plazo de pago dado para estas compensaciones de cinco (5) días hábiles después de su causación, consideramos que es muy corto, además de ir en contravía de los periodos de facturación ya pactados. Las facturas de suministro se pagan treinta (30) días después de la finalización del mes de comercialización y no vemos razón para manejar un período distinto para estos pagos.

Por lo anterior, proponemos los siguientes ajustes:

Que se modifique la fórmula de la siguiente forma:

$$C = 1.5 \times (P_m \times TRM_m \times G) + \left[(CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times T \times \left(\frac{1}{365}\right)\right]$$

[TRM]_m: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes en que se generó la compensación, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

[CFI]_m: El productor comercializador debe conocer los tramos y las parejas de cargos del contrato de transporte de sus compradores de gas para compensar exactamente lo que debe pagar el remitente afectado por la interrupción del suministro.

Se eliminan de esta fórmula las variaciones, teniendo en cuenta las observaciones realizadas más adelante.

Parágrafo 1. Las sumas que resulten de aplicar el presente artículo deberán ser pagadas por la parte correspondiente a más tardar dentro de los treinta (30) días siguientes a la finalización del período de comercialización, siempre y cuando se haya realizado el envío dentro de los primeros cinco (5) días siguientes a la finalización del período de comercialización. Después de este plazo, se contará con un día adicional, por cada día de retraso.

De otra parte, sobre la fórmula de compensaciones planteada en el Numeral 2, literal a), para los contratos de transporte es de suma importancia que se incluya dentro de la compensación que pagará el Transportador el precio de la prima que paga el remitente en los contratos de opción de compra de gas, de esta manera, en caso de falla del transportador éste deberá reconocer al remitente el "cargo fijo" de suministro que para este tipo de contrato corresponde a la prima".

Respuesta

En la anterior trascripción se identifican varios puntos que se responden en su orden así:

- **Libertad para negociar las compensaciones:** Ya arriba se ha hecho referencia a la facultad y libertad de la CREG para determinar los requisitos mínimos de los contratos a los que se refiere la Resolución CREG 113 de 2012.

- **Compensación a favor del vendedor:** La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 prevé que los contratos firmes remuneren el 100% de la cantidad de gas contratada,

bien sea que se consuma o no. En tal sentido el vendedor de gas no enfrenta riesgo de ingresos cuando el comprador no recibe el gas. En todo caso, el no recibo de gas puede causar desbalances que se manejan de acuerdo con las reglas previstas en el RUT.

Por su parte, el transportador dispone de los mecanismos de negociación de parejas de cargos fijos y variables establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010, y otras que la han modificado y complementado. Estos mecanismos tienen implícito el riesgo de demanda que debe asumir el transportador.

De acuerdo con lo anterior se considera que no hay lugar a establecer compensaciones a favor del productor o transportador.

- **Compensaciones de la Resolución CREG 100 de 2003:** La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no pretende modificar el monto de las compensaciones establecidas en la Resolución CREG 100 de 2003. Cualquier ajuste a las disposiciones de la Resolución CREG 100 de 2003, si es del caso, será objeto de resolución aparte.

- **Multiplicador de 1.5 sobre cargos de transporte:** Por simetría en el esquema de compensaciones se propuso aplicar el multiplicador de 1.5 sobre cargos fijos de transporte. Téngase en cuenta que un cambio de fuente de suministro, derivado de un incumplimiento por parte del vendedor, podría implicar mayores costos de transporte para el comprador si este obtiene el gas en otra fuente de suministro.

- **Tramos de gasoductos sobre los que aplica la compensación:** La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 establece que el cargo fijo de transporte sobre el que aplica el multiplicador de 1.5 corresponderá a la sumatoria de los cargos fijos que remuneran inversión y gastos de AOM desde el punto de entrada hasta el punto de salida. También se establece que el valor de la compensación será proporcional a la cantidad de gas dejada de entregar y de transportar.

Esto quiere decir que si un remitente utiliza un punto de entrada y dos puntos de salida de un sistema de transporte, y se presenta incumplimiento por parte del vendedor de gas, se aplica la fórmula de cálculo de las compensaciones por punto de salida pues es en cada punto de salida donde se identifica la ruta para sumar los respectivos cargos fijos de transporte.

- **Pareja de cargos 100 fijo – 0 variable:** En la Resolución CREG 113 de 2012 se propone considerar la pareja de cargos 100 fijo – 0 variable para efectos de aplicar la compensación. Esta pareja se propuso en atención al objetivo de establecer los requisitos mínimos de los contratos.

Se considera que al aplicar la compensación sobre la pareja de cargos pactada por las partes (i.e. transportador y remitente), como lo propone Ecopetrol, se debilitaría la homogeneidad propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012. Esto debido a que en una ruta dada se tendrían distintas posibilidades de compensación según los cargos de transporte pactados por las partes.

- **TRM:** En la Resolución CREG 113 de 2012 se propuso utilizar la TRM del primer día calendario del mes en el que se prestó el servicio. Ecopetrol propone utilizar la TRM del último día del mes facturado.

Sobre el particular se aclara que la liquidación de la compensación se puede presentar en cualquier momento del mes de tal manera que se debe establecer de antemano la TRM a aplicar. Esta liquidación, y su respectivo pago, se debe realizar en corto plazo para que el beneficiario del pago pueda gestionar servicios de transporte y suministro con otros agentes a fin de solventar el incumplimiento del vendedor. En tal sentido no se acoge la propuesta de Ecopetrol.

- **Plazo de pago de las compensaciones:** En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se plantea pagar las compensaciones dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su causación. Ecopetrol plantea considerar un plazo de treinta (30) días hábiles como parece ser el caso de la facturación por el servicio de suministro de gas.

Sobre el particular se aclara que la compensación no se debe equiparar a un servicio como el suministro de gas y por tanto el período de pago de la compensación no necesariamente debe estar atado el período de pago del servicio de gas. No obstante, se acoge la sugerencia y en la resolución definitiva se establece que las compensaciones se liquidarán mensualmente y serán facturadas con la misma periodicidad del servicio de suministro.

De otra parte, como está planteada la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se entiende que la facturación por concepto de compensaciones la debe realizar el beneficiario, y el plazo se contabiliza a partir del recibo de la factura por parte del vendedor que incumplió su obligación. Este aspecto no está explícito en la Resolución CREG 113 de 2012 de tal manera que se propone precisarlo en la resolución definitiva.

- **Variaciones:** Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal c.

- **Prima de los contrato de opción de compra:** En la fórmula para el cálculo de las compensaciones, propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012, no se incluyen los costos fijos correspondientes a la prima de los contratos de opción de compra. Se considera pertinente incluir este costo fijo en la respectiva fórmula tanto para los contratos de opción de compra de gas como para los de opción de compra de transporte. En la resolución definitiva se introduce este ajuste.

12. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"En lo que tiene que ver con la estandarización de riesgos, es importante recordar que la ley tiene un parámetro propio de responsabilidad frente al usuario final, que es abierto y sujeto a lo que el usuario pueda probar que constituye un perjuicio. La compensación en ese sentido, solo debería estar referida a la disminución del precio del servicio, asociado a la calidad del mismo, más no a una indemnización de perjuicios, ya que esto dejaría al Distribuidor con un riesgo que no puede gestionar (por que la falla es del productor o del transportador) pero cuyo costo debe asumir".*

Respuesta

El Documento CREG-062 de 2012 hace un detallado análisis del fundamento de las compensaciones establecidas en el artículo 14 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012:

> *"Se han revisado antecedentes en cuanto a la fijación de compensaciones en otras medidas adoptadas por la CREG. Se puede observar, entonces, que existen dos ocasiones próximas y evidentes en que la CREG ha establecido el monto de las compensaciones por interrupciones*

del servicio o incumplimientos contractuales.

Así, es preciso referirse al artículo 20 de la Resolución CREG 118 de 2011, el cual remite al reglamento de la subasta que se diseñó para el periodo de transición según lo dispuesto por el Decreto 2100 de 2011, en lo que se refiere a compensaciones. Establece el artículo 20 mencionado y el numeral 3 del Anexo 1 de la misma relativo al reglamento de las subastas, lo siguiente:

> *"**ARTÍCULO 20. COMPENSACIONES**. En los contratos de suministro para la atención de la demanda regulada se aplicará lo dispuesto en el numeral x del literal a del numeral 3 del Anexo 1 de la presente Resolución. La CREG en Resolución aparte hará las modificaciones correspondientes en la Resolución CREG 100 de 2003.*
>
> *(...)*
>
> ***Anexo I***
>
> ***3. Reglamento de la Subasta.** El Reglamento de la Subasta deberá contener como mínimo los siguientes elementos:*
>
> ***a. Producto:** El Productor-Comercializador deberá definir en forma precisa el (los) Producto (s) a ofrecer a partir de sus propias valoraciones de riesgo y con base en sus pronósticos de disponibilidad de gas natural, considerando en todo caso la Oferta de PTDVF publicada.*
>
> *Los productos deberán indicar como mínimo:*
>
> *(...)*
>
> *x. Valoración de la compensación por producto firme no entregado, que será equivalente a una vez y media (1.5) el precio del producto;"*

Para determinar el factor de 1.5 contenido en la Resolución CREG 118 de 2011, la CREG tuvo en cuenta el estudio de alrededor de 140 contratos de suministro en firme, en los que se encontró lo siguiente:

> *"i. Valoración de la compensación por producto firme no entregado:*
>
> *i. Para mercado no regulado, el vendedor reconoce al comprador el valor equivalente a multiplicar la cantidad dejada de entregar por el precio del gas pactado en el contrato. EN algunos casos pactan una compensación que incluye un factor que va entre 1.2 y 1.5. (...)*
>
> *ii. Para el mercado regulado, en general los vendedores aceptan reconocer al comprador el valor de las compensaciones a que haya lugar y que haya tenido que pagar el comprador al usuario como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 100 de 2003. (...)*
>
> *En la medida que la valoración de las compensaciones por la Resolución CREG 100 de 2003 está orientada a la demanda esencial, cuyo suministro está priorizado por la normatividad, y aquellas derivadas de los procesos de re-negociación de los contratos con las plantas térmicas a finales de los años noventa reflejan condiciones contractuales muy particulares, la Comisión considera que la tendencia del mercado ha sido pactar compensaciones valoradas en una vez y media (1.5) el precio del producto, por lo que se propone sea éste el parámetro a ser incluido en los contratos celebrados en el periodo de transición".*

Los comentarios recibidos al respecto son consistentes con algunos recibidos por la CREG en virtud de la publicación del informe de la consultoría, mediante Circulares 063 y 080 de 2011, en el sentido de tener en cuenta que los costos de interrupción son distintos para cada tipo de demanda, regulada o no regulada, en razón a la fórmula de compensación establecida en la Resolución CREG 100 de 2003 para interrupciones del servicio de gas natural a usuarios conectados a Sistemas de Distribución de gas natural por redes de tuberías.

En efecto, el artículo 5º de la Resolución CREG 100 de 2003, establece una fórmula para establecer compensaciones por interrupción de servicio, aplicable a las interrupciones del servicio en las que el agente comercializador o distribuidor incurra.

(...)

De la misma forma, vale la pena mencionar el artículo 1 de la Resolución CREG 100 antes trascrita, en la medida en que allí se determinó el ámbito de aplicación de la misma, así:

> *"ARTÍCULO 1o. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Los Estándares de Calidad de que trata la presente Resolución son aplicables en su totalidad a los usuarios que se conectan a Sistemas de Distribución de gas natural por redes de tuberías y, a los usuarios que se conecten a Sistemas de Distribución de GLP por redes de tuberías según lo establecido en la presente Resolución. La lectura, medición y reporte de los estándares aquí establecidos es responsabilidad del Distribuidor y, **cada agente de la cadena será el responsable por el incumplimiento que cause a los indicadores establecidos en esta Resolución según corresponda**.""*

Así las cosas, el monto de las compensaciones propuestas no es extraño para la industria, aún más, es resultado de la práctica misma de la industria, según se explicó. Además, según se indica en el Documento CREG-062 de 2012, la CREG realizó un análisis de la situación propia de cada agente involucrado, diferenciando entonces la aplicación de la normativa que al respecto se encuentra vigente, esto es, la Resolución CREG 100 de 2003 para demanda regulada, tal y como se dejó previsto en los últimos incisos del literal a) de los numerales 1 y 2 del artículo 14 de la propuesta.

b. *"Respecto de la forma como el regulador estableció los parámetros asociados a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, consideramos que el procedimiento previsto para la notificación de los eventos, no se ajusta a la forma como en realidad estos deberían operar.*

   En ese sentido, el periodo de cinco días calendario resulta excesivo, y podría implicar que el comprador o el vendedor, no pudieron reaccionar oportunamente.

   Por lo anterior, se sugiere que el regulador adopte el mecanismo que existe en la mayoría de los contratos, según el cual el evento se reporta inmediatamente ocurra, y en cualquier caso dentro de las 24 horas corriente siguientes, quedando la obligación en cabeza de aquel que alega la existencia del evento, de presentar los soportes respectivos una vez éstos se encuentren a disposición.

   Como quiera que ésta sería una cláusula regulada, deben involucrarse igualmente mecanismos ágiles de comunicación tales como el fax o el correo electrónico, los cuales son utilizados en la práctica común del sector hoy en día".

Respuesta

Se considera viable hacer el ajuste con respecto al plazo de 24 horas para notificar a la contraparte la ocurrencia del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En ese sentido se procedió a modificar el respectivo artículo de la resolución.

En cuanto al plazo para presentar los soportes respectivos que justifiquen el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, no es pertinente que estos se reporten en cualquier término por parte de la parte afectada. Se considera adecuado que esta información deba ser aportada dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la ocurrencia de éste, tal como se propuso en la Resolución 113 de 2012.

Con respecto al mecanismo de notificación la propuesta de la Resolución es clara en indicar que debe ser por escrito. Corresponde al emisor escoger el medio que considere más adecuado y cerciorarse del recibo de dicha notificación. Asimismo, el receptor deberá aceptar o rechazar por escrito la existencia del evento a través del medio que considere más adecuado y cerciorarse de que la contraparte recibió su comunicación.

c. *"En el texto del artículo 11 de la resolución, es importante incluir, que un evento de fuerza mayor declarado por el productor, es un evento eximente de responsabilidad del remitente frente al transportador, y al mismo tiempo un evento de fuerza mayor del transportador, representará un evento eximente de responsabilidad frente al productor.*

   Lo anterior por cuanto, como puede resultar obvio, son hechos de un tercero, respecto de los cuales el comprador o el remitente, según el caso, no puede manejar, de manera que, al momento de entrar el regulador a determinar y tipificar los asuntos que podrían ser eximentes de responsabilidad, resulta necesario involucrarlos dentro del texto".

Respuesta

Por una parte, si bien el suministro y el transporte de gas natural son actividades complementarias, se trata de actividades con características técnicas diferentes, realizadas por agentes diferentes y pactadas mediante contratos independientes. Adicionalmente, la Comisión ha encontrado que el interés generalizado de quienes ofrecen estos servicios y de quienes los consumen consiste en celebrar acuerdos comerciales que aseguren la firmeza de las obligaciones contraídas.

En este sentido, no hay razón para incorporar como evento eximente de responsabilidad la condición de restricción del otro bien dado el perjuicio que causaría a quien está ofreciendo un servicio y garantizando su disponibilidad, y por tanto no se acoge la propuesta transcrita.

d. *"Teniendo en consideración que para el usuario, existe una dependencia necesaria entre el gas que compra y el que transporta, la diferencia de horas que propone el regulador, implicaría que el comprador de gas natural se pueda ver enfrentado a una situación en la cual, el productor interrumpa la prestación del servicio, y a la vez continúe pagando los cargos fijos del transportador, generando de esta manera una ineficiencia.*

   Por lo anterior, solicitamos que exista una coherencia entre los tiempos asociados a los productores y a los transportadores, y adicionalmente, que se articule dichos mantenimientos con la suficiente antelación, de manera tal que estos coincidan en el tiempo, de forma que no exista una duplicidad de horas que generen el pago de costos fijos o de suministro o de transporte".

Respuesta

Para responder el comentario transcrito favor remitirse al comentario del numeral 1 de la sección 2.5.2 del presente documento.

e. *"Respecto al tema de las compensaciones, consideramos que estas son insuficientes para incentivar adecuadamente el cumplimiento de los contratos, y en todo caso, para remunerar la totalidad de los perjuicios que se causan derivados de la falla en la prestación de servicio.*

En efecto, y como lo conoce la CREG, dentro de la compensación no está incluyendo los valores asociados a los ingresos dejados de percibir por concepto de comercialización y distribución, que corresponden a la remuneración de las inversiones, los costos y los gastos en los que se incurre para efectos de prestar el servicio.

El regulador debe tener cuidado de que la compensación cumpla con el propósito para el que conceptualmente fue diseñado, ya que una compensación deliberadamente baja, podría implicar que el prestador del servicio escoja interrumpir el servicio en contraposición a la realización de inversiones adicionales, actividades que pudieran ser un poco más costosas.

Es importante anotar que, de manera particular para efectos de contratos de suministro de gas, el consultor escogido realizó la propuesta que se incluye dentro de la resolución, sin considerar la realidad que actualmente tienen los contratos para atender los mercados distintos de los usuarios térmicos, los cuales sin duda consideran condiciones más favorables, y en ese sentido, el regulador estaría desmejorando la situación de los compradores".

Respuesta

En el Documento CREG-062 de 2012 se exponen ampliamente las razones y fundamentos de la propuesta regulatoria en relación con las compensaciones[80].

Tal y como se mencionó, en los análisis se contemplaron no sólo las conclusiones de las consultorías contratadas por la Comisión, sino también antecedentes próximos contenidos en la regulación, concretamente la regla establecida para la comercialización durante el período de transición fijado por el Decreto 2100 de 2011 y desarrollado por la CREG mediante la Resolución 118 del mismo año. Al respecto se destacó entre otros que: i) para la fijación del factor 1.5 se estudiaron alrededor de 140 contratos de suministro en firme; y ii) las compensaciones varían en función del tipo de demanda y también en función de la parte incumplida.

Con base en lo anterior se concluyó en dicho documento que: i) la fórmula contenida en el artículo 5 de la Resolución CREG 100 de 2003 se encontraba ajustada, al reconocerse de manera clara y acertada el costo de los sustitutos de la demanda regulada; ii) la compensación del 1.5 aplicable a la demanda no regulada resultaba razonable, toda vez que este factor ha sido aquel pactado en los contratos de suministro; y iii) es necesario diferenciar la compensación aplicable en los contratos de suministro y transporte según la demanda atendida.

Por ello, teniendo en cuenta que el factor del 1.5 es aquel pactado por los agentes en los contratos, de cara a la demanda no regulada no es claro el argumento presentado según el cual la compensación *"no está incluyendo los valores asociados a los ingresos dejados de percibir por concepto de comercialización y distribución, que corresponden a la remuneración*

[80] Cfr. Pág 85 y ss.

de las inversiones, los costos y los gastos en los que se incurre para efectos de prestar el servicio".

Con respecto a la inclusión de los cargos de distribución y comercialización, favor remitirse a la respuesta del comentario de la sección 2.5.2, numeral 14, literal d.

f. *"... en lo que tiene que ver con el cálculo de la respectiva fórmula tarifaria, se debe incluir dentro de la resolución la obligación de reportar los datos diarios de poder calorífico por parte del Transportador".*

Respuesta

Se entiende que el comentario se refiere a la fórmula para calcular la compensación según se estipula en el artículo 14 de la Resolución CREG 113 de 2012. Bajo este entendido, ver respuesta al comentario de la sección 2.5.2 numeral 12 literal h.

g. *"... la TRM utilizada para calcular la compensación deber ser la misma utilizada para facturar (La del último día del mes)".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 11, literal d.

h. *"... no es claro porque el poder calorífico se determina de acuerdo con el promedio del SUI, que puede no reflejar la condiciones reales del producto entregado, y por tanto, generar rentas indebidas para alguna de las partes; en efecto, si el poder calorífico real es mayor que el promedio, es claro que comprador saldría perjudicado, y en sentido contrario, si el poder calorífico real es menor que el promedio, el vendedor saldría con perjuicio".*

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se especifica que *"se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes* $m-1$*".* De acuerdo con la Circular SSPD – CREG No. 0006 de 2003 los agentes deben reportar mensualmente el poder calorífico bruto del gas que se especifica en la factura de suministro dado en MBTU por KPC.

Se aclara que el poder calorífico propuesto para efectos de calcular las compensaciones es un valor que se aproxima al valor real. Por simplicidad y claridad para los agentes involucrados la fórmula de cálculo de las compensaciones, propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012, incluye variables que se pueden determinar con antelación a la ocurrencia de un incumplimiento, tales como los cargos regulados y el precio del gas, entre otras. Las variables que se determinarían al finalizar el incumplimiento serían las cantidades y las variaciones, además de la TRM. En tal sentido, no se considera adecuado utilizar el poder calorífico real pues ello introduce una variable más a determinar después de ocurrido el incumplimiento.

13. Emgesa

a. *"En el Artículo. 14 se hace referencia a los incumplimientos definidos en el Artículo. 12, entendemos que corresponde a un error de digitación, debe ser el Artículo 13 que es donde están definidos los incumplimientos".*

Respuesta

En efecto hay un error en la referencia mencionada por Emgesa. En el primer inciso del artículo 14 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se debe hacer referencia al artículo 13 y no al 12. En este sentido, se procedió a corregir tal referencia.

b. *"En el Artículo. 11 se menciona dentro de los posibles eventos eximentes de responsabilidad a pactar en los contratos permitidos, las salidas forzadas de la infraestructura de transporte que serán objeto de la regulación de confiabilidad. Sugerimos a la Comisión que antes de la expedición de la regulación definitiva sobre el Mercado Mayorista de gas natural, se publique la resolución definitiva sobre confiabilidad (CREG 054 de 2012)".*

Respuesta

La propuesta sobre confiabilidad es independiente de la propuesta sobre los aspectos comerciales establecidos en la Resolución 113 de 2012. En tal sentido no es necesario supeditar la regulación definitiva sobre el mercado mayorista de gas a la adopción de la regulación sobre confiabilidad. En ese sentido no se acoge el comentario transcrito.

c. *"Como comentario general observamos que no es necesario que sean establecidas en la regulación los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o la causa extraña como eventos eximentes de responsabilidad puesto que las mismas se entienden incorporadas a los contratos según lo establecido en el artículo 1604 del Código Civil".*

Respuesta

Como se expuso en el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 del mismo año, el establecimiento de condiciones y requisitos mínimos en los contratos de suministro y transporte de gas responde a la necesidad de homogeneizarlos, con el propósito de entre otros, brindar mayor liquidez al mercado de gas en Colombia y evitar posibles abusos de posición dominante.

En el mismo documento se señaló que una de las conclusiones que arrojó el estudio adelantado por los doctores Paul Milgrom, Bob Broxson y Gustavo Suárez consistió en la evidencia de que una de las características de los contratos de suministro y transporte de gas en Colombia es la diversidad de causales eximentes de responsabilidad en favor de las partes fuertes de los contratos[81]. Así mismo, en el mismo documento se indicó que conforme al citado estudio, la regulación debe determinar el alcance de algunas cláusulas contractuales con el fin de promover la competencia, evitar posibles abusos de posición dominante y propender por el cumplimiento de los fines de la intervención del Estado en el sector a través de la regulación. Igualmente, se estableció que en concordancia con lo dispuesto por los artículos 137 y 139 de la Ley 142 de 1994, se debían buscar mecanismos para reducir el número y la duración de las interrupciones del servicio. En este orden de ideas, textualmente se indicó que *"(...) debe establecerse claramente la forma en que los agentes que por causas imputables a ellos interrumpan el servicio, respondan por los daños que sean causados y los compensen. Es claro que las causas que llevan a la interrupción del suministro o del transporte de gas natural pueden ser múltiples y muy variadas. Asimismo, las mismas pueden ser imputables a los agentes o no, y por las mismas pueden considerarse responsables o exentos de responsabilidad. Es necesario determinar entonces, el tiempo máximo de interrupciones posibles, los eventos eximentes de responsabilidad, y la forma en que deben responder por interrupciones imputables a ellos".*

[81] Cfr. Documento CREG 062 de 2012, Página 52

En este contexto y en relación específicamente con los eventos de fuerza mayor y caso fortuito, se incluyó el análisis efectuado por el doctor Gustavo Suárez. Por tanto, los análisis efectuados contemplan las razones por las que se considera necesario que la regulación contemple una definición de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y por qué se acogen los conceptos establecidos en el Código Civil, el Código de Comercio y la jurisprudencia y cómo cualquiera de las partes del contrato puede alegar la fuerza mayor como eximentes de responsabilidad cuando quiera que concurran sus elementos esenciales. Por tanto no se acoge el comentario[82].

d. *"¿Cuáles son las consecuencias en el caso que no se actúe conforme al trámite indicado por la Resolución ante la ocurrencia del evento eximente?".*

Respuesta

El artículo 10 de la resolución en consulta, al que remite el artículo 11 de la misma que se ocupa de los eventos eximentes de responsabilidad, establece el procedimiento que debe implementarse en caso de la ocurrencia de uno de estos eventos.

El numeral 3 del artículo 10 determina que *"Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación, la parte no afectada no acepta por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma".*

De esta manera, conforme a lo previsto en la regulación, las partes involucradas en un contrato no deberían tener interés en actuar de manera diferente a lo establecido regulatoriamente, pues la omisión en aplicar los pasos establecidos tiene consecuencias, para cada una de ellas; de hacerlo, la parte afectada por el evento no podría excusar el incumplimiento y la parte no afectada, si omite manifestarse luego del aviso dado por la otra parte, estaría aceptándolo.

En todo caso, la parte que desconozca lo dispuesto en la regulación podrá ser objeto de las investigaciones y sanciones que corresponda, de conformidad con el régimen establecido en la Ley 142 de 1994 y demás normas que sean aplicables.

e. *"El numeral primero* (del artículo 10 [sic]) *señala que la parte afectada por el evento deberá suministrar a la otra parte* 'toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del hecho, su irresistibilidad y sus efectos'. *Consideramos que la norma debe quedar redactada de tal manera que la parte afectada por el evento deba informar a la otra parte la ocurrencia del evento más no demostrar puesto se le estaría dando a la otra parte la competencia para calificar el evento eximente".*

Respuesta

La finalidad del procedimiento establecido regulatoriamente tiene como consecuencia justamente que la otra parte, luego de recibir el aviso de la ocurrencia del evento y de la

[82] Documento CREG 062 de 2012, página 112 y ss.

información que lo soporta, pueda aceptar o no la ocurrencia del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, o de los eventos eximentes de responsabilidad, según lo establecido en el artículo 11 de la resolución, para que en uno u otro caso, se proceda tal y como se señala en el artículo 10 de la resolución en consulta. Por tanto, si dentro de las posibilidades se encuentra el aceptar la ocurrencia de alguno de los mencionados eventos, de acuerdo con lo establecido regulatoriamente en cuanto a estos (v.gr qué se considera por tales eventos), es lógico que la información que se suministre a la otra parte tenga el propósito de demostrar la ocurrencia del hecho, y sus elementos constitutivos, así como sus efectos, tal y como se encuentra establecido en la resolución. Así, la simple información de la ocurrencia del hecho sería insuficiente ya que, se reitera, la otra parte puede aceptarla o rechazarla.

f. *"Es importante precisar cuál es el mecanismo para dar a conocer el evento a la parte afectada por el incumplimiento. Lo anterior, pues como se observa, en el numeral primero se establece que la parte afectada por el evento dará aviso por escrito a la otra parte, en el numeral segundo se hace referencia a la notificación por escrito y en el numeral tercero se refiere al aviso o a la notificación. Se recomienda precisar la forma jurídica como se entenderá debidamente informada la otra parte".*

Respuesta

Según el diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, **notificar** es *"Dar extrajudicialmente, con propósito cierto, noticia de algo"* y en el ámbito del derecho implica *"Comunicar formalmente a su destinatario una resolución administrativa o judicial"*. Por su parte, según la misma fuente, **avisar** está definido como dar la noticia de algún hecho, prevenir[83]. Ahora bien, teniendo en cuenta que en este caso no se trata de una comunicación de una decisión en el ámbito judicial o administrativo, podría emplearse perfectamente cualquiera de los términos e incluso usarse como sinónimos, según se mostró con las definiciones anteriores. No obstante y para evitar confusiones se empleará únicamente el concepto de "notificación" y se eliminará de los numerales 2 y 3 del artículo 10, el concepto "aviso".

g. *"En el numeral tercero* (del artículo 10 [sic]) *se refiere a la aceptación del evento por parte de la* 'parte no afectada'. *Consideramos pertinente aclarar que esta parte sí ha sido afectada con ocasión del incumplimiento por lo tanto no se debe hacer referencia a esta parte como no afectada".*

Respuesta

Aunque es claro que ante la ocurrencia de alguno de estos eventos ambas partes se ven afectadas en su relación contractual y comercial, el calificativo de "parte no afectada" hace alusión a la parte a la que la ocurrencia del evento le impidió recibir las prestaciones debidas por su contraparte. No obstante, no se acoge el comentario.

h. *"El parágrafo* (del artículo 10 [sic]) *señala que se suspenderán las obligaciones de los compradores y de los remitentes de pagar el valor correspondiente al gas contratado; ante lo cual se considera que se deben entender suspendidas todas las obligaciones entre las partes hasta que se supere el evento eximente y no únicamente la relacionada con el pago del valor gas".*

[83] www.rae.es

Respuesta

El artículo 10, numeral 2, de la resolución en consulta determina que *"2. Una vez que la parte afectada por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya proporcionado la notificación por escrito respecto del hecho, se suspenderá el cumplimiento de la respectiva obligación a partir del acaecimiento del respectivo hecho, de entregar, aceptar la entrega o transportar gas natural, según corresponda, hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y no se considerará que ninguna de las partes ha incumplido tales obligaciones frente a la otra durante dicho evento".*

Adicionalmente, el parágrafo del mismo artículo determina que, *"Parágrafo. La obligación de los compradores y remitentes de pagar el valor correspondiente al gas contratado o a los cargos de transporte, según sea el caso, se suspenderá durante los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña".*

Conforme a lo anterior, desde la ocurrencia de tales eventos se suspenden las obligaciones de entregar el gas por parte del vendedor o de recibirlo por parte del comprador en caso de que se declare un evento eximente de responsabilidad que afecte el contrato de suministro. Asimismo se suspenderán las obligaciones de aceptar la entrega o transportar el gas por parte del transportador y pagar por el gas transportado o los cargos de transporte por parte del remitente, en caso de que se declare un evento eximente de responsabilidad que afecte el contrato de transporte.

Por tanto, la regulación ha contemplado la suspensión de las obligaciones principales de los contratos de suministro y/o transporte de gas y que pueden verse afectadas por la ocurrencia de uno de los eventos eximentes de responsabilidad que se regulan, o por circunstancias de caso fortuito, fuerza mayor o causa extraña.

Además, debe tenerse en cuenta que conforme a la teoría jurídica del contrato, los elementos esenciales del contrato son aquellos sin los cuales éste no nace a la vida jurídica o degenera en otro; a manera de ejemplo en el contrato de suministro estos elementos son el precio y las prestaciones que pueden ser periódicas o continuas, de donde surgen como obligaciones principales la entrega y el pago por dichas prestaciones.

i. *"Consideramos que la CREG establece una regulación casuística al introducir los únicos eventos eximentes que podrán ser pactados entre las partes y de esta manera desconoce la libertad negocial (sic) que permite a las partes pactar las condiciones contractuales particulares en atención a la singularidad de cada uno de los contratos.*

   En el sentido de lo expuesto, el artículo 11 establece que 'En los contratos a que se refiere el Artículo 8 de la presente Resolución únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad'. *Lo anterior puede ser considerado como una limitación a la libertad contractual al señalar la prohibición de pactar otras causales como eventos constitutivos de eximentes de responsabilidad.*

   Si por su parte la CREG insiste en mantener la disposición, se sugiere que la norma quede redactada de tal manera que no contemple la limitación a pactar causales adicionales, sino que establezca que las partes podrán pactar las causales señaladas en la Resolución como eventos eximentes de responsabilidad o que se entenderán incorporadas en los contratos, sin perjuicio de las causales adicionales que las partes consideren pertinentes pactar en el contrato".

Respuesta

En el Documento CREG-062 de 2012 se exponen las razones por las que se considera necesario el establecimiento de dichos requisitos mínimos en la regulación y la competencia que asiste a la CREG para hacerlo, esto último concretamente en el numeral 3 del documento en el que se hizo referencia además a los límites de la libertad negocial y contractual.

Como se mencionó anteriormente, una de las conclusiones que arrojó el estudio adelantado por los doctores Paul Milgrom, Bob Broxson y Gustavo Suárez consistió en la evidencia de que una de las características de los contratos de suministro y transporte de gas en Colombia es la diversidad de causales eximentes de responsabilidad en favor de las partes fuertes de los contratos[84] y la necesidad de homogeneizarlas con el propósito de dotar al mercado de mayor liquidez y evitar posibles abusos de posición dominante. Por tanto no se acepta la sugerencia.

j. *"En el numeral 3* (del artículo 11 [sic]) *se establece que se considera como evento eximente 'Las suspensiones por labores programadas de reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno'. En este caso ¿qué se debe entender como aviso claro y oportuno?*

Respuesta

En atención al comentario se ajusta la resolución definitiva.

k. *"Esta norma* (artículo 13 [sic]) *señala que* 'Para efectos regulatorios se considera que existe incumplimiento en los contratos referidos en el artículo 8 de la presente Resolución, en los siguientes casos...'. *Consideramos que no resulta claro qué es lo que se debe entender por* 'efectos regulatorios'. *Así mismo, debe ser precisado en la Resolución que las causales de incumplimiento que establece la misma no serán las únicas que pueden alegar las partes, sino que además podrán ser pactadas causales de incumplimiento adicionales por las partes en el contrato, sin perjuicio de las que se entienden incorporadas al contrato en virtud de su naturaleza".*

Respuesta

La resolución en su artículo 13 establece como causales de incumplimiento contractual, aquellas referidas a la entrega, pago y recibo del gas. Estas causales de incumplimiento son aquellas que se ha considerado, tras los estudios y análisis efectuados, regular. Por tanto, éstas deberán incorporarse en los contratos o en su defecto, esto es cuando las partes no lo hagan expresamente en estos, se considerará que existe incumplimiento en los contratos referidos en el artículo 8 de la resolución cuando se den los eventos contemplados en la cláusula 13 de la resolución. Por ello, se establece en la redacción que para efectos regulatorios, dichos casos, en caso de ocurrir, se considerarán como constitutivos de incumplimiento contractual. De modo que, en caso de que se den los eventos allí contemplados, la parte cumplida podrá reclamar a la parte incumplida y se generarán las consecuencias establecidas en la regulación, esto es, aquellas establecidas en el artículo 14.

Finalmente, tal y como se ha mencionado, la resolución establece las condiciones y los requisitos mínimos que deberán contener los contratos de suministro y transporte de gas natural, por lo que se concluye que las partes podrán determinar otros elementos en el

[84] Cfr. Documento CREG 062 de 2012, Página 52

contrato que no hayan sido regulados, de manera autónoma. Lo anterior, respetando en todo caso las disposiciones regulatorias, so pena de incurrir en las sanciones correspondientes por contravenir la regulación.

Como complemento de lo anterior se sugiere ver la parte final de la respuesta al comentario c del numeral 3 de la sección 2.5.2, del presente documento.

I. *"... esta disposición* (artículo 13 [sic]) *establece un límite a las compensaciones que deberán pagarse por los incumplimientos del artículo 13 (precisar que se está haciendo referencia al artículo 13 y no al 12) además de señalar que serán las únicas que procederán. Lo anterior consideramos es contrario al principio de la reparación integral y lo que ha expuesto la jurisprudencia al respecto y a lo establecido en los artículos 1613 del Código Civil y siguientes.*

   En materia contractual la reparación del daño incluye la reparación total de los daños que hayan sido ocasionados a la otra parte, por lo tanto, la norma que incorpora la Resolución 113 establece un claro límite a la indemnización de perjuicios con lo cual, en el evento que el perjuicio supere el monto indemnizatorio que trae la Resolución, se impediría una indemnización integral a la parte afectada por el incumplimiento.

   Se sugiere que la norma incluya que esas serán las compensaciones que proceden ante los incumplimientos del artículo 13, sin perjuicio de las demás que procedan ante las autoridades jurisdiccionales con efectos de obtener una reparación integral del daño".

Respuesta

Al respecto es preciso reiterar que los requisitos mínimos que se establecen en la regulación, tienen el propósito de, entre otros, evitar posibles abusos de posición dominante y facilitar las transacciones entre los agentes. De otro lado, en el Documento CREG-062 de 2012 se exponen ampliamente las razones y fundamentos de la propuesta regulatoria en relación con las compensaciones[85]. En dicho documento se estableció textualmente que:

> *"Es de aclarar que las compensaciones aquí estipuladas se refieren a los eventos en que alguna de las partes del contrato de suministro o transporte de gas natural en firme, incumple su principal obligación, cual es la de entregar o recibir, transportar o pagar el cargo respectivo, según sea el caso".*

En este sentido, se estableció en el artículo 14 que:

> *"En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el artículo 12 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones: (...)".*

Por tanto, las compensaciones allí reguladas están referidas a los eventos de incumplimiento establecidos en la misma resolución.

Como complemento de lo anterior se sugiere ver la respuesta al comentario a del numeral 3 de la sección 2.5.2, del presente documento.

14. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"Otro aspecto importante que genera preocupación corresponde a que el esquema contractual propuesto no considera compensaciones, las cuales se conciben como una holgura para permitir*

[85] Cfr. Pág 85 y ss.

al comprador cumplir su obligación contractual, lo que conlleva también a una pérdida de flexibilidad para poder gestionar el riesgo de demanda".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 4, literal a.

b. *"En relación con el numeral 5° del artículo 11, es importante que se definan reglas simétricas tanto para el comprador como para el vendedor, cuando no se registre un contrato ante el Gestor del Mercado para el suministro de gas o el servicio de capacidad de transporte, dado que si el remitente no registra el contrato, el productor y/o el transportador pueden argumentar evento eximente de responsabilidad, sin embargo si el productor y/o el transportador no registran el contrato no sucede nada. Se propone que se defina una regla para que alguno de los dos agentes registre el contrato y evitar desgaste administrativo en este tipo de transacciones".*

Respuesta

Contrario a lo que se expone en el comentario transcrito, en el caso de que el vendedor de gas natural o de capacidad de transporte no registre el respectivo contrato ante el gestor del mercado, y que por consiguiente no pueda entregar o transportar el gas, éste será considerado como un incumplimiento del contrato y deberá pagarle la respectiva compensación a su contraparte. Es por esto que sólo en el caso en que el contrato no sea correctamente registrado por causas imputables al comprador y que por esto no pueda ser despachado o transportado el gas, el productor o transportador lo podrán considerar como un evento eximente de responsabilidad y no será calificado como incumplimiento.

Por otra parte, el propósito de que las dos partes del contrato deban registrarlo frente al gestor del mercado radica en confirmar la veracidad de la información registrada, de modo tal que se pueda contrastar la información de los contratos y verificar que sea consistente.

Conforme a lo expuesto anteriormente no se acoge la sugerencia planteada.

c. *"El artículo 14 define las compensaciones en caso de los incumplimientos definidos en el artículo 12 de la Resolución. Ante esto debe aclararse que dicho artículo no corresponde a los incumplimientos sino, a las duraciones máximas permisibles por interrupciones del servicio. Esto conlleva al ajuste del artículo 14° para incluir los incumplimientos mencionados en el artículo 13 y dejarse explícito que cuando se supere el máximo número de horas permisible por interrupciones programadas por parte de productores y transportadores, aplican las compensaciones establecidas en el artículo 14° de la propuesta".*

Respuesta

En efecto, como ya se ha mencionado, hay un error en la referencia mencionada por EPM. En el primer inciso del artículo 14 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se debe hacer referencia al artículo 13 y no al 12. En este sentido, se procedió a corregir tal referencia.

Con respecto al ajuste solicitado se considera que es suficientemente claro que las suspensiones programadas establecidas en el artículo 12 de la resolución se consideran eventos eximentes de responsabilidad, y que en caso de superase las horas permitidas conllevaría a un incumplimiento por el cual deberá pagarse las compensaciones conforme lo establecido en el artículo 14.

d. *"En referencia a las compensaciones establecidas en el Artículo 14 de la propuesta, cuando un agente vendedor o un transportador incumple con su obligación de entregar o transportar el gas contratado, causando interrupción a la demanda regulada, el proyecto plantea aplicar la compensación establecida en la Resolución CREG-100 de 2003 que reconoce el costo del sustituto a la demanda afectada y, en el caso de interrupción a la demanda no regulada, se pagará una compensación de 1.5 veces el precio de suministro de gas más los costos fijos de transporte. No obstante, aunque esta compensación cubriría los costos de suministro y transporte, no se tiene en cuenta otros ingresos dejados de percibir por parte del distribuidor-comercializador como es el caso del cargo de distribución y el cargo por comercialización correspondientes al gas no vendido para el mercado regulado, lo cual le genera pérdidas económicas. Solicitamos por tanto revisar la compensación propuesta para incluir estos aspectos".*

Respuesta

En atención al comentario de EPM, se considera pertinente incluir dentro de la fórmula de compensación la componente fija del cargo de distribución para el caso de usuarios conectados a la red de distribución. Esta fórmula aplicaría en caso de que el incumplimiento resulte en la suspensión del servicio a demanda no regulada.

Por otra parte, para el caso de la demanda regulada, en el evento en que se presente una falla en la prestación del servicio, el responsable de la misma deberá reconocer y pagar al respectivo distuibuidor-comercializador o comercializador la suma equivalente a las compensaciones establecidas en la Resolución 100 de 2003, más el cargo fijo de transporte correspondiente o el costo del gas según corresponda.

Los anteriores aspectos se precisan en la resolución definitiva.

Con respecto al cargo de comercialización que menciona EPM se debe tener en cuenta que: i) el cargo fijo de comercialización (i.e. peso por factura), aplicable a usuarios de áreas de servicio no exclusivo, no se ve afectado por incumplimiento en transporte o suministro; ii) mediante la Resolución CREG 157 de 2012 se sometió a consulta una propuesta tendiente a establecer el cargo de comercialización para usuarios de áreas de servicio exclusivo; este cargo tendría una componente fija, que no se ve afectada por incumplimiento en transporte o suministro, y una componente variable. En tal sentido no se considera pertinente incluir la componente de comercialización dentro de la fórmula de compensación prevista en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

15. Gecelca

a. *"Entendemos el objetivo del mecanismo propuesto, que busca ajustar el comportamiento de los remitentes en relación con las cantidades de gas nominadas y tomadas, sin embargo, es necesario tener en cuenta la realidad física que rigen los redespachos (1.5 horas) y autorizaciones (inmediatas) que implican cambios en los requerimientos iniciales de gas natural del sector eléctrico, respecto a los tiempos mínimos para realizar y aceptar renominaciones (6 horas) con las que dispone el sector gas natural. Como ejemplo de esta situación se puede tomar la planta TEBSA, que normalmente se encuentra despachada por razones de seguridad del SIN, y es redespachada o autorizada a valores que exceden con frecuencia el 50% del despacho original y, por tanto, las cantidades de gas nominadas.*

   De acuerdo con lo anterior, la restricción propuesta impactaría la operación coordinada de los sistemas de gas y electricidad, los cuales están en permanente variación, dentro de los límites seguros establecidos por el transportador, con valores que superan el 5% propuesto, por lo que consideramos pondría en riesgo la atención segura, económica, confiable y continua del servicio

público de energía eléctrica, al restringir los márgenes de maniobra para la atención de redespachos y autorizaciones inmediatas derivados de las contingencias eléctricas para la atención de la demanda con los criterios establecidos por las normas y la Ley.

Debido a los problemas y limitaciones manifestados para la coordinación gas-electricidad, la práctica operativa implementada en la industria entre transportadores y remitentes, con el aval del CNO Gas y enviado a la CREG en su oportunidad, se establecieron porcentajes dinámicos aceptables en las variaciones en la salida, los cuales se encuentran consignados en los acuerdos de balance entre estos agentes, por lo que amablemente nos permitimos sugerir que mientras la infraestructura de suministro y transporte de gas no permita absorber las variaciones en los consumos diarios y horarios que requiere el sector eléctrico, se debe mantener el esquema de cuentas de balances diarios, sin penalizaciones".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal c.

16. Gas Natural

a. *"El límite permisible de horas/año para suspensión del servicio por labores programadas, resulta excesivo y sin soporte de acuerdo a la experiencia de los últimos años dado que la energía no entregada o la capacidad de transporte restringida, pocas veces requieren del 100%, y su programación se coordina en fechas y horas de menor impacto, hecho que no en consistente con la amplia cobertura contractual que se les otorga en la propuesta."*

(...)

*"**Requisitos mínimos de los contratos de suministro y transporte***
Establecer un número de horas/año de 480 en suministro y 120 en transporte, como periodo máximo permisible para eventos eximentes, es a nuestro juicio excesivo si tenemos en cuenta que no hay antecedentes que justifiquen dicho periodo y que todos los mantenimientos se programan en periodos de menor consumo y coordinados previamente con los demás agentes de la cadena en el CNOG, a fin de minimizar el impacto.

Estos mantenimientos generalmente no impactan la atención de la demanda y muchas veces se realizan con entregas parciales. A manera de Ejemplo, el suministro de gas no entregado por efecto de mantenimientos programados, representó en 2011 en Bogotá un 0,55% del total del volumen año contratado.

Establecer 480 horas/año para suministro, como duración máxima de las suspensiones por evento eximente, representa excusar la entrega total de 5,48% de energía contratada al año. En ese sentido, solicitamos que se elimine la formulación de horas año por otro parámetro que considere un indicador de eficiencia e incentive al productor a minimizar el impacto de sus mantenimientos.

Recomendamos que se pacte un máximo porcentual de energía al año excusada de obligación de entrega por efecto de la declaración de evento eximente. Este nuevo parámetro debe ser calculado con base en la información histórica reciente de energía no entregada y adaptada con los planes de mantenimiento y la infraestructura del agente productor".

Respuesta

Favor remitirse al comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

b. *"**Compensación por Incumplimiento***

La compensación por incumplimiento de contratos de suministro y transporte no incorporan los cargos de Distribución, siendo el Distribuidor – Comercializador parte afectada en sus ingresos por el incumplimiento de los contratos, pero además no es tomador final de las penalidades establecidas pues normalmente debe transferirlas en el mercado minorista a los usuarios afectados.

En ese sentido, solicitamos a la CREG incorporar el cargo medio de distribución para el mercado relevante afectado como compensación por incumplimiento de los contratos.

Consideramos adecuada la solución propuesta por la Comisión para establecer como compensación por incumplimiento la establecida en la Resolución CREG 100 de 2003".

Respuesta

Ver respuesta al comentario d del numeral 14 de la sección 2.5.2 de este documento.

17. Isagen

a. *"**Artículo 11. Eventos eximentes de responsabilidad***
Sobre el alcance de los eventos eximentes de responsabilidad consideramos conveniente que estos se ajusten teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- *Se deben incluir aquellos actos de gobierno que impidan a alguna de las partes honrar parcial o totalmente los compromisos pactados en el contrato.*
- *Entendiendo que para un comprador la suspensión del suministro implica la imposibilidad física de utilizar la capacidad de transporte, se debe incluir para los contratos de transporte como evento eximente de responsabilidad la condición de restricción o no disponibilidad del suministro de gas. De igual forma esta condición se debería aplicar a los contratos de suministro cuando no haya posibilidad de transportar el gas.*
- *Se deben incluir las suspensiones por labores no programadas por reparaciones técnicas, de manera similar a como se consideran las labores programadas. Estas suspensiones serían permitidas en doble vía, es decir vendedores y compradores.*
- *El numeral 5 establece que será causa eximente de responsabilidad para el vendedor el no registro del contrato ante el Gestor del Mercado por el comprador, esta causal debe ser bilateral y constituir evento eximente para el comprador cuando sea el vendedor quien no registre el contrato".*

Respuesta

Con respecto los puntos planteados en el comentario transcrito:

- Para responder la inquietud sobre los actos de gobierno favor remitirse al comentario d del numeral 4 de la sección 2.5.2 del presente documento.

- Para responder la inquietud sobre los eventos eximentes de responsabilidad favor remitirse comentario c del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

- Para responder la inquietud sobre indisponibilidades de emergencia, favor remitirse al comentario b del numeral 6 de la sección 2.5.2 del presente documento.

- Para responder la inquietud sobre el registro de contratos ante el gestor del mercado, favor remitirse al comentario b del numeral 14 de la sección 2.5.2 del presente documento.

b. *"**Artículo 12. Duración permisible para las suspensiones de servicio***

Sobre este punto se tienen las siguientes observaciones:

- *La duración máxima permisible debería ser la misma para los contratos de suministro y las de transporte. Desde el punto de vista del comprador no tiene sentido que sean diferentes. De cualquier forma, si la Comisión considera que los valores deben ser diferentes para transportadores y productores debería permitir que estas sean diferentes para compradores y vendedores, de manera que se proteja los intereses de la parte más débil en la negociación como es el caso de los compradores.*
- *Como generadores termoeléctricos la experiencia nos demuestra que una duración de hasta 30 días, 720 horas, sería una duración razonable desde el punto de vista de los compradores".*

Respuesta

Con respecto a la primera parte del comentario transcrito relacionado con la diferencia entre suministro y transporte de las horas permisibles de suspensión del servicio, favor remitirse a la respuesta del comentario 1 de la sección 2.5.2 del presente documento.

En cuanto a la duración establecida como máximo permisible de suspensión por labores programadas, favor remitirse a la respuesta del comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

c. "***Artículo 14. Compensaciones***

Reconocemos que la propuesta regulatoria constituye un avance importante en este tema frente a la situación de los contratos actuales en los cuáles las compensaciones que llegan a pagar productores y transportadores son ínfimas frente a los perjuicios económicos que se causan a los compradores por sus incumplimientos.

Aunque los valores definidos suenan razonables para compensar los perjuicios a un productor o un transportador, o incluso a un comprador frente a los costos fijos consideramos que se siguen quedando cortas en el caso de los compradores, particularmente para los generadores.

Es por ello que respetuosamente sugerimos a la CREG tener en cuenta los siguientes aspectos en la valoración de las compensaciones que recibirían los compradores en caso de incumplimientos:

Como ejemplo de lo anterior, está el caso de los generadores térmicos quienes al declarar la indisponibilidad de gas, suministro o transporte, al Centro Nacional de Despacho – CND están sujetos a que éste invoque las resoluciones CREG 140 y 161 de 2009, bajo las cuáles el agente queda indisponible todo el día.

Bajo esta condición es claro que una compensación como la que se plantea en el proyecto de Resolución no cubre de manera alguna los perjuicios que se causan al agente en el mercado de electricidad. Por lo anterior, insistimos en que el valor de las compensaciones debe reflejar por lo menos el costo de oportunidad del combustible sustituto: Diesel, JetA1, FuelOil6 o aquel que aplique para cada planta.

Entendemos que esto puede ir en contravía de la estandarización que pretende la Comisión en este aspecto, así que nuestra propuesta es la de definir un valor de referencia que refleje el costo de oportunidad de una canasta de estos combustibles, ponderados de acuerdo con su utilización como combustibles alternos por las diferentes plantas de generación.

De otro lado, el Parágrafo 1 de este artículo establece que las compensaciones deberán ser pagadas dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su causación. La práctica de la industria ha sido la de facturar las compensaciones al final de cada mes, junto con los consumos de gas o de capacidad de transporte, de manera que se puedan facturar los valores definitivos del mes y hacer los cruces a que haya lugar, y no sólo funciona bien sino que minimiza el número de transacciones de facturación y pago entre los agentes. Por lo anterior, atentamente solicitamos a la CREG la eliminación del Parágrafo 1 o su modificación en este sentido".

Respuesta

En relación con el valor de las compensaciones atado al costo de oportunidad de una canasta de combustibles ver respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numerales 2 y 3, y literales a y d respectivamente.

Con respecto al plazo para el pago de las compensaciones ver respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 11, literal d

18. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Duración permisible para suspensiones del servicio ocasionadas por interrupciones. Entendemos que el objetivo del artículo 12 se orienta a regular unos límites para las suspensiones por interrupciones relacionadas con las labores programadas propias de la operación y mantenimiento de la infraestructura.

Sugerimos que la CREG evalúe la posibilidad de tomar como referencia limites asociados a unidades de energía, debido a que con este referente se genera una mayor flexibilidad para la atención de la demanda y, por consiguiente, se logra una menor restricción. Lo anterior se ha evidenciado en el histórico de los mantenimientos de infraestructura, en donde se ha logrado atender sin mayores traumatismos a la demanda. Lo anterior se explica en que los mantenimientos se ejecutan en forma parcial (en fuente y en tramos de transporte)".

Respuesta

En cuanto a la duración establecida como máximo permisible de suspensión por labores programadas, favor remitirse a la respuesta del comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

19. Promigas

a. *"La ley colombiana, particularmente el Código Civil, no regula de manera detallada las figuras de fuerza mayor y caso fortuito, sino que se limita a hacer enunciados generales, que deben ser evaluados según la situación particular. Tampoco regula la figura de la "causa extraña", la cual ha sido desarrollada fundamentalmente por la jurisprudencia.*

Si bien se puede afirmar que la jurisprudencia forma parte de los criterios de la actividad judicial, no puede desconocerse que el término ley tiene un alcance restringido, en la medida en que se entiende por ley la promulgada por el Congreso de la República.

La jurisprudencia ha sido clara y reiterada al establecer que son 3 los elementos que integran la causa extraña (fuerza mayor, caso fortuito, hecho del tercero, hecho de la víctima), los cuales son la imprevisibilidad, irresistibilidad y exterioridad.

Sin embargo, en el artículo en cuestión (Artículo 10) solo se hace mención a la irresistibilidad; como quiera que los agentes no podrán modificar estas cláusulas en sus contratos, se solicita que éste clausulado, que será estandarizado y será taxativo, consagre todas las condiciones que a la fecha exige la jurisprudencia nacional para determinar su configuración o no.

Por lo anterior se solicita se modifique la definición de "Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña", de la siguiente manera:

'Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña: eventos que de acuerdo con los artículos 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio ***y la jurisprudencia****, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad'.*

Respuesta

En el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 de 2012[86], se establece que la fuerza mayor y el caso fortuito están consagradas en la legislación y su aplicación ha sido ampliamente discutida y decantada por la doctrina y la jurisprudencia, y que, como se mencionó anteriormente, *"para efectos de la regulación propuesta se acogerán los conceptos establecidos en el Código Civil, el Código de Comercio y la jurisprudencia"*, determinándose la definición propuesta en la Resolución.

Al respecto, es preciso mencionar que la regulación no está impidiendo en manera alguna que se tome en cuenta la jurisprudencia emitida en relación con tales eventos, bien sea dentro de la información remitida a la contraparte para efectos de que ésta se manifieste frente a la ocurrencia de alguno de ellos, o bien en caso de que deban activarse los mecanismos de solución de controversias de los contratos. Tan es así que en el análisis se evidenció que la aplicación de tales artículos y conceptos ha sido decantada por la jurisprudencia. Por lo expuesto, no se acoge el comentario.

b. *"En la definición de "Eventos eximentes de responsabilidad" faltó enunciar los mantenimientos o labores no programadas o reparaciones. Cabe mencionar que en un sistema de transporte, el agente debe verse abocado a efectuar paradas programadas y no programadas a efectos de ejecutar trabajos en el mismo, con el fin de cumplir su obligación de prestar un servicio confiable, continuo y seguro.*

   Por lo tanto, se solicita se modifique de la siguiente manera:

   'Eventos eximentes de responsabilidad: eventos taxativamente establecidos en la presente Resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los agentes por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si este se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas o por reparaciones o labores no programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución'.

[86] Numeral 4.2.1.2

Respuesta

No se acoge el comentario debido a que en el artículo 11 de la resolución en consulta ya se contemplan en el concepto "salidas forzadas de la infraestructura de transporte", las reparaciones o labores no programadas, las cuales se considera están asociadas a la confiabilidad del servicio, que tal y como se menciona en el comentario son aquellas que se realizan *"a efectos de ejecutar trabajos en el mismo, con el fin de cumplir su obligación de prestar un servicio confiable, continuo y seguro".*

c. *"**Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.** Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente frente a la modificación de la definición de este concepto se solicita realizar modificación en este artículo de la siguiente manera:*

'Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el Artículo 8 de la presente Resolución, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley y la jurisprudencia colombiana.

La ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña no exonerará ni liberará a las partes, en ningún caso, del cumplimiento de las obligaciones causadas con anterioridad a la ocurrencia de los hechos a los que se refiere este artículo.

En el caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se deberá proceder de la siguiente forma:

La parte afectada por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña dará aviso por escrito a la otra, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del hecho, su imprevisibilidad, irresistibilidad, exterioridad y sus efectos.

Una vez que la parte afectada por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya proporcionado la notificación por escrito respecto del hecho, se suspenderá el cumplimiento de la respectiva obligación a partir del acaecimiento del respectivo hecho, de entregar, aceptar la entrega o transportar gas natural, según corresponda, hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y no se considerará que ninguna de las partes ha incumplido tales obligaciones frente a la otra durante dicho evento.

Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación, la parte no afectada no acepta por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.

La parte que invoque la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña deberá realizar sus mejores esfuerzos para subsanar la causa que dio lugar a su declaratoria, e informará por escrito a la otra parte, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado y la reiniciación del cumplimiento de las obligaciones suspendidas.

Parágrafo. La obligación de los compradores y remitentes de pagar el valor correspondiente al gas contratado o a los cargos de transporte, según sea el caso, se suspenderá durante los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña'."

Respuesta

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, no se acoge el comentario. No obstante se hacen ajustes a la redacción de los numerales 1 y 2 del artículo 10.

d. *"**Artículo 11. Eventos eximentes de responsabilidad**. Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente frente a la modificación de la definición de este concepto, se solicitan las adiciones y cambios que se exponen a continuación, con fundamento en lo siguiente:*

Todo empleador es responsable de los actos de sus empleados o dependientes, de conformidad con la ley. Por consiguiente, si los empleados o dependientes de ese empleador entran en cesación ilegal de actividades, dicho empleador no puede alegar ante un tercero dicho evento como exonerante de responsabilidad ya que el mismo no es exterior a dicho empleador. Incluso, a lo mejor tampoco sería imprevisible, pues por lo general un cese de actividades viene precedido de toda une etapa de controversia entre empleados y empleador sobre condiciones laborales no acordadas.

Así mismo, es importante que el regulador tenga en consideración los efectos de la Resolución CREG 054 de 2012, la cual se encuentra a la fecha en consulta y se desconoce si cambiaría su clausulado.

Por lo tanto, se solicita se modifique de la siguiente manera:

***'Artículo 11. Eventos eximentes de responsabilidad.** Por evento eximente de responsabilidad se entenderá lo establecido en el Artículo 3 de la presente Resolución.*

En los contratos a que se refiere el Artículo 8 de la presente Resolución únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:

La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, transporte, entrega o recibo del gas, así como de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, entre otros, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.

Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de la parte que la alega para cumplir con sus obligaciones. Es entendido que este evento eximente de cesación ilegal de actividades no podrá ser alegado por la parte de cuyos empleados entraron en cesación ilegal de actividades.

Las suspensiones por labores programadas de reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno, así como las reparaciones o paradas no programadas. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el Artículo 12 de la presente Resolución.

En los contratos de transporte, las salidas forzadas de la infraestructura de transporte que serán objeto de la regulación de confiabilidad. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en la propuesta de la Resolución CREG 054 de 2012.

Cuando por causas imputables al comprador el registro de que trata el literal b) del numeral 1.3 del Anexo 1 no se haya realizado la no entrega del gas natural o la no prestación del servicio de transporte debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad del vendedor.

Parágrafo 1. La obligación de los compradores y remitentes de pagar el valor correspondiente al gas contratado o a los cargos de transporte, según sea el caso, se suspenderá durante los eventos eximentes de responsabilidad.

Parágrafo 2. Para los eventos señalados en los numerales 0, 0 *y* 0 *del presente artículo deberá seguirse el procedimiento establecido en el* 0 *de la presente Resolución.*

Parágrafo 3. Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT y los transportadores informarán al CNO Gas y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo que el CNO Gas defina dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución.

Los compradores o remitentes informarán a los productores-comercializadores, comercializadores de gas importado, procesadores de gas en el SNT y transportadores las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes'."

Respuesta

Como se mencionó en el documento soporte de la Resolución CREG 113 de 2012, hay eventos que no se ajustan enteramente a la irresistibilidad e imprevisibilidad exigidas para que pueda configurarse una fuerza mayor o caso fortuito, por lo que se consideró pertinente incluir una cláusula denominada "eventos eximentes de responsabilidad", taxativos y limitados, siendo el propósito de ello impedir la interrupción ilimitada del servicio y la ausencia de responsabilidad de los agentes. En este contexto, si bien generalmente los ceses ilegales de actividades están precedidos de acercamientos infructuosos entre empleadores y empleados, han sido declarados como ilegales, escapando de esta forma de la órbita de control y manejo de los empleadores, razón por la cual se justifica que su ocurrencia pueda configurar una eximente de responsabilidad. Con el fin de asegurar que el empleador ha obrado con la debida diligencia, se incluyó en el artículo 3 la definición de eventos eximentes de responsabilidad, así:

*"**Eventos eximentes de responsabilidad:** eventos taxativamente establecidos en la presente Resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los agentes por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si este se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución". (se subraya).*

Teniendo en cuenta éste y otros comentarios relacionados con este mismo tema, favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 3 de la sección 2.5.2 del presente documento.

e. *"**Artículo 12. Duración permisible para suspensiones del servicio**. La CREG propone 120 horas continuas o discontinuas durante un año como duración máxima permisible para*

suspensiones del servicio de transporte. Estas 120 horas/año son equivalentes a 5 días, los cuales se consideran insuficientes, en la medida en que las unidades compresoras que están ubicadas en el gasoducto, en donde no hay unidades de respaldo, las rutinas recomendadas por el fabricante (anexo a este documento) estipulan en total 22 días al año de mantenimiento programado solo para equipos de compresión del gasoducto de la siguiente forma:

Mantenimiento Semestral o 4000 H: 10 días
Mantenimiento Anual o 8000 H: 12 días

De forma simultánea a los mantenimientos de los equipos de compresión se realizan los mantenimientos de los equipos de planta y los auxiliares como: enfriadores de gas, patín de válvulas, patín de gas combustible, generadores y compresores de aire.

Normalmente la mayoría de estas actividades se coordinan de tal forma que se realicen en periodos de baja demanda, pero por ser prescriptivas estas actividades, se podría asumir que el 50% de los mantenimientos conllevan a restringir demanda. Es decir, en esta especialidad se pueden presentar 15 días en los que la demanda se podrla ver impactada. No ahondamos en otras actividades del gasoducto (como limpiezas internas, inspecciones internas del gasoducto, cambio de válvulas principales, mantenimientos correctivos, etc.) porque solo con lo anotado se observa lo insuficiente de la propuesta.

Se solicita que se eleve a 360 horas continuas o discontinuas durante un año como duración máxima permisible para suspensiones del servicio de transporte. En caso contrario la CREG deberá aprobar a las transportadoras inversiones en infraestructuras de respaldo como loops y compresores para tal fin.

Consideramos que la inclusión de la duración permisible para suspensiones del servicio, requiere que esté acorde con las inversiones efectivamente reconocidas al transportador, y con la remuneración de los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento. En ese sentido, se resalta que no existe ningún criterio dentro de la Resolución 126 de 2010, que permita afirmar que las empresas de transporte pueden realizar efectivamente las suspensiones del servicio dentro del plazo máximo que define el regulador dentro de la norma comentada.

Las diferencias de señales regulatorias entre lo que se remunera efectivamente al transportador, y las obligaciones que se le imponen a través de esta Resolución, pueden implicarle perjuicios al transportador, que deberían ser reconocidos cuando estos efectivamente existan, por el regulador, al momento de definir la tarifa o al momento de realizarla.

Una solución alternativa puede ser considerar ofrecer la disponibilidad del sistema de transporte basada en capacidad, es decir, las restricciones a la demanda serán deducidas de una capacidad máxima permitida considerada en los contratos. No obstante, esta opción debe ser estudiada con mayor detalle con la industria".

Respuesta

En cuanto a la duración establecida como máximo permisible de suspensión por labores programadas, favor remitirse a la respuesta del comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento. Con respecto a la propuesta planteada al final del comentario, la CREG queda atenta a analizar cualquier estudio que la industria desarrolle sobre este tema.

f. *"**Artículo 13. Incumplimiento**. En este caso, se solicitan las adiciones y cambios que se exponen a continuación, con fundamento en que debe ser claro y sin dejar lugar a dudas que hay eventos en los cuales, pese a no cumplirse la obligación de recibo de gas o de transporte, no incurre el transportador en responsabilidad alguna.*

*'**Artículo 13. Incumplimiento.** Para efectos regulatorios se considera que existe incumplimiento en los contratos referidos en el Artículo 8 de la presente Resolución, en los siguientes casos:*

1. En los contratos firmes, de firmeza condicionada y opciones de compra para suministro de gas natural:

a) *Por parte del vendedor, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad nominada, siempre y cuando sea inferior a la cantidad de gas natural contratada por el comprador.*

b) *Por parte del comprador, cuando este incumple su obligación de pagar el gas contratado.*

2. En los contratos firmes, de firmeza condicionada y opciones de compra para transporte de gas natural:

a) *Por parte del transportador, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad nominada en el punto de salida por causas imputables al transportador, siempre y cuando el Remitente cuente con la misma cantidad de gas autorizada y la presión requerida en el punto de entrada, salvo en casos de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña, eventos eximentes o cuando el transportador rechace el gas por no cumplir las condiciones de calidad establecidas en el RUT.*

Por parte del remitente, cuando este incumple su obligación de pagar el cargo de transporte acordado entre las partes".

Respuesta

Teniendo en cuenta que los artículos 10 y 11 contemplan los efectos de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña y eventos eximentes, no se considera necesario reiterarlo en esta cláusula.

En relación con el rechazo del gas por no cumplir las condiciones del RUT, conforme al RUT (Resolución CREG 71 de 1999) se tiene que:

- Según el numeral 6.3.1 es responsabilidad del transportador verificar la calidad del gas que recibió. Así mismo, se determina que una vez éste ha recibido el gas en el SNT está aceptando que el gas cumple con las especificaciones de calidad.

- El numeral 6.3.2 determina que el transportador puede recibir gas por fuera de las especificaciones de CO2 y solicitar en este caso al remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de especificaciones.

- El numeral 6.3.3 establece que en caso de haberse rechazado el gas por parte del transportador por estar por fuera de las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, el remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes involucrados. Y, finalmente se establece que,

- Si el transportador entrega gas natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el remitente podrá negarse a recibir el gas y el transportador deberá responder por el perjuicio causado.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera adecuado hacer la concordancia con las disposiciones antes citadas del RUT en el literal a) del numeral 2 del artículo 13 de la resolución.

g. *"**Artículo 14. Compensaciones** De manera general, respecto de las compensaciones, el regulador no resuelve las diferencias que existen entre el mercado regulado y el mercado no regulado, lo cual puede generar unas distorsiones que pudieran no ser deseables desde el punto de vista de los objetivos del regulador, al implementar medidas como el reglamento de comercialización.*

En efecto, es evidente que la compensación por incumplimiento en las obligaciones de suministro al mercado no regulado, son menores a aquellas que se aplican al mercado regulado, estas últimas referidas a la Resolución 100 de 2003. Esta diferencia implicaría que los contratos destinados al mercado regulado tuvieran una mejor "calidad", que pudieran afectar el precio, y por lo tanto la estandarización de contratos mismo. Sería deseable, para efecto de cumplir con los objetivos del regulador, que la compensación se unificara.

En lo que tiene que ver con los contratos de transporte propiamente dichos, llama la atención que el Regulador tenga en consideración las disposiciones del Código de Comercio, únicamente en aquellos casos en que favorece al remitente, y no considera aquellos artículos incluidos igualmente dentro de la legislación, que favorece al transportador.

Por lo anterior, es importante anotar que respecto de la responsabilidad del transportador, el artículo 1031 del Código de Comercio determina de manera expresa un límite de responsabilidad por el transportador, establecido en el 75% del valor declarado de la cosa a transportar, como límite de indemnización, y un valor equivalente al 25% del valor declarado por concepto de lucro cesante.

Adicionalmente, de acuerdo con la fórmula del valor de la compensación, nos llama la atención que dicha penalidad sea igual a la del Productor-comercializador, siendo que las actividades que desarrollamos cada uno manejan margen de rentabilidad considerablemente distintos. Con el ánimo de que sean equitativas las penalidades (compensaciones) para los agentes que incumplan sus obligaciones, sugerimos que para el caso de los contratos de transporte firmes, de firmeza condicionada y opciones de compra para transporte de gas natural, aplique una cláusula que establezca lo siguiente:

> *'En caso de que el Transportador incurra en Falla en el Servicio o incumplimiento de las obligaciones contractuales o de sus obligaciones como transportador, las Partes acuerdan los siguientes límites de indemnización, de acuerdo con lo que estipula el artículo 1031 del Código de Comercio:*
>
> *Límite de indemnización por daños o perjuicios causados por Falla en el Servicio o incumplimiento de las obligaciones de EL TRANSPORTADOR: Las Partes acuerdan como límite de indemnización por daños o perjuicios para cada Día de Gas, el setenta y cinco por ciento (75%) del Valor del Gas declarado por las Partes en el Contrato, conforme a la siguiente fórmula:*
>
> *"Las Partes declaran como Valor del Gas a transportar en cada Día de Gas en los términos señalados en los artículos 969 y 1031 del Código de Comercio, el siguiente:*
>
> $$C = [(CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times T \times \left(\frac{1}{365}\right)]$$
>
> *Dónde:*
>
> *C: Valor de la Compensación, expresada en pesos.*

CFI_m: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de entrada del gas al SNT hasta el punto de salida del usuario. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m, según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por kpcd-año.

TRM_m: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el primer día calendario del mes m, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte, desde el punto de entrada del gas al SNT hasta el punto de salida del usuario. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m. Esta variable se expresará en pesos por kpcd-año.

T: Cantidad de gas dejada de transportar, expresada en kpc.

Límite de indemnización por lucro cesante por Falla en el Servicio o incumplimiento de las obligaciones de EL TRANSPORTADOR: Las Partes acuerdan como límite de indemnización por lucro cesante para cada Día de Gas, el veinticinco por ciento (25%) del Valor del Gas declarado en el presente Contrato, conforme la fórmula antes enunciada.

En el evento de tratarse de una Falla en el Servicio o incumplimiento de las obligaciones de EL TRANSPORTADOR, la indemnización a que se refieren las Cláusulas anteriores se tasará con base a la capacidad contratada del Remitente, o con base a la capacidad contratada de cada cliente afectado por la Falla en el Servicio o el incumplimiento del Transportador que sea atendido por el remitente, cuando quiera que el Remitente sea un Distribuidor-Comercializador, y por cada día en que el servicio de transporte haya fallado.

Así mismo, las partes acuerdan que en las indemnizaciones establecidas en las Cláusulas anteriores se encuentra incluida la compensación por incumplimiento del indicador DES establecida en las Resoluciones CREG 100 de 2003, la 017 de 2005 y en la Resolución 113 de 2012.

Cuando la Falla en el Servicio o el incumplimiento del Transportador tenga una duración continua de quince (15) Días, El Remitente podrá dar por terminado el contrato, sin que se cause erogación adicional alguna a ninguna de las Partes. No obstante la anterior facultad del Remitente para dar por terminado el Contrato en el anterior lapso, El Transportador sólo reconocerá los valores por concepto de indemnización de que tratan las cláusulas anteriores hasta un máximo equivalente a quince (15) Días por año calendario del VG.

La terminación por Falla en el Servicio ocurrirá a los diez (10) Días siguientes al vencimiento de los 15 Días de que trata la Cláusula anterior".

De otro lado se solicita se modifique el artículo remisorio, toda vez que no puede ser el artículo 12, el cual se refiere a la "Duración permisible para suspensiones del servicio", casos que no implican falla del servicio o incumplimiento del contrato y, por consiguiente, no dan lugar a la indemnización de perjuicios o al pago de compensaciones, sino el artículo 13, que se refiere a los "Incumplimientos" de los referidos contratos.

Por consiguiente, la norma quedaría así:

'Artículo 14. Compensaciones. En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el artículo 13 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones: ....'

Así mismo, se solicita adicionar el siguiente Parágrafo 5, que aplicará tanto para los contratos de suministro de gas como para los contratos de transporte de gas:

> *'Parágrafo 5: En el evento en que la capacidad contratada objeto del contrato de suministro o de transporte de gas natural tenga por objeto atender demanda no regulada, se podrá establecer en el respectivo contrato que el monto a pagar por concepto de indemnización de perjuicios cuando se incurre en falla del servicio, tiene incluido los conceptos de la compensación, razón por la cual, con el pago de la indemnización de perjuicios pactada en el contrato no procederá un pago adicional por concepto de la compensación establecida en el presente artículo".*

Respuesta

En la anterior transcripción se identifican varios puntos que se responden en su orden, así:

- Unificación de compensaciones: Con respecto a la unificación de las compensaciones para usuarios regulados y usuarios no regulados se precisa:

  - Las compensaciones propuestas en el artículo 14 de la Resolución CREG 113 de 2012 aplican para vendedores y compradores, en el caso de suministro, y para transportadores y remitentes en el caso del servicio de transporte. El comprador o el remitente no necesariamente es el consumidor final que se pueda catalogar como usuario regulado o no regulado.

  - El esquema de compensación permite que el comprador o el remitente reciba la compensación y gestione con otro agente, o por otra ruta, el servicio de suministro o de transporte interrumpido.

  - La compensación de que trata la Resolución CREG 100 de 2003 es un caso excepcional que se aplica únicamente cuando el incumplimiento por parte del vendedor o del transportador genera falla en la prestación del servicio a usuarios regulados. En la respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 11, literal d se propone ajustar la fórmula de cálculo de las compensaciones cuando se presente falla en la prestación del servicio al usuario final regulado.

  Ante un incumplimiento por parte del vendedor, o del transportador, el comprador, o el remitente, puede gestionar la consecución de gas o de capacidad de transporte de tal forma que se evite la falla en la prestación del servicio a usuarios regulados. En todo caso el comprador o remitente recibirá las compensaciones propuestas en el artículo 14 de la Resolución CREG 113 de 2012.

- Aplicación del artículo 1031 del Código de Comercio: Con respecto a los contratos y las disposiciones del Código de Comercio a que hace referencia el comentario, debe indicarse que los supuestos de hecho estipulados con la norma sólo corresponden parcialmente a lo que se está regulando. En efecto, el artículo 1031 del Código se refiere a la pérdida o retardo en la entrega de la cosa transportada; más aún, los límites de responsabilidad referidos en el comentario (75%/25%) aplican únicamente cuando se verifica la pérdida total o parcial de la cosa, que no es el caso enunciado en el artículo 13 de la Resolución CREG 113 de 2012 como *incumplimiento*, y que deriva en el pago de las compensaciones estipuladas en el artículo 14 de la misma.

Ahora bien, el retardo en el cumplimiento de la obligación, supuesto previsto en el artículo 1031 del Código de Comercio, podría entenderse como *incumplimiento* en los términos de la Resolución CREG 113 de 2012. En ese caso, el Código de Comercio prevé que las partes podrán pactar el límite respectivo, lo cual sería aplicado a través del cumplimiento de la regulación, esto es, a partir de la inclusión del alcance definido en el artículo 14 en relación con las compensaciones.

Ya se ha expuesto que i) la libertad negocial tiene límites, más aún en materia de servicios públicos domiciliarios, y ii) con arreglo a la ley, la CREG tiene la facultad legal de establecer dichos límites.

Por tanto, no se acoge el comentario.

- Diferente compensación para transporte y suministro: La propuesta de establecer un esquema de compensaciones para suministro y otro para transporte no es viable frente a la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 que plantea el alcance mínimo de los contratos. El esquema de compensaciones es un aspecto relevante en los requisitos mínimos de los contratos.

- Referencia al artículo 12: Es acertada la observación. En la resolución definitiva se incorpora la correspondiente corrección.

- Adición de parágrafo 5: El parágrafo propuesto por Promigas no es viable frente a la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 que plantea los requisitos mínimos de los contratos. El esquema de compensaciones es un aspecto relevante que hace parte de aquéllos. Así mismo, esta norma aplica para contratos que tengan como propósito atender demanda regulada y no regulada.

20. Termobarranquilla

a. *"En cuanto a los Eventos de Fuerza Mayor, en el ítem 1 del artículo 10, se debe ajustar el procedimiento de tal manera que el caso fortuito o la causa extraña sea notificado como un evento del SNT al Gestor del Mercado dentro de las 24 horas de sucedido dicho acontecimiento, de tal forma que el mercado conozca las posibles litaciones que se halla sometido. No obstante, los 5 días calendarios se mantienen para que el invocante de la fuerza mayor demuestre la ocurrencia del hecho".*

Respuesta

Para dar respuesta al comentario transcrito favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

b. *"En cuanto a la duración permisible para suspensiones del servicio (artículo 12), consideramos que las horas máximas e interrupción por mantenimiento o por suspensión de labores para reparaciones técnicas en los contratos de suministro no debe sobrepasar las 360 horas continuas y/o discontinuas durante el año, esto justificado en que los promedios y máximos valores resultantes del "Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad en el servicio de la infraestructura de suministro en los campos de producción", estudio realizado por Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca. Esto incentiva a los Agentes Operacionales a incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que aseguren la confiabilidad, tal como lo estipula el Decreto 2100 en el artículo 18."*

Respuesta

En cuanto a la duración establecida como máximo permisible de suspensión por labores programadas, favor remitirse a la respuesta del comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

c. *"Por último, sometemos a consideración de la Creg, que en coherencia con la tipificación de Fuerza Mayor y eventos eximentes como parte de la estandarización de los contratos de gas, modificar la Resolución Creg 071 de 2006 y las que correspondan, para establecer que el incumplimiento de las OEF y/o el cumplimiento de un despacho o re–despacho debido a la ocurrencia de estos eventos, no dará lugar a la pérdida del cargo por confiabilidad, por cuanto, cualquier evento con el suministro de gas y/o transporte es considerado un evento interno, aun cuando este sea clara y públicamente un evento de fuerza mayor de su proveedor de gas o transporte".*

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 4, literal a.

21. Termocandelaria S.C.A. E.S.P.

"Nos parece importante que la CREG establezca los eventos eximentes de responsabilidad a los agentes del sector gas, pero consideramos que estos deben hacerse extensivos a los agentes térmicos, cuando por los mismos efectos de estos eventos, no pueden cumplir con sus compromisos frente al sector eléctrico".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario de la sección 2.5.2, numeral 4, literal a.

22. Termoemcali

"En la misma línea de la anterior sugerencia, percibimos que si bien los compradores pudiéramos recibir de manera positiva la propuesta regulatoria de establecer al detalle los contratos de suministro de gas y el tipo de productos a ofrecer por parte de los vendedores, a largo plazo la señal puede involucrar el riesgo de que la consecuencia sea una restricción de oferta, y como compradores debemos procurar lo contrario.

Nuevamente en este aspecto sugerimos que en forma concreta los requisitos de los contratos de suministro (Capítulo II del Título III del texto en consulta) sean exigibles únicamente a aquellos vendedores de gas con una posición de dominio determinada con base en el volumen de gas comercializado para el servicio público domiciliario de gas combustible".

Respuesta

No se acepta esta sugerencia.

Debe tomarse en consideración que los señalados en la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 corresponden a requisitos mínimos de los contratos, no a condiciones únicas de los mismos. Para complementar la respuesta favor remitirse al comentario 24 de la sección 2.5.1.

23. Termovalle

a. *"Considerando que la resolución 181 de 2010, exigió una clausula de compensación equivalente al cargo por confiabilidad por cada barril no entregado, se sugiere se desarrolle un aparte de compensación para el gas no entregado con destino a la generación térmica de plantas que respaldan obligaciones de energía firme con este combustible. Toda vez que la compensación propuesta por la comisión posiblemente no cubra el lucro cesante del agente generador respaldado con gas natural".*

   "De conformidad con lo solicitado en el anterior punto, aclarar el alcance del parágrafo 4 del artículo 14 del proyecto de resolución, toda vez que se debe garantizar al mercado una compensación suficiente para no incentivar el incumplimiento de los contratos".

Respuesta

La propuesta de incluir un esquema de compensación particular para el caso de los agentes térmicos no es viable frente a la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. El esquema de compensaciones es un aspecto relevante de los contratos, y se entiende como uno de los requisitos mínimos homogéneos que debe establecer la Comisión.

b. *"TERMOVALLE S.C.A. E.S.P. reconoce el esfuerzo por estandarizar los contratos, buscando la homogeneidad en los productos acorde a los estudios realizados y sustentados en el documento CREG-062 de 2012, siendo este un gran avance en el mercado, reiteramos la necesidad de acoger a los contratos bilaterales la homogeneidad en las compensaciones. Estas deben ser económicamente iguales entre los agentes con el fin de evitar que el vendedor tenga un incentivo de honrar los contratos con compensaciones más altas a costa de los compradores que no lograron los mismos términos".*

Respuesta

Como bien se indica en el artículo 8 del capítulo I, en el mercado primario sólo podrán pactarse las modalidades de contratos que allí se especifican, los cuales deben cumplir con las especificaciones del capítulo II, requisitos de los contratos de suministro y de transporte (artículos 9 a 14). Lo anterior sin perjuicio del mecanismo de negociación que conlleve el contrato. Conforme a lo anterior, efectivamente los contratos deben cumplir con los requisitos estipulados en la regulación.

24. TGI

a. *"La redacción del numeral 3, Artículo 10 es un poco confusa pues genera dos efectos diferentes a un mismo supuesto, por lo cual sugerimos ajustarla de la siguiente manera:*

   'Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación, la parte no afectada no manifiesta por escrito, el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma. En caso de rechazo por escrito dentro del término indicado, se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas'.

Respuesta

A juicio de la Comisión, la redacción del numeral 3 del artículo 10 de la Resolución CREG 113 de 2012 es clara. Allí se diferencian de forma evidente las dos situaciones (la no aceptación del evento eximente y la anuencia por parte de la parte no afectada).

b. *"En nuestra opinión, en los Artículos 11 y 12 se debe mantener la consideración de* 'Evento Eximente' *de forma consistente con lo establecido en el Artículo 3 (Definiciones). Mientras que en el Artículo 3 se establece que* 'Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad'*, en los Artículos 11 y 12 se modifica la definición al hablar de* 'Suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos'*; es decir, estarían limitando las labores programadas a la realización de reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos. En tal sentido consideramos importante que se mantenga la coherencia y por lo tanto los Artículos 11 y 12 se ajusten a la Definición establecida en el Artículo 3".*

Respuesta

La redacción propuesta corresponde a aquélla contenida en el artículo 139 de la Ley 142 de 1994.

c. *"Con relación a la duración permisible para suspensiones del servicio, en la cual se establece un máximo de 120 horas continuas o discontinuas durante el año para los contratos de transporte de gas natural, reiteramos que este tiempo es insuficiente y que se deben tener en cuenta consideraciones adicionales a las estadísticas ya que este es un aspecto que se ve afectado por las condiciones cambiantes en la prestación del servicio tales como el porcentaje de utilización de la capacidad del gasoducto, proyectos a ejecutar para la expansión o mejoramiento de la red de transporte y nuevas conexiones, entre otros.*

Otro aspecto a tener en cuenta es que actualmente se están contabilizando las horas de suspensión independientemente de si ésta ha sido total o parcial; en tal sentido, respetuosamente sugerimos que las suspensiones parciales sean contabilizadas de forma diferente a las suspensiones totales, como por ejemplo en función del porcentaje de la capacidad contratada que se deja de atender".

Respuesta

En cuanto a la duración establecida como máximo permisible de suspensión por labores programadas, favor remitirse a la respuesta del comentario a del numeral 7 de la sección 2.5.2 del presente documento.

d. *"En la fórmula establecida en el Artículo 14 para el cálculo de las Compensaciones se establece que se utilizará el poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios para el mes m-1. Solicitamos aclarar si se refiere al valor promedio del último día del mes o al valor promedio de todo el mes".*

Respuesta

Ver respuesta a los comentarios de la sección 2.5.2, numeral 12, literal h.

e. *"Respetuosamente solicitamos que en la resolución se aclare que existe una independencia entre los eventos eximentes generados por suministro y por transporte; es decir, si se genera un evento eximente por parte de un productor, esto no implica que cesen las obligaciones del remitente con el transportador".*

Respuesta

Para responder la inquietud sobre los eventos eximentes de responsabilidad favor remitirse comentario c del numeral 12 de la sección 2.5.2 del presente documento.

f. *"Es importante tener en cuenta que si se establece un valor por compensación muy bajo puede ocurrir que en los casos en que se presente escases de gas de suministro, los remitentes prefieran asumir el pago de dicha compensación y simplemente tomar el gas del sistema de transporte, lo cual podría tener repercusiones en la estabilidad del sistema de transporte".*

Respuesta

En este comentario se plantea que los remitentes asumen pago de compensaciones. De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 las compensaciones las pagan los vendedores y los transportadores. En tal sentido no es claro el comentario.

En todo caso, debe tenerse en cuenta que en el RUT se asigna al transportador la responsabilidad de mantener la estabilidad operacional del sistema de transporte, y para cumplir con ello el transportador podría establecer restricciones temporales del servicio si es necesario.

25. Turgas S.A. E.S.P.

"Respecto a las compensaciones consideramos que es demasiado gravoso el factor de 1.5. Nuestra recomendación es que se penalice en función de si se ocasiona interrupción al usuario final o deterioro de los parámetros de operación del sistema por debajo de las bandas de operación, en caso de la no ocurrencia de interrupción o de deterioro en las condiciones de operación, el operador del mercado debe facturar el faltante al incumplido en función de lo establecido en la penalización por variaciones".

Respuesta

Ver respuesta a los comentarios de la sección 2.5.2, numeral 11, literal d y sección 2.5.2, numeral 19, literal g.

2.5.3. Capítulo III. Participantes en el mercado primario

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"Agradecemos a la Comisión precisar la definición de Procesador de Gas en el SNT, de tal forma que quede claro que tipos de agentes serán, las cantidades máximas que pueden transar y las razones por las cuales cuentan con tratamiento preferencial en los mecanismos de comercialización de gas.*

Igualmente, es conveniente que la CREG evalúe el impacto que pueden tener estos agentes a lo largo de la cadena del gas natural, especialmente lo que tiene que ver con las variaciones de la calidad del gas y las implicaciones que esto puede tener sobre la operación de las plantas de generación, por ejemplo, las variaciones del índice de Wobbe que podría tener serias implicaciones en la operación las plantas de generación a gas".

Respuesta

Como se señaló en respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura del procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior, de manera que haya mayor claridad sobre la forma como estos participantes del mercado se relacionarán con los demás participantes.

Sin embargo, en atención a la solicitud de Acolgen, cabe mencionar lo siguiente frente a la propuesta original:

- En la definición de procesador de gas natural en el SNT, contenida en el artículo 3 de la Resolución CREG 113 de 2012, se expone qué tipo de participantes del mercado serían los procesadores. De lo planteado allí se entiende que tendrían como interés principal el procesamiento del gas natural que haya sido inyectado al sistema nacional de transporte en aras de extraer combustibles líquidos y otros componentes para luego comercializarlos. También se entiende que estos participantes no tendrían la obligación de constituirse bajo un esquema legal de sociedad por acciones, en la modalidad de ESP, por no ser empresas prestadoras de servicios públicos y por tener sus actividades cobijadas por la Ley 401 de 1997; no obstante lo anterior, para la inyección del gas natural tras su procesamiento y para la venta de ese combustible deberían someterse a la regulación establecida por la CREG. Finalmente, se entiende que los ingresos de estos participantes del mercado tendrían origen en la venta de los componentes que extraigan del gas natural que toman del sistema de transporte y en las ventas del gas natural que inyectan a la red.

- Los procesadores de gas en el SNT no tendrían limitación alguna para transar gas natural, como tampoco la tendrían los demás participantes del mercado.

- Cuando los procesadores actúen como vendedores de gas natural se deberán someter a las mismas reglas y condiciones que les son aplicables a los demás vendedores. Así mismo, cuando actúen como compradores de gas natural se deberán ajustar a las mismas reglas y condiciones que le son aplicables a sus semejantes; esto es, por tener sus actividades cobijadas por la Ley 401 de 1997 no estarían sujetos a la regulación de la CREG. En este sentido no se puede afirmar que existiría un tratamiento preferencial para estos agentes.

- Tal como lo señala el literal b) del numeral 1 del artículo 19 de la Resolución CREG 113 de 2012, la posibilidad que tendrían los procesadores de gas en el SNT de negociar directamente con los productores-comercializadores la compraventa de gas natural tiene sustento en las disposiciones del artículo 11 de la Ley 401 de 1997.

Así mismo, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 de la Resolución CREG 113 de 2012, los procesadores de gas natural en el SNT tendrían la obligación de inyectar el gas natural residual al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT.

b. *"Solicitamos que se permita la participación de los agentes generadores térmicos en las subastas de gas directamente y sin restricción. El tamaño y la importancia de la demanda de gas de las plantas térmicas para asegurar la confiabilidad en la atención de la demanda del servicio esencial de electricidad, justifica plenamente permitir la participación activa y directa de los generadores en el mercado de gas".*

Respuesta

Como se expone en el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 de 2012, se ha considerado conveniente que las compras de gas natural y la contratación de capacidad de transporte en el mercado primario estén representadas por agentes que desarrollan la actividad de comercialización. Así mismo, se ha considerado conveniente que las transacciones en el mercado secundario se den, en buena medida, entre agentes de la naturaleza mencionada. Lo anterior con el objeto de: i) asegurar que la regulación les sea

exigible; y ii) evitar tratamientos diferenciales para participantes del mercado que ya están sometidos a la regulación.

No obstante lo anterior, después de analizar los diferentes comentarios recibidos en relación con este asunto se llegó a la conclusión de que es posible ajustar la propuesta regulatoria en el siguiente sentido: i) los usuarios no regulados podrán continuar participando como compradores en el mercado primario; y ii) dichos usuarios no podrán participar, en forma directa, como compradores en el mercado secundario, sino que deberán hacerlo a través de comercializadores; la excepción a esta regla se dará en los procesos úselo o véndalo, cuando los usuarios no regulados participen como vendedores. En la medida en que la participación de los usuarios no regulados se limitará a definir el precio de reserva cuando venden sus excedentes a través de los procesos úselo o véndalo (ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 14, literal a), no habría razón para involucrar a un comercializador en el lado de la oferta.

En la respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento se explican en detalle los argumentos por los cuales la Comisión ha aceptado esta solicitud de los diferentes participantes del mercado.

2. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"El Proyecto de Resolución sitúa a los comercializadores en una posición privilegiada como agentes del mercado, puesto que al P-C se le restringe la posibilidad de vender su gas a usuarios no regulados y a su vez, éstos solo pueden adquirir el gas natural de comercializadores.*

   Hemos identificado que esta medida regulatoria produce los siguientes efectos negativos en el mercado:

   Bajo el esquema de la nueva regulación, el comercializador es un intermediario que no sólo puede participar como comprador de gas natural, sino que además es el único que puede venderlo a usuarios finales, haciendo a este agente indispensable para aquellos que tradicionalmente podían comprar el gas y el transporte directamente y sin intermediarios a los P-C y a los transportadores. Esto se traduce en una concentración importante de la demanda en el Mercado Mayorista y de forma equivalente de la oferta en el Mercado Minorista, eliminando la alternativa de comparación con que disponían en el pasado los compradores, con la señal de una potencial integración bajo grandes comercializadores que limiten las posibilidades y el poder de negociación de los usuarios finales.

   Evidentemente el mecanismo planteado en el Proyecto de Resolución motivará el incremento del precio final del gas, puesto que incluirá un margen de comercialización no regulado, que será trasladado a los usuarios finales, de forma que el precio final de venta superará el precio final de la subasta. Observamos con inmensa preocupación que esta situación impactará negativamente la competitividad del gas natural frente a otros sustitutos.

   La concentración en la oferta del mercado minorista podría generar un abuso de su posición dominante, dado que no se establece en el Proyecto de Resolución regulación aplicable a la comercialización del mercado minorista, pudiéndose presentar conductas que afectan a los usuarios finales, tales como discriminación por tipos de consumidores, integraciones verticales u horizontales en el mercado, e incremento del precio al usuario final. Regulación que como se experimentó en el sector eléctrico como lección aprendida, debe desarrollarse desde su implementación para evitar quiebras de comercializadores por falta de respaldo económico y/o estructura administrativa adecuada para enfrentar los desafíos del mercado.

La participación de intermediarios en los mercados tiende a incrementar costos y a hacer menos eficiente la operación, particularmente si como consecuencia de la introducción de medidas que tienden a mejorar la información, se disminuyen los costos de transacción en el mercado de suministro del gas.

Cabe resaltar que de acuerdo con los análisis que hemos realizado, el Proyecto de Resolución tiene claros riesgos de quebrantar presupuestos constitucionales y legales que fomentan la libertad de competencia y la libertad económica, ya que la posición dada a los comercializadores en el mercado no resulta coherente debido a que se crean restricciones a la competencia entre distintos agentes y dichas restricciones no cuentan con una justificación técnica y económica para que los P-C no puedan seguir suministrando el gas natural a los usuarios finales.

Esta señal de concentración de poder en el comercializador se traduce en incentivos a la actividad de la cadena que tiene una valoración de riesgo menor comparado con la actividad de Exploración y Producción, la cual asume el riesgo exploratorio mediante la inversión de cuantías importantísimas, y que en el caso del comercializador propuesto no existen, o no son comparables. Para los P-C resulta evidente que el esquema propuesto generará desestimulo a la inversión en E&P, lo que no es coherente con una señal de crecimiento y desarrollo de mercado.

La exclusión de los Usuarios No Regulados del mercado mayorista vulnera el principio de la libertad de negociación para grandes consumidores, que les fue otorgados por la misma CREG en la resolución 057 de 1996 (artículo 11) y que les permite a este tipo de usuarios negociar y contratar libremente el suministro de gas y el transporte con productores, transportadores, distribuidores o comercializadores. Es así como, si la finalidad de excluir a los Usuarios No Regulados del mercado mayorista está relacionada con el interés de asegurar que la regulación sea exigible a los participantes en ese mercado, parecería que la motivación no justifica las distorsiones en las condiciones de competencia que esas medidas pueden llegar a generar.

La exclusión de los Usuarios No Regulados del mercado mayorista excede las facultades regulatorias de la CREG, en la medida en que se trata de una disposición que limita los derechos constitucionales a la libre competencia y la libertad de empresa, sujetos a reserva de ley. En efecto, que el Proyecto de Resolución impida a los particulares actividades que constituyen la realización del derecho constitucional a la libre competencia y de la libertad de empresa, nos encontramos frente aspectos que afectan el "núcleo esencial" de estos derechos, cuya regulación está reservada al legislador, por mandato de la Constitución.

Teniendo en cuenta lo anterior, proponemos mantener el derecho de los usuarios no regulados de participar en el Mercado Mayorista de gas a través de la subasta. O en su defecto, que sea regulada la actividad de los comercializadores que atienden usuarios finales en el Mercado Minorista, evitando rentas excesivas sin valor agregado, concentración de mercado y abuso de posición dominante".

Respuesta

1. Consideraciones sobre la propuesta inicial

Es necesario hacer las siguientes aclaraciones frente al entendimiento que se tiene de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012:

- En la propuesta se observa que la subasta diseñada por la CREG será uno de los mecanismos de comercialización permitidos para la contratación de gas natural en el mercado primario. Dadas las características de este instrumento, no es deseable que quien participe como vendedor también participe como comprador. Esto podría derivar en una distorsión de los precios resultantes de la subasta. Esta es una de las razones

por las cuales se consideró que los intereses de los compradores deben estar representados por agentes independientes de los vendedores de gas natural en el mercado primario.

Pero las consideraciones de la Comisión no se limitaron al punto anterior. La falta de información completa y veraz es una de las principales carencias del mercado colombiano de gas natural, pues la disponibilidad de información es un requisito fundamental para el desarrollo de un mercado en competencia, líquido y transparente. Se ha identificado entonces la necesidad de que las partes que intervienen en los contratos celebrados en el mercado primario y en el mercado secundario tengan la obligación de declarar ante el gestor del mercado las principales condiciones de dichos contratos. Esto es necesario para que el gestor del mercado tenga la posibilidad de contrastar la información recibida y así comprobar la veracidad de la misma. Tal obligación sería exigible si las dos partes de los contratos están sujetas a la regulación de la CREG.

Ahora bien, la necesidad de que la regulación le sea exigible a las partes de los contratos no para allí. Como se ha mencionado, la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 está encaminada a regular aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural. Así, la propuesta contiene las disposiciones regulatorias que aplicarían a las transacciones en dicho mercado: i) cuáles son las modalidades de contratos que allí se pueden transar; ii) quiénes los pueden transar; y iii) cómo los pueden transar. La Comisión ha identificado la necesidad de que quienes participen en esos mercados sean empresas sujetas a la regulación de la CREG y a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. De lo contrario se podría comprometer el cumplimiento del marco regulatorio propuesto.

En este sentido, la propuesta planteaba un cambio en la forma como los usuarios no regulados accederían al servicio público domiciliario de gas natural. Esta reforma consistía en el uso de los servicios de comercializadores de gas natural, empresas que en efecto están sometidas a la regulación. Esta figura no es extraña para los usuarios no regulados, pues de hecho sus consumos del servicio público domiciliario de energía eléctrica están representados en el mercado por comercializadores de ese servicio, empresas que interactúan con los generadores, transmisores y distribuidores para prestar el servicio a los usuarios finales.

Finalmente, el comercializador tiene un rol activo en el desarrollo de los mercados, en la medida en que tiene la capacidad para: i) agregar las necesidades de varios usuarios; y ii) facilitar la coordinación en la contratación del suministro y del transporte.

- La comercialización es una actividad en competencia. Quienes la realizan deben cumplir los requisitos señalados en la ley y las obligaciones que fija la regulación. En este sentido no hay lugar para afirmar que la propuesta se traducirá en la concentración de la demanda.

Tampoco se puede afirmar que la intermediación de los comercializadores elimina la posibilidad de comparación pues, como ya se explicó, se trata de una actividad en competencia que, como tal, es desafiable. Además, uno de los atributos del diseño regulatorio propuesto consiste en hacer pública la información sobre los precios del gas

natural transado en el mercado, hecho que contrasta con la situación actual en la cual los compradores se enfrentan a la opacidad de la información.

- No se puede desconocer que la participación de los comercializadores en el mercado primario trae consigo el cobro de un nuevo margen. Ahora bien, la dimensión de dicho margen estará sujeta a las condiciones de un mercado en competencia.

- La resolución sometida a consulta y cuyos comentarios se analizan en este documento está enfocada, como lo indica su epígrafe, a la regulación de aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural. La regulación aplicable a la comercialización minorista de gas natural está definida en otras normas. No obstante lo anterior, se deben destacar los esfuerzos de la CREG por complementar la regulación de la actividad de comercialización minorista, como se observa en el proyecto de resolución sometido a consulta mediante la Resolución CREG 003 de 2013, por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del Reglamento de operación de gas natural. En esta resolución de consulta se recogen lecciones aprendidas del sector eléctrico.

- Para la CREG es claro que los argumentos expuestos en el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 de 2012, y explicados nuevamente en este documento, justifican la decisión de organizar las negociaciones del mercado mayorista de gas natural, asunto para el cual es competente la Comisión. Una vez más se reitera que la libertad de empresa, la autonomía de la voluntad, la libertad contractual, el derecho a la propiedad privada, etc., no son derechos absolutos y que, por el contrario, la misma Constitución y la jurisprudencia que al respecto se ha proferido permite su limitación sustentada en la Ley, a través de la intervención del Estado por medio de, entre otros, la regulación. Se reitera que la CREG tiene la competencia legal de fijar normas tendientes a organizar el mercado mayorista de gas natural y, en ese sentido, para establecer las condiciones en las que debe ser comercializado el hidrocarburo.

Por otra parte, no tiene sentido soportar la afirmación de que la norma propuesta va en contravía de presupuestos constitucionales y legales bajo el argumento de que tal norma vulnera los principios establecidos por otras resoluciones promulgadas por la CREG. Es clara la facultad que tiene la CREG para modificar las normas que ha expedido. No debe olvidarse que la regulación es una tarea dinámica. También se destaca que las decisiones de la CREG no son arbitrarias, sino que las mismas tienen sustento en las precisas facultades que le ha conferido la Ley y que sus decisiones, además de estar suficientemente motivadas, deben obedecer a los fines establecidos en las normas superiores como la Constitución y la Ley. En este sentido es preciso citar el artículo 3o. de la Ley 142 de 1994 que establece:

> *"Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determina esta ley; y los motivos que invoquen deben ser comprobables".*

Y a su vez, el artículo 36 del Código Contencioso Administrativo prevé:

> *"En la medida en que el contenido de una decisión, de carácter general y particular, sea discrecional, debe ser adecuada a los fines de la norma que la autoriza, y proporcional a los hechos que le sirven de causa".*

Tal y como se desprende de estas normas y como lo ha manifestado la jurisprudencia en forma reiterada, el ejercicio de las facultades discrecionales por parte de la administración, debe ser adecuado a los fines de la norma que faculta y se debe fundar en hechos que válidamente le sirvan de causa.

En este sentido, la Honorable Corte Constitucional ha determinado que[87]:

> *"Esta Corporación ha construido una sólida doctrina constitucional en torno a la posibilidad de que el legislador otorgue a la Administración facultades discrecionales para la adopción de ciertas decisiones o el desarrollo de determinadas actuaciones, con el fin de facilitar la consecución de los fines estatales y el cumplimiento de las funciones a ella asignadas[88].*
>
> *Sin embargo, de acuerdo con la jurisprudencia de esta Corte, las decisiones que adopte la Administración en ejercicio de dichas facultades, necesariamente deben tener fundamento en motivos suficientes que permitan distinguir lo discrecional de lo puramente arbitrario o caprichoso, tal como lo exige el artículo 36 del Código Contencioso Administrativo, según el cual "en la medida en que el contenido de una decisión, de carácter general o particular, sea discrecional, debe ser adecuada a los fines de la norma que la autoriza y proporcional a los hechos que le sirven de causa", de tal manera que las facultades discrecionales de la Administración no lo son de manera absoluta, sino limitada por los objetivos que se persiguen con su otorgamiento y por la proporcionalidad en su aplicación.*
>
> *En efecto, desde el año 1975 el Consejo de Estado había señalado que en un Estado Social de Derecho la discrecionalidad absoluta resulta incompatible con la exigencia de que el Estado asuma la responsabilidad por las decisiones que adopta. En esa oportunidad, esa Corporación señaló: (...).*
>
> *En el mismo sentido, esta Corporación, (...) estableció:*
>
> *"(...) la discrecionalidad absoluta entendida como la posibilidad de adoptar decisiones administrativas sin que exista una razón justificada para ello, puede confundirse con la arbitrariedad y no es de recibo en el panorama del derecho contemporáneo. La discrecionalidad relativa, en cambio, ajena a la noción del capricho del funcionario, le permite a éste apreciar las circunstancias de hecho y las de oportunidad y conveniencia que rodean la toma de la decisión, concediéndole la posibilidad de actuar o de no hacerlo, o de escoger el contenido de su determinación, siempre dentro de las finalidades generales inherentes a la función pública y las particulares implícitas en la norma que autoriza la decisión discrecional."[89]*
>
> *Así las cosas, tal y como se desprende de lo anteriormente expuesto, lo discrecional no puede confundirse con lo arbitrario ni con la ausencia de motivos para proferir determinada decisión, ya que, tal como se señaló, la discrecionalidad exige, de un lado, que la decisión que se adopte responda a los fines de la norma que otorga la facultad y, del otro, la proporcionalidad entre los hechos respecto de los cuales se pronuncia la administración y la consecuencia jurídica que se genera.*
>
> *En efecto, esta Corporación ha señalado:*
>
> *"Encontramos, pues, en la discrecionalidad, dos elementos; uno, la adecuación de la decisión a los fines de la norma que autoriza la facultad discrecional, y otro, la*

[87] Corte Constitucional, Sentencia T-064 de 2007, M.P. Dr. Rodrigo Escobar Gil

[88] Ver, entre otras, sentencias C-108 de 1995, M.P. Vladimiro Naranjo Mesa; C-525 de 1995, M.P. Vladimiro Naranjo Mesa y C-1173 de 2005, M.P. Manuel José Cepeda Espinosa.

[89] Sentencia C-734 de 2000, Magistrado Ponente Dr. Vladimiro Naranjo Mesa.

proporcionalidad con los hechos que sirvieron de causa. La adecuación es la correspondencia, en este caso, del contenido jurídico discrecional con la finalidad de la norma originante, en otras palabras, la armonía del medio con el fin; el fin jurídico siempre exige medios idóneos y coherentes con él. Por su parte, la proporcionalidad es con los hechos que le sirven de causa a la decisión, y no es otra cosa que la acción del hecho causal sobre el efecto jurídico; de ahí que cobre sentido la afirmación de Kelsen, para quien la decisión en derecho asigna determinados efectos jurídicos a los supuestos de hecho. ***De todo lo anterior se desprende que la discrecionalidad no implica arbitrariedad al estar basada en los principios de racionalidad y razonabilidad.***"[90] *(Negrilla fuera de texto)*

Se concluye entonces que la discrecionalidad con la que puede contar la administración en determinados eventos no puede confundirse de manera alguna con arbitrariedad, ya que dicha discrecionalidad no es absoluta, sino que se circunscribe a unos fines específicos y a la proporcionalidad entre la decisión de la Administración y los hechos que le dan fundamento a la misma; además, por cuanto la decisión adoptada por la Administración debe encontrar fundamento en motivos suficientes que permitan diferenciar la actuación administrativa discrecional de la arbitraria y del abuso de las facultades otorgadas[91]".

2. Ajustes a la propuesta

No obstante lo anterior, después de analizar los diferentes comentarios recibidos en relación con este asunto se llegó a la conclusión de que es posible ajustar la propuesta regulatoria en el siguiente sentido: i) los usuarios no regulados podrán continuar participando como compradores en el mercado primario; y ii) dichos usuarios no podrán participar, en forma directa, como compradores en el mercado secundario, sino que deberán hacerlo a través de comercializadores; la excepción a esta regla se dará en los procesos úselo o véndalo, cuando los usuarios no regulados participen como vendedores. En la medida en que la participación de los usuarios no regulados se limitará a definir el precio de reserva cuando venden sus excedentes a través de los procesos úselo o véndalo (ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 14, literal a), no habría razón para involucrar a un comercializador en el lado de la oferta.

Esta modificación de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 tiene sustento en que:

- Los usuarios no regulados han sido enfáticos en manifestar su sensibilidad a los precios del gas natural. Por ende, con el ajuste se busca evitar que la regulación los obligue a incurrir en nuevos gastos a efectos de contratar el suministro y el transporte de este combustible. Sin embargo, no puede perderse de vista que los usuarios no regulados suelen contar con la ayuda de asesores internos o externos para la compra del combustible que utilizan. Esta práctica también tiene un costo para este tipo de demanda.

En la medida en que se dinamice el eslabón de la comercialización y los comercializadores demuestren su habilidad para agregar demandas y facilitar la coordinación entre el suministro y el transporte, los usuarios no regulados podrán optar por hacer uso de sus servicios.

[90] Sentencia C-525 de 1995, Magistrado Ponente Dr. Vladimiro Naranjo Mesa.
[91] Sentencia T-064 de 2007, Magistrado Ponente Dr. Rodrigo Escobar Gil.

- Si bien los usuarios no regulados no están sujetos, per se, a la regulación de la CREG, estos sólo pueden actuar en el mercado primario si se acogen a la regulación de los aspectos comerciales y operativos del mercado primario, tal y como sucede en la operación del sistema de transporte, regulada en el RUT.

- No es evidente que se pueda afirmar lo mismo para el mercado secundario. En este sentido, en dicho mercado sólo actuarán agentes regulados por la Comisión, siendo la excepción el caso ya mencionado algunos incisos atrás.

b. *Dentro de la clasificación de los participantes del mercado primario, el proyecto de Resolución introdujo un nuevo agente como es el caso del procesador de gas en el Sistema Nacional de Transporte ("SNT"). Al respecto consideramos que la creación de este agente no tiene sustento a la luz del artículo 11 de la Ley 401 de 1997. En ese sentido, consideramos que es necesario realizar un análisis respecto de la legalidad y de la procedencia de la participación en el mercado primario del procesador de gas en el SNT. Tal como este agente participaría en el mercado, al no ser su actividad un servicio público, no estaría sometido a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos como si estarían sometidos los otros agentes del mercado que en este participan. Adicionalmente de acuerdo con lo definido en el Proyecto de Resolución, si este agente compra gas en condiciones RUT y lo vuelve a vender en las mismas condiciones, sin prestar ningún servicio a la industria, su rol se ajusta al de un comercializador que recibe rentas por los subproductos que obtiene a través del procesamiento de gas.*

   Tomando en consideración lo anterior, los P-C consideramos que con el fin de garantizar la formación de un mercado más competitivo y con reglas de participación más equitativas, es necesario adaptar la clasificación de los procesadores de gas en el SNT de modo que su actividad pueda ser asimilada a la comercialización "cuando no haya variación en las condiciones de calidad del gas" para que se encuentren sometidos al mismo régimen jurídico y de control que los P-C".

Respuesta

Ante los comentarios de la ACP resulta necesario aclarar en dónde tienen origen las propuestas regulatorias relativas a la figura de los procesadores de gas en el SNT. En este sentido, en primer lugar se aclara que la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no tiene el propósito de "crear" un nuevo agente denominado procesador de gas en el SNT.

Algunos agentes le han expresado al Gobierno Nacional su interés en procesar el gas natural que ha sido inyectado al sistema nacional de transporte en aras de extraer combustibles líquidos y otros productos químicos para luego comercializarlos. Este es un procedimiento útil para optimizar el aprovechamiento de los energéticos disponibles en el país. Así las cosas, la CREG ha visto la necesidad de determinar cómo se relacionarían esos agentes con los demás participantes del mercado.

Como ya se ha mencionado, la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 está encaminada a regular aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural y en ese sentido se ha considerado que esta propuesta regulatoria es el espacio natural para desarrollar la materia. Debe quedar claro entonces que la regulación no tiene el objeto de darle vida a este tipo de operaciones, pero tampoco puede convertirse en una barrera para la existencia de las mismas. En efecto, la falta de reglas sobre la materia podría limitar las acciones de los interesados.

Hecha esta aclaración se debe señalar que la ACP no expone las razones por las cuales considera que las acciones de los procesadores de gas en el SNT no tienen sustento a la luz del artículo 11 de la Ley 401 de 1997. Pese a lo anterior, vale la pena recordar las razones por las cuales se previó que dicha actividad estaría cobijada por lo dispuesto en ese artículo, que se cita a continuación:

> *"Artículo 11. Con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas, combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las actividades distintas a su exploración, explotación y su* ***procesamiento****, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 (...)"*(negrillas fuera del texto original)

En cuanto a las negociaciones que realicen los procesadores, hay que hacer unas precisiones. Si compran gas natural para utilizarlo como materia prima del procesamiento, se entiende que dichas compras no estarán sujetas a la regulación de la CREG. Si compran gas natural para utilizarlo como combustible en el procesamiento, dichas compras estarán sujetas a las disposiciones que adopte la CREG. Lo anterior teniendo en cuenta lo dispuesto por el parágrafo 2 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997, que se cita a continuación:

> *"Parágrafo 2º. Las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos".*

Ahora bien, si después del procesamiento los procesadores de gas en el SNT venden gas natural con destino a la prestación del servicio público domiciliario, estas negociaciones estarán sujetas a la regulación definida por la CREG, como en efecto lo están todas las transacciones de esta naturaleza, por disposición legal. El hecho de que los procesadores de gas en el SNT, por su naturaleza, no deban constituirse como empresas de servicios públicos no obsta para que los mismos deban sujetarse a la regulación que les es aplicable. Un caso similar es el de los productores de gas natural, los cuales no están obligados a constituirse como empresas de servicios públicos domiciliarios. Sin embargo, sus ventas con destino a la prestación del servicio público de gas natural deben ser realizadas de acuerdo con la regulación que expide la CREG y su cumplimiento es objeto de la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Finalmente, es comprensible el comentario de la ACP en el sentido de que las operaciones de los procesadores de gas en el SNT deben traducirse en una variación de la calidad del gas natural procesado, la cual en todo caso deberá cumplir las condiciones del RUT. De lo contrario se podría aprovechar la figura de los procesadores para evadir las obligaciones de los prestadores de servicios públicos domiciliarios. Sin embargo, dado que la verificación de esta condición se puede dar con posterioridad a la inyección del gas remanente tras el procesamiento, se debe analizar si en el evento en que la situación descrita no se dé las autoridades competentes podrían entender que se está frente a un caso de competencia desleal o de restricciones a la competencia.

En todo caso, como se señaló en respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura del procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

c. *"En relación con la clasificación que se le da a las empresas de servicios públicos como compradores de gas natural y como compradores de capacidad de transporte, el Proyecto de Resolución exige que éstas tengan dentro de su objeto la comercialización. Sin embargo, el*

texto normativo no es claro en determinar si se trata de la comercialización exclusivamente de gas o de energía o si es posible que dicho objeto abarque ambos bienes.

Tomando en consideración lo anterior, creemos que es necesario precisar el concepto de "comercialización", en el sentido que se refiera exclusivamente a la comercialización de gas natural, y que por ende se encuentre dentro del régimen de las empresas de servicios públicos de gas natural".

Respuesta

De acuerdo con lo señalado por el artículo 3 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, para la interpretación y aplicación de esa resolución se tendrán en cuenta las definiciones establecidas en dicho artículo, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG.

Una de esas definiciones es la de comercialización que según lo planteado en la propuesta original corresponde a:

"Comercialización: actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado, o a los usuarios finales".

Se debe entender, entonces, que cualquier referencia que se haga a la comercialización en la Resolución CREG 113 de 2012 corresponde al servicio de gas natural.

Por lo anterior, no se acoge la recomendación transcrita.

3. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Entendemos del artículo 16 del proyecto de resolución que los generadores térmicos son participantes compradores para realizar transacciones de gas natural, porque se identifica a estos como empresas de servicios públicos que tienen dentro su objeto la comercialización de gas natural. Sin embargo, hemos identificado que no todas las empresas de generación tienen dentro de su objeto social la comercialización de combustibles y su cambio requiere aprobación de la asamblea, lo cuál en el corto plazo genera incertidumbre sobre su calidad de participante comprador. Adicionalmente en el mercado existen plantas de generación a las que les puede resultar oneroso la constitución como Comercializadores, porque tendrían que asumir el pago de las contribuciones de que trata el artículo 85 de la Ley 142 de 1994, cuando su participación como comercializador en el mercado, seria principalmente para acceder a las cantidades de gas requeridas para su normal operación. Por lo anterior, solicitamos a la Comisión que en la versión final de la resolución se haga explícito en un parágrafo del artículo 16 o en el mismo artículo, que los generadores térmicos se entienden como participantes compradores".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario b del numeral 1 de la sección 2.5.3 de este documento.

b. *"De acuerdo con la definición de Comercializador presentada en el artículo 3 del proyecto de resolución, los comercializadores no podrán tener vinculación económica alguna con productores – comercializadores, con comercializadores de gas importado o con procesadores de gas en el SNT.*

i. Entendemos que la regla citada no aplica a una planta de generación térmica con participación accionaria en un proyecto de regasificación en la medida que la contraparte de

la relación contractual de suministro de gas puede ser un agregador o un firma petrolera, que comercializa gas natural licuado en el mercado internacional. Por lo anterior, la vinculación económica entre las partes no es evidente allí.

ii. Sin embargo, entendemos que esta definición aplica a una planta de generación térmica con participación accionaria en un proyecto de regasificación cuando la comercialización de gas la realice el Operador de Servicio de Confiabilidad – OSC (de acuerdo a la definición presentada en Resolución CREG 054 de 2012) a la planta térmica con la cual tiene vinculación económica, para efecto de respaldar la OEF con OPACGNI. Bajo este escenario solicitamos a la Comisión crear una excepción de esta limitación, de tal forma que sea posible esta relación comercial, que ha sido promovido por la Comisión mediante las resoluciones CREG 106 de 2011 y 054 de 2012 y, en la cual han venido trabajando varios agentes del mercado con el fin de asegurar el suministro para la generación eléctrica. Adicionalmente, por las condiciones del mercado internacional de gas natural licuado en la práctica no es evidente que un agregador haga un contrato de suministro con cada una de los comercializadores del país, sino con un solo agente que agregue un gran porcentaje de la demanda.

iii. Adicionalmente, entendemos que la definición citada aplica a una planta de generación térmica que tenga vinculación económica con una empresa petrolera, en cuyo caso, la relación contractual para el suministro de gas natural, cuyo propósito sea el respaldo de la OEF, no se puede materializar entre estas partes. Por lo anterior, solicitamos a la Comisión que bajo este escenario y tal como se presentó en el numeral ii. se exceptúe a las plantas de generación térmica para celebrar contratos que aseguren el respaldo de la OEF.

iv. Una salida para resolver los casos ii. y iii. es establecer como agente participante comprador a las plantas de generación térmica".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario del literal a del numeral 1 de la sección 2.2 de este documento.

c. *"La Comisión dentro del esquema planteado no permite la participación directa de los Usuarios No Regulados en el Mercado Primario, sin embargo, esta orientación del esquema de comercialización no corresponde al mismo principio practicado en el mercado eléctrico en el cuál los Usuarios no Regulados pueden realizar contratos de largo plazo con los generadores de energía eléctrica. En este sentido, proponemos a la Comisión que los Usuarios No Regulados participen directamente en el mercado primario, sin embargo, la participación en el mercado secundario esté restringida a los agentes descritos en el proyecto de resolución. Lo último en línea con el fin de asegurar que las transacciones en el mercado secundario de gas natural sean sujeto de control por parte de la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios".*

Respuesta

Es necesario aclarar que en el mercado eléctrico ningún usuario puede ser atendido por un agente diferente al comercializador de energía eléctrica. Este es un requisito para la conexión de cargas y para el registro de las fronteras comerciales ante el ASIC.

Ahora bien, respecto de la recomendación de permitir la participación de los usuarios no regulados directamente en el mercado primario y de mantener la propuesta de que lo hagan en el mercado secundario a través de empresas comercializadores, la misma se acoge, tal como se observa en la respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

4. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

"Se solicita a la Comisión que establezca el mecanismo por el cual los transportadores de gas accederán como compradores al gas natural para operación de sus compresoras en los términos del Decreto MME 2100 de 2011".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento. Tomando en consideración lo planteado en la respuesta referida, se entiende que los transportadores de gas natural podrían: i) comprar gas natural en el mercado primario en forma directa; y ii) comprar gas natural en el mercado secundario con la intermediación de una empresa que tenga dentro de su objeto social la comercialización de gas natural.

5. ANDI, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia

"Incluya al sector industrial no regulado como agente activo del mercado mayorista de gas con derecho de acceder directamente al productor comercializador y al transportador de gas natural a través de contratos bilaterales. (compartido por los productores).

- *Para estas industrias es importante gestionar directamente sus insumos. Incluir un agente adicional, incrementa el costo total de suministro del gas natural sin agregar valor a la cadena. Actualmente, el precio del gas natural pagado por el sector industrial es más alto en Colombia (aún sin incluir un valor por comercialización), que en países relevantes para la industria colombiana (EEUU, Perú, México, etc.). Es de resaltar que a diferencia de los otros sectores consumidores de gas natural (por ejemplo los generadores térmicos) los mayores costos en el insumo energético son imposibles de trasladar a los clientes en un mercado competitivo global como el de estas industrias.*

- *El sector industrial gran consumidor de gas cuenta con 18 años de experiencia en la contratación directa de suministro y transporte de gas. Puede acometer las nuevas responsabilidades correctamente.*

- *El usuario no regulado cumple con la normatividad que exige la CREG y es sujeto de supervisión por parte de la SSPD en su comportamiento como parte de la cadena del servicio. Por ende, su actividad estará acorde con la mayor transparencia que se busca para el mercado.*

Desde el punto de vista legal:

La exclusión de los Usuarios No Regulados del mercado mayorista vulnera el principio de la libertad de negociación para grandes consumidores, que les permite a este tipo de Usuarios negociar y contratar libremente el suministro de gas y el transporte con productores, transportadores, distribuidores o comercializadores.

Cabe señalar que la CREG, desde el inicio de su actividad regulatoria ha propendido por una regulación que le permitiera a Usuario No Regulado acceder a negociaciones con diferentes agentes de manera tal que pudiera optimizar sus consumos, y de paso, esta orientación regulatoria permitió el crecimiento de la demanda logrando que muchos industriales hicieran importantes inversiones en instalaciones que les permitiera ser usuarios de gas natural y no de otro combustible.

Ejemplo de lo anteriormente señalado es lo establecido en la Resolución CREG 057 de 1996, la cual está aún vigente, que estableció en su artículo 11 la posibilidad para los Usuario No Regulados, de negociar libremente las condiciones contractuales de suministro y transporte de gas natural así:

"Los grandes consumidores de gas natural podrán negociar libremente sus contratos y precios de suministro y transporte con un productor, un comercializador, un transportador o un distribuidor, pagando los correspondientes cargos al dueño de las redes, si fuere el caso.

Los precios de transporte, distribución y venta serán negociables, pero no superiores a los precios máximos establecidos en esta resolución, salvo cuando, mediante resolución, se haya determinado que el precio de comercialización a grandes consumidores sea libre"

Pero sin lugar a dudas, el efecto que mayor preocupación genera desde la perspectiva de la normativa de competencia, radica en el incremento significativo del poder de mercado de los comercializadores, que ahora pasarán a ser la única fuente de suministro de gas en el mercado minorista.

Es evidente que esta figura de ninguna manera puede fomentar la competencia, en la medida en que produce una concentración irrestricta de la oferta en el mercado minorista. De hecho, debe tenerse en cuenta que debido a la imposibilidad de concurrir al mercado mayorista (bien sea al primario o al secundario), los Usuarios No Regulados de algunas zonas del país quedarán sometidos a monopolios absolutos en el suministro de ese producto.

Esta situación, además de vulnerar de facto disposiciones constitucionales y desbordar las potestades regulatorias de la CREG; resulta abiertamente contraria a los propósitos de la regulación. En este sentido, no sobra recordar que por disposición de la Ley 142 de 1994, uno de los objetivos fundamentales de la regulación consiste en impedir eventuales abusos de posición de dominio de cualquier agente de la cadena. En el caso del Proyecto de Resolución, debido al amplio poder de mercado que resultará en cabeza del comercializador, el espacio para que se presenten abusos de posición de dominio se incrementan, lejos de evitarse.

Debe tenerse en cuenta, aunado a lo anterior, que los Usuarios No Regulados (debido a su alta capacidad de consumo) constituyen una presión competitiva importante que disciplina los poderes de mercado que actualmente existen en el sector, como consecuencia de la concentración natural en la oferta primaria.

Para finalizar, debe considerarse que la exclusión de los Usuarios No Regulados del mercado mayorista desborda las facultades regulatorias de la CREG, en la medida en que se trata de una disposición que limita los derechos constitucionales a la libre competencia económica y la libertad de empresa, sujetos a reserva de ley. En este sentido, no se discute que la ley le conferido facultades a la CREG para regular el ejercicio de las actividades en el sector del gas combustible. Sin embargo, en la medida en que el Proyecto de Resolución pretende impedir a los particulares actividades que constituyen expresión del derecho constitucional a la libre competencia económica y de la libertad de empresa, se trata de aspectos que tocan con el "núcleo esencial" de estos derechos, cuya regulación está reservada al legislador, por mandato de la Constitución".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

6. Cartones América S.A.

"Se excluye a los usuarios industriales del acceso al mercado primario, en franca discriminación frente a otros usuarios, sin fundamento claro

...

En consecuencia, respetuosamente solicito

1. *Permitir el acceso al mercado primario a los usuarios industriales".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

7. Cementos Argos S.A.

"...consideramos que la regulación que expida la CREG para la venta del gas natural con destino al sector industrial debería brindar competitividad a la industria. De ahí la importancia del mercado mayorista de gas natural, ya que se promueve el crecimiento de la oferta primaria. Por el contrario, ubicar todo el esquema de comercialización en un comprador único genera situaciones que afectarían dicho crecimiento. Nótese que de esta manera se estaría privando a una industria que tiene participación en la demanda superior al 30% y con factores de carga del orden del 85% accedan directamente al mercado.

(...) respetuosamente nos permitimos hacer estas observaciones y recomendaciones sobre la Resolución No. 113 de 2002:

1. Se Incluya al sector industrial no regulado como agente activo del mercado mayorista de gas con derecho de acceder directamente al productor comercializador a través de contratos bilaterales. Para nuestra compañía es fundamental gestionar directamente nuestros insumos. El volumen que consumimos, las características de nuestra demanda, entre otros factores, así como la sana experiencia de cerca de 40 años de consumo industrial de gas justifican esta solicitud. Incluir un agente adicional obligadamente incrementaría el costo total de suministro del gas natural por consiguiente nuestros costos de producción".

Respuesta

Ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

8. Chevron Petroleum Company

a. *"En la reglamentación propuesta identificamos medidas que representan señales desfavorables para el crecimiento de la demanda, debido a que no existe un mecanismo de contratación de gas para nuevos proyectos que requieren condiciones especiales de plazo, flexibilidad, incentivos y certidumbre para ser viables financieramente. Esto por la limitación de contratación entre productores y usuarios finales, mientras los comercializadores no tienen la capacidad para asumir los riesgos asociados a nuevos desarrollos.*

La restricción a la participación de los usuarios no regulados en el mercado mayorista, implica que éstos estarían sujetos a las condiciones que les ofrezcan los comercializadores en el mercado minorista, debido a la eliminación de la opción que tienen los usuarios no regulados para comprar directamente a los productores, creando señales inadecuadas de competencia para que los usuarios accedan a condiciones competitivas y de incentivo al crecimiento. Esto sin contar el impacto en la competitividad del gas frente a otros sustitutos energéticos, generado por los costos asociados a la comercialización de gas.

(...) Excluir de participar a los usuarios no regulados del Mercado Primario, de forma específica a los industriales, creemos que limita a la demanda a tener alternativas para elegir su proveedor, lo que repercutiría en un eventual sobre costo en razón del margen adicional que pudiera cobrar el comercializador por su gestión, lo que implicaría en consecuencia, en pérdida de competitividad del gas natural frente a sustitutos y eventualmente de una demanda que en el pasado ya ha sido afectada por diferentes disposiciones regulatorias. El fin último que busca el regulador de encontrar mecanismos para aumentar la oferta y alternativas, no se alcanza con

esta propuesta, por el contrario, se reducen. Por lo anterior, recomendamos permitir a los industriales incluidos en el mercado no regulado, tener la posibilidad de adquirir suministro directamente no solo con los comercializadores sino con los Productores – Comercializadores (PC), de manera que puedan evaluar el valor agregado de uno u otro medio de suministro, tomar la decisión más ajustada a su operación y a su economía y de paso contribuir a brindar mayor liquidez al mercado".

Respuesta

Ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

b. *"Teniendo en cuenta la definición y las características indicadas en la propuesta de resolución con respecto al Procesador de gas, creemos que no es claro su valor agregado a la cadena de suministro y comercialización, ya que en nuestra opinión es un agente que puede restringir una proporción del gas que adquiere respecto del que coloca nuevamente en el sistema después de procesarlo, disminuyendo la capacidad de oferta al sustraer algún volumen para productos derivados y por lo tanto disminuyendo el potencial de atención a la demanda. De otro lado, creemos que debe ser un agente que se someta a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos de forma equivalente a los Comercializadores y otros agentes del mercado de gas.*

Adicionalmente de acuerdo con lo definido en la Resolución 113, este agente compra y vende gas en condiciones, sin prestar ningún servicio a la industria, lo que a todas luces es un comercialización de gas, que en suma adquiere rentas por los subproductos que obtiene a través del procesamiento. Por lo tanto sugerimos que este agente sea definido como un comercializador y se acoja a la regulación correspondiente".

Respuesta

Ver las respuestas al comentario 1 de la sección 2.3 y al comentario del literal a del numeral 1 de la sección 2.5.3 de este documento.

9. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

"Por necesidad de asegurar el gas natural requerido para la operación de Estaciones de Compresión, recomendamos a la CREG incluir al Transportador dentro de los agentes autorizados para participar en negociaciones bilaterales del mercado primario".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del numeral 4 de la sección 2.5.3.

10. Ecopetrol S.A.

a. *"En la propuesta regulatoria se evidencia el fortalecimiento del papel del comercializador en la cadena de abastecimiento de gas natural, motivado según entendemos, por la necesidad de definir mecanismos organizados para el desarrollo de las transacciones y de la participación de agentes con mayor know how, sujetos a la regulación, que aportan una menor exposición a riesgos por parte de los demás agentes del mercado.*

Así mismo, se menciona en el documento soporte (pag.54), que al momento de expedir reglas para la comercialización mayorista de gas se debe tener en cuenta la concentración de la oferta y por tanto, se deben diseñar elementos que desincentiven el posible ejercicio de una posición dominante. Sin embargo, en nuestro criterio, al señalar que los usuarios no regulados deban comprar el gas a través de un comercializador, la regulación genera el efecto adverso pues

concentra el mercado en un solo agente (comercializador local) sin plasmar herramientas que eviten que este agente abuse de su posición dominante. Esta disposición incentivaría una integración horizontal de manera tal que a las subastas de los P-C acuda el menor número de comercializadores, generando concentración en la oferta de gas en el mercado minorista.

Po lo anterior, consideramos necesario que exista la posibilidad de competencia de los comercializadores con los P-C, al permitirles a estos vender al mercado no regulado, esto generará un incentivo para que los comercializadores establezcan un margen de comercialización que se ajuste al valor agregado que dan en la cadena de abastecimiento, y no existan cobros excesivos como resultado de un monopolio artificialmente creado.

De otra parte, vemos necesario analizar las cargas adicionales que la organización del mercado está imponiendo al sector de gas natural (ingreso regulado para el gestor, variaciones de entrada y salida) que afectarán, al igual que el margen del comercializador, la competitividad del gas, y cuantificar su impacto de manera separada sobre los diferentes segmentos de la demanda.

Propuesta:

Generar algún tipo de limitación a la integración horizontal o a la compra de cantidades de gas que impidan la concentración de la oferta en el mercado minorista y que generen una subasta con numerosos compradores, tantos como compradores existen hoy en el mercado (en el cual están los usuarios no regulados).

Permitir el acceso de los usuarios no regulados a la compra directa del gas y el transporte, ante el P-C y el transportador.

Permitir el acceso de los usuarios no regulados al mercado secundario y de corto plazo tanto de suministro como de transporte, ya que en casos como Ecopetrol S.A. y Reficar S.A. que son remitentes muy importantes del SNT y que tienen contratos de transporte de largo plazo (hasta 2020 y después de 2020, respectivamente con los cuales viabilizaron la expansión de los sistemas de transporte del interior y la Costa Atlántica), requieren contar con la posibilidad de comercializar sus excedentes directamente en el mercado secundario y no dejarlo en manos de la gestión de un tercero como lo es el gestor de mercado en el proceso úselo o véndalo que no tiene un incentivo en optimizar la reventa de dicho transporte".

Respuesta

Ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

En todo caso vale la pena señalar que si bien la Comisión ha accedido a la solicitud de Ecopetrol y de otros participantes del mercado en el sentido de permitir que los usuarios no regulados continúen participando directamente en el mercado primario, sin tener la obligación de hacerlo con la intermediación de un tercero, esto no significa que la Comisión acepte la totalidad de los argumentos esgrimidos por los participantes del mercado. En el caso del comentario al que aquí se le da respuesta debe destacarse que contiene planteamientos en los que supuestamente la CREG basó su propuesta original, pero nada tienen que ver con lo expresado por la Comisión en el Documento CREG-062 de 2012, soporte de la Resolución CREG 113 del mismo año.

Frente a la propuesta de limitar la integración horizontal en el mercado, debe señalarse que si bien este asunto no es objeto de la presente propuesta regulatoria, no se descarta el estudio del mismo en un proyecto regulatorio futuro. En efecto, esto se esboza en la Resolución CREG 003 de 2013, con la cual se sometió a consulta de los interesados el reglamento de comercialización de gas natural. Ahora bien, debe decirse que la propuesta contenida en la

Resolución CREG 113 de 2012 busca configurar un ambiente en el que se mitigue un eventual ejercicio de poder de mercado de parte de cualquier participante del mercado. Se destaca que la oferta de gas natural está altamente concentrada.

b. *"En esta definición, la CREG establece que los comercializadores no podrán tener vinculación económica alguna con Productores-Comercializadores. Consideramos que la CREG desborda sus facultades al concebir restricciones en la definición del comercializador, en la medida en que se aparta del principio de libertad de empresa y de autonomía de la voluntad que consagra la Constitución de 1991 y la Ley 142 de 1994 en materia de servicios públicos.*

   Se reitera, que la Ley 142 de 1994 expone como regla general de los servicios públicos domiciliarios, la primacía de la libre competencia, libertad de empresa, derecho privado y autonomía negocial (artículos 10, 30 y 32), como bases esenciales para el desarrollo y ejecución de las actividades calificadas como servicio público en modelos competitivos.

   Por otro lado, no es claro siquiera el alcance del término de "vinculación económica" que la CREG utiliza en esta definición. Consideramos que la CREG restringe las posibilidades de participación de los agentes en los procesos de comercialización de gas y de capacidad de transporte, lo que podría configurarse como un obstáculo al presupuesto de pluralidad de concurrentes, el cual es un elemento esencial en todo modelo competitivo aplicable al sector de gas".

Respuesta

Conforme se establece en la Ley 142 de 1994 la CREG tiene, entre otras, las siguientes funciones y facultades:

> *"ARTÍCULO 73. FUNCIONES Y FACULTADES GENERALES. Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Para ello tendrán las siguientes funciones y facultades especiales:*
>
> *(...)*
>
> *73.25. Establecer los mecanismos indispensables para evitar concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público. (...)"*
>
> *"ARTÍCULO 74. FUNCIONES ESPECIALES DE LAS COMISIONES DE REGULACIÓN. Con sujeción a lo dispuesto en esta Ley y las demás disposiciones que la complementen, serán además, funciones y facultades especiales de cada una de las comisiones de regulación las siguientes:*
>
> *74.1. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.*
>
> *a. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado. (...)"*

Con arreglo principalmente a estas disposiciones y con el propósito de propender por los fines establecidos en la misma ley, la Comisión ha regulado la participación accionaria de las empresas del sector, fundamentalmente a partir de la Resolución CREG 057 de 1997. La definición de comercializador contenida en la resolución en consulta es una expresión de, entre otras, las facultades antes mencionadas.

En relación con la libertad de empresa y la autonomía privada es preciso reiterar lo mencionado por la CREG en varios apartes de este documento, esto es, que estos no son derechos absolutos y pueden verse limitados. En este sentido, conforme al artículo 334 de la Constitución Política se radica en cabeza del Estado la dirección de la economía y se prevé la intervención estatal en todas las actividades económicas con el fin de, entre otros, *"conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano"*. Así, la intervención del Estado en la economía se concreta entre otras mediante la regulación económica. En este sentido, como lo ha manifestado de forma reiterada la Honorable Corte Constitucional:

> *"De igual manera, en lo concerniente a los servicios públicos, la intervención económica adquiere una finalidad específica, consistente en asegurar la satisfacción de necesidades básicas que se logra con su prestación, y tiene un soporte constitucional expreso en el artículo 334 de la Carta. Pero, "adicionalmente, en tal materia el Estado dispone de especiales competencias de regulación, control y vigilancia, pues tal prestación se considera inherente a la finalidad social del Estado, por lo cual es deber de las autoridades asegurar que ella sea eficiente y cobije a todos los habitantes del territorio nacional".*[92] *Así, por cuanto los servicios públicos son una actividad económica que compromete la satisfacción de las necesidades básicas de la población, y por ello mismo la eficacia de ciertos derechos fundamentales, "**la intervención del Estado** en la actividad de los particulares que asumen empresas dedicadas a este fin **es particularmente intensa**, y su prestación se somete a especial regulación y control*[93]*" (negrillas agregadas).*
> *(...)*
>
> *Ahora bien, en materia de restricción de las libertades económicas la jurisprudencia constitucional ha señalado que son constitucionalmente legítimas de cumplir las siguientes condiciones: (i) debe llevarse a cabo por ministerio de la ley; (ii) debe respetar el "núcleo esencial" de la libertad de empresa; (iii) debe obedecer al principio de solidaridad o a alguna de las finalidades expresamente señalada por la Constitución; y (iv) debe responder a criterios de razonabilidad y **proporcionalidad en sentido lato**.*
>
> *De lo anterior se concluye, entonces, que los poderes de intervención del Estado en materia de servicios públicos en general llevan aparejados la facultad de restringir las libertades económicas de los particulares que concurren a su prestación. Esta facultad se desprende a su vez de la amplia libertad de configuración de legislador en materia económica y especialmente cuando se trata de la regulación de los servicios públicos, la cual ha sido puesta de relieve por la jurisprudencia constitucional*[94]*".*

De otro lado, es preciso señalar que la autonomía de la voluntad privada está reconocida constitucionalmente, tal y como se desprende de, entre otros, los derechos a la propiedad privada (artículo 58 de la Constitución Política de 1991), la libertad económica, la libre

[92] Sentencia C- 615 de 2002.
[93] Sentencia C- 615 de 2002.
[94] Sentencia C 186 de 2011

iniciativa privada y la libertad de empresa (artículo 333), los cuales les confieren a los asociados *"la potestad de crear, modificar y extinguir relaciones jurídicas"*[95].

Al respecto es importante señalar que la Honorable Corte Constitucional ha establecido que la autonomía de la voluntad privada constituye un medio para la realización de los fines del estado Social de Derecho y tampoco es un derecho absoluto:

> *"Ahora bien, bajo el marco normativo de la Constitución de 1991, la autonomía de la voluntad privada no se concibe como un simple poder subjetivo de autorregulación de los intereses privados, "sino como el medio efectivo para realizar los fines correctores del Estado Social, a través del mejoramiento de la dinámica propia del mercado"*[96] *de manera tal que debe entenderse limitada y conformada por el principio de dignidad humana, los derechos fundamentales de las personas, la prevalencia del interés general, la función social de la propiedad (Art. 58), el bien común como límite a la libre iniciativa privada, la función social de la empresa (Art. 333), la dirección general de la economía a cargo del Estado y los poderes estatales de intervención económica (Art. 334).*
>
> *Sobre este tópico la Corte Constitucional en la sentencia SU-157 de 1999 sostuvo que:*
>
> > *La autonomía de la voluntad privada y, como consecuencia de ella, la libertad contractual gozan entonces de garantía constitucional. Sin embargo, como en múltiples providencias esta Corporación lo ha señalado, aquellas libertades están sometidas a condiciones y limites que le son impuestos, también constitucionalmente, por las exigencias propias del Estado social, el interés público y por el respeto de los derechos fundamentales de otras personas (...)"*[97]

Adicionalmente, vale la pena destacar pronunciamientos del Consejo de Estado en relación con la facultad de la CREG en materia de regulación de la participación accionaria de las empresas del sector, fallos que si bien versan sobre normas expedidas para el sector eléctrico, resultan plenamente aplicables frente a la regulación del sector del gas.

En efecto en sentencia de fecha 7 de diciembre de 2000, la sección primera del Consejo de Estado, reiterando jurisprudencia anterior de esa misma Corporación, denegó las súplicas de la demanda interpuesta contra la Resolución CREG 042 de 31 de agosto de 1999, "por la cual se modifican y precisan algunas normas de las Resoluciones CREG 128 de 1996 y 065 de 1998, y se adoptan otras disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad", expresando en lo pertinente lo siguiente:

> *"A juicio de la actora tales regulaciones distorsionan el concepto de 'posición dominante' pues lo relacionan con abuso de la misma; y desconocen los principios de igualdad y libertad de empresa, así como el derecho de asociación.*
>
> *Estima la Sala que no le asiste razón a la demandante, por lo siguiente:*
>
> *Los artículos 73, inciso 1°, y 73.25 de la Ley 142 de 1994 que se invocan, entre otros, como fundamento del acto acusado, consagran como facultades de la CREG, las siguientes:*
>
> *'...regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores*

[95] Sentencia T-668 de 2003 f. j. 14.
[96] Ibidem.
[97] Sentencia C-186 de 2011.

sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad ...'.

'Establecer los mecanismos indispensables para evitar concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público'.

Conforme tuvo oportunidad de advertirlo la Sala en la sentencia de 12 de febrero de 1998 (Expediente núm. 4443, Actores: ANDESCO y otro, Consejero ponente doctor Ernesto Rafael Ariza Muñoz), '... promover la competencia entre quienes presten servicios públicos se opone a las prácticas monopolistas, a la vez que ello contribuye a buscar servicios de calidad. Entre mayor competencia haya, mejor es la prestación de los servicios, pues, cada empresa se preocupa de ofrecer mejores condiciones para así captar más demanda...'.

*'**La previsión consistente en exigir un límite a la participación en las actividades de generación, comercialización y distribución constituye un mecanismo para evitar la concentración de la propiedad accionaria, facultad ésta que consagra el artículo 73, numeral 73.25 de la referida Ley 142**'.*

Por su parte, el artículo 74, numeral 74.1, literal a) ibídem, también invocado como sustento del acto acusado, le atribuye a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la función de:

'Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia...'

*Igualmente, frente a esta disposición, **la sentencia antes mencionada consideró, y lo prohija la Sala en esta oportunidad, que impedir la concentración de la propiedad propicia la competencia en el sector de minas y energía, lo cual asegura la disponibilidad de una oferta energética más eficiente**; y que no puede interpretarse como que el citado artículo 73, numeral 73.25, haya consagrado una facultad tan amplia para todas las Comisiones de Regulación para luego restringirla únicamente a la facultad de 'proponer', a que alude el artículo 74, numeral 74.1., literal a), tratándose de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en especial, pues del estudio armónico y coordinado entre las distintas facultades se llega a la conclusión de que la Comisión, para regular las actividades de los sectores de energía y gas, puede adoptar medidas, establecer mecanismos, tomar decisiones, conductas éstas que van más allá de la de simplemente sugerir o insinuar.*

Lo anterior se reafirma con los artículos 3º, 20 y 23, literal a), de la Ley 143 de 1.994, que hacen énfasis en que el Estado debe promover la competencia y crear y preservar las condiciones que la hagan posible, frente a lo cual no resulta extraño, como lo hizo notar el Agente del Ministerio Público, el establecimiento de límites máximos de participación en el mercado en relación con la actividad de generación de electricidad.

De la misma manera dijo la Sala en la mencionada sentencia, y ahora lo reitera, que el mecanismo de establecer límites a la participación en una empresa generadora, comercializadora o distribuidora de energía que, como ya se dijo, conduce a desarrollar la finalidad prevista en el artículo 73, numeral 73.25, de la Ley 142 de 1.994, de evitar la concentración de la propiedad accionaria, indirectamente contribuye a evitar abuso de la posición dominante, pues en la medida en que exista mayor concentración de la propiedad accionaria ello puede contribuir a que en un momento dado se puedan adoptar conductas que se traduzcan en un abuso de esa posición.

De tal manera que las regulaciones relativas a los límites máximos de participación en el mercado previenen situaciones que puedan llegar a constituir abuso de la posición dominante y,

desde esta perspectiva, lejos de contrariar las normas superiores a que alude la demanda, se avienen a sus postulados.

Es preciso resaltar, frente a los cargos referentes a la violación del principio de igualdad y el derecho a la libre asociación, que, conforme lo precisó el señor Agente del Ministerio Público, en el acto acusado no se vislumbra un trato desigual, ya que, por el contrario, en él se exige un límite máximo de participación en el mercado frente a todas las personas naturales o jurídicas; así como tampoco se advierte vulneración del derecho de asociación, pues no se está impidiendo la organización ni constitución de empresas.

Finalmente, resalta la Sala que los razonamientos que anteceden también son válidos para descartar la violación de los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994, a que se contraen los cargos 8° y 9° de la demanda sustentados en la consideración de que la entidad demandada distorsiona el contenido y alcance de tales normas; y el referente a 'Desviación de las atribuciones propias del funcionario', a que alude el cargo 1°, que se fundamenta en una incorrecta interpretación de las normas relacionadas con la competencia de la CREG". (negrilla fuera del texto original)

Por lo expuesto, se concluye que la CREG tiene la competencia legal de establecer quiénes pueden desarrollar la actividad de comercialización en los mercados de gas.

Finalmente se destaca que conforme a la Resolución CREG 057 de 1996 se define interés económico de la siguiente manera:

*"**ARTICULO 6o. INTERÉS ECONÓMICO.** Para los propósitos de esta resolución, se considera que hay un interés económico de una empresa de transporte de gas natural en otra empresa cuyo objeto sea la producción, enajenación, comercialización, o distribución, del mismo producto, en los siguientes casos:*

a) Cuando estas empresas, sus matrices, sus subordinadas o sus vinculadas sean parte en un contrato para compartir utilidades o reducir costos, o en cualquier clase de contrato de riesgo compartido con empresas productoras, comercializadoras o distribuidoras de gas natural; o

b) Cuando una empresa productora, comercializadora o distribuidora tiene:

- Acciones, cuotas o partes de interés en el capital en la empresa transportadora en un porcentaje superior al veinticinco por ciento (25%) del capital social;
- Créditos a cargo de la empresa transportadora en condiciones más favorables que las prevalecientes en el mercado;
- Cualquier influjo en la determinación del precio del transporte o de los servicios ofrecidos por la transportadora.

c) Cuando una empresa transportadora tiene acciones, cuotas o partes de interés en el capital de una empresa comercializadora, distribuidora o gran consumidora de gas natural, en un porcentaje superior al veinticinco por ciento (25%) del total del capital social.

d) Las empresas productoras de gas natural podrán poseer acciones de una misma empresa que tenga por objeto la distribución de ese bien, sin que la participación individual de una empresa productora pueda exceder del 20% del capital de la entidad receptora. En ningún caso el capital de una empresa distribuidora de gas natural podrá pertenecer en más del 30% a empresas productoras de gas natural. Los porcentajes anteriormente especificados aplican igualmente para Ecopetrol, sin perjuicio del plazo especificado en el capítulo VIII de esta Resolución.

e) Las empresas transportadoras de gas natural no podrán participar en la actividad de comercialización de gas natural, salvo lo dispuesto en el literal c de este artículo.

Las empresas a que se refiere este artículo, deberán proporcionar a la Comisión , cuando esta lo solicite, un certificado que acredite el cumplimiento de las obligaciones de no hacer que consagran este artículo y el 5o de esta resolución.

PARÁGRAFO: *En los términos del artículo 14.34 de la Ley 142 de 1994 y cuando fuere del caso, la Superintendencia podrá utilizar como criterios adicionales para establecer la existencia de interés económico, las normas de los artículos 449 y siguientes del Estatuto Tributario y los artículos 260 y siguientes del Código de Comercio sobre sociedades matrices, subordinadas y vinculadas."*

Así las cosas, teniendo en cuenta el concepto de "vinculación económica" establecido en la regulación y atendiendo el comentario de Ecopetrol, para darle claro alcance, en la resolución definitiva se ajustó la definición de comercializador conforme a los porcentajes señalados en el literal d) de dicho artículo. Esta disposición implica, tal y como se desprende de su sentido lógico, que en la conformación de las empresas comercializadoras de gas natural no podrá concurrir un productor-comercializador en un porcentaje mayor al 20%, ni un grupo de empresas productoras de gas natural en un porcentaje superior al 30%.

c. *"Se solicita que se incluya al Productor Comercializador dentro de la lista de posibles compradores de gas, pues puede suceder que un Productor tenga que algunos consumos de gas en ubicaciones donde no le queda cercano ninguno de sus campos y requiera comprar el gas a otros productores".*

Respuesta

Un vendedor puede actuar como comprador de gas en el mercado secundario. Es decir que cuenta con un mecanismo para adquirir de otros vendedores el gas que pueda necesitar.

d. *"Esta definición no corresponde con lo previsto en el artículo 2 del Decreto 2100 de 2011, el cual define a los agentes operacionales de la siguiente forma: "Agentes Operacionales: Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes. Para los efectos de este decreto el Comercializador de GNCV es un Agente Operacional".*

La definición prevista en el Proyecto Resolución excluye al referenciar a personas naturales que participan en el mercado y señala un listado de agentes operacionales que no encuentran total concordancia con la definición y con el listado que señala el Decreto 2100 de 2011. Consideramos que la CREG, por vía de regulación, no puede desconocer definiciones expresamente contempladas en normas de superior rango como son los decretos reglamentarios.

En conclusión, consideramos que la regulación contraviene una norma reglamentaria y de superior rango a la regulación, como lo es el Decreto 2100 de 2011 en materia de definición de los agentes comprendidos como agentes operacionales y participantes del mercado de gas.

Propuesta: Debe mantenerse la definición de Agentes operacionales que señala el Decreto 2100 de 2011".

Respuesta

La definición de participantes del mercado contenida en la propuesta de la Resolución CREG

113 de 2012 acata los lineamientos establecidos en la Ley 142 de 1994 y en sus normas reglamentarias, en cuanto a las actividades y participantes cuya regulación compete a la CREG.

Siguiendo los parámetros de las normas superiores, la definición de participantes del mercado establece de manera precisa quiénes pueden participar en él, con sujeción, como se dijo, a las actividades que por ley corresponde regular a la CREG. Se incluye la relación de cesión, lo cual se ajusta a la legislación comercial colombiana y a regulación anterior de la CREG, especialmente el RUT, así como las diferencias entre los agentes comercializadores, bien se trate de comercializadores de gas natural o comercializadores de gas natural importado. En todo caso, como se señaló en respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura del procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

e. "Sugerimos que la CREG revise esta figura, pues entendemos que cuando se menciona al procesador de gas, se refiere a la actividad que desarrolla el productor en campo para colocar el gas en condiciones RUT. La Ley 401 de 1997 señala que el productor puede adelantar la actividad de procesamiento en términos muy similares a los cuales, el proyecto de resolución se refiere cuando define al procesador de gas en el SNT. No es claro, en esta medida, si la CREG está tomando dicha actividad del productor para convertirla en una labor propia de un agente independiente. Lo anterior, desbordaría la competencia de la CREG, toda vez estaría creando vía regulación, algo que la ley ya definió en otros términos y con un alcance específico".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario del literal b del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

f. "Participación de los generadores térmicos en el mercado primario

El artículo 16 de la propuesta, define que las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización, -en los cuales se encuentran los agentes térmicos-, podrán participar en el mercado primario de gas natural.

Sin embargo, conviene precisar si se refiere a que la empresa sea una E.S.P. y su objeto social sea el de comercialización de energía en general, o si se refiere a que el objeto social debe ser específico en comercialización de gas natural, por lo que de ser así, las generadoras térmicas podrían quedar restringidas en el libre desarrollo de su actividad económica, lo cual no sería adecuado".

Respuesta

Ver respuesta al comentario del literal b del numeral 1 de la sección 2.5.3 de este documento.

11. Emgesa

"Solicitamos nos aclaren por qué un Comercializador no puede tener vinculación económica alguna con los productores-comercializadores ni con comercializadores de gas importado?".

Respuesta

Ver las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a, y numeral 3, literal b de este documento.

12. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

"En relación con los compradores participantes del mercado mayorista, solicitamos la incorporación de la condición establecida en la Resolución CREG 118 de 2011 – Artículo 8, mediante la cual se impide que un comercializador puro compre gas y lo revenda a la demanda esencial. Esto debido a que debe protegerse a la demanda para evitar posibles sobrecostos que atentan contra la eficiencia de precios".

Respuesta

El comprador que solicita cantidades de gas superiores o inferiores respecto a las cantidades reales que requiere para atender a la demanda está asumiendo los riesgos de: i) pagar por un gas que puede no ser remunerado y por lo tanto se convierte en pérdidas económicas; ii) vender excesos en el mercado secundario a un precio que podría ser inferior al precio al que compró en la subasta; o ii) no encontrar contratos de gas en el mercado para atender a los usuarios que atiende. En este sentido los compradores deben tener la libertad de solicitar las cantidades de gas que consideren convenientes para desarrollar idóneamente su actividad.

Adicionalmente, como se mencionó en el Documento CREG-062 de 2012 la subasta de gas propuesta es un mecanismo que permite promover la formación de precios eficientes y procurar la asignación eficiente del gas natural.

Conforme a lo anterior, no se acoge el comentario transcrito.

13. Gas Natural

a. *"La participación de algunos agentes (Petroquímicos y Procesadores de gas) bajo un régimen de negociación bilateral en el mercado primario, discrimina el resto de participantes, y no favorece al sector de gas natural existente, quien ha viabilizado inversiones estratégicas y desarrollado una demanda estable, con beneficios sociales y económicos para el País. La justificación asociada a la Ley 401 de 1997 es insuficiente para evitar que estos actores participen en la contratación bajo las reglas de un mercado organizado.*

   A nuestro entender, esta disposición distorsiona lo previsto en la ley 401 de 1997, que hace referencia explícita a las actividades asociadas al upstream y la exclusión de agentes en las reglas de comercialización no cumple con el propósito fijado en la misma ley de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas".

Respuesta

De acuerdo con la Ley 401 de 1997, algunos de los participantes del mercado mayorista de gas natural tienen libertad para negociar el gas natural. Por esta razón la Comisión no puede fijar mediante regulación reglas que estén en contravía de una norma superior jerárquica como la ley. Por tanto no se acoge el comentario.

b. ***"Procesador de gas natural en el SNT***

   La propuesta sobre el Procesador no fue presentada ni discutida en el proceso previo a la emisión de esta normativa, y no está claro en que favorece al sector de gas natural en Colombia. Por el contrario, en nuestra opinión, este agente genera costos indirectos que serán distribuidos a todo el sector de gas natural.

En ese sentido, solicitamos que el Procesador no sea considerado como agente participante del Mercado Mayorista, que compra y vende suministro de gas natural en el Mercado Primario, sino que se le de trámite a esta figura desde el upstream o desde el SNT a través de acuerdos con los compradores y transportadores, remunerando los costos que origine. Lo anterior ya que como fue presentado en la propuesta, genera distorsiones de mercado, así:

- *Destruye oferta de gas, producto de la caída de energía contenida por cada unidad de volumen, en un momento en que se requiere maximizar la disponibilidad de oferta para atender los mercados existentes.*
- *Genera distorsiones de mercado por la liberalidad que se le otorga para participar en el mercado primario como comprador (sin limitar el volumen a contratar en función de la capacidad de procesamiento) y vendedor (sin restricción a la obtención de márgenes de intermediación).*
- *Afecta la contratación de transporte para todos los agentes que tendrían que incrementar sus capacidades desde el punto de entrada del Procesador, por efecto de la pérdida de energía asociada por unidad de volumen, encareciendo los costos de prestación del servicio.*
- *Conduce, vía márgenes de intermediación del mercado primario, a apalancar la producción de GLP, competencia del gas natural en segmentos industriales y vehiculares".*

Respuesta

Ver las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.3, numeral 1, literal a, y numeral 2, literal b. En todo caso, como se señaló en respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura del procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

14. Grandes consumidores industriales

a. *"(...) el usuario final gran consumidor que actualmente cuenta con la posibilidad de negociar directamente sus contratos de suministro con el Productor comercializador o con cualquier otro comercializador incluyendo el comercializador distribuidor y de transporte con el transportista, ahora queda reducido al mercado minorista con una única alternativa de negociación, en teoría con cualquier comercializador, pero en la práctica con el comercializador distribuidor de su zona".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3.

b. *"La propuesta de solución tampoco corrige ese aspecto sino que lo profundiza. La demanda estaba por primera vez tomando parte activa en las negociaciones de gas que se dieron a finales del año pasado y tuvo la oportunidad de negociar directamente con el Productor Comercializador. Esa negociación directa fue muy constructiva y la que en buena parte permitió alcanzar niveles de precios competitivos para la industria, los cuales también generaron completa satisfacción por parte de los Productores Comercializadores.*

La propuesta claramente reduce la posibilidad de agentes del lado de la demanda, haciendo que en el mercado mayorista únicamente puedan participar en la práctica los Comercializadores Distribuidores.

En ese sentido lo que en realidad se va a presentar es una situación en la que, por el lado de la oferta van a concurrir máximo cinco agentes, y por el lado de la demanda no mas de siete. Eso no es una estructura de mercado que promueva la competitividad.

Influye notoriamente también en la falta de competitividad la Resolución CREG 171 de 2011, en lo tocante a la imposibilidad de los grandes consumidores de conectarse a la red de transporte".

(...) considera que la CREG erróneamente supone que la única posibilidad de abuso de posición dominante en el mercado de gas se esta dando por parte del Productor Comercializador. En realidad es que ese abuso se presenta a lo largo de toda la cadena. Por ejemplo, en Colombia la mayoría de los usuarios finales grandes consumidores son exclusivamente atendidos por el comercializador de la zona. No hay posibilidad de que participe ningún otro comercializador, ni siquiera comercializadores distribuidores de otras zonas del país.

En ese sentido la propuesta de Resolución no solamente no corrige este aspecto sino que lo profundiza al dejar al comercializador distribuidor como la única opción real con quien el usuario final gran consumidor podrá negociar el gas".

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 y del literal b del numeral 1 de la sección 2.2.

De otro lado, teniendo en cuenta que los grandes consumidores industriales señalan en forma explícita que *"la CREG erróneamente supone que la única posibilidad de abuso de posición dominante en el mercado de gas se está dando por parte del Productor Comercializador. <u>En realidad es que ese abuso se presenta a lo largo de toda la cadena</u>. Por ejemplo, en Colombia la mayoría de los usuarios finales grandes consumidores son exclusivamente atendidos por el comercializador de la zona. No hay posibilidad de que participe ningún otro comercializador, ni siquiera comercializadores distribuidores de otras zonas del país"*, la Comisión dará traslado de sus comunicaciones a la Superintendencia de Industria y Comercio para que dicha entidad, dentro del marco de sus competencias, adelante las actividades que considere pertinentes.

Vale la pena señalar, en todo caso, que la agenda regulatoria prevé la adopción de nuevas medidas regulatorias que le serían aplicables a todos los prestadores de las diferentes actividades involucradas en la prestación del servicio público domiciliario de gas natural. En efecto, buena parte de las medidas programadas para el presente año ya han sido sometidas a consulta de los interesados.

15. Juan Manuel Jaramillo Toro

"El borrador de resolución no tiene en cuenta a los usuarios no regulados. Están eliminando la potestad que tiene un usuario no regulado de poder comprar directamente el servicio. Para garantizar competencia; como esta expresado en el espíritu de la norma; se debe ampliar la base de los usuarios no regulados que puedan acceder al mercado; es decir incrementar la participación de los consumidores con las compras a comercializadores o directas. Hay competencia; cuando hay muchos compradores y vendedores; en Colombia se debe mantener regulada la oferta por carecer de un número importante de oferentes; pero se debe ampliar la base de la demanda no regulada; bajando el límite de 100.000 pcd; a una cifra menor que permita entrar en ella un importante número de usuarios y se desarrolle la competencia por el lado de la intermediación y la demanda".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento. En relación con la reducción del límite para que un usuario sea considerado no

regulado, es un tema que no es parte del alcance de esta propuesta. La misma debe ser analizada en regulación posterior.

16. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Procesador de gas. Sobre este aspecto opinamos que no es claro el límite de las actividades que puede realizar un procesador e, independientemente de la claridad que a futuro pueda emitir la regulación, no es razonable que exista un agente procesador con: i) privilegios injustificados dentro de un marco competitivo, ii) posibilidades de negociar bilateralmente dentro del mercado primario y iii) posibles intereses en sustitutos del gas natural, sin la presencia de un marco que regule los límites de interés económico que deben mediar para que se genere una sana competencia".

Respuesta

Ver las respuestas dadas en atención a los comentarios del literal a del numeral 1, y del literal b del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento. En todo caso, como se señaló en respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura del procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

17. Promigas

*"**Artículo 16. Compradores de gas natural**. Debe permitírsele a los transportadores comprar el gas necesario en el mercado primario y de manera bilateral para la operación de los compresores del SNT. El transportador debe ser considerado comprador de gas natural en el mercado primario en caso de que este lo requiera para el gas combustible de compresores, de no darse esto, ante una aplicación del decreto 880 el gas combustible requerido para la operación del sistema podría no ser asignado debido al orden de prioridad".*

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a, y la sección 2.2, numeral 1, literal b.

18. Termobarranquilla

*"**Vinculación Económica.** Teniendo en cuenta que de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente, los agentes térmicos pueden respaldar sus Obligaciones de energía Firme con gas natural importado, que para ello existe la posibilidad de estas u accionistas de ellas participen en la sociedad que lleve a cabo la terminal de importación de gas, y que igualmente existe la posibilidad que la sociedad constituida desarrolle la actividad de comercialización de gas natural importado, se requiere mayor claridad respecto a:*

La limitación que se propone para el comercializador de gas natural en Colombia, en cuanto a que estos no pueden tener vinculación económica con un comercializador de gas natural importado. Al respecto se sugiere i) Aclarar "Vinculación Económica", ii) De acuerdo con la definición de Vinculación Económica que adopte, mantener la coherencia y concordancia requerida con la resolución que viabiliza el respaldo de OEF con GNL, y iii) Teniendo en cuenta que no obstante los agentes térmicos están viabilizados para adquirir el gas en el mercado primario como comercializadores, estos primordialmente compran el gas requerido para su operación, ya que la condición de comercializador en su objeto social fue una consecuencia de los altos niveles de Take or Pay que años atrás debió adquirir, aun cuando no le era posible consumirlos, viéndose obligado a venderlo inclusive a un menor precio para no incurrir en mayores pérdidas".

Respuesta

Ver respuesta a los comentarios de la sección 2.2, numeral 1 de este documento. En la propuesta final se hacen ajustes en la definición de comercializador, eliminándose la restricción referida en el comentario.

Adicionalmente, en la propuesta final se incluyeron las siguientes modificaciones en relación con los comercializadores de gas importado:

- Los comercializadores de gas importado sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

  - Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

  - Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

- Los comercializadores de gas natural importado podrán negociar directamente con los generadores térmicos el suministro del gas natural, con destino a la atención de la demanda del sector térmico, mediante la modalidad de contratos con interrupciones. Estos contratos tendrán duración mensual. Solamente en este caso los comercializadores de gas natural importado no estarán obligados a dar aplicación a lo dispuesto en el Anexo 9 de esta Resolución.

19. Termovalle

"Considerando la alta participación en la demanda nacional de gas de las plantas termoeléctricas, se debería considerar a los agentes generadores como participantes del mercado autorizado por la regulación, tanto en el mercado primario como en el secundario sin verse en la obligación de incluir en su objeto la comercialización de gas, definiéndose de manera explícita en la resolución definitiva".

(...) Por claridad de la resolución se propone precisar que los generadores térmicos como participantes del mercado primario y secundario, pueden realizar negociaciones de compra dirigido a su consumo propio".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario del literal b del numeral 1 de la sección 2.5.3 este documento.

20. TGI

a. *"Dadas las necesidades de gas natural que tienen los transportadores para su operación, es importante que este sea incluido dentro de los posibles compradores en el mercado primario. Es de resaltar que de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 los transportadores se encuentran contenidos dentro de la demanda esencial, por lo que no resulta coherente que dentro de la Resolución en discusión no se les permita ejercer como compradores en el mercado primario.*

Así mismo, considerando el esquema vigente de asignación al transportador de la responsabilidad de abastecimiento y pago directo del gas para las estaciones de compresión, reiteramos nuestra sugerencia de permitir a los transportadores comercializar en el mercado secundario los excedentes de dicho gas de compresión ampliando así las opciones de oferta presentes en el mercado secundario.

Con respecto a la modificación de las disposiciones establecidas en materia de integración vertical a las cuales la CREG ha hecho referencia como respuesta a la mencionada sugerencia de TGI, nos permitimos citar la respuesta dada por la CREG al Grupo Energía de Bogotá a través de la comunicación CREG S-2010-003808, cuando se le preguntó sobre el caso en el cual un productor que permite a un tercero el libre acceso a su gasoducto de conexión no está obligado a transferir al transportador incumbente dicho gasoducto. La CREG afirmó lo siguiente: 'Las disposiciones de la Resolución CREG 126 de 2010 permiten parcialmente la integración vertical entre las actividades de suministro y transporte. Nótese que las disposiciones del numeral 23.1 de la mencionada Resolución no establecen que el productor comercializador deba constituirse en transportador por el hecho de permitir acceso a una conexión de su propiedad'. En la comunicación señalada se está permitiendo parcialmente una integración vertical por parte del Productor, por lo cual entenderíamos que es posible que se permita parcialmente una integración vertical por parte del Transportador concediéndole la posibilidad de comercializar en el mercado secundario el gas de operación de las estaciones de compresión que quede como excedente una vez cumplidas sus obligaciones".

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a y la sección 2.2, numeral 1, literal b, de este documento.

Frente a la solicitud de permitir parcialmente a los transportadores una integración vertical con la actividad de comercialización para vender en el mercado secundario el gas de operación de las estaciones de compresión que quede como excedente, se considera que lo más conveniente es que los transportadores no puedan ser comercializadores, ni siquiera de manera parcial, con el objetivo de promover el libre acceso a la infraestructura de gas natural y reducir la posibilidad de ocurrencia de situaciones que conlleven a ejercicio de prácticas restrictivas de la competencia.

Con la nueva propuesta, el transportador, al igual que los usuarios no regulados, tendría la libertad de participar directamente en el mercado primario para comprar el gas que requiere para el funcionamiento de sus estaciones de compresión pero los excedentes sólo podrán ser comercializados en el mercado secundario directamente a través del mecanismo úselo o véndalo. Otra opción para los transportadores es conseguir un comercializador que los represente en el secundario y que se encargue de la compra y venta del gas de acuerdo con las necesidades de consumo del transportador.

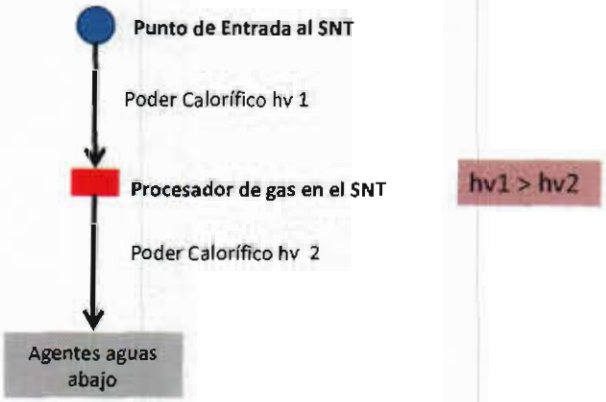
b. *"Con el fin de no afectar de manera negativa la competitividad de los Industriales, debería seguir permitiéndoseles la adquisición tanto de gas como de transporte en el mercado primario".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento.

c. *"En la Resolución 113/2012 los 'Procesadores de gas en el SNT' son presentados como una categoría que amerita su consideración de forma separada de los demás agentes que participan en la cadena; en este sentido y teniendo en cuenta el impacto que pueden generar los*

procesadores de gas en el sector, es importante que se establezcan de forma anticipada las reglas y condiciones para el desarrollo de esta actividad. De manera ilustrativa se presenta en el siguiente esquema uno de los impactos que puede tener en la actividad de transporte.



Como se observa en la figura anterior, la actividad desarrollada por el Procesador de Gas del SNT provoca que el gas natural residual inyectado por éste al SNT presente un poder calorífico (hv2) inferior al que presentaba el gas en el momento en el que fue tomado el Procesador (hv1). Al disminuir el poder calorífico del gas, los agentes que se encuentran aguas abajo tendrán que pagar mayores valores por concepto de transporte y distribución.

Por definición, los Procesadores de gas del SNT deben inyectar el gas dentro de las condiciones de calidad establecidas en el RUT; sin embargo, esto no implica que lo entreguen con el mismo poder calorífico con el que lo recibieron.

Por otra parte, entendemos que el procesador de gas natural, una vez desarrolle su actividad de procesamiento, debe entregar el gas natural residual en un punto de entrada del sistema nacional de transporte con el fin de venderlo a los agentes interesados. En este sentido, respetuosamente solicitamos aclarar en la Resolución definitiva, el mecanismo que utilizará el procesador para llevar el gas hasta dicho punto. (...)

(...) Procesadores de gas natural en el SNT

Consideramos que si bien la Ley 401 de 1997 indica que "las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el Servicio Público Domiciliario, comercial e industrial del gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales y petroquímicos", se debe entender que los procesadores de gas del SNT deben ser considerados como agentes propios de la cadena del gas ya que consecuentemente con el retiro de los líquidos se convierten de hecho en generadores de calidad del suministro del gas. Es de anotar que aún el gas en condiciones RUT bordeando el límite superior todavía no es apto para ciertos procesos de la cadena del gas tal como la operación de motores reciprocantes que exigen un número de metano superior a 80.

Adicionalmente, en el retiro de líquidos de las Plantas Procesadoras de gas, la porción más importante suele ser de gas licuado de petróleo (GLP). Así como también es requerido el retiro de líquidos previo al proceso de licuefacción del gas natural (LNG), particularmente cuando estas plantas se ubican sobre corrientes de gas provenientes del gas asociado al petróleo como es el caso de Cusiana que cumplen RUT con un poder calorífico relativamente alto y un numero de metano por debajo de los requerimientos de algunas tecnologías.

Limitar al procesador del gas como si fuera industria petroquímica seria un error ya que los principales derivados serían gas licuado de petróleo, etano y el mismo gas natural líquido, además de que se brinda la posibilidad de operar como centros de gas comprimido. Además,

una porción importante de energía requerida para el proceso es el mismo gas. De otro lado limitar con la definición el actuar de los procesadores de gas limita su iniciativa empresarial-

Por lo tanto, creemos que la mejor clasificación sería que fueran empresas de servicios públicos domiciliarios para crear nexos de regulación y control en el sector de gas".

Respuesta

Ver las respuestas dadas en atención a los comentarios del literal a del numeral 1 y del literal b del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento. En todo caso, como se señaló en respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura del procesador de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

2.5.4. Capítulo IV. Transacciones de gas natural

1. Abonos Colombianos S.A.

a. *"Consideramos necesario permitir al sector industrial, la negociación bilateral en el mercado primario de gas, pues dicha figura contribuye en el desarrollo y facilidad de los negocios, máxime cuando nos referimos al gas como materia prima esencial dentro del proceso productivo, como es el caso de ABOCOL. La negociación bilateral del gas, hasta el momento, ha funcionado de manera, ordenada, eficiente y transparente, y no encontramos razón para que la CREG elimine dichos acuerdos bilaterales.*

Adicional a esto, y como lo ha planteado la CREG en el Proyecto de Resolución, el nuevo esquema de negociación de gas, incrementa los costos de suministro y no le agrega valor a la cadena, lo que perjudica al sector industrial, pues disminuye la competitividad del sector en el mundo.

Es lamentable, que se pretenda dar soluciones al sector gas natural sin tener en cuenta a los agentes industriales, que somos actores y catalizadores principales del mercado del gas de manera PERMANENTE. Nuestros procesos son continuos, duran 365 días del año, nuestros contratos serán de acuerdo a lo señalado en la Resolución en estudio, del 100% de la capacidad contratada, y aun así nos encontramos con la imposibilidad de suscribir CONTRATOS BILATERALES con los productores y transportadores lo cual se constituye en un gran obstáculo que nos impide asegurar LA MATERIA PRIMA -GAS NATURAL- para nuestras industrias, a lo cual se agrega el hecho de que el 100% de la industria no tiene COMBUSTIBLES SUSTITUTOS, como si lo tiene el sector TERMICO y GNV, ocasionando por tanto graves consecuencias en el costo de producción de nuestro producto final fertilizantes y por ende afectando a este sector tan importante dentro de la industria nacional.

Esta solicitud también es soportada sobre la base que nuevos o actuales inversionistas, que quieran abrir nuevas plantas productoras industriales necesitan tener señales seguras de poder contratar de manera eficiente, de largo plazo y en firme su gas natural.

Así las cosas, recomendamos que se le permita al sector industrial suscribir contratos bilaterales con productores y transportadores".

Respuesta

La propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 está encaminada a regular aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural. Así, la propuesta contiene las disposiciones regulatorias que aplicarían a las transacciones en el mercado primario y en el mercado secundario: i) cuáles son las modalidades contractuales que allí se pueden

negociar; ii) cuáles son las condiciones y los requisitos mínimos de dichas modalidades contractuales; iii) quiénes las pueden negociar; y iv) cómo las pueden negociar.

La Comisión ha identificado la necesidad de que los agentes que participen en esos mercados sean empresas sujetas a la regulación de la CREG y a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. De lo contrario se podría comprometer el cumplimiento del marco regulatorio propuesto. En este sentido, la propuesta plantea un cambio en la forma como los usuarios no regulados accederían al servicio público domiciliario de gas natural. La reforma propuesta consiste en el uso de los servicios de comercializadores de gas natural, empresas que en efecto están sometidas a la regulación.

Esta figura no es extraña para los usuarios no regulados, pues de hecho sus consumos del servicio público domiciliario de energía eléctrica están representados en el mercado mayorista de energía eléctrica por comercializadores de ese servicio, empresas que interactúan con los generadores, transmisores y distribuidores para prestar el servicio a los usuarios finales.

No obstante lo anterior, tal como se expone en la respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento, después de analizar los diferentes comentarios recibidos en relación con este asunto se llegó a la conclusión de que es posible ajustar la propuesta regulatoria en el siguiente sentido: i) los usuarios no regulados podrán continuar participando como compradores en el mercado primario; y ii) dichos usuarios no podrán participar en forma directa como compradores en el mercado secundario, sino que deberán hacerlo a través de comercializadores; la excepción a esta regla se dará en los procesos úselo o véndalo, cuando los usuarios no regulados participen como vendedores. En la medida en que la participación de los usuarios no regulados se limitará a definir el precio de reserva cuando venden sus excedentes a través de los procesos úselo o véndalo (ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento), no habría razón para involucrar a un comercializador en el lado de la oferta. En las respuestas mencionadas se exponen los argumentos en los que se fundamentan estos ajustes a la propuesta original.

De otro lado, frente a la sugerencia de permitir las negociaciones directas como mecanismo para la comercialización de gas natural, es preciso tomar en consideración que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 previó múltiples escenarios para la realización de este tipo de negociaciones. Adicionalmente, a partir del análisis de éste y otros comentarios sobre la materia, la Comisión ha previsto otros escenarios para la realización de este tipo de negociaciones, como se expone en la respuesta al comentario del literal b del numeral 3 de la sección 2.5.4 de este documento.

Finalmente, es necesario hacer las siguientes precisiones frente a las afirmaciones de Abonos Colombianos S.A.:

- La CREG no ha planteado que *"el nuevo esquema de negociación de gas, incrementa los costos de suministro y no le agrega valor a la cadena"*. Por el contrario, el esquema de comercialización propuesto busca aumentar la transparencia y la liquidez del mercado, lo cual debe redundar en la formación de precios eficientes. Así mismo, la gestión de los comercializadores en éste y en otros mercados aporta valor a la cadena.

- La propuesta regulatoria ha considerado no sólo los intereses de los consumidores industriales sino también los de todos los demás agentes de la cadena. La propuesta

sometida a consulta es el resultado de los análisis llevados a cabo por la Comisión durante varios años y en los que se dio cabida a que todos los agentes del mercado, incluyendo los consumidores industriales, expresaran sus necesidades. Precisamente Abocol fue una de las empresas invitadas a participar permanentemente en los análisis que precedieron la propuesta regulatoria.

b. *"Respecto a los plazos de los contratos (de 1 y 5 años), consideramos que es un plazo muy corto, pues los estudios económicos para evaluar la viabilidad de los proyectos, tanto industriales como de cogeneración, que utilicen gas natural como combustible, requieren plazos superiores.*

   Recomendamos que estos contratos tengan una duración mínima de 4 a 8 años"

Respuesta

Es de observar que, según lo previsto en el artículo 20 de la Resolución CREG 113 de 2012, los contratos que resulten de negociaciones directas tendrán la duración que acuerden las partes. La única condición que deben considerar las partes es que dichos contratos deben tener como fecha de terminación el 30 de noviembre de un año cualquiera. Esto último con el propósito de aportarle liquidez al mercado. Precisamente con este mismo propósito en la resolución definitiva se establece que los contratos que resulten de las negociaciones realizadas durante los períodos anuales de negociación directa podrán tener una duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años, manteniéndose la condición de que deben tener como fecha de terminación el 30 de noviembre.

Ahora bien, la propuesta contempla que los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas ofrecidos a través del esquema de subastas tengan una duración de uno (1) o cinco (5) años. Debe tenerse en cuenta que el objeto de limitar el número de productos ofrecidos en la subasta es promover la liquidez de ese mecanismo de comercialización. Así mismo, se debe recordar que las duraciones mencionadas surgieron del análisis de las necesidades y los intereses expresados por los diferentes agentes de la cadena en las múltiples reuniones de trabajo en las que participaron.

Si bien no ha habido un consenso alrededor de las duraciones que los vendedores están dispuestos a ofrecer y que los compradores están dispuestos a contratar, la Comisión ha encontrado que uno (1) y cinco (5) años son los tiempos que más se aproximan a sus requerimientos. Por lo anterior, no se considera conveniente modificar las duraciones propuestas.

Finalmente, buena parte de las negociaciones de gas natural se realizarían con una frecuencia anual, de manera que con esa periodicidad los interesados podrían acceder a contratos de uno (1) y cinco (5), y en algunas ocasiones a contratos de más de cinco (5) años de duración.

2. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"Reiteramos que es fundamental que el esquema de subastas de gas considere un producto que se ajuste y esté coordinado con las asignaciones del cargo por confiabilidad del sector eléctrico. Por ejemplo, es necesario que previo al inicio del procedimiento para la asignación de cargo por confiabilidad para un periodo específico, se realice y adjudique una subasta de gas que cubra el periodo de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme que se adjudicarán".*

Respuesta

La propuesta plantea que: i) los contratos que resulten de las subastas tengan como fecha de inicio el 1 de diciembre y como fecha de terminación el 30 de noviembre, fechas que coinciden con el inicio y la terminación de las obligaciones de energía firme; ii) los contratos celebrados como resultado de negociaciones directas tengan como fecha de terminación el 30 de noviembre, fecha que, como ya se mencionó, coincide con la fecha de terminación de las obligaciones de energía firme; iii) las negociaciones de gas natural se realicen con una frecuencia anual y en las mismas se ofrezcan contratos de uno (1) y cinco (5), y en algunas ocasiones contratos de más de cinco (5) años de duración. En este sentido, no es clara la solicitud planteada por Acolgen.

b. *"En este mismo orden de ideas solicitamos que la CREG considere que los contratos que tienen suscritos hoy los generadores térmicos se puedan ajustar para que su fecha de finalización se armonice con las fechas previstas en este proyecto de Resolución".*

Respuesta

Se acoge la solicitud de permitir que se extiendan los contratos vigentes para que su fecha de finalización coincida con las fechas de terminación previstas en la propuesta regulatoria. En este sentido, para el caso de los contratos con fecha de vencimiento anterior al 31 de diciembre de 2013, las partes tendrán la posibilidad de acordar la ampliación de la vigencia de dichos contratos hasta el 31 de diciembre de 2013. Para el caso de los contratos con fecha de vencimiento anterior a un 30 de noviembre, las partes tendrán la posibilidad de acordar la ampliación de la vigencia de dichos contratos hasta el 30 de noviembre inmediatamente siguiente a la fecha de vencimiento.

c. *"•Con el objeto de mitigar la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes productores, solicitamos que la resolución definitiva prevea la posibilidad de la que la Comisión audite los precios de reserva suministrados para las subastas de gas y, en caso de no considerarlos razonables, realice una auditoría internacional que defina el precio de reserva que finalmente será utilizado en la subasta*

•En el reglamento propuesto en el proyecto normativo se puede evidenciar que en la primera subasta de gas no existe control ex ante del regulador en garantizar la eficiencia en los precios del mercado, por lo tanto la demanda se convertirá en tomadora de precios.

•Consideramos importante que la CREG defina un esquema de regulación sobre el precio de reserva, donde permita a la Comisión aplicar algún tipo de restricción en el mecanismo de la subasta cuando evidencie: que no existe competencia, que los precios de oferta de arranque son exagerados o están fuera del mercado, ó de los precios promedios cerrados en la última asignación.

•Con el fin de dar mayor garantía para que la subasta sea más eficiente vemos conveniente que se establezca una reglamentación explicita asociada a la primera subasta (precios de referencia o precios de reserva) y la promoción de la competencia, considerando que serán los referentes para las siguientes subastas. Además es importante tener reglas claras que permitan determinar que pasa si la subasta es fallida o no llegase a cerrar."

Respuesta

Frente a estas solicitudes, no se considera necesaria la regulación del precio de reserva por las mismas razones en que se fundamenta la liberación de los precios del gas natural puesto en cualquier punto de entrada al sistema nacional de transporte. Para un mejor entendimiento

de estas motivaciones se sugiere el estudio del Documento CREG-054 de 2012, en el cual se soporta la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 097 de 2012.

Adicionalmente, no resulta congruente que Acolgen exprese su preocupación por un posible ejercicio de poder de mercado por parte de los productores-comercializadores y al mismo tiempo solicite espacio para negociar directamente con los mismos (ver el comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d.

d. *"Tal como se previó en las reglas para la comercialización de gas natural en la transición (Res. CREG 118 de 2011 y modificaciones), se debe permitir la comercialización de gas bilateral cuando en cada uno de los puntos del SNT y en cada uno de los productos la oferta total supere la demanda total. Este esquema demostró ser eficaz en la comercialización de gas en el periodo de transición y resulta coherente con la posibilidad de que la oferta de gas se amplié en los próximos años (al punto que garantice la atención confiable de la demanda esperada del combustible)".*

Respuesta

La propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 busca introducir mejoras al marco regulatorio vigente, incluido el diseñado para el período de transición según lo dispuesto por el Decreto 2100 de 2011. Una de tales mejoras está en los procedimientos utilizados para determinar si en el mercado se presenta equilibrio entre la oferta y la demanda, exceso de demanda o exceso de oferta, como pasa a exponerse.

Según lo dispuesto en la Resolución CREG 118 de 2011, la forma de comercialización del gas natural proveniente de fuentes con precio libre se debía determinar a partir de la comparación entre las ofertas de producción total disponible para la venta en firme, ofertas de PTDVF, y las solicitudes de compra. De acuerdo con la resolución mencionada, las ofertas de PTDVF debían corresponder a las cantidades de gas por campo o punto de entrada al SNT, respecto a la PTDV declarada, que los productores-comercializadores estarían dispuestos a ofrecer bajo modalidad contractual en firme. La misma resolución dispuso que las solicitudes de compra debían entenderse como expectativas de compra.

Nótese que dentro del marco de la Resolución CREG 118 de 2011 las cantidades que debían presentar los productores-comercializadores correspondían a las cantidades que estarían dispuestos a vender, sin que los productores-comercializadores tuvieran que revelar el precio al cual efectivamente venderían dichas cantidades. En el caso de los compradores, las cantidades que debían presentar en sus solicitudes de compra correspondían a sus expectativas, sin que los compradores tuvieran que revelar el precio al cual efectivamente comprarían esas cantidades.

Así las cosas, la comparación prevista en la Resolución CREG 118 de 2011 correspondía a un balance entre las expectativas de los vendedores y las expectativas de los compradores, sin que dichas expectativas estuvieran asociadas a precios.

Ahora bien, en economía el concepto de oferta se define como la cantidad total de un bien o servicio que está disponible para la venta, a un precio dado. Por su parte, el concepto de demanda se define como la cantidad total de un bien o servicio que el comprador está dispuesto a consumir, a cierto precio. De acuerdo con lo anterior, los balances previstos en la Resolución CREG 113 de 2012 corresponden a comparaciones entre la oferta y la demanda de gas natural, y no a comparaciones entre las expectativas de venta y las de compra.

De acuerdo con lo planteado en la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, en cada una de las rondas de la subasta el subastador debe comparar la oferta agregada de cada producto con la demanda agregada correspondiente, a un nivel de precios determinado.

En el caso de la ronda 0, esto es en la primera ronda de la subasta, el subastador debe comparar la cantidad que los vendedores están dispuestos a vender al precio de reserva con la cantidad que los compradores están dispuestos a comprar a ese precio. Si en la ronda 0 la oferta es mayor que la demanda, se entiende que: i) los vendedores están satisfechos al vender la cantidad ofrecida al precio de reserva; y ii) los compradores están satisfechos al comprar la cantidad demandada al precio de reserva. Así, no hay razón para abrir espacio para una negociación directa. De abrirse ese espacio se estaría ante un incentivo inadecuado para que los participantes en las subastas revelen información que no corresponde a su oferta o a su demanda.

No obstante lo anterior, resulta comprensible que los participantes del mercado prefieran no enfrentarse a cambios en los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas natural, pese a que los cambios propuestos hayan sido anunciados y explicados públicamente con suficiente antelación y pese a la razonabilidad económica de los mismos. En este sentido, en la resolución definitiva se pueden observar las siguientes determinaciones en cuanto a los mecanismos de comercialización:

- A semejanza de lo previsto en la Resolución CREG 118 de 2011, los mecanismos de comercialización a aplicar se determinarán con base en un balance entre las expectativas de oferta y las expectativas de demanda.

- A diferencia de lo previsto en la Resolución CREG 118 de 2011, el balance que sirva de referencia para definir los mecanismos de comercialización a aplicar será el realizado anualmente por la UPME y no el realizado por los productores-comercializadores. Así, se prevé que la UPME realice un balance anual para un período no menor a cinco (5) años. Si las proyecciones realizadas por la UPME indican que en al menos tres (3) de los primeros cinco (5) años habría un exceso de oferta, las negociaciones se realizarían de manera directa entre las partes. Si, por el contrario, las proyecciones realizadas por la UPME indican que en al menos tres (3) de los primeros cinco (5) años habría un exceso de demanda, las negociaciones se realizarían mediante subasta.

- En este último caso se realizaría una subasta simultánea de reloj ascendente, en los términos planteados en la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012. De esta manera, si en la ronda 0 de la subasta la oferta es mayor que la demanda, las negociaciones se realizarán al precio de reserva fijado libremente por los vendedores.

e. *"Con el objeto de garantizar que exista oferta suficiente para atender la demanda nacional de gas en cada uno de los productos que plantea el mecanismo de transacciones, es muy importante que las autoridades dejen claro que:*

   - *Conforme al artículo 23 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación tiene la facultad de prohibir que se facilite a los usuarios del exterior el gas combustible cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las formulas aprobadas por las comisiones.*

- *A pesar de que los productores pueden asumir libremente compromisos de exportación de gas natural (Decreto 2100 de 2011), éstos deberán ser de firmeza condicionada, de tal forma que sobre los mismos puedan suscribirse opciones de compra de gas. Si no se realiza lo anterior, las opciones mencionadas quedarían con el riesgo de no poder suscribirse en la práctica si el productor negocia sus contratos de exportación en firme.*

- *Previo a la suscripción de compromisos en firme de exportación de gas, estas cantidades deberán ser ofrecidas en contratos bilaterales a la demanda nacional.*

Complementariamente, proponemos que se permita también la opción de suscribir OCG contra exportaciones para atender la demanda de las plantas térmicas asociada con generaciones de seguridad o con pruebas de disponibilidad".

Respuesta

La reglamentación del artículo 23 de la Ley 142 de 1994 se encuentra hoy en el Decreto 2100 de 2011, el cual derogó de manera expresa el Decreto 3428 de 2003 y parcialmente el Decreto 2687 de 2008. Así, el Decreto 2100 mencionado contiene la reglamentación de las importaciones y exportaciones de gas combustible. En este sentido, la regulación de la CREG se ciñe a los postulados del reglamento, del que se destaca lo siguiente:

- El artículo 2 del Decreto 2100 de 2011 define el concepto agente exportador de gas como la *"Persona jurídica que exporta gas".*

- Por su parte, el artículo 4 del Decreto 2100 de 2011 determinó la obligación de atención prioritaria de la demanda de gas para consumo interno[98].

- El parágrafo del mencionado artículo 4 señala 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".*

- En el artículo 2 se define el concepto de demanda esencial y en el parágrafo 1 del artículo 5 se determina 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.

- En este mismo orden de ideas, el referido 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*

[98] "los productores, los productores-comercializadores, los comercializadores, los transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno".

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 establece 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.

- Según los artículos 22 y 23 del Decreto se tiene 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.

Por tanto, se observa que la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se ajusta a las determinaciones del Decreto 2100 de 2011, destacándose que en el mencionado Decreto no se observa ninguna restricción en relación con la modalidad de contrato de exportación que pueden pactar los productores-comercializadores.

De otro lado, es de observar que en el artículo 20 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se propone que los productores-comercializadores puedan comercializar gas natural mediante negociaciones directas, entre otros, *"[c]uando, según lo establecido en el artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, tenga como destino las exportaciones"* y *"[c]uando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra de gas, siempre que la cantidad a transar no supere la cantidad vendida o por vender por el respectivo productor-comercializador mediante la modalidad de contrato de suministro con firmeza condicionada con destino a exportaciones"*. En este sentido, la propuesta no restringe la posible suscripción de contratos de opción de compra de gas contra exportaciones para atender la demanda de las plantas térmicas asociada con generaciones de seguridad o con pruebas de disponibilidad.

No obstante lo anterior, es claro que los contratos de exportación de gas natural no están sujetos a los requisitos mínimos establecidos por la CREG. En este sentido, se observa que es necesario introducir el concepto de opción de compra contra exportaciones de tal manera que haya flexibilidad para que las partes pacten la condición económica de entrega del gas para ese tipo de opción. En todo caso se considera pertinente establecer que las condiciones de entrega no podrán estar supeditadas a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos.

f. *"Al no establecerse un límite en la cantidad de gas a comprar por parte de la demanda, se pueden presentar situaciones en las cuales los agentes o participantes del mercado compren la mayor cantidad de gas para luego revenderlo en el mercado secundario, con el fin de evitar que esta situación se presente recomendamos a la Comisión incorporar un límite de la cantidad a comprar o establecer una regla similar desde el punto de vista de la demanda a la del periodo de transición."*

Respuesta

La propuesta de Acolgen en el sentido de establecer límites a las cantidades negociadas corresponde a un mecanismo de asignación administrada. La propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 propende por un mecanismo de asignación de mercado bajo el entendido de que, desde el punto de vista económico, las asignaciones de mercado son más eficientes que las asignaciones administradas.

Por otra parte, las cantidades que demanden los compradores deberán ser consistentes con los incentivos y riesgos que ellos enfrenten. Por ejemplo, en el caso planteado en el comentario, un comprador del mercado primario que compre gas basado en expectativas de precios altos en el mercado secundario con el fin de arbitrar entre mercados, está asumiendo riesgos, ya que si no se presentan precios altos en el mercado secundario este comprador tendría que vender por debajo del precio de compra o incluso podría llegar a pagar por el gas sin tener un comprador en el mercado secundario.

En el caso de compradores que atiendan demanda esencial, medidas como las solicitadas deben ser analizadas en conjunto con la propuesta de la Resolución CREG 153 de 2012 *"Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería"*. Lo anterior por cuanto el eventual problema de que un agente utilice la demanda esencial para comprar mayores cantidades a las requeridas y arbitrar en el mercado secundario, eliminando de esta manera los riesgos de la especulación, debe mitigarse incorporando en la fórmula tarifaria las medidas y los incentivos que no le permitan realizar este tipo de conductas.

En los anteriores términos, no se evidencia la necesidad de limitar la demanda de los potenciales compradores.

3. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"Para la demanda industrial de gas, el nuevo escenario constituye un deterioro a su viabilidad financiera, dado que incrementa el costo de transacción por tener que utilizar obligatoriamente un intermediario (un comercializador) y por no poder suscribir contratos bilaterales con los productores de gas que se ajusten a las necesidades en duración, precio y condiciones de suministro. Esta inflexibilidad genera además i) una disminución en su poder de negociación frente a los comercializadores ya que ni siquiera cuentan con la alternativa real, así no la usen todos los industriales en la práctica, de poder contar con el suministro directo del productor, y ii) una barrera de entrada para la instalación de nuevas plantas industriales que utilicen dicho combustible, constituyéndose por ende, en un obstáculo para el crecimiento tanto de la industria manufacturera como de nuevas fuentes de gas natural".*

Respuesta

Después de analizar éste y otros comentarios recibidos en relación con la conveniencia de permitir que los usuarios no regulados, o quienes representan su demanda, puedan realizar negociaciones directas para contratar el suministro de gas natural se ha llegado a la conclusión de que ésta es una solicitud razonable, como se explica a continuación.

En el Documento CREG-062 de 2012 se plantean los argumentos por los cuales se considera conveniente que los productores-comercializadores puedan negociar la venta de gas natural en el mercado primario, de manera directa, cuando el gas provenga de nuevos campos. En resumen, en el documento se menciona que para iniciar el desarrollo de nuevos campos de

producción, en ocasiones los productores necesitan asegurar un flujo de caja estable con horizontes de planeación mayores a la duración de los productos ofrecidos en la subasta. Al permitir las negociaciones directas para este tipo de eventos se busca que el productor se pueda enfrentar a una menor incertidumbre al momento de realizar el cierre financiero de las operaciones de desarrollo de nuevos campos, y por tanto con la medida se busca incentivar la exploración y explotación de nuevos campos de producción de gas que permitan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente.

Estos mismos argumentos pueden ser esgrimidos por los usuarios no regulados interesados en emprender nuevos proyectos en los que se utilice el gas natural como combustible. Estos usuarios pueden requerir certidumbre sobre la disponibilidad de sus insumos y sobre los costos y gastos en que incurrirán durante un horizonte de planeación mayor a la duración de los productos ofrecidos en la subasta. Así, al permitir las negociaciones directas para este tipo de circunstancias se busca que los usuarios no regulados se puedan enfrentar a una menor incertidumbre al momento de realizar el cierre financiero de sus proyectos.

Por lo anterior, como se señala en la respuesta al comentario del literal d del numeral 2 de la sección 2.5.4 de este documento, si las proyecciones realizadas por la UPME indican que en al menos tres (3) de los siguientes cinco (5) años habría un exceso de oferta, las negociaciones se realizarían de manera directa entre las partes. En la resolución definitiva se prevé la posibilidad de que los contratos que resulten de las negociaciones directas tengan una duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años.

Ahora bien, si las proyecciones realizadas por la UPME indican que en al menos tres (3) de los siguientes cinco (5) años habría un exceso de demanda, la negociación de la compraventa de gas natural por parte de los usuarios no regulados interesados en emprender nuevos proyectos en los que se utilice el gas natural como combustible, o quienes representan su demanda, se realizaría mediante subastas, en las mismas condiciones en que se negociaría la contratación de este bien escaso por parte de otros segmentos de la demanda. En este caso los contratos a cinco (5) le ofrecerían a los compradores la certidumbre sobre la disponibilidad del gas natural para un período considerable de tiempo.

Finalmente, en el comentario transcrito también se esboza la solicitud de permitir que los usuarios no regulados puedan comprar el gas natural en forma directa, sin la intermediación de un tercero. La respuesta a esta solicitud se amplía en la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

b. *"Desestimulo a inversiones en E&P:*

"Para campos con capacidad mayor a 30 MPCD, la limitación a un único mecanismo de comercialización en firme como lo es la subasta anual, unida a la prohibición de comercializar de manera bilateral (salvo las excepciones previstas en el Proyecto de Resolución), significa que los P-C no pueden vender en firme todo el gas que tengan disponible en un escenario excedentario de oferta (cantidades de gas excedentes de las subastas, gas proveniente de optimización de operación de los campos, gas proveniente de contratos terminados anticipadamente, entre otros casos) para lo cual deben esperar a la siguiente subasta o venderlo en modalidad interrumpible en periodos máximo semanales, con el consecuente impacto en la certificación de reservas probadas (la certificación sólo se hace sobre contratos firmes), la valoración de las mismas y la remuneración de sus inversiones.

(...)

De acuerdo con el Proyecto de Resolución, la comercialización de gas natural por parte de los P-C, debe realizarse en su totalidad por medio de la subasta, salvo los casos expresamente excluidos, lo anterior preocupa a los P-C en la medida en que resulten cantidades excedentes de gas y respecto de las cuales no se ha establecido la posibilidad de que las mismas sean ofrecidas al mercado a través de negociaciones bilaterales. Por lo tanto, no es clatro para el P-C el tratamiento que deberá darles a tales cantidades para efectos de ofrecerlas al mercado."

Respuesta

El artículo 20 de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 señala los eventos en que los productores-comercializadores podrán comercializar el gas natural mediante negociaciones directas.

Tras una nueva revisión de la propuesta regulatoria se ha llegado a la conclusión de que la misma se debe limitar al conjunto de disposiciones aplicables a la comercialización de gas natural que se utilice efectivamente como combustible. En este sentido se debe precisar que de conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes.

Hecha esta precisión, estos son los casos previstos en la propuesta en que los productores-comercializadores podrán comercializar el gas natural mediante negociaciones directas:

- Cuando provenga de yacimientos no convencionales.

- Cuando provenga de campos menores.

- Cuando provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.

- Cuando provenga de un campo aislado.

- Cuando provenga de un nuevo campo de producción.

- Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.

En este sentido no se puede afirmar que los campos con capacidad mayor a 30 mpcd están limitados a acudir a las subastas anuales como único mecanismo de comercialización de gas natural en firme. Es claro que la propuesta original contemplaba múltiples casos en que las negociaciones se podrán realizar mediante negociaciones directas.

De otro lado, como se mencionó en las respuesta dadas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d y de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a de este documento, se encontró razonable abrir el espacio para que los compradores de gas natural, incluyendo los usuarios no regulados, puedan acceder a él a través de negociaciones directas cuando las proyecciones realizadas por la UPME lleven a concluir que en al menos tres (3) de los siguientes cinco (5) años habría un exceso de oferta.

Así mismo, como se señaló en la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal b de este documento, se acogió la solicitud de permitir que se ajusten los contratos vigentes para que su fecha de finalización coincida con las fechas de terminación previstas en la propuesta regulatoria. En este sentido, para el caso de los contratos con fecha de vencimiento anterior al 31 de diciembre de 2013, las partes tendrán la posibilidad de acordar la ampliación de la vigencia de dichos contratos hasta el 31 de diciembre de 2013. Para el caso de los contratos con fecha de vencimiento anterior a un 30 de noviembre, las partes tendrán la posibilidad de acordar directamente la ampliación de la vigencia de dichos contratos hasta el 30 de noviembre inmediatamente siguiente a la fecha de vencimiento.

La ACP plantea un nuevo caso que no había sido objeto de análisis por parte de la Comisión, que corresponde al gas proveniente de la optimización de la operación de los campos. Después de analizar este caso, se encuentra razonable que la regulación facilite la comercialización de ese gas cuando el mismo se pone a disposición de la demanda en una fecha posterior a la realización de la subasta. Lo anterior sobre la base de que es deseable que los productores realicen esfuerzos encaminados a optimizar la producción de gas natural, y puede ser difícil prever con absoluta certeza que dichas optimizaciones entren en operación un 1 de diciembre.

Ahora bien, la información publicada por el Ministerio de Minas y Energía en relación con las declaraciones de producción total disponible para la venta no permite identificar actualizaciones de dichas declaraciones que estén asociadas a la optimización de la producción. Lo mismo se puede concluir del análisis de las comunicaciones mediante las cuales algunos productores-comercializadores respondieron una solicitud de información de la CREG[99]. Esto plantea un interrogante sobre la dimensión de la medida sugerida por la ACP, razón por la cual no es posible acoger esta sugerencia.

Con respecto a las cantidades de gas natural que no sean vendidas durante los períodos anuales de negociación directa o en las subastas anuales, no se observa razón alguna para que se negocien directamente antes del siguiente período anual de negociación directa o de la siguiente subasta anual, a menos que las mismas sean negociadas a través de contratos con interrupciones de corto plazo.

En el caso de los períodos anuales de negociación directa, se entiende que están dadas las condiciones para que los vendedores y los compradores revelen las cantidades que están dispuestos a negociar y los precios a los que realizarían tales negociaciones. No resulta claro cuáles serían los eventos que llevarían a que los vendedores y los compradores cambiaran de parecer tras el período de negociación. Sin embargo, si así sucediera, los vendedores podrían vender el gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones y los compradores podrían acudir al mercado secundario para realizar las compras de nuevas cantidades de gas natural.

En el caso de la subasta, si en la ronda 0 de la misma se encuentra que hay exceso de demanda, los precios aumentarán hasta que la demanda se contraiga y se equilibre con la oferta disponible. Si después de la subasta se evidencia que la oferta es mayor a la manifestada originalmente, esto es que los vendedores están dispuestos a vender mayores cantidades a los precios revelados durante la subasta, el equilibrio entre la oferta y la demanda se debía haber encontrado a un menor precio. En este sentido, este comportamiento podría derivar en un aumento injustificado de los precios de la subasta.

[99] Comunicaciones con radicados CREG E-2013-1887, E-2013-1893, E-2013-1939 y E-2013-2007.

Si en la ronda 0 de la subasta se encuentra que hay exceso de oferta, como ya se explicó (ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d), los vendedores y los compradores estarán satisfechos con las cantidades transadas al precio de reserva. Si después de la subasta se evidencia que la demanda es mayor a la manifestada originalmente, esto es que los compradores están dispuestos a comprar mayores cantidades a los precios revelados durante la subasta, el equilibrio entre la oferta y la demanda se debía haber encontrado a un mayor precio. En este sentido, este comportamiento podría derivar en una reducción injustificada de los precios de la subasta.

Finalmente, en el caso de las cantidades liberadas por la terminación anticipada de contratos, se observa que se trata de un riesgo en cabeza de los productores-comercializadores que se puede mitigar con los mecanismos que pacten las partes en relación con la terminación anticipada de los contratos.

c. *"Freno al crecimiento de nueva demanda en escenario excedentario de oferta:*

La nueva demanda requiere de condiciones especiales para su desarrollo; por ejemplo, los industriales no pueden hacer un cierre financiero de los proyectos con el riesgo de precio y de obtención del gas en la subasta. De otra parte, el impedimento de los industriales para contratar en firme directamente con los productores conlleva a que los comercializadores sean los que tomen el riesgo y se contraten en firme en cantidades superiores a los consumos que ya tienen asegurados, a la espera del cierre financiero de los proyectos de nueva demanda, lo cual consideramos poco probable dado el bajo perfil de riesgo de los distribuidores comercializadores en Colombia, generando una señal negativa para la sostenibilidad y competitividad de la demanda industrial que actualmente es consumidora de gas natural. Para campos con capacidad mayor a 30 MPCD, la limitación a un único mecanismo de comercialización en firme como lo es la subasta anual, unida a la prohibición de comercializar de manera bilateral (salvo las excepciones previstas en el Proyecto de Resolución), significa que los P-C no pueden vender en firme todo el gas que tengan disponible en un escenario excedentario de oferta (cantidades de gas excedentes de las subastas, gas proveniente de optimización de operación de los campos, gas proveniente de contratos terminados anticipadamente, entre otros casos) para lo cual deben esperar a la siguiente subasta o venderlo en modalidad interrumpible en periodos máximo semanales, con el consecuente impacto en la certificación de reservas probadas (la certificación sólo se hace sobre contratos firmes), la valoración de las mismas y la remuneración de sus inversiones".

Respuesta

Los asuntos planteados en este comentario de la ACP fueron abordados en las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.1, numeral 3, la sección 2.5.3, numeral 2, literal a, y la sección 2.5.4, numeral 3, literal a de este documento. En este sentido, se sugiere la lectura de esas respuestas.

d. *"Desestimulo a mayor oferta de gas natural proveniente de campos con opción de contratación bilateral en el decreto 2100/11:*

Para el tipo de oferta que tiene permitida la negociación bilateral, en el Proyecto de Resolución los P-C se encuentran limitados a vender únicamente en firme (incluyendo firmeza condicionada y Opciones de Compra de Gas), o en interrumpible semanal, lo cual no es viable para este tipo oferta debido a la incertidumbre que el desarrollo de su potencial de producción de forma estable presenta y/o la variabilidad que sus condiciones operacionales presentan, puede requerir de contratos interrumpibles de mediano y largo plazo. Esto puede generar una disminución en la oferta disponible para el mercado".

Respuesta

El artículo 12 del Decreto 2100 de 2011 dispone que:

> *"Artículo 12. Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el Artículo 11 de este Decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:*
>
> *1. La comercialización de gas en Campos Menores.*
>
> *2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.*
>
> *3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.*
>
> *Parágrafo. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este Artículo comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG".*

De acuerdo con el decreto citado, quienes comercialicen gas natural proveniente de las fuentes mencionadas podrán hacerlo sin sujetarse a los mecanismos y procedimientos de comercialización que defina la CREG, pero deberán hacerlo a través de las modalidades contractuales que establezca la Comisión.

Para la CREG es comprensible que el gas que proviene de campos en pruebas extensas no puede ser comercializado a través de contratos firmes, de firmeza condicionada o de opción de compra de gas y en este sentido en el parágrafo del artículo 20 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se señala que *"[t]ambién se exceptuará el caso señalado en el numeral iii del literal d) del numeral 1 del Artículo 20 de esta Resolución. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren".* Esto es, la propuesta ya contempla lo sugerido por la ACP para el caso del gas proveniente de campos en pruebas extensas.

La ACP se refiere a la *"incertidumbre que el desarrollo de su potencial de producción de forma estable presenta y/o la variabilidad que sus condiciones operacionales presentan"* en referencia al *"gas natural proveniente de campos con opción de contratación bilateral en el decreto 2100/11".* La Comisión entiende que, con independencia del tamaño del campo de producción y del tipo de yacimiento, la declaratoria de la comercialidad de un campo precisamente determina el momento a partir del cual se ha alcanzado el desarrollo del potencial de producción del campo, en forma estable. Así, se entiende que una vez se declara la comercialidad de un campo el gas natural que proviene del mismo puede ser comercializado mediante contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contratos de opción de compra de gas.

Ahora bien, teniendo en cuenta que la resolución definitiva contempla la definición de unos mecanismos y procedimientos para la comercialización de gas natural mediante contratos con interrupciones y en atención a lo dispuesto en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, se aclara que el gas proveniente de las fuentes señaladas en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011 podrá ser comercializado mediante contratos con interrupciones sin ceñirse a dichos mecanismos y procedimientos.

e. *"Teniendo en cuenta todo lo anterior, proponemos que se permita a los P-C la alternativa de negociación bilateral en caso de que el resultado del balance oferta vs. demanda que realice el Gestor de Mercado de forma inicial (con base en la información suministrada por los agentes del mercado), arroje un resultado excedentario de oferta y que la demanda que decida utilizar la opción de subasta pueda hacerlo posteriormente, en la oportunidad que la CREG lo determine. En el caso de continuar con excesos de oferta, después de negociación bilateral y subasta, esa oferta se contrataría con una vigencia máxima de la próxima subasta, salvo las negociaciones que correspondan a proyectos nuevos.*

Igualmente consideramos que es necesario permitir negociaciones bilaterales entre industriales y P-C para nuevos proyectos de demanda en el Mercado Primario, que por sus condiciones especiales de plazo y firmeza no puede ser suplido en un proceso de subasta de gas natural, ni por parte de los comercializadores después de atender la subasta anual indicada por el Proyecto de Resolución para Mercado Primario".

Respuesta

Las respuestas dadas a los comentarios sección 2.5.4, numeral 3, literal a, y de la sección 2.5.3 , numeral 2, literal a de este documento también dan respuesta a este comentario de la ACP.

f. *"De acuerdo con las características que establece el Proyecto de Resolución respecto de los comercializadores de gas importado, es posible pensar que estos podrían llegar a ser el mismo Operador del Servicio de Confiabilidad ("OSC") que establece la Resolución CREG 054 de 2012. Lo anterior, otorgaría al OSC no solo la posibilidad de desarrollar la actividad de operación de los sistemas de regasificación, sino además la de desarrollar la actividad de comercialización de gas natural que está en cabeza de los comercializadores de gas importado. Por lo tanto, es necesario que exista mayor precisión en relación con la definición de cada uno de estos agentes, de manera que se tenga absoluta claridad en los límites de cada una de las actividades que pueden desarrollar.*

Dicho lo anterior, los P-C consideramos que el OSC debe ser un agente separado e independiente del comercializador de gas importado".

Respuesta

Este aspecto ha sido analizado dentro del marco de la regulación de la confiabilidad del servicio de gas natural y de la aplicable a la regasificación.

g. *"Consideramos que el mecanismo de negociación bilateral debe ser flexibilizado de manera que por lo menos permita, que el gas excedente de las subasta, el gas producto de optimizaciones en la operación de los campos y el gas proveniente de los contratos terminados anticipadamente pueda ser comercializado a través de este tipo de negociaciones entre los agentes".*

Respuesta

Las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a, la sección 2.5.4, numeral 2, literal d, la sección 2.5.3, numeral 2, literal a, y la sección 2.5.4, numeral 3, literal b de este documento dan respuesta a este comentario de la ACP.

h. *"En relación con la posibilidad en cabeza de los P-C para llevar a cabo negociaciones bilaterales tratándose de nuevos campos de producción y de campos aislados (artículo 19, literales e y f), la regulación establecida no señala el plazo para dichos contratos. Sin embargo, los literales antes mencionados no son suficientemente claros, por lo cual sugerimos que se precise que los contratos de suministro en estos campos no tienen límite de duración, ni deben estar sometidos*

a las cláusulas previstas en el Proyecto de Resolución, puesto que al no ser campos interconectados con el SNT no requieren de este tipo de cláusulas".

Respuesta

El artículo 20 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 señala que:

"Artículo 20. Productos en las negociaciones bilaterales. En las negociaciones bilaterales a las que se hace referencia en el Artículo 19 de esta Resolución solo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre de un año cualquiera.

Parágrafo. De esta disposición se exceptuarán los casos señalados en los literales a), b) y c) del numeral 1, los literales a) y b) del numeral 2, y los literales a) y b) del numeral 3 del Artículo 19 de esta Resolución. También se exceptuará el caso señalado en el numeral iii del literal d) del numeral 1 del Artículo 19 de esta Resolución. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren".

De acuerdo con lo anterior, la propuesta prevé en forma expresa que en las negociaciones directas de que trata el artículo 19 de la misma propuesta sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas. Dichos contratos deberán ajustarse a lo señalado en los capítulos I y II del Título III de la resolución sometida a consulta, esto es a las normas sobre las modalidades y los requisitos mínimos de los contratos de suministro y transporte de gas natural. Las únicas negociaciones directas que exentas de esas condiciones son las indicadas en el parágrafo del artículo transcrito.

Se observa que los casos expuestos en los literales e) y f) del numeral 1 del artículo 19 de la resolución de consulta no están entre las excepciones planteadas en el parágrafo del artículo 20. Así las cosas, es claro que la propuesta prevé que en las negociaciones directas del gas natural proveniente de campos aislados o de nuevos campos de producción sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas. Esos contratos deberían ajustarse a lo señalado en los capítulos I y II del Título III de la resolución de consulta.

No obstante lo anterior, el análisis de los comentarios recibidos lleva a concluir que es necesario señalar que en las negociaciones directas a las que se hace referencia en la resolución también se podrán negociar las modalidades contractuales de opción de compra de gas contra exportaciones y de contingencia. Estas modalidades contractuales se definen en atención a las observaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012.

Adicionalmente, como se menciona en la respuesta al comentario del literal b del numeral 1 de la sección 2.5.4 de este documento, es necesario aclarar que las negociaciones directas que se realicen durante los periodos anuales de negociación directa deberán resultar en contratos de uno (1), cinco (5) y más de cinco (5) años de duración, manteniendo la condición de que dichos contratos deberán finalizar un 30 de noviembre. Las demás negociaciones directas podrán resultar en contratos con la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre de un año cualquiera.

En lo que respecta a los contratos de suministro de gas desde campos aislados se considera conveniente que los mismos no se sujeten a las modalidades y a los requisitos mínimos

establecidos en la regulación, teniendo en cuenta que de esta manera se da flexibilidad para el abastecimiento de las áreas apartadas del sistema nacional de transporte y que este tipo de negociaciones no tienen incidencia en la liquidez del mercado mayorista de gas natural.

i. *"De acuerdo con los casos previstos en el Proyecto de Resolución y en los cuales es posible efectuar negociaciones bilaterales, encontramos que no existe una igualdad de condiciones para los vendedores de gas natural. En efecto, se establece que los comercializadores de gas importado serán los únicos que podrán realizar ventas por medio de negociación bilateral cuando estas tengan como propósito cumplir obligaciones de energía en firme, lo cual no le permite a los P-C atender este mismo mercado.*

   Tomando en consideración lo expuesto y en busca de que exista un mercado sin discriminaciones injustificadas, proponemos que se le equilibren las condiciones de participación a los P-C y por tanto, se le dé la posibilidad de vender gas natural en negociaciones bilaterales a los agentes térmicos.

   En consonancia con lo anterior, encontramos de suma importancia que la CREG defina este aspecto en coordinación con la regulación establecido en el proyecto de resolución 054 de 2012".

Respuesta

Como pasa a exponerse, la propuesta sometida a consulta mediante la Resolución CREG 113 de 2012 contempla la posibilidad de que los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado suministren a los generadores termoeléctricos, en condiciones simétricas, el gas natural que requieren para cubrir sus obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad:

- A partir de la implementación del esquema regulatorio del cargo por confiabilidad del servicio de energía eléctrica se hizo evidente la dificultad a la que se enfrentan los generadores termoeléctricos para acceder a contratos firmes de gas natural. De acuerdo con lo planteado por los participantes del mercado en diferentes escenarios, se puede inferir que dicha dificultad obedece a la divergencia entre las necesidades de los productores-comercializadores y las de los generadores:

  - El objetivo del cargo por confiabilidad es asegurar el suministro de energía eléctrica en todo momento, inclusive bajo condiciones críticas de abastecimiento, como las del fenómeno de "El Niño". Dada la probabilidad de ocurrencia de los eventos de esta naturaleza se estima que el despacho de las plantas termoeléctricas para cumplir sus obligaciones de energía firme puede ser incierto.

  - Por lo anterior, los generadores tienen el incentivo a demandar contratos de suministro con un *'take'* bajo para respaldar sus obligaciones de energía firme. Lo anterior debido a que si celebran contratos con un *'take'* por encima de la porción que consumen de manera regular se enfrentan a llevar el gas pagado y no consumido al mercado secundario, caracterizado actualmente por su opacidad y aparente iliquidez.

  - En contraste con la situación anterior, los productores-comercializadores tienen el incentivo a vender el gas natural mediante contratos con un *'take'* alto, con independencia del tipo de comprador. Lo anterior debido a que de esta manera cubren el riesgo de demanda al que se enfrentan y optimizan el aprovechamiento de su capacidad de producción.

- En este sentido, se puede afirmar que la existencia de contratos *'take or pay'* no es suficiente para resolver las necesidades de estos dos tipos de participantes del mercado, pues esas necesidades son divergentes.

- Sobre esta base, las resoluciones CREG 070 de 2006 y 095 de 2008 abrieron paso a la celebración de contratos de opción de compra de gas y de firmeza condicionada, respectivamente. Con estos contratos se buscó, principalmente, cubrir las necesidades de las plantas termoeléctricas a gas sin afectar los intereses de los productores-comercializadores y de otros consumidores que estuvieran dispuestos a renunciar temporalmente a su consumo.

- No obstante lo anterior, se observa que el uso de estos nuevos contratos por parte de las plantas termoeléctricas ha sido limitado. Se entiende que esto obedece a que los productores-comercializadores tienen un interés claro en optimizar el uso de su capacidad y en ese sentido no encuentran atractivo comprometer unas cantidades a través de una opción para luego emprender la búsqueda de otros participantes del mercado dispuestos a consumir las mismas cantidades, renunciando a ellas cuando el turno del consumo le corresponda a los generadores. También puede obedecer a que la demanda no regulada tiene el interés de disponer permanentemente del gas natural que contrata.

- Teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución CREG 106 de 2011 se dispuso que quienes aspiren a participar en asignaciones de obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad con plantas térmicas podrán utilizar gas natural importado desde un mercado líquido.

Para el común de los generadores no ha resultado viable la celebración de contratos de suministro firme con productores-comercializadores localizados en el territorio nacional, por las razones ya expuestas, de manera que no resulta claro por qué les sería viable celebrar contratos de esa modalidad con agentes localizados en el exterior. Debe tenerse en cuenta que se enfrentarían a la misma disyuntiva relacionada con la comercialización de sus excedentes. Además, deberían pagar el precio del gas natural sumado al costo del transporte desde fuentes que eventualmente están más alejadas y probablemente el costo de la regasificación.

En este sentido, la alternativa que parece más atractiva para los generadores termoeléctricos interesados en utilizar gas natural importado para respaldar sus obligaciones de energía firme es la de los contratos de opción. En efecto, la información dada a la CREG por los generadores que están explorando esta posibilidad coincide con lo anterior.

- De otro lado, en consideración a lo expuesto en relación con la dificultad a la que se han enfrentado los generadores termoeléctricos para satisfacer sus necesidades con gas natural disponible en el mercado local, la Resolución CREG 167 de 2011 dispuso que:

> *"Artículo 1: 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 las cosas, la Resolución CREG 167 de 2011 permitió a los productores-comercializadores y a los generadores termoeléctricos la negociación directa de contratos de opción de compra de gas asociados a exportaciones. Esta posibilidad quedó recogida en el literal g) del numeral

1 del artículo 19 de la propuesta sometida a consulta mediante la Resolución CREG 113 de 2012.

- De acuerdo con lo anterior, no es aceptable que la ACP hable de un mercado con "discriminaciones injustificadas".

Los productores-comercializadores tendrán la posibilidad de negociar contratos de opción de compra de gas contra exportaciones directamente con los generadores termoeléctricos para que estos cubran sus obligaciones de energía firme. Por su parte, los comercializadores de gas importado tendrán la posibilidad de negociar directamente con los generadores termoeléctricos contratos de suministro para que los generadores cubran sus obligaciones de energía firme. Como ya se planteó, es posible que estos sean contratos de opción de compra. En ambos casos resulta previsible que el gas natural sea consumido de manera permanente por usuarios localizados en el exterior y que el mismo sea consumido por los generadores termoeléctricos cuando deban honrar sus obligaciones de energía firme.

- Si la supuesta "discriminación" se refiere a que en esas negociaciones directas los productores-comercializadores tendrán que limitarse a la oferta de contratos de opción de compra, un rápido vistazo a la historia como el esbozado en esta respuesta puede ser útil para dilucidar si efectivamente existe el interés de los productores-comercializadores por ofrecer las otras alternativas contractuales reclamadas.

En todo caso, no se debe perder de vista que el literal f) del numeral 1 del artículo 11 de la propuesta prevé que cuando el gas provenga de un nuevo campo de producción se podrá vender directamente sin restricción de duración, precisamente para que los productores-comercializadores puedan asegurar el cierre financiero de las operaciones de desarrollo de nuevos campos.

Tampoco se puede perder de vista que según lo señalado en respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a de este documento, en la resolución definitiva se ha previsto que los vendedores tengan la posibilidad de negociar directamente el gas natural que están dispuestos a vender en el mercado cuando las proyecciones realizadas por la UPME indiquen que en al menos tres (3) de los siguientes cinco (5) años habría un exceso de oferta. De esta manera los productores-comercializadores tendrían la posibilidad de negociar directamente con los generadores la celebración de otros contratos.

j. *Dentro de los eventos en los cuales se permite la comercialización de gas por medio de negociación bilateral por parte de los comercializadores de gas importado se prevé el siguiente:*

   "Cuando se destine a la atención de las situaciones contingentes de que trate la resolución definitiva de la consulta realizada a través de la Resolución CREG 054 de 2012."

   Bajo este entendido encontramos que la comercialización de gas para atender situaciones contingentes está permitida exclusivamente para los comercializadores de gas importado y por lo tanto, se configura un tratamiento discriminatorio a los P-C.

   Resulta necesario que se justifique la razón por la cual dichas contingencias pueden ser atendidas exclusivamente por el comercializador de gas importado y no por los P-C, dado que consideramos que si no existe razón para tal limitación, debe permitirse a los P-C la venta de gas natural mediante negociaciones bilaterales para atender dichas situaciones".

Respuesta

Según lo expuesto en la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 054 de 2012, la infraestructura de importación y almacenamiento de gas natural puede ser utilizada para soportar las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad del servicio de energía eléctrica y para aportar confiabilidad al servicio de gas natural. Es en este sentido que la propuesta mencionada previó el cobro de un cargo por el servicio de confiabilidad a los usuarios del servicio de gas natural. De forma consistente con lo anterior, la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 plantea que los agentes responsables de ofrecer dicha confiabilidad tengan la posibilidad de negociar directamente el gas natural destinado a la atención de las situaciones contingentes. No tendría sentido que ante una situación contingente se deba acudir a una fuente de suministro diferente de la remunerada para atender ese tipo de situaciones.

k. *"De conformidad con lo establecido en el artículo 20 del Proyecto de Resolución, sólo es posible que los P-C, a los cuales les es permitido efectuar la comercialización de gas a través de negociaciones bilaterales, lo hagan mediante contratos firmes, de firmeza condicionada y de opciones de compra de gas.*

   Si bien el artículo 20 exceptuó de esta disposición algunos de los casos previstos en el artículo 20, no se excluyó de la obligación de suscribir contratos firmes, como producto de las negociaciones bilaterales, a los yacimientos no convencionales, los campos menores y los campos que se encuentran en pruebas extensas.

   Lo anterior, significa que estos campos, si bien pueden comercializar su gas a través de negociación bilaterales, sólo podrán ofrecer contratos de suministro en firme, lo cual no siempre es compatible con la naturaleza misma de las operaciones que se realizan en tales campos. En efecto, es el caso de los campos que se encuentren en prueba extensas o que aún no hayan declarado su comercialidad, para los cuales no siempre es posible asegurar un suministro constante e ininterrumpido, toda vez que bajo las pruebas extensas no es posible tener certeza de los volúmenes de gas que pueden ser producidos en dicho campo.

   En ese sentido, consideramos que el parágrafo del artículo 20 del Proyecto de Resolución, debe ser modificado en el sentido de incluir dentro de las excepciones allí contenidas el literal "d" del artículo 20".

Respuesta

La respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal d de este documento también da respuesta a este comentario de la ACP.

l. *"De otro lado, en literal g del numeral 1 del Artículo 20 del Proyecto de Resolución se establece que la OCG asociada a contratos de exportación se puede negociar bilateralmente. Sin embargo en el parágrafo del Artículo 20 del Proyecto de Resolución, no se excluye este literal "g", de la obligación de cumplir con los dispuesto en el Capítulo I y II del Proyecto de Resolución, lo cual hace que los productos no puedan ser exactamente complementarios. Por esto sugerimos incluir el literal g en las excepciones establecidas en el parágrafo del Artículo 20 del Proyecto de Resolución".*

Respuesta

La respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c de este documento también da respuesta a este comentario de la ACP.

m. *"El PPI como indexador de precio de las subastas no resulta ser el idóneo para la comercialización de gas por no reflejar efectivamente las condiciones reales del mercado. Es necesario conocer de otro tipo de variable que permita una indexación de mayor confiabilidad que permita tener expectativas más seguras en la recuperación de inversiones que se generan en el mercado.*

Por lo tanto, consideramos que debe permitirse pactar libremente este indexador en los contratos en firme a 5 años, con escalador de precios diferente al IPP, de modo que refleje condiciones reales de mercado y para gas importado el indexador que refleje las condiciones de la importación".

Respuesta

Después de analizar los comentarios recibidos sobre esta materia se ha encontrado la necesidad de modificar el índice que se considerará para ajustar periódicamente el precio del gas natural de tal manera que: i) sirva para actualizar el precio de los contratos con las condiciones económicas vigentes; ii) minimice la incertidumbre alrededor del precio y de los futuros flujos de caja tanto para compradores como para vendedores; y iii) refleje la situación del mercado de gas.

Si se toma como indexador un índice de referencia de un producto con demasiada incertidumbre se pueden presentar problemas como los vividos en años anteriores en los que el precio del gas se incrementó de tal manera que se llegó a plantear la posibilidad de cancelar los contratos de suministro, pagando las respectivas penalidades, y suscribir nuevos contratos a los precios del mercado. De hecho esta situación no es exclusiva del mercado colombiano. En Europa la indexación de precios de los contratos de gas natural había estado atada a los precios del petróleo hasta que se presentó una divergencia entre el precio de mercado del gas natural y el precio del gas natural negociado a través de contratos de largo plazo, lo anterior como consecuencia de que el índice para actualizar los precios del gas estaba atado al precio del petróleo y reflejaba la escasez de este bien y no la del gas natural[100].

En ausencia de índices para el gas natural, parte de las negociaciones en Europa fueron indexadas completamente al precio del petróleo, dado que los productores se sentían más cómodos con esta indexación que realizando la actualización de precios con base en otros índices. No obstante los usuarios se sentían más cómodos con una indexación que dependiera del índice de precios al productor, o en su defecto a la variación de la energía eléctrica, el carbón, u otros productos que reflejaran sus necesidades o las de sus negocios[101]. Finalmente se han desarrollado índices para actualizar el precio de gas que estaban compuestos por diferentes combinaciones de productos que reflejaban tanto las preferencias de los productores como las de los usuarios, tratando, en la medida en que era posible, de atar cada vez más el precio de los contratos a los valores de mercado del gas natural.

En este sentido, para mitigar este tipo de situaciones en que la incertidumbre propicie flujos de caja inestables que limiten el desarrollo de proyectos de nuevas industrias y nuevas fuentes de producción de gas se propone que los contratos del mercado mayorista con vigencia igual o superior a un año deberán actualizarse cada primero de diciembre utilizando como índice la variación del precio promedio ponderado de los contratos firmes a un año del

[100] Harris, D., Hesmondhalgh, S. *Easing the Transition from Oil-Indexation*. Petroleum Economist, August 3, 2011.
[101] Melling, Anthony. *Natural Gas Pricing and its Future*. Carnegie Endowment. 2010.

mismo producto o, en su defecto, la variación del precio promedio ponderado nacional de contratos firmes, cuando no se realicen negociaciones de contratos a un año del producto que debe actualizarse. Estos índices son un referente de la situación real del sector para el precio del gas natural o para sus sustitutos

Adicionalmente, se considera adecuado dejar explicita la fórmula de actualización de precios de tal manera que haya claridad y homogeneidad en la aplicación de este índice.

En este sentido, se ajustan la resolución definitiva para introducir los cambios propuestos anteriormente.

n. *"En nuestro criterio, el Proyecto de Resolución debería contemplar el balance de oferta vs. demanda, tal como se consideró en la reglamentación de transición expedida en el 2011; lo anterior, en atención a que las señales para el mercado en cada caso son diferentes, como exponemos a continuación:*

- *En un mercado deficitario estamos de acuerdo en que la forma de asignación del recurso sea una subasta, dado que de esta forma se dan las señales de precio para acometer nuevas inversiones en Exploración y Producción-E&P de gas que permitan en el mediano plazo incrementar nuevamente la oferta.*
- *Por el contrario, en un mercado excedentario, como es el caso del mercado colombiano en este momento, con la entrada en operación de la planta de gas Cupiagua, se requiere dar señales de crecimiento, especialmente para la demanda de gas, con el fin de que ésta a su vez incentive nueva inversión en E&P. Consideramos que la negociación bilateral es el mecanismo que permite dar estas señales".*

Respuesta

La respuesta a este comentario de la ACP ya se abordó en las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d de este documento y sección 2.5.4, numeral 3, literal a.

o. *"De acuerdo con lo establecido en el artículo 23 del Proyecto de Resolución frente a los productos ofrecidos por medio de subastas, encontramos que el plazo que debe pactarse en los contratos de 1 o 5 años, no generan las condiciones necesarias que se requieren en un mercado de mediano y largo plazo. Bajo este supuesto, los P-C encontramos que los plazos de estos contratos resultan ser una limitación para la demanda ya que no tienen en cuenta los contratos que previamente existen y que eventualmente pueden terminar, como los contratos de asociación de E&P suscritos con la ANH.*

De igual forma, queremos señalar que los contratos con un plazo tan corto (5 años) no permiten apalancar un proyecto industrial que implique un incremento de demanda, ni permiten al P-C incurrir en inversiones en confiabilidad de la oferta de gas natural. Esta limitación a dos únicos plazos limita la flexibilidad requerida para maximizar la contratación de gas firme.

Explicado lo anterior, consideramos que una propuesta viable en beneficio de la estabilidad del mercado de gas natural, se encuentra en permitirle a las partes que puedan pactar libremente los plazos de los contratos ofrecidos en las subastas."

Respuesta

Como se ha explicado en múltiples oportunidades, los productos que se transen en las subastas deben ser homogéneos para de esa manera asegurar la liquidez de ese mecanismo de comercialización. Con base en este principio, la propuesta regulatoria contenida en la

Resolución CREG 113 de 2012 fue construida en atención a las necesidades generales de los participantes del mercado, manifestadas a la Comisión en reuniones de trabajo realizadas a lo largo de los años 2010 y 2011. La ACP abre nuevamente el debate sobre las duraciones más adecuadas, pero no hace una propuesta concreta sobre cuáles deben ser dichas duraciones.

De otro lado, se debe tener en cuenta que los diversos escenarios de negociaciones directas previstos en la propuesta regulatoria dan cabida a que las partes pacten duraciones mayores a cinco (5) años. Esos escenarios corresponden precisamente a los eventos en que los vendedores y los compradores tienen la necesidad de contar con mayor flexibilidad en sus negociaciones. Así, se entiende que la solicitud de la ACP ya ha sido recogida por la regulación.

Finalmente, frente al hecho de que la terminación de los contratos de asociación o de exploración y producción puede darse en una fecha diferente a un 30 de noviembre, en la resolución definitiva se incluyó la posibilidad de que los productores-comercializadores comercialicen el gas natural que les corresponde mediante negociaciones directas con otros productores-comercializadores o con los compradores del mercado primario. Estas negociaciones deben tener como fecha de inicio de la obligación de entrega el 30 de noviembre inmediatamente anterior a la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación, y deben tener como fecha de terminación de la obligación de entrega la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación.

4. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Entendemos del parágrafo del artículo 21 de la resolución en consulta que los contratos resultantes de negociaciones bilaterales y cuyo propósito sea cumplir la OEF de los generadores térmicos, que se acogieron a la OPACGNI, les aplica las condiciones establecidas en el Capitulo I y II del Titulo III del proyecto de resolución. Sin embargo, consideramos que la negociación de los términos contractuales con un agregador de Gas Natural Importado, por ejemplo, están regidas por las condiciones contractuales propias del negocio a nivel internacional y en ese sentido, solicitamos que se incluya el literal c. del numeral 2 del articulo 20 en los casos exceptuados de aplicación de las condiciones aplicables a los contratos definido en el parágrafo del articulo 21 de la resolución en consulta".*

Respuesta

Como se detalla en la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal i, los generadores térmicos tendrán la posibilidad de realizar negociaciones directamente con los comercializadores de gas natural importado.

b. *"El artículo 26 de la propuesta establece que las subastas se realizarán una vez al año, con una anticipación no mayor a catorce meses a la fecha de inicio de los contratos de suministro a subastar. En este sentido, solicitamos a la Comisión que sincronice la fecha de entrega de los contratos de gas natural para el respaldo de OEF con la fecha de realización de las subastas de adjudicación de gas natural, de tal manera que los agentes generadores tengan una mayor certeza de las alternativas de suministro de este combustible.*

   A pesar que la Resolución CREG 085 de 2007 abre la ventana de oportunidad para cambiar el combustible de respaldo de la OEF con una antelación no inferior a seis meses antes del inicio de la vigencia de la obligación, se incurre innecesariamente en costos de transacción, como la entrega de contratos con combustibles sustitutos, para cumplir con el plazo de entrega de contratos de combustibles asociados al Cargo por Confiabilidad. Lo anterior, es un efecto de la

incertidumbre de suministro que se reduce significativamente con la institucionalización de un período de comercialización vía subastas, tal como está planteado en el proyecto de resolución.

(...) reiteramos nuestra preocupación sobre la asincronía entre la realización de la subasta de gas natural y el procedimiento de asignación de OEF para la vigencia 2014 – 2015, así como el plazo para la entrega de contratos para la vigencia 2013 – 2014. De acuerdo con lo manifestado por la Comisión en el taller realizado los días 15 y 16 de noviembre, la realización de la primera subasta se estima para el mes de marzo de 2013, sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG – 055 de 2012 la entrega de contratos de combustibles para respaldar la OEF de las vigencias 2013 – 2014 y 2014 – 2015 es el 28 de febrero de 2013. De igual manera, consideramos que dentro de los productos a transarse en las subastas, se debería definir una período de transición y en el tener en cuenta contratos anuales, que les permitan a los agentes térmicos acceder al gas requerido para las vigencias de OEF 2013-2014, 2014-2015 y 2015-2016, toda vez que estos agentes han venido gestionando la compra de gas disponible de campos menores, y es posible que no todos requieran desde enero de 2014 de una contratación a 3 o 5 años.

Sin embargo, en nuestro concepto y tomando en consideración lo establecido en el artículo 9 del Decreto 2100 de 2011, en el sentido que la declaración de producción debe ser realizada a más tardar el 31 de marzo de cada año, la programación de la primera subasta no podrá ser antes de la expedición del acto administrativo por parte del Ministerio de Minas y Energía, tomando la información más reciente declarada por los productores y cuyas cantidades internalizan el efecto del procedimiento de comercialización en las expectativas de producción".

Respuesta

De acuerdo con el artículo 23 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, en el primer período anual de comercialización se podrán negociar contratos con fecha de inicio el 1 de enero de 2014. En este sentido, los compradores podrán encontrar productos a un (1) año que finalizarán el 30 de noviembre de 2014, a cinco (5) años que finalizarán el 30 de noviembre de 2018 y eventualmente a más de cinco (5) años, los cuales les permitirá respaldar las OEF de 2014 – 2015, 2015 – 2016, 2016 – 2017, 2017 – 2018 y 2018 – 2019 y posiblemente las OEF de años futuros. Adicionalmente, la Comisión mediante la Resolución CREG 005 de 2013 prorrogó la opción para la entrega de contratos de combustibles líquidos y documento de logística para respaldar las OEF del período 2014 – 2015 hasta el 30 de noviembre de 2013.

Si la fijación de las duraciones de los contratos de gas natural (uno (1) y cinco (5) años según la propuesta) lleva a que un agente demande unas cantidades para un período en que no tiene necesidades, ese agente tendrá la posibilidad de ofrecer dichas cantidades en el mercado secundario. También tendrá la opción de manifestar su demanda uno (1) o varios años después, cuando se esté ofreciendo gas para un período en que sí tiene necesidades.

Cada generador es responsable de realizar los análisis correspondientes para determinar las cantidades de gas que requiere adquirir.

c. *"De cara al funcionamiento del esquema propuesto consideramos oportuno que la Comisión haga una revisión del funcionamiento del mercado primario, para asegurar que efectivamente promueva la venta de gas natural por parte de los productores – comercializadores, e incentive la dinámica de reposición de reservas que aseguren el abastecimiento de corto y largo plazo, tal como la Comisión lo ha expuesto ampliamente en el Documento CREG – 054 de 2012 que acompaña la Resolución CREG 097 de 2012. De manera complementaria es conveniente que la Comisión analice si el diseño del esquema incentiva un auge de intermediarios en el mercado por la expectativa de materializar oportunidades de arbitraje entre el mercado primario y*

secundario pero cuya participación de ninguna manera incentiva la seguridad de abastecimiento".

Respuesta

En el comentario de Andeg no se expone en forma clara cuál es el alcance de la revisión solicitada ni las razones en que fundamenta dicha solicitud.

No obstante lo anterior, se observa que en el Documento CREG-054 de 2012 la Comisión hace un análisis teórico y técnico sobre las estrategias de producción de monopolios de *'stock'*. Del documento mencionado se puede prestar atención a las siguientes afirmaciones:

> *"(...) el flujo de producción es una fuente de ingresos que a diferencia de las reservas, puede ser estimado con un mayor grado de certeza. La práctica estándar de la industria a nivel global es proyectar un flujo de producción de 3 a 5 años, basado en el desarrollo presente de los proyectos y descubirmientos identificados. (...)*
>
> *Tanto para los inversionistas en los mercados de capital como para las agencias calificadoras de riesgo, en esta variable, el tamaño importa, es decir, el volumen de reservas y producción, es un indicador del flujo de caja de corto y largo plazo, así como de capacidad de gestión de riesgo y flexibilidad. (...)*
>
> *Los conceptos explicados a lo largo de la sección 2.1 permiten concluir que un productor de hidrocarburos tiene fuertes incentivos a comercializar las reservas de hidrocarburos estimadas, en la medida que representan el flujo de ingresos que mayor certeza tienen inter – temporalmente. Estos recursos son fundamentales para financiar los proyectos de inversión en exploración y desarrollo que deriven en la reposición de reservas, como se explicó anteriormente. Adicionalmente un productor tendrá el incentivo a producir a una tasa superior a la máxima eficiente, siempre y cuando el precio del mercado, remunera el valor presente del costo de oportunidad de los recursos perdidos. (...)"*

De acuerdo con lo anterior, y en respuesta a la primera parte del comentario de Andeg, los productores tienen el incentivo a producir el gas a la máxima tasa eficiente, para maximizar el valor de la compañía, y por consiguiente a vender el gas producido. Incluso los productores tienen el incentivo a producir, y a vender, a una tasa por encima de la máxima eficiente si el precio del mercado remunera el valor presente del costo de oportunidad de los recursos perdidos.

Los análisis presentados por la Comisión en el Documento CREG-054 de 2012 sirvieron de base para las medidas que se propusieron en el artículo 1 de la Resolución CREG 097 de 2012, a saber:

> *"**ARTÍCULO 1. LIBERACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL COLOCADO EN PUNTO DE ENTRADA AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE.** A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución el precio para el gas natural colocado en cualquier Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte será libre.*
>
> ***Parágrafo 1.** Hasta el 31 de diciembre de 2013, la comercialización del gas natural de los campos cuyo precio entra a régimen de libertad conforme al presente artículo, se efectuará según las reglas establecidas en la Resolución CREG 118 de 2011, y aquellas que la han aclarado y modificado.*
>
> ***Parágrafo 2.** A partir del 1 de enero de 2014, la comercialización del gas natural se efectuará conforme a las reglas que la Comisión establezca para el mercado mayorista de gas natural.*

Parágrafo 3. *Las disposiciones contenidas en el presente artículo no aplican para el gas producido en el campo de Opón, teniendo en cuenta el volumen de producción contractualmente referenciado a él."*

Así las cosas, del parágrafo 2 de la resolución mencionada se entiende claramente que la liberación del precio del gas natural está estrechamente ligada a la implementación de mecanismos tendientes a la organización del mercado mayorista. No podría ser de otra manera en un mercado en el que se presentan las fallas previamente mencionadas.

En materia de la dinámica de reposición de reservas, esta Comisión coincide en que los esquemas de comercialización son de gran relevancia. De hecho toda la propuesta está fundamentada en desarrollar unos mercados primario y secundario líquidos en donde compradores y vendedores logren satisfacer sus necesidades.

Las disposiciones propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012 para el funcionamiento del mercado primario también contienen incentivos vía regulación para la exploración y explotación de nuevos campos de producción de gas que permitan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. En este sentido se propone permitir que los nuevos campos tengan mayor flexibilidad en las negociaciones de la producción durante tres (3) años después de declarada la comercialidad del respectivo campo.

Con referencia al auge de intermediarios, en otras palabras, más comercializadores, la Comisión considera que ese posible fenómeno no es negativo para el mercado. De hecho puede contribuir a su profundización. Se reitera entonces la respuesta dada en la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

d. *"(...)*

Finalmente, recomendamos a la Comisión evaluar, en caso de retraso en la implementación del mecanismo de comercialización de gas natural de largo plazo, extender la transición para la comercialización de gas natural bajo el procedimiento establecido y probado de la Resolución CREG 118 de 2001, hasta el próximo 30 de noviembre de 2014".

Respuesta

Sobre la propuesta de ampliar el periodo de transición se indica que para el sector resulta mejor conocer las disposiciones definitivas que regularán la actividad de comercialización de gas natural en el mercado mayorista. Con los análisis realizados por la Comisión con antelación a la publicación de la resolución de consulta y el estudio de los comentarios que hicieron los agentes, la Comisión tiene elementos suficientes para adoptar medidas definitivas.

5. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"... se solicita a la Comisión tener en cuenta que en las subastas de la ampliación LTOII de Cusiana y otras, se adjudicaron volúmenes de gas con vencimiento en junio de 2015 y junio de 2016, y estas fechas no coinciden con las fechas de los periodos de contratación de la propuesta normativa (cierre a Noviembre 30).*

En este sentido, se sugiere al Regulador que prevea para aquellos remitentes con este tipo de contratos la adquisición de un producto temporal, o la extensión del contrato vigente para los meses restantes, hasta el momento de finalización del nuevo periodo de contratación (30 de Noviembre)".

Respuesta

Ver respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal b.

b. *"Consideramos adecuado que exista la posibilidad de la contratación bilateral en el contexto de flexibilidad comercial, en un escenario donde la oferta supere la demanda. De hecho, la aplicación de la Resolución CREG 118 de 2011 mostró resultados adecuados mediante contrataciones bilaterales en términos de condiciones y precios para las partes en el contexto de competitividad, por lo que sugerimos, previo a subastas de mercado primario, se permita un periodo para suscribir acuerdos bilaterales y posteriores a estos realizar esquemas de subasta.*

(...) respetuosamente solicitamos a la Comisión extender la aplicación del periodo de transición previsto en la Resolución CREG 118 de 2011 hasta el 30 de Noviembre de 2014, de tal manera que durante el año 2013 se lleve a cabo la discusión regulatoria del esquema de mercado de gas a implementarse.

Así mismo, Andesco solicita al Regulador prorrogar los contratos vigentes que establecieron en el contexto de la Resolución CREG 118 de 2011 hasta el 30 de noviembre de 2014, por lo cual, en la primera subasta de gas de mercado primario a realizarse en 2014, se establecerían entregas de gas a partir de 1 de diciembre de 2014- acorde con el inicio de las OEF 2014-2015 de los agentes térmicos.

En todo caso, la extensión del periodo de transición por parte del Regulador deberá considerar el balance de la oferta y la demanda de gas en el país, de tal manera que los diferentes sectores de demanda se encuentren abastecidos bajo las diversas modalidades contractuales, especialmente la demanda esencial, en los términos del Decreto MME 2100 de 2011".

Respuesta

Frente al comentario sobre las negociaciones directas ver respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a.

Sobre la propuesta de ampliar el periodo de transición se indica que para el sector resulta mejor conocer las disposiciones definitivas que regularán la actividad de comercialización de gas natural en el mercado mayorista. Con los análisis realizados por la Comisión con antelación a la publicación de la resolución de consulta y el estudio de los comentarios que hicieron los agentes, la Comisión tiene elementos suficientes para adoptar medidas definitivas.

En relación con la prórroga de los contratos ver respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal b.

Cada segmento de la demanda debe garantizar su abastecimiento de acuerdo con los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, de forma directa o a través de un comercializador, según corresponda. En particular, para la demanda esencial el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011 establece que *"Los agentes que atiendan Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico."*

c. *"Se solicita que los procesos de comercialización de suministro relacionados con las declaraciones de producción (Decreto MME 2100/11) sean acordes con las capacidades máximas de transporte de los gasoductos con el fin de garantizar que el suministro de gas pueda estar disponible para su consumo por parte del mercado; y que no ocurran situaciones de inicio*

de los compromisos contractuales de suministro sin que exista la capacidad de transporte, caso de Gibraltar y la Creciente, así como las cantidades adicionales de gas declaradas en Cupiagua para el año 2014".

Respuesta

Ver respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal b.

6. ANDI, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia

a. *"**Consideramos necesario incluir la negociación bilateral en el mercado primario.** (compartido por los productores)*

- *La comercialización de transición realizada de acuerdo con la normatividad CREG en el mes de diciembre de 2011, corrobora que es posible que el proceso de negociación bilateral sea ordenado y transparente. Por lo anterior, reiteramos la importancia de permitir dicha negociación y permitir que el usuario no regulado pueda participar en el mercado.*

- *La negociación bilateral, reglamentada correctamente, debe permitir la segmentación del mercado por parte del productor comercializador. La segmentación debe ser por mercado o características del consumo y no solamente de tipo volumétrico.*

- *Para efectos de formación de precios eficiente, independiente del mecanismo de asignación, se debe evitar la duplicación de la demanda. En caso de que la oferta sea menor que la demanda y la CREG adopte como mecanismo de asignación la Subasta, el precio de reserva debe ser regulado, de tal forma que permita la formación de un precio eficiente con una adecuada rentabilidad para el suministrador y una correcta asignación del gas."*

Respuesta

Frente al comentario sobre las negociaciones directas ver respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a.

En relación con el comentario sobre la segmentación del mercado en las negociaciones directas, se entiende que se está haciendo referencia a una segmentación para que se puedan negociar diferentes precios por segmento de la demanda, lo que es equivalente a una discriminación de precios. Sobre este aspecto se sugiere ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.9, numeral 3, literal c.

Finalmente, frente a la sugerencia de evitar la duplicidad de la demanda se reitera la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal f en relación con la limitación a las cantidades a comprar en los mecanismos de comercialización.

b. *"**Respecto a los plazos (contratos de 1 y 5 años).** (compartido por los productores)*

- *La viabilidad de los proyectos de cogeneración y las nuevas unidades productivas que utilicen gas natural como combustible, requieren plazos superiores a los de la propuesta regulatoria. Puede pensarse en un contrato de 5 a 10 años, flexible de acuerdo con las necesidades del proyecto y a los acuerdos a los que puedan llegar directamente el productor comercializador y el gran consumidor industrial.*

- *Debe permitirse la contratación en diversos periodos de un año".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 1, literal b.

c. *"Para varios agentes de la cadena energética (productores y grandes consumidores) preocupa el impacto de esta propuesta regulatoria en la medida que genera señales que desestiman al productor de gas para incrementar la producción y la exploración al limitar al consumidor industrial de gas, principal fuente de crecimiento, para suscribir contratos bilaterales.*

Cabe advertir que el nuevo escenario constituye un deterioro a la viabilidad financiera, dado que incrementa el costo de transacción por tener que utilizar obligatoriamente un intermediario (un comercializador), afectando a la cadena por no poder suscribir contratos bilaterales que se ajusten a las necesidades en duración, precio y condiciones de suministro. Esta inflexibilidad genera además, una barrera de entrada para la instalación de nuevas plantas industriales que utilicen dicho combustible, constituyéndose por ende, en un obstáculo para el crecimiento tanto de la industria manufacturera como la industria operadora de gas natural.

La anterior situación, genera preocupación en la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, la cual representa a 36 grandes consumidores industriales de gas que consumen el 75% de la demanda industrial de gas natural del país. Para ellos, el gas natural representa más del 10% del costo de producción, incluso en algunas oportunidades, representa un porcentaje más alto al representado por sus materias primas.

Por ejemplo, en el sector siderúrgico, el gas natural representa entre el 12 y el 15% del costo de producción, en Vidrio y Cerámica entre el 10 y el 25% (dependiendo del Departamento donde esté localizada la planta), en el sector de pulpa y papel representa el 15% y en el sector de Cemento representa entre el 25 y el 30%.

Para estos sectores intensivos en el uso del gas, la situación es crítica, dado que las tarifas típicas promedio a las que puede acceder como gran consumidor industrial no regulado (consumo superior a 85.000 metros cúbicos mensuales) son:

compontente	Bogotá	Medellín
G	3,40	5,81
T	1,54	2,99
D	5,01	2,58
C	No incluida	No Incluida
Tarifa total	9,95	11,38

Cifras en USD/MBTU

La memoria de cálculo de los precios anteriores se presenta en el anexo 1.

Ante este escenario de precios tan altos y su impacto negativo en la competitividad, la respuesta de los sectores intensivos en el uso del gas ha sido: i) el cierre de plantas (industria siderúrgica), ii) suspensión de operaciones y apagado varios hornos (industria de cerámica y vidrio) iii) desplazamiento de inversiones hacia otros países competidores nuestros como México y Perú (industria de fertilizantes, vidrio, cerámica, etc.), iv) incremento en la importación para cubrir la demanda interna y iv) la suspensión total de iniciativas de expansión de producción (en todos los sectores). En resumen, el costo energético es un contribuyente primario para el crecimiento del sector industrial del país.

Por lo anterior, es crucial que la regulación que expida la CREG para el gas natural demandado por sector industrial asegure que se den precios competitivos que garanticen un adecuado balance entre la remuneración justa a la cadena de suministro y la competitividad de la industria manufacturera del país".

Respuesta

En relación con el comentario sobre los incentivos del productor para incrementar la producción y la exploración de gas se sugiere ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 4, literal c.

En cuanto a la limitación para negociaciones directas se sugiere ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a.

Finalmente, en relación con el comentario sobre los precios del gas se informa que dentro de los objetivos de la propuesta de organización de los mercados primario y secundario establecida en la Resolución CREG 113 de 2012 están: i) asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; ii) propiciar la competencia; y iii) adoptar medidas para impedir abusos de posición dominante, de tal forma que se cuente con precios eficientes para el sector. El hecho de que el precio eficiente del mercado sea competitivo para una industria depende de cada empresa y por lo tanto no puede ser garantizado por la Comisión.

7. Cartones América S.A.

a. *"Se establece un mecanismo de subasta cuya premisa, en últimas, serla que el costo de oportunidad para los usuarios industriales es el mismo que para los usuarios vehiculares y para los usuarios domésticos; no se consideran objetivos de competitividad de aparato productivo ni el empleo generado por la industria.*

   (...)

   En consecuencia, respetuosamente solicito

   (...)

   Hacer subastas separadas según el uso específico y, por ende, el costo de oportunidad para los usuarios y el beneficio socioeconómico asociado a cada uso".

Respuesta

A la CREG le corresponde promover la formación de precios eficientes de los servicios públicos domiciliarios que regula. Así, la CREG ha considerado que la subasta es un mecanismo adecuado para la formación de precios eficientes del gas natural, bien de carácter homogéneo, y así mismo es una herramienta apropiada para determinar su asignación.

Realizar subastas separadas según el tipo de usuarios es equivalente a permitir la discriminación de precios. En relación con este aspecto se sugiere ver respuesta al comentario de la sección 2.9, numeral 3, literal c.

No obstante lo anterior, se sugiere ver las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a y de la sección 2.5.4, numeral 1, literal b.

b. *"No se consideran las circunstancias de empresas industriales cuyo interés en asegurar el suministro de gas natural es consecuencia de inversión realizada en desarrollo de políticas públicas, tales como ahorro energético, cogeneración y/o mejoras ambientales, como fue el caso de Cartones América*

(...)

En consecuencia, respetuosamente solicito

(...)

Mantener durante un tiempo razonable para empresas que hubieran realizado la inversión como consecuencia de expectativas fundadas en políticas públicas, tales como ahorro energético, cogeneración y/o mejoras ambientales, como es el caso de Cartones América, el precio contratado para el período 2012-2013".

Respuesta

La Resolución CREG 118 de 2011, modificada por la Resolución CREG 140 del mismo año establece que: i) el período de comercialización corresponde al período comprendido entre el día siguiente a la expedición del acto administrativo de que trata el parágrafo 1 del artículo 9 del Decreto 2100 de 2011 por parte del Ministerio de Minas y Energía y el 31 de diciembre de 2013; y ii) sólo durante el período de comercialización los Productores-Comercializadores venderán su Oferta de PTDVF que atiendan únicamente solicitudes de compra para el período comprendido entre el primero de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2013.

De acuerdo con lo anterior, la toma de decisiones basada en supuestas expectativas de precios no es razón para modificar la propuesta regulatoria que introduce los mecanismos definitivos de comercialización. Al igual que en cualquier mercado el agente que toma decisiones basado en expectativas de precio debe ser responsable por las posibles variaciones que se presenten.

Si el comentario se refiere a ampliar el período de transición y permitir que las partes se convengan en los respectivos precios, la respuesta está en la sección 2.5.4, numeral 2, literal d.

8. Celsia S.A. E.S.P.

a. *"Respecto al tiempo para definir el respaldo de Obligaciones de Energía en Firme y de los tiempos operativos en los mercados de gas que se crean, vemos que requiere de ajuste, pues no se acoplan los requerimientos entre la realización de la subasta de gas natural y el procedimiento de asignación de Obligaciones de Energía en Firme para los años 2014-2015 y todos estos con el plazo de entrega de contratos y la reglamentación de confiabilidad del sector del gas natural".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 4, literal b.

b. *"Para el sector térmico, se tienen dos opciones para comprar el gas mediante negociación bilateral:*

   1. *Contratos bilaterales con comercializadores de gas importado, para cumplir con las OEF, y la cantidad posible a contratar es máximo la capacidad contratada con el operador del servicio de confiabilidad en la planta de regasificación y,*

   2. *Celebrar contratos OCG con el productor comercializador, siempre que la cantidad a transar no supere la cantidad vendida o por vender por el respectivo productor-comercializador*

mediante la modalidad de contrato de suministro con firmeza condicionada con destino a exportaciones.

En caso contrario, el agente térmico deberá participar en las subastas anuales por el suministro de gas firme.

En este sentido queda supeditado el sector termoeléctrico a disponer de gas natural solamente para el respaldo de las OEF, ya sea con OCG o con gas importado, gas que no estaría disponible para la generación normal por mérito en el despacho. Para este caso el generador tendría que comprar gas en el mercado secundario y de corto plazo para disponer gas para la generación, ya sea por mérito o por seguridad.

Consideramos adecuado y necesario que exista la posibilidad de la contratación bilateral para estos casos. La aplicación de la Resolución CREG 118 obtuvo buenos resultados mediante contrataciones bilaterales. Sugerimos que previo a la subasta, se permita un periodo para suscribir acuerdos bilaterales y posterior a ese realizar la subasta".

Respuesta

Como es del conocimiento de Celsia, los agentes generadores que se presentan de forma voluntaria para optar por obligaciones de energía firme, OEF, deben tener definida la forma en que van a asegurar esa energía. En ese sentido, el agente generador debe contar con la disponibilidad del activo de generación y debe tener definido el esquema de abastecimiento del combustible con el cual espera operar.

Adicionalmente, como se expone en las respuestas dadas a los comentarios de los literales a y b del numeral 3 de la sección 2.5.4 de este documento, son múltiples las alternativas a disposición de los agentes del mercado para realizar negociaciones directas.

c. *"La subasta planteada en la Resolución del asunto no se encuentra plenamente coordinada con las necesidades y disponibilidades de transporte de gas natural por parte de los agentes participantes".*

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal b.

d. *"No obstante, observamos que el esquema comercial con un comprador único y no permitir la contratación bilateral para cargas de especial tamaño como los grandes consumidores de Gas Natural impacta las posibilidades de la industria y en ese sentido no se da respuesta a sus requerimientos de precios competitivos.*

Para el generador térmico y la industria, dadas sus características de grandes consumidores, se deberían tener reglas que indiquen que antes de establecer compromisos internacionales, se oferten a estos sectores los volúmenes de gas natural que se planea exportar, dando real prelación a la demanda interna".

Respuesta

Frente a la supuesta utilización de la figura de "comprador único" se aclara que en la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no hay ningún aparte en donde se haga esa propuesta o una similar.

En relación con el comentario de no permitir cargas de especial tamaño (se entiende que hace referencia a no permitir grandes compradores en las negociaciones directas), se observa que deben ser los vendedores los que decidan a qué demanda venden las cantidades de gas permitidas mediante el mecanismo de negociaciones directas.

Frente a las exportaciones, es de aclarar que su reglamentación no es de competencia de la CREG. El Decreto 2100 de 2011 establece en forma clara las normas aplicables sobre la materia. Por otra parte, a partir del citado decreto, esta Comisión emitió la Resolución CREG 041 de 2013, la cual establece la metodología para calcular el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar.

9. Cementos Argos S.A.

a. *"...Incluir la negociación bilateral en el mercado primario. Es fundamental permitir este tipo de negociaciones y permitir que el usuario no regulado pueda participar en el mercado".*

Respuesta

Frente al comentario sobre las negociaciones directas ver respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a. En relación con el comentario de permitir que los usuarios no regulados puedan participar en el mercado se sugiere ver la respuesta dada en la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

b. *"Prelación de la demanda nacional en las reglas del mercado mayorista. El esquema regulatorio debería darle a la demanda nacional la oportunidad de competir por el gas natural a industriales antes de que se haga una transacción en firme con el mercado externo".*

Respuesta

El esquema regulatorio debe sujetarse a las políticas públicas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía. Las políticas relacionadas con los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural se encuentran definidas en el Decreto 2100 de 2011. La propuesta de Resolución CREG 113 de 2012 considera y se rige por los lineamientos establecidos en el mencionado Decreto.

10. Cerrito Capital S.A.

"Igualmente, se sugiere que las condiciones de contratos bilaterales del comercializador de gas importado no se refieran exclusivamente a disposiciones contenidas en la Resolución 054 en consulta sino a cualquier venta que realice el importador mientras dicha importación no sea permanente, lo cual se vislumbra por los próximos años. Esto a la luz que aún las plantas de importación no están establecidas en la regulación como activos de confiabilidad y al referirlas exclusivamente a dicho estatus no podrían realizar contratos bilaterales en otras condiciones.

En caso en que las plantas de importación finalmente no sean consideradas como activos de confiabilidad podrían ser de menor tamaño y no ser permanentes. Aunque puede ser remota, una manera de hacerlas viables es que se permita al importador de gas realizar ventas de gas en contratos bilaterales sin someterse a plazos y condiciones estándar del mercado de gas local. Seguramente el producto que se ofrecerá será uno para atender contingencias o escasez temporal. En caso en que el importador sea un agente que provea gas de manera permanente entonces sí podría entrar en el esquema de subastas establecido en la Resolución 113. Este punto se explica más adelante en la comunicación.

Realizar la excepción de los esquemas de comercialización al importador se enmarca dentro de los incentivos a la importación de gas natural que la CREG puede establecer, según el Artículo 30 del Decreto 2100".

"se sugieren las siguientes medidas:

i) Exceptuar al comercializador de gas importado del esquema de subastas y permitir que realice contratos bilaterales mientras se encuentre cubriendo condiciones de escasez temporal, contingencias o cuando la transacción tenga como propósito cumplir con las obligaciones de energía en firme de los generadores térmicos según lo establece actualmente el literal c del numeral 2 del Artículo 19 de la Resolución 113 en consulta. No necesariamente establecer que estas excepciones deban estar vinculadas a un activo de confiabilidad, permitir que puedan o no estarlo. Las razones para esta excepción, entre otras son las siguientes.

- *El comercializador de gas importado realiza sus compras de gas en el mercado internacional y no tendría mucho sentido que dicho agente tenga la obligación de aplicar las condiciones mínimas que establece la Resolución 113 en sus contratos de venta en el mercado local. Dicho comercializador no tiene la capacidad de modificar los contratos que se usan en el resto del mundo y que responden a prácticas comerciales que ha desarrollado esta industria durante años. Por lo anterior, considerando las condiciones de la comercialización, la CREG estaría forzando a que estos agentes enfrenten riesgos adicionales derivados de las diferencias que existan entre las cláusulas de los contratos de compra y los contratos de venta (por ejemplo en duración permisible de las suspensiones del suministro al año y las compensaciones), lo cual afectaría e impediría que estos agentes desarrollen el negocio de comercialización de gas importando bajo la modalidad en firme.*

- *Al menos durante los próximos 8 años, las cantidades de gas importado serán marginales en el mercado y el hecho de llevar este gas a las subastas podría generar un incremento generalizado de precios por la diferencia que existe entre los costos asociados a la producción de gas local en comparación con el precio de mercado del gas natural en los mercados internacionales. En otras palabras, al realizar una subasta única los productores locales tendrán como referente el precio de importación del gas, mientras que si los importadores comercializan cantidades marginales de manera bilateral estas serán absorbidas por los compradores que lo requieran*

ii) Cuando el importador de gas cubra una escasez permanente de gas, entonces sí debe entrar en el mecanismo de subastas establecido.

iii) Permitir que el importador de gas natural así como el OSC puedan ser parte de un grupo empresarial que desarrolle otras actividades del sector eléctrico o de gas natural".

Respuesta

Se sugiere ver las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 3, literal i y de la sección 2.5.4 numeral 3, literal l.

Los mecanismos de negociación de los contratos de suministro con interrupciones deben ser los mismos de los productores-comercializadores, de tal manera que exista neutralidad para los vendedores en el mercado mayorista de gas.

Finalmente, se resalta que las condiciones de comercialización cuando el gas se destine a la atención de las situaciones contingentes se establecieron a través de la Resolución CREG 062 de 2013, la cual se realizará mediante los contratos de contingencias definidos en la resolución definitiva de la Resolución 113 de 2012.

11. CNO, Consejo Nacional de Operación

a. *"- La propuesta establece que las subastas se realizarán una vez al año, con una anticipación no mayor a catorce meses a la fecha de inicio de los contratos de suministro a subastar, por lo que agradecemos a la Comisión que se sincronice la fecha de entrega de los contratos de gas natural para el respaldo de OEF con la fecha de realización de las subastas de adjudicación de gas natural, de tal manera que los agentes generadores tengan una mayor certeza de las alternativas de suministro de este combustible".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 4, literal b.

b. *"- Se solicita a la Comisión que la opción de contratación bilateral para cubrimiento de OEF con los comercializadores importadores sea más amplia para incluir gas para pruebas o generaciones bajo instrucción del CND. Ello considerando las grandes inversiones que harían los agentes generadores para viabilizar la infraestructura de importación de gas en el pais y a la posibilidad de utilizar este gas para cualquier tipo de generación, independientemente de si se presenta una condición hidrológica crítica en el SIN:".*

Respuesta

Se sugiere ver las respuestas relacionadas con los mecanismos de comercialización y los contratos del gas importado dadas en los comentarios de la sección 2.5.4 numeral 3, literal i y de la sección 2.5.4 numeral 3, literal l. También se sugiere ver la respuesta dada en la sección 2.5.4, numeral 10.

12. Chevron Petroleum Company

a. "*En línea con lo expresado en la comunicación de la Asociación Colombiana de Productores (ACP), nuestra propuesta es permitirnos la alternativa de negociación bilateral en caso de que el resultado del balance oferta vs. demanda que realice el Gestor de Mercado de forma inicial al proceso de comercialización (con base en la información suministrada por los agentes del mercado), arroje un resultado excedentario de oferta y que la demanda que decida utilizar la opción de subasta pueda hacerlo posteriormente, en la oportunidad que la CREG lo determine.En el caso de continuar con excesos de oferta, después de negociación bilateral y subasta, se colocaría bajo negociación bilateral a una vigencia contractual máxima que permita ajustarse a la próxima subasta, salvo las negociaciones que correspondan a proyectos nuevos.*

Por lo anterior, consideramos que el mecanismo de negociación bilateral debe ser flexibilizado de manera que el gas excedente de la subasta, al igual que el que se genera principalmente de optimizaciones en la operación de los campos, pueda ser comercializado en negociaciones bilaterales entre los agentes, previa justificación de estos eventos ante la CREG".

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d y de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

b. *"En el literal g) del numeral 1 del Artículo 19 del Proyecto de Resolución se incluye que la OCG asociada a contratos de firmeza condicionada con exportaciones se puede negociar bilateralmente, sin embargo en el parágrafo del Articulo 20 del Proyecto de Resolución, no se excluye este literal g) de la obligación de cumplir con los dispuesto en el Capitulo I y II del*

Proyecto de Resolución, de forma equivalente a como lo hace con la exportaciones, lo cual hace que los productos no puedan ser exactamente complementarios.

Con el fin de viabilizar la estructuración de este tipo de contratos, se requiere que todas sus condiciones sean equivalentes a las de exportaciones, razón por la cual deben incluirse en la excepción establecida en el parágrafo del artículo 20 con la única obligación de tener como fecha de terminación el 30 de noviembre de un año cualquiera".

Respuesta

Las opciones de compra de gas contra exportación deben cumplir con lo establecido en los capítulos I y II del titulo III de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012. No obstante lo anterior, se considera pertinente ajustar la resolución en lo que concierne al evento de ejercicio de la opción contra exportación para permitir que los productos puedan ser complementarios con las exportaciones.

c. *"De acuerdo con lo establecido en el artículo 24 del Proyecto de Resolución frente a los productos ofrecidos por medio de subastas, encontramos que el plazo que se le exige a los contratos de 1 o 5 años restringen las condiciones necesarias que se requieren en un mercado de mediano y largo plazo. Bajo este supuesto consideramos que los plazos de estos contratos resultan ser una limitación para la demanda ya que considera la terminación (finalización) de los contratos de asociación. De igual forma, queremos señalar que los contratos con un plazo tan corto (5 años) no permiten apalancar un proyecto industrial que implique un incremento de demanda, ni nos permiten incurrir en inversiones en confiabilidad de la oferta de gas natural, que permita viabilizar proyectos de aumento de oferta ni de optimización de la operación. Esta limitación a dos únicos plazos limita la flexibilidad requerida para maximizar la contratación de gas firme, además no permite una agregación óptima de la oferta, porque existen restricciones de transporte y tampoco permite suplir los perfiles de demanda ajustadamente.*

Creemos que una propuesta en beneficio en alguna medida contribuiría a la sostenibilidad del mercado de gas natural, que permite garantizar el desarrollo y la competitividad frente a otros combustibles, se encuentra en extender la posibilidad a las partes para que puedan pactar una duración adicional de tres (3) años a la subasta y periodos superiores a cinco (5) años de ser posible".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 1, literal b.

d. *"En nuestra opinión el PPI como indexador de precio de las subastas refleja una condición de mercado específica para algunos sectores de la demanda y desconoce el de otros segmentos de la demanda y el comportamiento tanto local como internacional de los "commodities" del sector de energía. Sugerimos utilizar indexadores asociados al sector del gas y/o hidrocarburos en general, inclusive de forma mixta con el PPI, en una proporción que determine la CREG, de manera que refleje condiciones de mercado tanto para la oferta permitiéndole tener expectativas más seguras en la recuperación de nuestras inversiones, como para la demanda a través de canasta de sustitutos.*

(...) Adicionalmente a esta restricción, se impone como indexador del precio el IPP, lo que va en contra de la política energética del Gobierno que establece el precio de oportunidad de los productos energéticos como el criterio para la fijación de precios y que desconoce la condición de hidrocarburo del gas y su relación a un referente de mercado nacional e internacional.

(...) Adicionalmente se propone estructurar un indexador que combine el comportamiento de distintos hidrocarburos y que refleje la realidad del mercado nacional e internacional del gas, de

modo que genere las señales e incentivos requeridos para la demanda y la industria de E&P. Este punto es mencionado por la CREG en el documento soporte de la Resolución, como una falencia del mercado al no contar con un índice propio, a la vez que reconoce los limitantes de la utilización de los índices vigentes y la necesidad de utilizarlos debido a la inexistencia del índice adecuado; con lo cual vemos indispensable el desarrollo de este índice para el funcionamiento de la nueva reglamentación de comercialización de gas".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal m.

e. *"Por su parte, el desarrollo de oferta de suministro de gas, además de verse afectado por las señales de estancamiento en la demanda de gas, consideramos se ve impactado negativamente por medidas de la reglamentación que desincentivan la inversión en Exploración y Desarrollo, como la restricción a la comercialización en firme del total de capacidad de producción, imponiendo la subasta como mecanismo de asignación de gas en escenarios de abundancia y no dejando opción para la comercialización de excedentes de la subasta diferentes a contratos interrumpibles de una semana, lo que contradice las leyes naturales de los mercados.*

Como es evidente, estas medidas perjudican la valoración de recursos para las empresas de E&P, deteriorando el negocio, y por ende, su interés en invertir, en desarrollar y en ampliar la oferta de gas. Por el contrario observamos que la reglamentación favorece e incentiva la actividad comercialización de gas, que comparada con la actividad de producción, tiene un menor riesgo en su operación.

Respecto de estas medidas, sugerimos que mientras exista un escenario excedentario de oferta, se permita la comercialización de gas a través de los dos mecanismos propuestos, negociación bilateral y subasta de una manera secuencial, es decir que primero se dé la opción de negociar bilateralmente por un periodo determinado de tres (3) meses por ejemplo, y que posteriormente se proceda a asignar en subasta la oferta de gas excedente de la negociación bilateral. Una vez efectuada la subasta, permitir la libre comercialización de los excedentes de la subasta para nuevos proyectos de demanda.

Consideramos que con estas medidas el mercado opera libremente y se permite que se formen las señales adecuadas para el crecimiento del mismo".

Respuesta

Ver las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 3, literales b, c, d y e.

13. Energía eficiente S.A. E.S.P.

a. *"Artículo 19. Negociaciones bilaterales.*
   1) *Se solicita que la CREG considere la posibilidad de permitir Negociaciones Bilaterales cuando la oferta supere la demanda.*
      a. *Como alternativa, se podría plantear una subasta a la baja.*
   2) *Del literal f): Al igual que para la nueva oferta, se solicita al regulador considere la posibilidad que la nueva demanda o demanda incremental*[102] *pueda negociar bilateralmente las condiciones contractuales.*
      a. *La nueva demanda necesita señales de estímulo, en esquemas que le permitan tener una análisis concreto del retorno de su inversión.*

[102]Entiéndase por Demanda Incremental aquella que está asociada a volúmenes de consumo considerables y acotadas dentro de un proyecto de inversión.

b. *La nueva demanda estará enfrentada a temas de des-sincronismo entre su plan de proyecto y los momentos de las subastas.*

La nueva demanda no debería estar expuesta a más señales de incertidumbre de las que actualmente existen".

Respuesta

La respuesta a este comentario de Energía Eficiente ya se abordó en las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d y de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a de este documento.

b. *"Articulo 25. Frecuencia de las subastas*
Se define 14 meses de anticipación para comprometer cantidades en Subastas.
Se considera que se debe definir también un tiempo mínimo y que este no debe ser inferior a 6 meses al inicio de las entregas, para que los comercializadores tengan tiempo para ubicar y firmar contratos con su demanda".

Respuesta

Los comercializadores y los usuarios podrán celebrar los contratos respectivos en función de las fechas de realización de las subastas o de los periodos anuales de negociación directa. En cualquiera de estos casos, una vez se conozca la regulación definitiva se cuenta con el tiempo suficiente para que los comercializadores suscriban con los usuarios los contratos de prestación del servicio y posteriormente puedan representarlos en la subasta o en las negociaciones directas.

c. *"Articulo 27. Transacciones de capacidad de transporte*
El esquema de subastas propuesto y su alcance, introduce un des-sincronismo con las Transacciones de capacidad de transporte. Compradores de gas quedan expuestos a no tener el debido respaldo en transporte, tanto en plazos como en volúmenes".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal b.

14. Ecopetrol S.A.

a. *"Posibilidad de comercializar los excedentes de oferta a través de negociación bilateral, lo que conlleva al crecimiento del mercado:*

Tal como se ha manifestado en oportunidades anteriores, el mecanismo de subasta junto con la denominada negociación bilateral, deben formar parte de un conjunto integral de mecanismos de comercialización que faciliten el desarrollo del mercado para todos los sectores, y no sólo para algunos usos específicos, como son el petroquímico y de procesamiento.

En este sentido, no es razonable que se limite a los Productores-Comercializadores (P-C) a vender los excedentes de gas que resulten después de realizar la subasta simultánea únicamente a través de los mercados de corto plazo en modalidad interrumpible con plazo máximo de una semana. Esta limitación antes que contribuir con el desarrollo del mercado del gas genera:

Desestimulo para las inversiones en Exploración y Producción (E&P), pues no permite al P-C (en un mercado excedentario de gas) realizar su producto en la oportunidad y modalidad firme que requiere el negocio, pues, el P-C deberá esperar hasta una nueva subasta (cada año) para

vender en firme el gas excedentario de las subastas, el gas proveniente de la optimización de la producción, el gas de proyectos de campos actuales que entren después de la subasta anual y el gas de los contratos terminados anticipadamente.

Desestimulo a que nuevos consumos de gas (provenientes de sustitución de otros combustibles por gas natural, proyectos de cogeneración, GNCV, entre otros) se materialicen, debido a que para proyectos de inversión en infraestructura de consumo se requiere de condiciones especiales (plazos, firmeza, periodos de prueba con intermitencia en el consumo, indexadores de precio que tengan relación con el proyecto de consumo, etc.) para hacer el cierre financiero de los mismos en un proceso interactivo de negociación entre la demanda y la oferta, condiciones que no les sería posible conseguir a través de un comercializador que compra en una subasta de producto homogéneo en la cual se obliga a pagar la totalidad de lo contratado.

Propuesta: Solicitamos dejar el mecanismo previsto en la Resolución CREG 118/11 según el cual debe hacerse un balance previo al proceso de comercialización para determinar si hay superávit y proceder con la negociación bilateral. Si hay déficit, la subasta es la mejor forma de asignar el gas".

Respuesta

Frente a los posibles excedentes una vez termine la subasta se observa que estos se pueden presentar por dos razones: i) porque en la subasta no se asignaron todas las cantidades ofrecidas; o ii) porque después de la subasta, a través de optimizaciones en la producción, pueden aparecer nuevas cantidades de gas para ofrecer.

Del lado de la demanda que participa en la subasta, se entiende que las únicas demandas que no resultaron con asignaciones son aquellas que decidieron retirarse porque los precios superaban sus disposiciones a pagar.

Desde el punto de vista de la eficacia del diseño de la subasta se tiene que no es posible permitir que la demanda que se retiró de la misma logre asignaciones de cantidades de gas que no se vendieron durante la subasta. La razón es que si esa posibilidad se permitiera las expectativas de quienes participan en el proceso cambiarían al saber que después de la subasta sería posible acceder a gas firme en condiciones diferentes, lo que puede conllevar a distorsiones en la formación de precios en el mercado primario.

Con referencia a los excedentes por procesos de optimización se sugiere ver la respuesta dada en la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

El supuesto *"desestimulo a los nuevos consumos de gas"* se abordó en la sección 2.5.4, numeral 3, literal a.

Finalmente, el comentario referente a la realización de un balance previo al proceso de comercialización se trató en la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d de este documento.

b. *"Posibilidad que los productores comercializadores puedan pactar contratos de suministro interrumpible de mediano y largo plazo*

Ecopetrol está en desacuerdo con la limitación en el plazo para la venta de gas interrumpible de forma semanal de cantidades de gas excedentes de las subastas, gas proveniente de optimización de operación de los campos, o gas proveniente de contratos terminados anticipadamente, ya que el productor ha hecho unas inversiones para tener disponible gas en el mercado y limitar la venta de los mismos a una semana es un cambio de reglas sustancial para

los proyectos en curso y un desestimulo para nuevas inversiones. Consideramos además, que esta propuesta disminuye la oferta de gas en el mercado, menoscaba la libertad de empresa y la autonomía de la voluntad, y genera una desigualdad entre el P-C y los demás agentes sin que con ello se esté produciendo un beneficio para el mercado".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.1, numeral 3.

c. *"Libertad de contratación para Yacimientos no convencionales, campos menores, campos que se encuentran en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, campos aislados y campos nuevos.*

Ecopetrol está en desacuerdo con la limitación de la contratación interrumpible de mediano y largo plazo sobre estas fuentes de suministro, ya que se generaría un desincentivo al desarrollo de las mismas porque según como se establece en el Proyecto de resolución sólo se podrían contratar en firme, y dadas las características propias de su operación especialmente en su fase inicial de desarrollo, estas fuentes no podrían ofrecerse al mercado bajo esta modalidad y tampoco en interrumpibles semanales porque no se les podría garantizar la remuneración de sus inversiones.

Sí bien el Decreto 2100/11 previó que estas fuentes de oferta deberían sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación, no estipuló nada acerca de los plazos, ni de quiénes podrían tener acceso al gas de estas fuentes, para las cuales, con la propuesta regulatoria, también se limita a los usuarios no regulados.

Lo anterior conlleva a ver que el proyecto de regulación va en contravía del principio de libertad de empresa y de autonomía de la voluntad de las partes, sin que haya una justificación para tal limitación, aunque si son claros los efectos de desestimulo a la disponibilidad de mayor oferta.

Propuesta: Se solicita que para las fuentes de oferta mencionadas en este aparte, se permita la contratación interrumpible por plazos mayores a una semana, es decir, mensual, anual, multianual y se permita a los usuarios no regulados tener acceso directamente a estas fuentes de oferta, de lo contrario se impactaría la oferta de gas disponible, pues las modalidades contractuales propuestas por la CREG no son compatibles con el desarrollo de las fuentes de gas mencionadas".

Respuesta

En el proyecto de resolución se plantea que en la fase inicial de desarrollo de los yacimientos no convencionales, cuando todavía no se ha declarado la comercialidad de los campos porque los mismos se encuentran en pruebas extensas o en período de evaluación, el productor-comercializador podrá comercializar gas natural mediante negociaciones directas. También se propone explícitamente que las condiciones contractuales de estas negociaciones serán establecidas por las partes. Dado que el objeto de la propuesta es permitir que los campos en pruebas extensas, convencionales o no convencionales, cuenten con flexibilidad en la contratación del gas se complementa el proyecto de resolución para dar mayor claridad en este aspecto. Como complemento de esta respuesta se puede ver la respuesta dada al comentario del literal d del numeral 3 de la sección 2.5.4.

En relación con la participación directa de los usuarios no regulados en el mercado primario se sugiere ver la respuesta a los comentarios de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a. En este sentido, al permitir que los usuarios no regulados participen como compradores en el mercado primario de gas, podrían negociar directamente el gas en las situaciones y bajo las

condiciones que establezca la regulación. De acuerdo con lo anterior, los productores-comercializadores de gas natural proveniente de yacimientos no convencionales en pruebas extensas podrían negociar libremente con los compradores del mercado primario.

En relación con los tiempos de los contratos, la propuesta regulatoria establece que los contratos celebrados mediante negociaciones directas tendrán la duración que acuerden las partes (uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años), siempre que tengan como fecha de terminación un 30 de noviembre. Lo anterior con el fin de promover la liquidez en el mercado y de evitar restricciones a la competencia.

Finalmente, se reitera lo mencionado en varios apartes de este documento en el sentido de que los derechos a la libertad de empresa y la autonomía privada no son absolutos y que la CREG se ciñe plenamente, en ésta y en todas sus actuaciones y regulaciones, a sus competencias legales.

d. *"Por considerarla como una propuesta que no permite reflejar las condiciones reales del mercado, objetivo que entendemos es una de las motivaciones del regulador, Ecopetrol está en desacuerdo con establecer un único indexador para todos los productos. Fijar el PPI como único indexador para el precio de gas de un proceso de subasta con productos de cinco años, desliga el precio del gas del comportamiento de los sustitutos durante el periodo de los cinco años, y además puede causar variaciones de precio de alto impacto en la demanda en la siguiente subasta que se realice. Ambos efecto son negativos para la demanda que puede tener unos contratos de gas que no reflejan el real costo de oportunidad frente a otros energéticos.*

   Además, vemos que un indexador como el PPI, impide que ofertas futuras provenientes de mercados internacionales se puedan transar bajo esta condición de mercado. Un ejemplo claro es el contrato de importación de gas con Venezuela, el cual se encuentra pactado un precio que se indexa al Fuel Oil No 6 al 1%S y que de llegarse a comercializar en Colombia como mínimo tendría que reflejar una condición similar a la de su compra.

   Propuesta: Que se permita utilizar por lo menos tres indexadores: por ejemplo, CPI, Fuel Oil y WTI en los contratos firmes de más de 1 año que se pacten en subasta o negociación bilateral".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal m.

e. *"Artículo 19. Negociaciones Bilateraíes:*
   Comentario: Respecto del Numeral 3, literal b), consideramos que es redundante la posibilidad de que un procesador de gas en el SNT le venda gas a otro procesador en el SNT. Se solicita revisar esta figura".

Respuesta

Como se señaló en la respuesta al comentario 1 de la sección 2.3 de este documento, la regulación relativa a la figura de los procesadores de gas natural en el SNT será objeto de regulación posterior.

f. *"Artículo 25. Frecuencia de las subastas:*
   Comentario: Se sugiere aclarar las fechas que se plantean en el parágrafo, pues no ofrecen claridad sobre si efectivamente se refieren a fechas del cronograma para inicio de subasta o para celebración de contratos. No obstante, vemos que es corto el tiempo para hacer dos subastas en el 2013 por parte de Administrador de la Subasta, dado que la CREG tiene que contratar al Administrador, al Subastador y al Auditor, lo cual consideramos tomará un tiempo

razonable. Se sugiere que la primera subasta se realice a finales del 2013 para la contratación del gas del 1° de diciembre de 2014 en adelante, y que permitan contratar hasta el 30 de noviembre de 2014 a cada productor bajo las reglas de la Res. CREG 118/11".

Respuesta

En el parágrafo del artículo 25 se establece que durante el año 2013 se realizarán dos subastas y que los productos que se tranzarán en la primera tendrán como fecha de inicio el 1 de enero de 2014, mientras que los productos de la segunda subasta tendrán como fecha de inicio el 1 de diciembre de 2014. Ahora bien, teniendo en cuenta los tiempos requeridos para la expedición de esta regulación y la implementación de la figura del gestor del mercado, se ha considerado necesario revisar la disposición del parágrafo mencionado, de tal manera que durante el año 2013 sólo se realice una subasta o se abra un espacio de tiempo para la negociación directa de acuerdo con el balance que realice la UPME.

15. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"Si bien en términos generales la subasta descrita por el regulador, refleja la generalidad del diseño propuesto en los estudios contratados, es importante que ésta considere aspectos particulares del país, que pueden no ser una preocupación a nivel internacional, como puede ser por ejemplo, que no exista un acuerdo respecto del precio de reserva; es claro que este tipo de comportamientos distorsionan la competencia, pero son posibles en la medida en que no existan instituciones fuertes que controlen este tipo de situaciones.*

   De otro lado, consideramos que el esquema de subasta genera unas limitaciones frente a ciertos tipos de demanda, que requieren contratos de más largo plazo de aquellos que se proponen dentro del proyecto, por lo que sería deseable que por lo menos se evaluara si existe demanda para contratos de más largo plazo, de acuerdo con la disposición que tengan para el efecto los productores de gas natural.

   Ahora bien, las inquietudes que surgen de la reglamentación de la subasta son las siguientes:

   ¿Podrá el productor reducir las cantidades que ofrece en un producto para aumentarlas en otro, como en efecto se presentó en el taller realizado por el regulador?

   ¿Puede un mismo comprador destinar cantidades específicas para ser clasificado como comprador tipo A y otras cantidades diferentes para ser comprador tipo B?

   ¿Puedo comprar o reducir las cantidades de un producto de un campo, para aumentar las cantidades de otro producto de un campo distinto?".

Respuesta

Frente al precio de reserva ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

En relación con la duración de los contratos de la subasta ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 1, literal b. En los contratos que resulten de las negociaciones directas se podrá pactar una duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años, siempre que terminen un 30 de noviembre.

En relación con la participación de los vendedores de gas en la subasta, como se propone en el numeral 5.4 del anexo 2 de la Resolución CREG 113 de 2012, lo vendedores al momento de declarar la PTDVF o la oferta de CIDVF deberán presentar su oferta al administrador de la

subasta. En la oferta deberán especificar la cantidad de gas natural que ofrecerán mediante cada producto y el precio de reserva de cada producto.

La anterior propuesta fue presentada en los talleres en los que se contó con la presencia de los consultores y en los talleres realizados por la Comisión los días 15 y 16 de noviembre del año 2012, en los cuales se explicó que los vendedores una vez hacen la declaración de la oferta de gas no pueden modificarla. Es decir que estos agentes son pasivos en el desarrollo de la subasta y son los compradores los que deciden qué cantidades compran para cada producto.

Un comprador debe clasificarse como tipo A o como tipo B, pero no puede tener ambos rótulos, es decir puede comprar productos firmes y de firmeza condicionada, o firmes y de opción de compra de gas, pero no puede adquirir productos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas en la misma subasta.

En relación con la última pregunta, la propuesta permite que en el desarrollo de la subasta el comprador pueda reducir las cantidades de un producto para aumentar las cantidades de otro producto, cuando se lo permite la aplicación de la denominada ley de exceso de oferta.

b. *"En lo que se refiere a la actualización del precio (de la subasta [sic]) no se indica la temporalidad del mismo por lo que se sugiere que se aclare si ésta es anual, mensual o semestral".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal m. Se propone que la aplicación del índice para actualizar el precio se realice anualmente, de manera que se ajusta la resolución para dar mayor claridad al respecto.

c. *"Respecto de la frecuencia de las subastas, es importante que el regulador sea estricto en la determinación de un periodo para su realización, y lo determine, de manera tal que exista certeza frente a las fechas en las cuales se haría.*

Considerando las múltiples ocupaciones del regulador, sería deseable que este no asumiera la responsabilidad de determinar el momento de la subasta, sino que por el contrario se definiera un periodo específico dentro del año, dentro del cual ésta deba realizarse".

Respuesta

En la propuesta regulatoria es claro el período en el que se debe realizar la subasta, esto es una vez al año dentro de los catorce meses anteriores a la fecha de inicio de los contratos de suministro a subastar. Vale la pena mencionar, en todo caso, que los análisis realizados con fundamento en los comentarios recibidos llevaron a abrir la posibilidad de que anualmente se realice una subasta o se realicen negociaciones directas durante un espacio de tiempo, en función del balance entre oferta y demanda de gas natural que realice la UPME.

d. *"... si bien es claro que la subasta permite la conformación de un precio de mercado, es evidente de la misma manera que existe una demanda que representa la expansión del mercado de gas natural, que no podrá ser atendida a través del esquema propuesto por el regulador, por lo menos en el corto y mediano plazo.*

El regulador entonces, de no implementar un mecanismo excepcional para estas demandas particulares, estaría dejando al sector sin un crecimiento que ha sido dinámico en los últimos

cinco años, y que ha representado y representará beneficios tanto para la demanda como para la oferta.

En ese sentido, proponemos que el regulador reconsidere la posición de limitar el esquema de compra de gas únicamente a la subasta, y que permita que demandas nuevas puedan acceder a mecanismos especiales que aseguren el crecimiento del sector".

Respuesta

Ver la respuesta a la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

e. *"Como seguramente lo puede evidenciar el regulador, una parte importante de la demanda actualmente existente, corresponde a consumos que se han venido incentivando, dentro de 'clusters' hechos por la industria, precisamente para aumentar el consumo de gas natural en el país.*

Estas nuevas demandas, se han logrado fundamentalmente a través de acuerdos de negociación bilateral, en los cuales toda la cadena participa en el riesgo, y le apuesta a los incrementos en el consumo que pudieran tener ciertos segmentos de la demanda, o a la conversión de otros sustitutos energéticos.

Estas demandas contribuyen a mejorar las tarifas para los usuarios de gas natural, y al mismo tiempo incentivar inversiones en la cadena de gas natural.

Por lo anterior, sería deseable que, por lo menos mientras se consolida la totalidad de las figuras propuestas por el regulador, y como un mecanismo de carácter transitorio, se permita la contratación de carácter bilateral en el mercado primario, de forma tal que estas demandas incrementadas pueden ser atendidas".

Respuesta

Se sugiere ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

f. *"En lo que respecta a la libertad que concede el regulador para las negociaciones de carácter bilateral, pareciera importante que ésta se restringiera un poco más, particularmente en lo que tiene que ver con la participación de aquellos compradores que tienen la facultad de entrada en negociaciones bilaterales y al mismo tiempo en el esquema de subastas.*

Sería indeseable desde el punto de vista de las intenciones del regulador con la expedición de la resolución, que un comprador de carácter bilateral buscará asegurar las cantidades que necesite a través de una negociación bilateral, y al mismo tiempo participará en la subasta, para posteriormente o bien renunciar al contrato inicial, o bien ajustar los precios según resulten de la subasta.

Este tipo de comportamientos es indeseable, en la medida en que se reducirían las cantidades que el productor pondría en la subasta, pudiendo afectar el precio, y al mismo tiempo permitiría comportamientos oportunistas por parte de aquellos que tienen ciertas libertades.

Por lo anterior, se sugiere restringir la modificación del precio pactado en el contrato bilateral, así como las cantidades contratadas, medidas estas que evitarían el comportamiento antes descrito".

Respuesta

Ver la respuesta al literal f del numeral 2 de la sección 2.5.4 de este documento.

16. Emgesa

a. *"De acuerdo con el Parágrafo del Artículo. 26, para cuando se estima la realización de la primera subasta prevista en 2013? Cuándo se tendrán las condiciones de dicha subasta?"*

Respuesta

Aún no se han definido las fechas exactas para la realización de la subasta o de las negociaciones directas del año 2013 porque se requiere contar primero con el marco regulatorio definitivo de la propuesta, a cargo de la CREG, y con el balance entre oferta y de manda de gas natural, a cargo de la UPME. Una vez se cuente con lo anterior, la Comisión publicará las fechas del caso.

b. *"Según lo mencionado en el Artículo. 27, quién es el comercializador del gas propiedad del Estado y de la ANH?".*

Respuesta

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 del artículo 6 del Decreto 2100 de 2011 debe ser un comercializador. No corresponde a la CREG determinarlo.

17. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"Se solicita a la Comisión que la opción de contratación bilateral para cubrimiento de OEF con los comercializadores importadores sea más amplia e incluya gas para pruebas o generación en general. Ello considerando las grandes inversiones que harían los agentes generadores para viabilizar la infraestructura de importación de gas en el país y a la posibilidad de utilizar este gas para cualquier tipo de generación, independientemente de si se presenta o no una condición hidrológica crítica en el SIN".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal i.

b. *"Según la duración y la fecha de inicio de los productos definidos por la CREG se plantean productos para uno y cinco años. Se solicita a la Comisión definir un producto con estas duraciones pero cuyo período de inicio sea compatible con el inicio de las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, es decir, que el contrato inicie su ejecución cuatro años después de realizada la subasta o la negociación bilateral".*

Respuesta

Ver las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 1, literal b y de la sección 2.5.4, numeral 4, literal b.

c. *"... EPM se permite expresar su reserva con respecto al mecanismo de comercialización planteado en la resolución para el mercado primario, ya que advierte una pérdida de flexibilidad importante al desconocer el resultado de un balance previo de gas que permita negociaciones bilaterales, mecanismo que fue utilizado por los agentes en el período de transición y que a*

nuestro juicio, ha sido acertado dadas las caracterlsticas de la demanda existente, con una participación significativa de la demanda no regulada, la cual requiere de una gestión adecuada para posibilitar su continuidad y crecimiento.

(...)

De acuerdo con el consultor David Harbord en su informe de consultoría relacionado con el diseño conceptual y estructura de subastas de gas para Colombia, un mecanismo eficiente de asignación de gas es la subasta simultánea de reloj ascendente, para garantizar una mayor eficiencia en la formación de precios y reducir los costos de transacción. No obstante, en esta concepción que ha sido introducida en la propuesta como el principal mecanismo de comercialización en el mercado primario, no ha sido considerado el balance de gas, lo que conduce a que siempre exista subasta independientemente del exceso de oferta que se presente para un determinado producto. Sobre este tema EPM llamó la atención en su comunicación No. 1808097 del 16 de diciembre de 2011 al presentar sus observaciones sobre los informes del citado consultor.

Permitir que haya subasta en escenarios de sobre oferta, otorga al productor la posibilidad de fijar ex-ante el precio del gas debido a la potestad que tiene para establecer un precio de reserva, asociado a la no existencia de mecanismos bilaterales de negociación que permitan una formación de precio más eficiente a partir de un rol activo de la demanda.

Por lo anterior, solicitamos a la Comisión que reconsidere su posición en el sentido de aplicar el mecanismo de negociaciones bilaterales tal como está dispuesto en la Resolución CREG-118 de 2011, es decir: 'Si la suma por modalidad contractual en cada uno de los puntos de entrada al SNT de las solicitudes de compra recibidas no supera la oferta de PDTVF por la correspondiente modalidad contractual, la oferta de PTDVF podrá comercializarse a través de negociaciones bilaterales (...)'. *En caso contrario, se aplica el mecanismo de subasta en los términos propuestos en la Resolución 113 de 2012.*

Para el caso de negociaciones bilaterales, y de manera complementaria, se propone que luego de agotado un tiempo definido para estas negociaciones, se efectúe subasta para que la demanda pueda contar con esta opción para cubrir sus necesidades. Esto permite a la demanda flexibilidad en el caso de que los precios que se oferten en las negociaciones bilaterales estén fuera de su expectativa comercial".

Respuesta

Frente al comentario sobre negociación directa se sugiere ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a. Respecto a la aplicación del mecanismo de comercialización dispuesto en la Resolución CREG 118 de 2011 ver respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d.

d. *"Debe tenerse especial atención con relación a que, independientemente del procedimiento de comercialización utilizado, las cantidades de gas que se comercialicen sean consistentes con la capacidad de transporte del SNT, con el fin de que realmente el gas pueda estar disponible para su consumo. En la actualidad existen campos que tienen una PTDV mayor a la que efectivamente puede transportarse en el sistema, lo que genera riesgos para los compradores y señales equivocadas sobre las cantidades disponibles de gas[103]".*

[103]Casos como el de la Creciente con un potencial de producción declarado para el 2014 de 80 MPCD y sólo una capacidad de transporte de 60 MPCD, y Cupiagua con 140 MPCD y con una capacidad de 70 MPCD, necesitarían de especial atención en el sentido de coordinar el suministro y el transporte tanto para las necesidades actuales como futuras.

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.2, del numeral 1, literal b.

e. *"... se observa que de cara a los generadores térmicos, especialmente en lo relacionado con el respaldo de sus Obligaciones de Energía Firme del cargo por confiabilidad, la propuesta no resuelve sus necesidades puesto que los productos propuestos no se ajustan a sus requerimientos específicos, en la medida que no permiten la coordinación entre el período de planeación del cargo por confiabilidad y el inicio de la ejecución de los contratos para el respectivo período de comercialización de gas, además no garantiza la disponibilidad de gas por parte del productor bajo la modalidad Opción de Compra de Gas-OCG".*

Respuesta

En relación con este tema se sugiere ver las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 8, literal b, de la sección 2.5.4, numeral 4, literal b y de la sección 2.5.4, numeral 2, literal a.

f. *"En la propuesta se debe definir una regla para la venta de las cantidades de contratos de asociación próximos a vencerse y otros contratos antiguos que se firmaron en la subasta de LTOII y que finalizan en el año 2016 y, dado que aún no es segura la prórroga del contrato de asociación en Cusiana, los productos que se vendan a partir del 1 de enero de 2014 en caso de una eventual subasta, sólo podrían ofrecerse hasta la fecha de terminación de dicho contrato de asociación, de manera que no habría producto para 5 años de duración".*

Respuesta

Se entiende que la solicitud corresponde a incluir un mecanismo que permita armonizar las fechas de finalización de los contratos vigentes con las fechas de realización de las subastas. Al respecto se reitera la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal o.

18. Gas Natural

a. *"La imposibilidad de que, en condiciones de superávit de oferta, los agentes puedan negociar contratos de suministro con los productores de manera bilateral, constituye una desmejora respecto al esquema definido en la Resolución CREG 118 de 2011, en la medida que limita opciones comerciales viables e introduce riesgos de destrucción de demanda."*

*"**Negociación a través de Acuerdos Bilaterales***
Si el escenario de comercialización supone que la oferta supera la demanda, el esquema de comercialización debe considerar la posibilidad de negociaciones bilaterales entre agentes. La negociación a través de acuerdos bilaterales ha permitido realizar contrataciones eficientes, como lo demostró el periodo de transacción definido en la Resolución CREG 118 de 2011.

La regla sugerida es que mientras la oferta supere la demanda, con base en un balance previo, exista una primera instancia de negociación bilateral, anterior a la realización de subasta. Si los acuerdos no son alcanzados, la subasta podría significar el mecanismo definitivo de asignación del suministro.

Los beneficios subyacentes son:
- *Menores costos de transacción.*
- *No se duplica la demanda por efecto de arbitraje entre campos.*

- *La gestión del productor permite maximiza el aprovechamiento de la producción en el tiempo.*
- *Permite armar productos a medida como OCG.*
- *Se pueden buscar soluciones contractuales para necesidades especiales de la demanda en aspectos como Take or Pay por segmento, precio, etc.*
- *Si es necesario, los agentes pueden racionar su demanda sin afectar los precios de equilibrio del producto".*

Respuesta

Ver las respuestas dadas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d y de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

b. *"Observamos que la propuesta tendrá aplicación en un contexto de alta concentración de oferta de gas en un solo agente productor y drástica reducción de la producción del principal campo del País (Guajira) ; ambos aspectos sin perspectiva de mejora en el mediano plazo, lo que puede conducir a la destrucción de demanda en segmentos de vital relevancia para el desarrollo económico del País, como es el industrial, por efecto de los precios resultantes del proceso de comercialización en un escenario de escasez de oferta.*

De no adoptarse medidas, se corre el riesgo de sacrificar la demanda de mayor elasticidad precio – demanda y, como consecuencia, la competitividad y productividad del sector industrial colombiano. En ese sentido, si el mecanismo de comercialización se define a través de subastas, recomendamos que la CREG se reserve el derecho de definir el precio de reserva para controlar el poder de mercado, aspecto planteado en el informe del consultor Harbor".

"La liberación del precio regulado de Guajira se observa como un paso necesario para avanzar en la adopción de un esquema de comercialización mayorista para todo el País. Sin embargo, en el actual contexto de oferta y las restricciones de capacidad de transporte, es necesario analizar si la liberación de precios fortalece el proceso de formación eficiente de precios o si por el contrario seguirá siendo afectado por las fallas de mercado que no desaparecen en el mediano plazo.

En ese sentido, consideramos que la CREG debe reservar el derecho de condicionar la libertad de precios de los campos regulados a la existencia de una oferta suficiente para cubrir las necesidades domésticas de gas, así como de condiciones de competencia entre proveedores, de acuerdo con el artículo 88 de la ley 142 de 1994".

"La subasta, en el contexto de oferta actual, genera riesgos para la demanda, que citamos a continuación:

- *El mecanismo resulta inefectivo para mitigar el ejercicio de poder de mercado en el contexto de exceso de demanda.*
- *La metodología de transporte vigente no permite la competencia Gas – Gas lo que representa una barrera de entrada para acceder a todos los campos productores.*
- *Facilita la maximización de precios mediante la liberalidad al productor de definir precios de reserva.*
- *Se termina asignando cantidades a segmentos más inelásticos y destruyendo la demanda de segmentos con consumos elásticos.*

Entendemos que el precio de reserva en las subastas promueve la competencia entre campos. Sin embargo, en un escenario de concentración de oferta, esta liberalidad no facilita ese propósito y por tanto la CREG debe reservarse el papel de fijar un parámetro que de tranquilidad a la demanda".

Respuesta

Frente al precio de reserva ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

En el Documento CREG-054 de 2012 se presentan los argumentos para la propuesta de liberar los precios del gas proveniente de los campos de Guajira. El comentario presentado en relación con este tema no es objeto de esta resolución y debe ser analizado en el marco de la Resolución CREG 097 de 2012.

De otro lado, se reitera el comentario de que no resulta congruente que los agentes expresen su preocupación por un posible ejercicio de poder de mercado por parte de los productores-comercializadores y al mismo tiempo soliciten espacio para negociar directamente con los mismos (ver el comentario del literal c del numeral 2 de la sección 2.5.4).

Respecto al comentario de la metodología de transporte ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.2, del numeral 2, literal b.

c. *"Las disposiciones de comercialización del Mercado Mayorista no generan la suficiente tranquilidad en cuanto a controlar el poder de mercado del agente productor que concentra la oferta de gas natural en Colombia.*

   La ubicación de las principales reservas, la estructura del sistema de transporte, su metodología de remuneración y los procedimientos para definir la ejecución de las expansiones necesarias, no facilitan la competencia entre campos productores, imponiendo barreras de entrada para acceder a las ofertas disponibles, la cual es de por sí compleja de alcanzar con la concentración e influencia de un solo productor en los procesos comerciales".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

d. *"Consideramos que no hay mecanismos viables para desarrollar proyectos de cogeneración/autogeneración, sustitución de otros combustibles no amigables con el medio ambiente o transporte masivo público, ya que los requerimientos de precio de campos menores y/o campos de gas no convencional son mayores a los de un campo productor consolidado, dada la necesidad de viabilizar la extracción de pequeñas cantidades, financiar requerimientos tecnológicos y asegurar la conexión al Sistema Nacional de Transporte, para convertirlo en un producto transable.*

   Como alternativa proponemos que si el Balance Oferta Demanda da origen a una negociación bilateral, como lo manifestamos en el numeral 1 de este Anexo, en los contratos resultantes se viabilice la negociación de proyectos especiales bajo las condiciones que requieren estos proyectos."

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal **a**.

19. Gases de Occidente

"... queremos manifestar que es importante partir de un esquema similar al de la Resolución 118/11, en la que se realizó un balance Oferta-Demanda nacional, y a partir del cual se defina el esquema de negociación, ya que consideramos que el esquema de único precio no favorece a la

demanda, principalmente a la más alejada de la fuente de suministro (por la señal 100% distancia establecida en la Resolución 121/12 recientemente expedida por la CREG) y en especial la industria, afectando su competitividad".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d. En relación con la señal de distancia de los cargos de transporte de gas natural es un tema que no es objeto de esta resolución.

20. Gecelca S.A. E.S.P.

a. *"Armonización de subastas de gas y entrega de contratos que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad*

Desde la vigencia del cargo por confiabilidad 2010-2011 la planta TEBSA que representa GECELCA, se ha venido acogiendo a la opción ii) del Artículo 13 de la Res. CREG 085 de 2007, como procedimiento preliminar para la contratación de gas natural.

La eficacia y seriedad en la utilización responsable de este proceso se evidencia en que un año antes del IPVO de las vigencias 2010-2011, 2011-2012 y 2012-2013, GECELCA ha logrado contratar las cantidades de gas necesarias para respaldar las OEF de la planta TEBSA utilizando las diferentes modalidades existentes en la regulación vigente y ha surtido exitosamente el procedimiento de cambio de combustible (ACPM a gas natural).

Consecuentemente con lo anterior, respetuosamente solicitamos a la Comisión ajustar las fechas para la entrega de los contratos de gas natural para respaldar la OEF de la vigencia Diciembre de 2014 a Noviembre de 2015, actualmente prevista para el 26 de febrero de 2013, para el 30 de noviembre de 2013, una vez haya finalizado el proceso de subasta de gas natural en el cual se espera se asignen cantidades para los años 2014 y 2015. Consideramos que la razonabilidad de esta solicitud se sustenta en lo siguiente:

- *La entrega de contratos sería al menos un (1) año antes del inicio de las OEF.*
- *Se tendría la certeza de la disponibilidad del combustible para el respaldo de las OEF.*
- *Existen pocas unidades térmicas con la intención de respaldar OEF con gas natural, en la medida que poseen la infraestructura para utilizar combustibles líquidos.*

De la misma manera, consideramos conveniente que los productos que se transen en las subastas durante la etapa de transición propuesta, tengan fecha de entrega de gas natural hasta el año 2016, de tal forma que permita coordinar los tiempos entre los requerimientos de gas natural para respaldar las OEF con las fechas previstas por la Comisión para las siguientes asignaciones de OEF, permitiendo así equilibrar estas vigencias con la potencial entrada en operación de la nueva infraestructura de importación de gas natural".

Respuesta

La Comisión, mediante la Resolución CREG 005 de 2013, prorrogó la opción para la entrega de contratos de combustibles líquidos y documento de logística para respaldar las OEF del período 2014-2015 hasta el 30 de noviembre de 2013. Adicionalmente modificó el artículo 1 de la Resolución CREG 148 de 2010 que trata sobre la opción a la entrega de contratos de combustible.

b. *"Teniendo en cuenta que la producción total disponible para la venta solo se conocería una vez el Ministerio de Minas y Energía publique la cifra, posterior a la declaración de los productores de gas natural, cuyo plazo está establecido para el 31 de marzo de cada año, se estima que las*

subastas podrían realizarse a mitad de cada año. Por lo anterior, agradecemos establecer la obligación de entrega de contratos para respaldar las OEF en una fecha posterior a la formalización de los contratos de las cantidades adjudicadas mediante el mecanismo de subastas, de manera que exista la adecuada coordinación entre los mecanismos de atención de requerimientos del combustible y la obligación del reporte de los contratos firmados para respaldo de OEF".

Respuesta

La disposición sugerida se sale del alcance de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, propuestos en la Resolución CREG 113 de 2012. Sin embargo, se analizará en las disposiciones sobre el cronograma de entrega de contratos para respaldar las OEF.

21. Grandes consumidores industriales

a. *"La CREG no permite en la propuesta considerar una segmentación de precios según sea el sector e inclusive según proyectos[104]. Es claro que cada sector tiene costos de oportunidad diferentes. Por ejemplo, el costo de oportunidad del gas vehicular es diferente al del gas industrial. Esa segmentación fue posible hacerla en la pasada negociación del periodo de transición gracias a la directa participación del usuario gran consumidor en las negociaciones directas con el Productor comercializador".*

Respuesta

En relación con el comentario sobre la segmentación del mercado en las negociaciones directas, se entiende que se está haciendo referencia a una segmentación para que se puedan negociar diferentes precios por segmento de la demanda, lo que es equivalente a una discriminación de precios. Sobre este aspecto se sugiere ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.9, numeral 3, literal c.

b. *"(...) lo que propone la CREG para la formación de precios es la iteración a través de un mecanismo de subasta, de una oferta muy reducida y una demanda representada también por un reducido número de comercializadores predominantemente representados por los comercializadores distribuidores de cada zona.*

El usuario final gran consumidor formará parte del mercado minorista y el precio del energético va a depender de lo que se negocie en el mercado mayorista y del precio que el comercializador con quien negocie, le ofrezca el gas.

A través de ese mecanismo, es claro que la formación del precio final que resulte en el mercado mayorista estará dado por:

PRECIO DE CIERRE DEL MERCADO MAYORISTA = PRECIO MARGINAL AL CUAL SE IGUALE LA OFERTA Y LA DEMANDA

Cual es ese precio Marginal

SI DEMANDA>OFERTA
EL PRECIO MARGINAL ES EL PRECIO DE GAS DE IMPORTACION

[104] Tal es el caso de Proyectos de generación en Sitio y/o proyectos que favorecen el crecimiento de la demanda de gas mediante la sustitución de otros combustibles por gas natural

SI OFERTA>DEMANDA
EL PRECIO MARGINAL ES EL PRECIO DE GAS DE EXPORTACION

Por lo tanto el precio al gran consumidor vendrá dado por

SI DEMANDA>OFERTA
PRECIO DE GAS DE IMPORTACION + MARGEN

SI OFERTA>DEMANDA
PRECIO DE GAS DE EXPORTACION + MARGEN

(...)

¿Cual es la formación de precios que es eficiente para la demanda y en general para la sociedad? ¿El precio del último recurso es el precio que es eficiente para la Demanda y en general para la sociedad? Claramente no lo es, y el no alcanzar ese precio no es un desincentivo para llevar a cabo una adecuada exploración y desarrollo de los campos de producción.

(...)

Donde esta la búsqueda de la competitividad del aparato productivo Colombiano? Claramente propender por un precio superior a 10 Usd/Mbtu en nada contribuye a eso.

(...)

Considerar que la demanda térmica para efectos de cubrir sus obligaciones de energía firme debería respaldarse exclusivamente con gas de importación. Este hecho que permitiría que la oferta de gas local pudiera cubrir la demanda y que fue enunciado por la CREG en diferentes talleres no se ve materializado en la Resolución 113 de 2012".

Respuesta

En este comentario los grandes consumidores industriales critican el uso de subastas como mecanismo de formación de precios eficientes y de asignación del gas natural, e indican que cuando haya exceso de demanda el precio del gas será el precio de importación y cuando haya exceso de oferta el precio corresponderá al precio de exportación.

Este planteamiento de los grandes consumidores no tiene en cuenta particularidades importantes del sector de gas natural en Colombia como el hecho de que el sistema de transporte no es enmallado, los cargos de transporte se fijan en función de la distancia, físicamente no todos los campos tienen la misma facilidad de acceso a las exportaciones, en gas natural no es posible hablar de un único mercado de precios internacionales pues todavía se presentan mercados regionales, y la capacidad de exportación y/o importación es limitada.

Del análisis del comentario se deduce que los grandes consumidores industriales reclaman negociaciones directas, en donde sea posible la discriminación de precios, a cambio del mecanismo de subasta. Sobre este tema se sugiere ver las respuestas dadas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a, de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b y de la sección 2.9, numeral 3, literal c.

Finalmente, no es claro por qué plantean que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no está alineada con las propuestas hechas por la misma Comisión en el sentido de permitir el uso de gas importado para respaldar las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad. En contraste, la Comisión resalta que esta resolución está armonizada con

la demás regulación del servicio de gas natural y con la regulación aplicable al servicio público domiciliario de energía eléctrica.

c. *"Se debe dejar explicito en la Resolución de Comercialización que las plantas térmicas para efectos de cubrir sus obligaciones de energía firme – OEF, deben de hacerlo con gas importado y no presionar la oferta local con este gas. Estos usuarios cuentan con el Cargo por Confiabilidad y para obtenerlo deben de estar dispuestos a pagar el precio del gas importado".*

Respuesta

Frente a este comentario se indica que excluir del proceso de comercialización de gas natural a un grupo de usuarios no resulta consecuente con las medidas regulatorias que adopta esta Comisión.

La petición de los grandes consumidores de gas natural para que la demanda de los agentes termoeléctricos no se observe en el mercado corresponde a un proceso de asignación administrado y en consecuencia el diseño de mercado propuesto no tendría sentido. La propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 propende por un mecanismo de asignación de mercado bajo el entendido de que, desde el punto de vista económico, las asignaciones de mercado, cuando hay el espacio, son más eficientes que las asignaciones administradas.

22. Inversiones de Gases de Colombia S.A.

*"**Concentración de Mercado***
Tomando la declaración de producción (2012-2021) publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 12-4219 el día 23 de Mayo de 2012, procedimos a calcular el Índice de Herfindahl y Hirschman (IHH) para el mercado de gas natural de Colombia.

Declaración de Producción (Potencial de Producción)										
Productor (GBTUD)	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
ECOPETROL	580	638	656	604	599	603	578	536	535	512
EQUION	68	68	68	68	60	47	43	41	7	-
CHEVRON	235	227	198	163	143	122	102	85	69	49
ESTADO	236	268	187	179	180	182	181	206	220	216
PACIFIC	46	76	76	79	75	75	75	75	75	75
GEOPRODUCTION	-	26	26	27	27	31	25	23	24	23
SANTIAGO OIL	13	13	13	13	7	1	1	0	-	-
OTROS MENORES	41	31	31	29	16	2	2	0	0	0
TOTAL	1.220	1.348	1.255	1.163	1.108	1.063	1.008	966	929	876

Dado que EQUION es una compañía filial del Grupo Ecopetrol, para el cálculo de la cuota de mercado, se agrupa el potencial de producción de estos dos agentes.

Participación de Mercado (%)										
Productor (GBTUD)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GRUPO ECOPETROL	53,13	52,42	57,68	57,80	59,51	61,09	61,64	59,75	58,26	58,47
CHEVRON	19,27	16,87	15,77	14,04	12,89	11,48	10,13	8,76	7,44	5,63
ESTADO	19,31	19,86	14,94	15,39	16,23	17,12	17,97	21,33	23,69	24,70
PACIFIC	3,81	5,67	6,08	6,83	6,81	7,07	7,43	7,74	8,02	8,51
GEOPRODUCTION	-	1,89	2,04	2,30	2,47	2,93	2,52	2,37	2,57	2,68
SANTIAGO OIL	1,09	0,99	1,06	1,14	0,65	0,09	0,09	0,01	-	-
OTROS MENORES	3,39	2,30	2,43	2,50	1,44	0,22	0,22	0,04	0,02	0,01
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

El índice calculado en este escenario, arroja como valor mínimo 3.469 puntos y máximo 4.286 puntos; el promedio del índice para este periodo de tiempo es de 3.996 puntos. Estos valores

permiten catalogar al mercado de gas natural en Colombia, como un mercado por lo menos oligopólico, que permite el ejercicio de poder de mercado. Es de anotar que el índice muestra una tendencia creciente, en donde Ecopetrol incrementaría su participación si no ingresan nuevos participantes al mercado en los próximos años.

Índice de Herfindahl y Hirschman - Esc 1										
Productor (GBTUD)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GRUPO ECOPETROL	2.823	2.748	3.327	3.341	3.541	3.733	3.799	3.571	3.395	3.419
CHEVRON	371	284	249	197	166	132	103	77	55	32
ESTADO	373	394	223	237	263	293	323	455	561	610
PACIFIC	15	32	37	47	46	50	55	60	64	72
GEOPRODUCTION	-	4	4	5	6	9	6	6	7	7
SANTIAGO OIL	1	1	1	1	0	0	0	0	-	-
OTROS MENORES	11	5	6	6	2	0	0	0	0	0
HHI - Esc 1	3.594	3.469	3.847	3.834	4.026	4.216	4.286	4.168	4.082	4.140

Ahora bien, asignando la comercialización del gas de regalías a cada agente del mercado en proporción a su participación, como de alguna manera se propone en el Decreto 2100 de 2011, la situación se muestra mucho más crítica. En este escenario, el índice de concentración de mercado alcanza niveles superiores a 6.226 puntos, indicativo de que sería un mercado equivalente a aquel en donde existen 1,6 oferentes con igual participación.

Dado que el precio de equilibrio del mercado tiende a separarse del costo marginal en proporción inversa al número de participantes del mercado, y que los mercados altamente concentrados, como el que nos ocupa en este caso, tienen los incentivos y la capacidad para establecer precios superiores al costo marginal, la CREG no puede omitir en el diseño del mecanismo de comercialización mayorista, disposiciones particulares tendientes a corregir vía regulación, las condiciones naturales de este mercado imperfecto (...)

Como se indicó al inicio de esta comunicación, consideramos que el mecanismo de subasta es adecuado para evitar discriminaciones injustificadas en los contratos del mercado mayorista de gas natural; sin embargo, observamos que dada la concentración de mercado, el mecanismo propuesto no permitirá una formación de precios eficientes, si no se regula el precio de reserva de Ecopetrol y sus filiales".

Respuesta

Frente al precio de reserva ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

23. Naturgas, Asociación Natural de Gas Natural

a. *"Duración de los Productos. Consideramos que es adecuado que los productos que se diseñen para la venta posibiliten la realización de intervalos de bloques de uno a cinco años y no exclusivamente de uno y cinco como se propone en la proyecto de resolución".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.5.1, numeral 7, literal a y al comentario de la sección 2.5.4, numeral 1, literal b.

b. *"Subasta. Es posible que luego de vencerse el tiempo definido para transar de manera bilateral resulten excedentes de oferta y potenciales compradores con intención de adquirir producto. Con el objetivo de generar soluciones para estos interesados, proponemos que se realice un balance posterior a los resultados del esquema bilateral que identifique las cantidades y se genere un mecanismo único para cerrar el proceso a través de una subasta".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 14, literal a.

c. *"Diseño de los Productos. Para el diseño de los productos la regulación debe considerar que existen, entre otras, las siguientes situaciones:*

- *Campos con escenarios en declinación que impiden estructurar productos como lo propone la CREG.*
- *Contratos que regulan la relación de los productores con la Nación que vencen con posterioridad a un año y con anterioridad a cinco años, lo cual impide estructurar productos con la duración propuesta por la CREG.*
- *Contratos de suministro cuyo vencimiento no empata con los productos de uno o cinco años.*

Si bien entendemos que un objetivo de la CREG, al regular productos con plazos de uno y cinco años, es generar liquidez, sino se consideran los escenarios anteriores, en la práctica, se ocasionará una inflexibilidad que impide poner algunas cantidades en el mercado, generando una ineficiencia comercial, en atención a que dentro de los lapsos propuestos pueden darse escenarios de demanda insatisfecha.

Para evitar lo antes descrito sugerimos que las cantidades provenientes de los casos indicados se puedan transar posteriormente a la subasta de manera bilateral, en el mercado primario, teniendo en cuenta para ello lo siguiente:

- *Precio de referencia. Que la compra-venta se materialice con un valor no inferior al precio de cierre de la subasta.*
- *Término contractual. La duración del contrato que recoge la compraventa debe ser igual o inferior al tiempo que falta para que se ejecute la siguiente subasta.*

Una regulación para estos "excedentes", en la forma propuesta, evita el atrapamiento de oferta y además impide la posibilidad de que se den arbitrajes injustificados generados por aquellos potenciales compradores que traten de adquirir producto en el esquema bilateral sin pasar por la subasta".

Respuesta

Frente a esta propuesta se advierte que si se permiten negociaciones de excedentes después de la subasta pueden aparecer comportamientos estratégicos no deseables de los compradores para participar parcialmente y lograr cierres menores a los que se producirían si toda la demanda participara. Adicionalmente, se sugiere ver las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 14, literal a, y de la sección 2.5.4, numeral 3, literales b y o.

d. *"Plazos y Garantías. La negociación bilateral debe estar enmarcada dentro de un plazo razonable que permita a las partes negociar de manera abierta, libre y con la presencia de garantías que generen seriedad, tanto para la oferta como para la demanda, sobre las posturas de compra y de venta*[105]*. Adicionalmente se debe establecer el mecanismo que permita depurar las propuestas de compra de la demanda con el objetivo de evitar que se contabilicen por más de una vez. Esta observación apunta a indicar que es posible que algunos consumidores atendidos por los distribuidores-comercializadores, especialmente los no regulados, presenten propuestas de compras de manera individual y, a su vez, mantengan sus cantidades dentro de las propuestas que estructuran sus prestadores. Esta situación, si no se elimina, podría generar una distorsión en el balance que puede llevar a un escenario de déficit artificial".*

Respuesta

La propuesta original no establece plazos para la negociación directa, de tal manera que los agentes participantes podrían negociar libremente y de acuerdo con las garantías de cumplimiento que los mismos consideren apropiadas. No obstante lo anterior se considera conveniente que las negociaciones directas que se den dentro de lo propuesto por la Comisión (sobre este tema ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a), se realicen dentro de un periodo fijado por la CREG.

En relación con el comentario de establecer un mecanismo que permita depurar las propuestas de compra y de venta, se entiende que hace referencia al mecanismo de subasta, dado que la negociación directa es libre en las situaciones que se permite. En este sentido, los comercializadores podrían celebrar contratos de prestación del servicio con los usuarios no regulados antes de decidir representar su demanda en la subasta, de lo contrario estarían especulando sobre las cantidades que les van a comprar y como tal deberían hacerse responsables de los riesgos que esto implica, como lo puede ser un escenario en el que compran gas y no tienen después a quién venderlo, o lo tienen que vender por debajo del precio de compra.

e. *"Comenzamos indicando que es necesario la existencia de un balance previo entre oferta y demanda que permita chequear la situación comercial del mercado y, de conformidad con ello, se puede definir el mecanismo que genere mayor eficiencia en la formación de precios y envíe señales de crecimiento. Destacamos los resultados, en cuanto a la realización del balance, que se generaron con la presencia de la Resolución CREG 118 de 2011.*

Una vez conocido el resultado del balance consideramos necesario que se regule el esquema según si éste es positivo (mayor oferta que demanda) o negativo (mayor demanda que oferta). Así, proponemos que si el resultado es positivo se permita a los agentes transar de manera bilateral y si es negativo mediante subastas."

[105] Es conveniente analizar y regular la existencia de una garantía orientada a que quien se presente en los procesos tenga una real intención de comprar producto y no actúe con propósitos encaminados a distorsionar los resultados.

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d.

24. Isagen

a. *"**Artículo 20. Negociaciones Bilaterales***
En este artículo se definen con precisión las excepciones bajo las cuales los agentes pueden negociar de manera bilateral en el mercado primario; sin embargo, respetuosamente sugerimos las siguientes modificaciones:

- *Se debe permitir una negociación bilateral amplia, no sólo para las excepciones definidas, en aquellos casos en los cuales la oferta de un campo supere la demanda, como se permitió en el proceso de comercialización del año 2011 para el período de transición 2012 – 2013.*

- *Igualmente debe hacerse cuando, una vez cerradas las subastas, los productores cuenten con cantidades remanentes de su capacidad para comercializar en firme. Con el fin de que no se pierda el incentivo para que los productores establezcan unos precios competitivos en las subastas, estas negociaciones bilaterales deberían tener un precio techo menor que el precio del cierre de la subasta en un porcentaje que la CREG definiría para cada caso.*

- *La duración de estos contratos debería ser la establecida, 1 y 5 años, para no afectar los procesos de comercialización de períodos futuros.*

De otro lado, en el numeral 2, que habla de las negociaciones bilaterales que podrán realizar los Comercializadores de Gas Importado, se presenta una contradicción frente a lo establecido en las Definiciones que, como ya fue mencionado antes, impide que estos comercializadores puedan hacer negocios con agentes diferentes de aquellos que atienden mercado domiciliario. Respetuosamente, solicitamos a la CREG aclarar la definición de estos Comercializadores en este sentido".

Respuesta

En relación con la solicitud de permitir mayor espacio para las negociaciones directas, ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a.

En relación con la solicitud de permitir negociaciones directas una vez cerrada la subasta, se advierte que si se permiten negociaciones de excedentes después de la subasta pueden aparecer comportamientos estratégicos no deseables de los compradores para participar parcialmente y lograr cierres menores a los que se producirían si toda la demanda participara. Adicionalmente, se sugiere ver las respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 14, literal a, y de la sección 2.5.4, numeral 3, literales b y o.

La duración de los contratos que resulten de las negociaciones directas es determinada por la regulación. Ahora bien, los contratos derivados de negociaciones directas libres deben terminar un 30 de noviembre de tal manera que no se afecten los procesos de comercialización de periodos futuros para los usuarios que suscriban contratos de manera directa.

Con respecto la comercialización directa libre por parte de los comercializadores de gas importado se hizo el respectivo ajuste en la resolución definitiva para eliminar la contradicción, teniendo en cuenta que no es competencia de la Comisión establecer regulación para comercialización de gas natural que se destine al uso como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

b. *"**Artículo 25. Condición de precio de las subastas***

El Parágrafo de este artículo establece que "Las partes que intervengan en los contratos que resulten de las subastas no podrán pactar modificaciones a los precios de los mismos. No podrán acordar modificaciones al precio inicial del contrato ni al indexador señalado en este artículo

Sin embargo, la experiencia ha demostrado que estas modificaciones en ocasiones pueden resultar necesarias para mantener el equilibrio económico de las partes en los contratos, como ocurrió por ejemplo con los contratos firmados después de las subastas de Cusiana del año 2009. Por esta razón, atentamente solicitamos a la CREG mantener la libertad contractual para dejar abierta esta posibilidad de negociar modificaciones de precios o indexadores en los contratos de 5 años de duración".

Respuesta

Para evitar situaciones como las referidas en el comentario, los índices que se proponen para construir el indexador de los precios deben minimizar la incertidumbre para los compradores y vendedores, y reflejar las condiciones del sector gas e hidrocarburos en general. Al respecto ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal m.

25. Promigas

a. *"**Precio de Reserva**: si bien es clara la necesidad de tener un precio de reserva para la oferta de gas natural, consideramos que es necesario que se implementen los mecanismos necesarios para que los Productores-comercializadores, incluso aquellos con vinculación económica, actúen de manera independiente, garantizando de esta manera la competencia que se busca dentro la subasta.*

Un ejemplo de una condición de no competencia, podría ser aquella en la cual el precio de reserva es concertadamente alto, forzando a la demanda, particularmente a aquella calificada de esencial por el Decreto 2100 de 2011, a pagar los valores que no corresponderían a un precio real del mercado".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

b. *"**Disminución de las cantidades ofertadas**: de la presentación hecha por los funcionarios de la CREG, pareciera que fuera posible que la oferta pudiera migrar cantidades de un producto a otro, lo cual no es evidente dentro del texto mismo de la Resolución. En ese sentido, solicitamos que el tema se aclare de manera expresa, y que por tanto, se establezca como prohibición dentro del mecanismo de subasta.*

En cualquier caso, consideramos que esta sería una medida innecesaria frente al mecanismo de la subasta establecido por el Regulador, y su introducción desincentivaría a la oferta a tener un comportamiento racional al momento de determinar las cantidades, los productos, y el precio de reserva en la subasta. En efecto, en la medida en que el productor conozca de antemano que pueden migrar cantidades entre los productos, puede reaccionar frente al comportamiento de la demanda, trasladando cantidades para lograr mejores precios, en contra del objetivo planteado por el mismo Regulador".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 15, literal a.

c. *"**Compradores por Producto**: La reglamentación de la subasta, pareciera obligar a la demanda a clasificarse a sí misma dentro de los diferentes tipos de compradores, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5. 5 del Anexo 2 de la Resolución, lo cual limita de manera innecesaria las estrategias de compra que pudiera tener un agente en particular.*

En efecto, es posible que un Comercializador pueda tener diferentes tipos de demanda, para las cuales requiere determinar las cantidades, que pueden clasificarlo para unas cantidades como comprador Tipo A y en otras cantidades como comprador Tipo B.

Esta libertad, cumpliría con el propósito del Regulador de clarificar las cantidades por las que compite un comprador, y al mismo tiempo daría una mayor flexibilidad para poder tener diferentes tipos de productos, que pudieran interesar a la demanda del mercado minorista.

Por lo anterior, sugerimos aclarar el punto anterior, introduciendo la posibilidad de que un mismo comprador pueda clasificar diferentes cantidades por tipo de comprador A o B, y en caso de que esto no sea posible, solicitamos se nos haga explícita la razón para introducir la limitación respectiva".

Respuesta

En el Documento CREG-062 de 2012 se explica que una de las razones para que sean los comercializadores quienes puedan participar como compradores de la subasta es que estos agentes actúan como agregadores de demandas, proporcionando facilidades operativas al mercado. En este sentido el comercializador, de acuerdo con la propuesta, debe decidir si participa como comprador tipo A o comprador tipo B después de agregar la demanda de sus usuarios y decidir si necesita gas en condiciones firme y de firmeza condicional, o firme y de opción de compra de gas. Lo anterior como consecuencia de que si un comercializador tiene necesidades de gas en condiciones de firmeza condicionada y de opción de compra de gas, pero sus necesidades de productos de firmeza condicionada son mayores a sus necesidades de opciones de compra de gas se inscribirá como comprador tipo A. Si se da el caso contrario, se inscribirá como comprador tipo B.

d. *"**Compradores en Negociaciones Bilaterales**: Es de nuestra preocupación que bajo las reglas propuestas los participantes del mercado primario con posibilidad de negociar bilateralmente también tengan la opción de participar en las subastas. Esto conllevaría a una asimetría de la información ya que estos agentes tendrían un conocimiento previo a la subasta sobre los precios y las cantidades ofertados por los Productores-comercializadores, generando una desigualdad de condiciones con relación a los demás agentes que solo tienen la posibilidad de comprar el gas mediante la subasta. Pedimos a la comisión revisar este tema para asegurarse que no se vaya a incurrir en condiciones desiguales para los participantes de la subasta sin acceso a negociaciones bilaterales".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

e. *"**Cierre de la subasta:** sobre las condiciones establecidas para el cierre de la subasta se hace un especial llamado a la Comisión para validar que no vaya a ocurrir que esta se extienda indefinidamente, perjudicando a los agentes al seguir aumentando el precio de los productos*

ofertados. Se debe propender por la asignación de recursos en el menor número de rondas posibles de tal forma que los precios no logren llegar a niveles indeseados".

Respuesta

Si bien el subastador, bajo el mecanismo propuesto, tiene la libertad para realizar los incrementos de precios de los productos con exceso de demanda, la Comisión, con el objetivo de contribuir al balance entre el número de rondas y la exactitud del precio eficiente, propone que se adopte la siguiente medida para el desarrollo de la subasta:

- Considerar que un producto no tiene exceso de demanda incluso cuando la diferencia entre la oferta de gas y la demanda de gas sea menor a 100 MBTUD. En este caso se debe preguntar a los productores, comenzando con el de menor precio de reserva, si están dispuestos a incrementar su PTDVF en ese monto, o se acota a prorrata de las solicitudes de compra de los comercializadores por ese producto.

f. *"**Periodicidad y tiempos de la subasta:** Si bien se establece que el mecanismo de subastas se llevará a cabo una vez al año, quedan inquietudes en caso de existir la necesidad de hacer nuevas contrataciones en el transcurso de ese tiempo. Esto puede llegar a ocurrir por fluctuaciones en el mercado que lleven a la necesidad de una reasignación de cantidades existentes o nuevas. En pocas palabras el mensaje que se busca es que no se pierda la flexibilidad del mercado por buscar la estandarización vía subastas si las condiciones lo ameritan. Igualmente, se considera que si existe un tiempo máximo de 14 meses para la realización anticipada de las subastas, debe existir también un tiempo mínimo de seis meses antes de la fecha de inicio de los contratos en la que se debe llevar a cabo la misma".*

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 13, literal b.

g. *"En lo relacionado con el acoplamiento e implementación del nuevo mecanismo de comercialización, en lo referido particularmente a la imposibilidad de obtener contratos bilaterales de largo plazo para la nueva demanda, existiría una afectación considerable a la demanda potencial dispuesta a realizar conversiones a gas natural, asimismo aquella nueva demanda asociada a proyectos de nuevos desarrollos industriales que requieran gas natural para generación de energía, materia prima, procesos calentamiento directo y generación de vapor energética.*

Esta problemática, desde nuestro punto de vista, podría ser subsanada mediante una excepción aplicable a la contratación de carácter bilateral para las reglas de aquellos agentes validados como vendedores del mercado primario, condicionándola a que la demanda a ser atendida, en efecto generen demanda marginal, y durante un periodo de tiempo, de forma tal que sea una señal de carácter excepcional, y en ese mismo sentido, que no afecte el objetivo general del Regulador".

Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d y de la sección 2.5.4, numeral 3, literal a de este documento.

h. *"Si bien es clara la intención del Regulador, de darle un grado de libertad amplio a los Productores-comercializadores para realizar operaciones de venta de manera directa a los exportadores, resulta de la mayor importancia coordinar las señales de manera tal que las cantidades destinadas a la exportación, sean aquellas que se puedan negociar, habiendo cumplido la obligación del artículo 4 del decreto 2100 de 2011.*

En ese sentido, dado que las posibilidades reales de exportación actualmente existentes en el país, pueden darse fundamentalmente en los Campos de la Costa Atlántica, existe un incentivo tácito para los Productores-comercializadores, para negociar las cantidades destinadas a exportación, y limitar las cantidades firmes destinadas al mercado interno. Esto pudiera generar una distorsión sobre todo en los mercados como el de la Costa Atlántica, que dependen de cómo estos campos negocien sus derechos de exportación, lo que puede afectar tanto las cantidades como los precios.

Un escenario indeseable por ejemplo, podría darse en el evento en que los productores de los campos de la Guajira y La Creciente exporten importantes cantidades de gas, a su demanda natural, ubicada en la Costa Atlántica, a abastecerse de los campos ubicados en el interior del país, o a sustituir el uso del gas por otros combustibles debido a los sobrecostos de transporte.

Consideramos que este tipo de situaciones, estaría en contra del Decreto 2100 de 2011, y aun así, esta Resolución lo viabilizaría".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal e.

26. Termocandelaria S.C.A. E.S.P

"Respecto a la participación de la demanda esencial en la subasta, no tenemos claro como se establece la demanda máxima a contratar que corresponda a la de su mercado, ya que puede pasar que esta demanda se sobrecontrate para arbitrar en el mercado secundario los excedentes. Consideramos que el Estatuto debe crear todas las condiciones para que haya un mercado abierto y transparente, pero que establezca medidas que desincentiven prácticas restrictivas de la competencia. Una sugerencia podría ser que la demanda esencial contratada por encima de su demanda real, solo pueda vender sus excesos en el mercado secundario al precio de compra". (Precio de Cierre de la Subasta)

Respuesta

Ver la respuesta al comentario del literal f del numeral 2 de la sección 2.5.4 de este documento.

27. Termoemcali

a. ***"Importancia de la libertad de negociación bilateral del suministro para generadores térmicos***

Aunque las subastas de suministro propuestas incluyen la modalidad de contratos OCG como una alternativa para permitir la contratación de gas flexible para las plantas térmicas, unido a la negociación bilateral del transporte de contratos tipo similares a los definidos para el suministro, es fundamental que para este tipo de generación, especialmente la localizada en el interior del país, se permita la alternativa de negociación bilateral de contratos OCG por las siguientes razones:

- *Una planta alejada de los nodos de producción orientados a la exportación tiene muy pocas probabilidades de acceder a una OCG contra gas exportado y de competir con las plantas térmicas localizadas en sus cercanías. El costo del transporte se convierte en una barrera de acceso al mercado de OCG de la Costa Atlántica.*

- *La localización de plantas alejada de los nodos de producción se convierte en una limitación considerable para armonizar las condiciones contractuales de suministro y transporte para contratos OCG y OCT y aún con contratos firmes de transporte (condiciones tanto comerciales como técnicas). Dadas las características de estos contratos de opción, la identificación y construcción de oportunidades de negociación es un proceso que requiere de gestión y participación dinámica entre agentes potencialmente interesados (generados, transportadores, agentes consumidores con diferentes perfiles de suministro)".*

Respuesta

Como se explicó en la respuesta dada en la sección 2.2, numeral 1, literal a de este documento, las plantas térmicas podrán celebrar contratos con este agente mediante negociaciones directas.

b. ***"Incentivos a la oferta de campos medianos y menores***

En este aspecto percibimos que algunas de las propuestas regulatorias pueden tener efectos adversos al desarrollo de nueva oferta de gas natural en el país, particularmente en lo que tiene que ver con yacimientos con niveles de reservas medianos o menores (mayores de 30 pero menores a 150 MPCD de potencial de producción) y en el caso de yacimientos de hidrocarburos enfocados a la producción de crudo pero que tengan asociado el gas natural en su proceso de explotación.

Como la Comisión conoce, en el país se ha retomado con éxito la actividad exploratoria en la última década, no obstante, los resultados de la misma se ven reflejados en reducidos hallazgos dispersos por toda la geografía colombiana y con magnitudes de reservas entre moderadas y menores. En efecto las probabilidades de encontrar grandes acumulaciones de hidrocarburos (como el caso de Cusiana, Cupiagua y Chuchupa) son casi despreciables.

Lo anterior en conjunto con los cambios en el régimen de asignación de las áreas con potencial de hidrocarburos implementados con la creación de la ANH en 2003, apunta a una desconcentración de titularidad de las reservas y por tanto a la creación de un ambiente más competitivo, sin embargo, el lado negativo de esto en el caso del gas natural es la escala, es decir, reservas modestas o menores requieren de mayores incentivos para que su desarrollo sea económicamente atractivo para una compañía cuyo foco de negocio es el petróleo.

Por tanto, obligar a estos agentes a que apliquen los esquemas contractuales definidos por la regulación y limitar sus ventas únicamente al tipo de productos establecidos (tipo de servicio, duración del suministro, indexación del precio, etc) puede ser percibido como una señal contraria a la política de estado de promover la oferta (Decreto 2100 de 2011). En este sentido, sugerimos de manera respetuosa que la regulación permita una mayor libertad contractual a los vendedores de gas natural o que, como propuesta alternativa, se apliquen estas disposiciones regulatorias únicamente a aquellos agentes que tengan una posición dominante en el mercado de comercialización de gas natural".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b.

28. TGI

"En el numeral 2, literal d, del Artículo 19, se menciona la posibilidad de que los comercializadores de gas importado comercialicen gas mediante negociaciones bilaterales cuando este se destine a la atención de las situaciones contingentes de que trata la resolución definitiva de la consulta realizada a través de la Resolución CREG 054 de 2012. En este sentido,

respetuosamente solicitamos aclaración sobre las situaciones contingentes referidas ya que en la Resolución CREG 054 de 2012 no se hace alusión a estas".

Respuesta

Bajo el marco del proyecto de Resolución CREG 113 de 2012, las situaciones contingentes podrían ser atendidas por contratos en el mercado secundario o mediante contratos con interrupciones dado que la contingencia debe ser temporal y no una situación definitiva de mercado. Ahora, las condiciones bajo los cuales los comercializadores de gas importado o los productores-comercializadores pueden atender situaciones de contingencia serán objeto de análisis en el marco de la resolución definitiva que resulte del proceso de consulta de la Resolución CREG 054 de 2012.

29. Turgas S.A. E.S.P

a. *"Con el fin de dar a entender en qué se fundan nuestros comentarios y observaciones al referido proyecto nos permitimos aclarar lo siguiente:*

1. *TURGAS S.A. E.S.P. es una empresa de servicios públicos creada bajo los aspectos normativos de la Ley 142 de 1994 y sometida a la regulación que expida esta respetable comisión.*

2. *TURGAS S.A. E.S.P. es un agente participante activo del mercado mayorista de gas en la actualidad, con condiciones especiales pues su objeto social y las características de sus actividades distan de los otros agentes del mercado señalados en el proyecto de resolución.*

3. *TURGAS S.A. E.S.P. no es un PRODUCTOR-COMERCIALIZADOR (No tiene contratos de E&P), tiene infraestructura que permite procesar el gas asociado al petróleo por Resolución del Ministerio de Minas y Energía y esta interconectado con el SNT, y no es PROCESADOR DE GAS DEL SNT, pues TURGAS toma el gas de campos menores del PRODUCTOR – COMERCIALIZADOR, mediante contratos suscritos con Ecopetrol e Interoil, quienes venden el gas crudo en boca de pozo.*

En ese orden de ideas nuestra condición es única y especial, y no menos importante en el mercado mayorista que los demás agentes que se encuentran estructurados de manera clara y definidos al detalle sus alcances en el nuevo mercado mayorista que regirá en COLOMBIA.

TURGAS S.A. E.S.P. en nuestra consideración se define como "UN PROCESADOR DE GAS DE CAMPOS MENORES" y es importante que se definan los alcances que tiene el proyecto de la citada norma en el marco de sus actividades y el desarrollo de su objeto social en los años venideros.

Por tal motivo consideramos que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en el marco constitucional de la igualdad, debe diseñar un marco normativo para viabilizar y fomentar el uso de las fuentes de gas asociado procedente de campos menores, por lo que solicitamos comedidamente tener en cuenta los siguientes aspectos vitales para consolidar los considerandos de esta resolución en los aspectos de regular monopolios, eficientizar el sector y fomentar la competencia".

Respuesta

Las empresas, de acuerdo con la normatividad vigente, deben definir los alcances de sus actividades y el desarrollo de su objeto social. No le corresponde a la Comisión definirle estos aspectos a una empresa.

En relación con el comentario que considera que la Comisión debe diseñar un marco normativo para viabilizar y fomentar el uso de fuentes de gas procedente de campos menores, se informa que esto corresponde a un aspecto de política pública, que no compete a la CREG y para el cual fueron establecidas las respectivas disposiciones en el Decreto 2100 de 2011, *"por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*.

b. *"Campos Menores*

En primer lugar es bueno recordar que en el sector existen y han existido diferentes fuentes productoras de gas de campos menores, algunos son de gas libre y otros de gas asociado al petróleo. En el caso de los campos menores de gas libre, es posible regular la producción permitiendo administrar las reservas a discreción del operador y del mercado según su capacidad.

De otro lado, los campos menores que producen gas asociado al petróleo tienen múltiples limitaciones pues el principal objetivo de los productores es la explotación del petróleo. La producción de gas es función de la operación de los pozos productores y sus programas de mantenimiento. Así como la producción de gas y gas y crudo puede ser variable en función de las condiciones climáticas y de las características del crudo, no siendo posible regular las variaciones. En este caso el gas se usa o se quema

Para viabilizar el aprovechamiento de este recurso de gas asociado al petróleo se requiere flexibilizar el marco regulatorio para no crear barreras de entrada a nuevos agentes que pretenden aprovechar el recurso y aumentar la oferta.

A este tipo de productor de gas se le debe permitir comercializar el gas bajo cualquier modalidad de contrato bilateral incluyendo los contratos condicionados o interrumpibles no sólo parcialmente en el mercado mayorista sino también en el mercado minorista".

Respuesta

Frente al comentario sobre la flexibilización del marco regulatorio para la exploración y producción en campos menores se sugiere ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 14, literal c.

Respecto al comentario de permitir que los productores comercialicen el gas de campos menores bajo negociaciones directas, incluyendo los contratos de firmeza condicionada, de opción de compra de gas y los contratos con interrupciones, la propuesta de Resolución 113 de 2012 ya da esa flexibilidad, como se observa en los artículos 19 y 20. No obstante lo anterior, se ajusta la resolución definitiva para dar mayor claridad a este tema.

Finalmente respecto a la propuesta de que el productor pueda comercializar el gas en el mercado minorista se reitera la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.3, numeral 2, literal a.

c. *"Aprovechamiento del gas de nuevos campos menores*

Consideramos que se debe dejar en libertad a los agentes de asumir riesgos durante la fase de pruebas extensas, previa a la declaración de comercialidad para el aprovechamiento racional de los recursos, directiva de la misma Ley 142 de 1994 sobre el uso racional de los recursos".

Respuesta

En el artículo 19 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se deja la libertad a los productores de comercializar gas mediante negociaciones directas cuando el gas provenga de un campo que se encuentre en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado la comercialidad. Así mismo, en el parágrafo del artículo 20 de la propuesta regulatoria se deja la libertad de negociar dicho gas bajo las modalidades contractuales que definan libremente las partes.

2.5.5. Capítulo V. Transacciones de capacidad de transporte

1. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

"Respecto a las transacciones de carácter bilateral en materia de transporte, es importante que el regulador introduzca las reglas necesarias para viabilizar las transacciones, de manera que éstas no dependen estrictamente del transportador, y que tampoco le afecte en la remuneración que éste espera, por la infraestructura del servicio de transporte.

En este sentido, sería deseable que los contratos puedan ser realizados sobre cualquier tramo, siempre y cuando el vendedor disponga de la titularidad del derecho sobre la capacidad de transporte, sin que el transportador limite los puntos dentro de los cuales este tipo de transacciones se puede realizar".

Respuesta

Mediante la Resolución CREG 150 de 2011 se sometió a consulta una propuesta tendiente a aclarar que existe la posibilidad de que el transportador y los remitentes pacten contratos de transporte desde puntos intermedios del respectivo sistema de transporte. La resolución definitiva sobre este tema corresponde a la Resolución CREG 078 de 2013 y su documento soporte es el Documento CREG-055 de 2013.

2. Gas Natural

*"**Mecanismos de coordinación de largo plazo***
Consideramos que el conocimiento de las capacidades contratadas en el largo plazo es un insumo en temas de coordinación pero una medida insuficiente para garantizar la adecuada coordinación entre suministro y transporte.

A manera de ejemplo, la entrada de capacidad incremental de suministro del campo Cupiagua, a partir de enero de 2014, no está debidamente coordinada con el incremento de capacidad de transporte que viabilicen contar con el gas en los centros de consumo".

Respuesta

El sector de gas natural opera de manera descentralizada. Es decir, no hay operador central que dirija la operación diaria en el país ni esquema centralizado para realizar expansiones. En este esquema cada agente toma las decisiones que considere apropiadas teniendo en cuenta las señales regulatorias y de mercado existentes. La principal señal de mercado para que los agentes tomen decisiones de expansión es la de los contratos que respaldan obligaciones de suministro y de transporte. Por tanto, bajo este esquema descentralizado los agentes coordinan los incrementos de suministro y de transporte.

La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no modifica el anterior esquema.

En todo caso la regulación puede incorporar elementos que contribuyan a la coordinación que realizan los agentes. Por ejemplo, se considera que las disposiciones establecidas en el artículo 23 de la Resolución CREG 126 de 2010, en relación con la conexión de nuevas fuentes de producción al sistema nacional de transporte, SNT, contribuyen a tal coordinación. En ese sentido, y en atención a comentarios recibidos sobre la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se propone incorporar en esta propuesta algunas disposiciones que pueden contribuir a la coordinación de mediano plazo entre suministro y transporte como se indica en el anexo 1 del presente documento.

3. Isagen

*"**Negociaciones Bilaterales de Capacidad de Transporte***
Uno de los problemas de fondo del mercado de gas en Colombia, que los agentes hemos manifestado en diferentes escenarios durante los últimos años, tiene que ver con la comercialización desarticulada en el mercado primario de suministro y capacidad de transporte de gas. Debemos decir con preocupación que el texto de este proyecto de Resolución, y en particular este artículo, no contribuye en nada a mejorar esta situación.

Los compradores seguiremos enfrentados al dilema de ir a las subastas de gas sin certeza alguna sobre las posibilidades de contratar capacidad de transporte para el mismo y viceversa".

Respuesta

Ver respuesta al comentario anterior, y al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

2.6. Título IV. Aspectos comerciales de los mercados secundario y de corto plazo

2.6.1. Capítulo I. Modalidades de contratos

Tal como se expresó en la respuesta al comentario del literal b del numeral 11 de la sección 2.5.1 de este documento, en manera alguna la CREG está creando tipologías de contratos, sino que dentro del marco de las definiciones legales ya existentes determina las modalidades de dichos contratos. Con el fin de evitar interpretaciones inadecuadas, se ha modificado en la resolución definitiva el capítulo 1 del título III de la resolución.

1. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"(...) creemos que se debe permitir la suscripción de contratos de suministro interrumpible para todas las duraciones de los contratos indicados en el Proyecto de Resolución (intradiario, diario, semanal, mensual, trimestral, anual y multianual)".*

Respuesta

La respuesta al comentario del numeral 3 de la sección 2.5.1 de este documento también da respuesta a este comentario de la ACP.

b. *"De acuerdo con lo establecido en el artículo 29 del Proyecto de Resolución, las modalidades contractuales que pueden ser pactadas en el mercado secundario y de corto plazo se encuentran limitadas a aquellas señaladas en dicho artículo y están sometidas al cumplimiento de los requisitos de los contratos establecidos en el Proyecto de Resolución. Dentro de dicho listado se encuentra el contrato bajo la modalidad 'interrumpible', el cual se encuentra definido de la siguiente manera:*

"Contrato interrumpible o que no garantiza firmeza: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte".

"Sin embargo, el inciso primero del parágrafo 2 del artículo 28 señala que los contratos permitidos en el mercado secundario y de corto plazo deben cumplir con los requisitos señalados en el Proyecto de Resolución, entre los cuales está el artículo 12 que se refiere a la 'duración permisible de las suspensiones' fijando un límite a las mismas. Lo anterior, contradice la definición misma establecida en el Proyecto de Resolución que permite la interrupción en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia".

"En consecuencia, proponemos que el contrato bajo la modalidad interrumpible permitido en el mercado secundario y de corto plazo sea exceptuado de cumplir con los requisitos de los contratos que la regulación establece y que en este documento hemos denominado 'estandarización de contratos'.

Respuesta

Se acoge la sugerencia de la ACP. De hecho se aclara que los contratos con interrupciones no están sujetos a las condiciones establecidas en los artículos 10, 11, 12, 13, 14, 29 y 30 de la propuesta original.

2. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Frente al mercado secundario, valoramos el esfuerzo realizado por la Comisión en la estructuración de las reglas de funcionamiento de éste, sin embargo, consideramos que la dinámica del mercado puede sobrepasar el ciclo de diseño regulatorio y en tal sentido consideramos que se debe definir un esquema de incentivos ágil para que el gestor del mercado complemente, mejore o modifique las reglas, productos y funcionamiento de los mercados, previo visto bueno del regulador y la industria, tal como funciona en el Reino Unido y Estados Unidos".*

Respuesta

Se entiende que el planteamiento de Andeg está orientado a procurar el desarrollo del mercado secundario de gas natural a través de su liberalización y con los servicios del gestor del mercado. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el mercado secundario en Colombia es incipiente y opaco, y por ende no tiene la liquidez de un mercado como el del Reino Unido.

Como se expone en el Documento CREG-062 de 2012, se estudiaron diferentes alternativas para la regulación del mercado secundario y, a partir de los estudios desarrollados por Harbord et al (2011) y de los análisis internos de la Comisión, se escogió la que se consideró la mejor alternativa para desarrollar dicho mercado. Esta opción permitirá aumentar la liquidez y transparencia del mercado sin incurrir en costos significativos para su implementación.

Conforme a lo anterior, no es posible adoptar la propuesta.

No obstante lo anterior, los procesos regulatorios bajo la responsabilidad de la CREG se caracterizan por su publicidad y su apertura a los aportes de los agentes regulados y de los usuarios. Así, la CREG estará en disposición de analizar las recomendaciones que el gestor del mercado y los demás agentes planteen en aras de continuar desarrollando el mercado mayorista de gas natural.

b. *"El artículo 31 del proyecto de resolución establece puntos estándar de entrega que básicamente están asociados con puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte. Frente a lo anterior solicitamos la siguiente aclaración:*

i. Que ocurre si aparecen nuevos puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte? Como son incorporados?

ii. Por ejemplo, un punto de entrada al SNT corresponde a facilidades de Gas Natural Importado en Cartagena y Buenaventura, como esta definido en la Resolución CREG 054 de 2012, en tal caso el punto de entrega es La Creciente ó Ballena?"

Respuesta

A continuación se ofrecen las aclaraciones solicitadas:

- En caso de que resulte necesario incorporar nuevos puntos estándar de entrega se incorporarían por medio de resolución de la CREG.

- Tal como se planteó en el proyecto de resolución, el punto de entrega para contratos del mercado secundario, así sea de facilidades de gas natural importado, deberá ser cualquiera de los puntos estándar establecidos por la regulación. Vale la pena recordar que el vendedor será quien deba poner el gas en el punto de preferencia y cubrir los costos que esto le signifique.

3. Chevron Petroleum Company

"En esta clasificación se encuentra el contrato bajo la modalidad "interrumpible". El cual dentro de su definición indica que "...<u>El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte</u>."

Sin embargo, el artículo 29 señala que los contratos permitidos en el mercado secundario y de corto plazo deben cumplir con los requisitos señalados en la propuesta regulatoria, entre los cuales se señala el artículo 12 que se refiere a la "duración permisible de las suspensiones" y contradice a la definición indicada del contrato interrumpible.

En consecuencia, sugerimos que el contrato bajo la modalidad interrumpible permitida en el mercado secundario sea exceptuado de los requisitos que la regulación establece en relación con la "Duración permisible para suspensiones del servicio" de que trata el artículo 12 de la propuesta.

De otra parte, en relación de la duración de los contratos creemos que puede ser conveniente para los agentes que se incluya una duración Semestral para cubrir el amplio espacio que queda entre el Trimestral y el Anual, permitiendo y brindando una mayor flexibilidad a los participantes de este mercado".

Respuesta

Con respecto a los contratos con interrupciones, favor remitirse a la respuesta al comentario b del numeral 1 de la sección 2.6.1 de este documento. En cuanto a la duración de los contratos, no se acoge la propuesta puesto que se considera que hay suficientes modalidades de contratos y un mayor número de productos restaría liquidez al mercado, además de que las necesidades de carácter semestral pueden ser cubiertas mediante contratos trimestrales e incluso mensuales.

4. Ecopetrol S.A.

a. *"Artículo 28. Contratos permitidos: Comentario: Consideramos que no es claro el parágrafo 4 al indicar que las obligaciones de dichos contratos son permanentes.*

   En escenarios sujetos por regla general al derecho privado, no es viable que la CREG limite las facultades de los agentes en la selección y celebración de los contratos necesarios para el desarrollo de su actividad. Lo anterior, desconoce el principio de libertad negocial y de autonomía de la voluntad que consagra la Constitución y la Ley".

Respuesta

El artículo 28 de la Resolución CREG 113 de 2012 se ubica en el Título IV de la misma y corresponde a los aspectos comerciales del mercado secundario, para los que la propuesta regulatoria establece las modalidades contractuales que pueden celebrar y suscribir los participantes en el mercado y la duración de los mismos.

Por tanto, en ejercicio de su libertad negocial, la cual no es absoluta según se ha explicado en varias respuestas a comentarios recibidos, los agentes pueden, con arreglo a las reglas regulatorias, decidir la modalidad contractual a celebrar con su contraparte y la duración del mismo.

Así, en este punto, en el parágrafo objeto del comentario la regulación persigue que los pactos que en ejercicio de esta autonomía realicen las partes tengan vocación de permanencia, obviamente dentro de las definiciones de duración y modalidad contractual establecidas en la regulación.

Es preciso reiterar que ello resulta coherente y consecuente con los varios propósitos que se persiguen con las definiciones regulatorias que en esta resolución se hacen o con los requisitos contractuales mínimos contenidos en la presente regulación, dentro de los que podrían señalarse los siguientes: i) facilitar las negociaciones entre los participantes del mercado; ii) que estos cuenten con distintas herramientas contractuales para escoger, pero claras y precisas al estar su contenido mínimo establecido regulatoriamente; y iii) que las obligaciones contractuales no queden al vaivén de quienes los suscriben, de tal manera que se generen transacciones estables en el mercado que a su vez permitan condiciones óptimas para lograr la liquidez que el mismo requiere.

La Comisión considera que las reglas regulatorias establecidas no están menoscabando la libertad contractual de los participantes del mercado, ya que, dentro del abanico de posibilidades, estos podrán determinar o acoger la modalidad contractual más apropiada a sus intereses o necesidades y su duración, teniendo en cuenta que las obligaciones pactadas tendrán vocación de permanencia, lo anterior, en virtud de reglas regulatorias claras y

previas, y por tanto, de carácter imperativo, de orden público y de obligatorio cumplimiento por todos los participantes del mercado.

Se debe notar que las disposiciones del parágrafo 4 del artículo 28 son iguales a las del parágrafo 4 del artículo 8. En ese sentido las aclaraciones presentadas en la respuesta del comentario de la sección 2.5.1, numeral 20, literal a son aplicables al parágrafo 4 del artículo 28. En tal sentido hay lugar a ajustar el parágrafo 4 del artículo 28 de la propuesta de Resolución CREG 113 de 2012 con el fin de precisar su alcance.

b. *"Articulo 31 Vendedores de Gas Natural: Comentario: Se solicita aclarar si cuando se refiere a las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización, se debe entender que es de cualquier servicio público o sólo de gas".*

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del literal c, del numeral 2 de los comentarios de la sección 2.5.3. En todo caso, con respecto a la inquietud planteada acerca de los vendedores de gas natural, se consideró conveniente modificar el artículo 32 de la Resolución haciendo referencia a comercializadores.

5. Energía eficiente S.A. E.S.P

"Capitulo I. Artículo 30. Puntos estándar de entrega.
Se propone definir un parágrafo en el cual se mencionará que en cualquier momento y de acuerdo al cambio o el ingreso de nuevos campos estos puntos estándar pueden aumentar o cambiarse".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del literal b, numeral 2, de la sección 2.6.1 del presente documento.

6. Isagen

"Artículo 31. Puntos Estándar de Entrega
El Artículo define que los contratos de suministro de gas se deberán entregar por el vendedor en Ballena, La Creciente, Cusiana y Barrancabermeja (COGB); lo cual consideramos adecuado.

Sin embargo, respetuosamente, solicitamos a la CREG analizar la posibilidad de que en el mercado secundario y de corto plazo de capacidad de transporte se habiliten todos los nodos del SNT como puntos de entrada, de manera que los agentes puedan hacer múltiples combinaciones de contratos de transporte sin necesidad de remunerar al transportador los costos fijos de un tramo en más de una ocasión, como ocurre en la actualidad".

Respuesta

Como se define en los artículos 37 y 40 de la resolución en consulta, los contratos de transporte disponibles en el mercado secundario se ofrecerán por ruta, la cual será definida pos las partes que participen en las negociaciones directas. Vale la pena destacar que mediante la Resolución CREG 150 de 2011 se sometió a consulta una propuesta tendiente a aclarar que existe la posibilidad de que el transportador y los remitentes pacten contratos de transporte desde puntos intermedios del respectivo sistema de transporte. La resolución

definitiva sobre este tema corresponde a la Resolución CREG 078 de 2013 y su documento soporte es el Documento CREG-055 de 2013.

7. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Puntos Estándar. Solicitamos se incluya dentro de los puntos enunciados en el artículo 31 de la Resolución CREG 113 de 2012 un punto estándar de entrega asociado al campo de Gibraltar".

Respuesta

Como se expone en el Documento CREG-062 de 2012, la estandarización de los puntos de entrega se hizo considerando los puntos en donde se realizan las entregas de la mayoría del gas transado en el mercado primario. Se entiende que el mercado secundario sigue este patrón, y por el momento no se considera necesario incluir un punto estándar de entrega adicional. En todo caso, la Comisión podrá adicionar nuevos puntos estándar si así lo considera pertinente.

8. Termobarranquilla

"En cuanto los Puntos de Entrega, se debe viabilizar como tales, a los sitios donde se establecerían las terminales de importación de Gas Natural una vez entren en operación Comercial".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del literal b, numeral 2, de la sección 2.6.1 del presente documento.

9. Termoemcali

"Partiendo de las contrataciones de suministro y transporte de gas que se realizarán en el mercado primario y considerando que se presentarán desviaciones (positivas y negativas) entre los volúmenes consumidos y los contratados, sin duda cobrará relevancia la liquidez del mercado secundario en el cual se puedan balancear y gestionar estas diferencias.

Por lo anterior, apoyamos la iniciativa regulatoria de organizar y estructurar el funcionamiento de este mercado, en cuyo recorrido será fundamental la disponibilidad de la información de acceso abierto y en la oportunidad suficiente para que las transacciones se puedan concretar.

No obstante, nos parece necesario mencionar y sugerir que la regulación se enfoque en la definición de los criterios que deberán regir este mercado secundario y de corto plazo, así como la definición del esquema institucional (lo cual hace a través de la creación de la figura del gestor), y las responsabilidades asociadas a la implementación de plataformas y herramientas para el desarrollo de las transacciones.

Consideramos que el mercado puede ser más dinámico y puede requerir mayor flexibilidad para adaptarse a los cambios, en concreto, sugerimos a la Comisión evitar el diseño de una regulación detallada que limite el accionar de los agentes, en particular no debería ser necesario lo siguiente:

- *Obligar a los agentes a utilizar exclusivamente los tipos de contratos de la resolución (Artículos 29 y 36).*
- *Establecer la duración permisible de los contratos (Artículo 30).*
- *Definir puntos estándar de entrega (Artículo 31).*

Si bien entendemos que la Comisión busca una estandarización que permita mayor liquidez, opinamos que el riesgo de una regulación al detalle puede llevar a una operación poco flexible y adaptable del mercado con lo cual sugerimos que estos aspectos se planteen como algo deseable mas no obligatorio. La dinámica del mercado podría verse afectada por la eventual ausencia de la regulación cuando se presenten cambios en las condiciones o necesidades de los agentes".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del literal a, numeral 2, de la sección 2.6.1 del presente documento.

10. TGI

"Dada la expectativa de que en el corto plazo se presenten importaciones para atender la demanda nacional, es conveniente para los contratos de suministro que se pacten en los mercados secundarios y de corto plazo, considerar la adición de los puntos de entrada del gas de importación como puntos estándar de entrega".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del literal b, numeral 2, de la sección 2.6.1 del presente documento.

2.6.2. Capítulo II. Participantes en los mercados secundario y de corto plazo

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

"Solicitamos precisar las reglas para la operación del mercado intradiario, el rol de gestor del mercado en éste y como se manejarían los contratos de suministro y transporte asociados".

Respuesta

No es clara cuál es la precisión solicitada. Sin embargo, a continuación se exponen los elementos contenidos en la propuesta que están relacionados con los contratos intradiarios:

- De acuerdo con el artículo 29 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, uno de los productos que se podrá pactar en el mercado secundario es el intradiario. Según lo señalado en la resolución, éste será un contrato para el suministro o el transporte durante el día de gas, y deberá pactarse con sujeción al proceso de renominación vigente.

- En los artículos 31 a 34 se señala cuáles son los participantes del mercado que podrán vender y comprar gas natural y capacidad de transporte en el mercado secundario. Estos serán los agentes que podrán pactar contratos intradiarios.

- En los artículos 35 y 36 se plantean cuáles serán los mecanismos a disposición de los vendedores y de los compradores para transar gas natural y capacidad de transporte en el mercado secundario. De acuerdo con lo previsto en los artículos mencionados, dichas transacciones corresponderán a negociaciones directas.

- En el artículo 39 se señala que el *BEC*, administrado por el gestor del mercado, servirá como herramienta para publicar información de participantes del mercado interesados en negociar directamente los contratos permitidos en el mercado secundario. De manera que el rol del gestor del mercado en el mercado intradiario se limitará a la publicación de esa información.

- En el artículo 40 se plantea que los participantes del mercado también podrán utilizar los servicios de otras plataformas para realizar las negociaciones del mercado secundario.

En este sentido, se entiende que los vendedores y compradores señalados en los artículos 31 a 34 podrán pactar contratos intradiarios a través de negociaciones directas. Adicionalmente, los vendedores y compradores que estén registrados en el *BEC* podrían conducir sus negociaciones directas a través de esa plataforma, según lo planteado en el artículo 39.

2. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

> *"La clasificación de participantes en el mercado secundario y de corto plazo excluye la participación de algunos que son vitales en la comercialización de gas, como son los usuarios industriales.*
>
> *Es así, como los P-C consideramos que es necesario incluir a los Usuarios No Regulados como participantes del mercado secundario y de corto plazo, de forma que no exista la intervención de terceros que generen rentas adicionales en la prestación del servicio. Rentas que serían nuevas para muchos usuarios residenciales, industriales y térmicos. En el caso de los usuarios residenciales quedarían expuestos a una renta adicional en la transferencia de propiedad entre el Comercializador "puro" y el Distribuidor Comercializador cuando este último no se presente a la subasta".*

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se excluyen los usuarios industriales del mercado secundario. La propuesta exige que estos usuarios participen en el mercado secundario a través de un comercializador. Esta propuesta se sustenta en el hecho de que el buen desempeño del mercado secundario, y en general del esquema del gestor del mercado, depende de la estricta aplicación de la regulación por parte de los participantes en el mercado (e.g. reporte de información).

Los usuarios industriales no son agentes sujetos a la regulación de la CREG ni a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, lo cual dificultaría exigir la estricta aplicación de la regulación por parte de estos usuarios en el mercado secundario.

Nótese que la aplicación de la regulación a los usuarios industriales es controlable cuando estos participan en el mercado primario de transporte y de suministro pues el no apego a la regulación (e.g. no cumplir el ciclo de nominaciones) implica la no prestación del servicio (ver respuesta al comentario del literal a del numeral 2 de la sección 2.5.3 de este documento). En el mercado secundario la situación es distinta porque el usuario ya dispone del gas y del transporte.

Después de analizar los diferentes comentarios recibidos en relación con este asunto se llegó a la conclusión de que es posible ajustar la propuesta regulatoria en el siguiente sentido: i) los

usuarios no regulados podrán continuar participando como compradores en el mercado primario; y ii) dichos usuarios no podrán participar, en forma directa, como compradores en el mercado secundario, sino que deberán hacerlo a través de comercializadores; la excepción a esta regla se dará en los procesos úselo o véndalo, cuando los usuarios no regulados participen como vendedores. En la medida en que la participación de los usuarios no regulados se limitará a definir el precio de reserva cuando venden sus excedentes a través de los procesos úselo o véndalo (ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 14, literal a), no habría razón para involucrar a un comercializador en el lado de la oferta.

3. Chevron Petroleum Company

"La clasificación en el mercado secundario y de corto plazo excluye la participación de agentes de mercado que son vitales en la comercialización de gas, como son los usuarios industriales del mercado no regulado.

Es así, que consideramos necesario incluir a los Usuarios No Regulados como participantes del mercado secundario y de corto plazo, de forma que no exista la intervención de terceros que generen sobrecostos en la prestación del servicio".

Respuesta

La respuesta al comentario anterior también da respuesta a este comentario de Chevron.

4. Ecopetrol S.A.

"Artículo 33: Vendedores de Capacidad de Transporte:
Comentario: Dentro de esta categoría consideramos que es necesario incluir a los remitentes ó grandes consumidores, como Ecopetrol-Refinería de Barrancabermeja ó Refinería de Cartagena que contratan transporte para uso interno".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.2, numeral 2. En todo caso, en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se permite que el productor-comercializador compre capacidad de transporte en el mercado primario, pero no se permite que este agente venda directamente capacidad de transporte en el mercado secundario.

Dentro de los análisis realizados en el período de consulta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se observó razón alguna para restringir al productor-comercializador como vendedor de capacidad de transporte en el mercado secundario. Por tanto se propone permitir que el productor-comercializador participe como vendedor de capacidad de transporte en el mercado secundario.

5. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

"En lo que se refiere a los compradores de gas natural, es importante incluir a los transportadores para el caso que requieran atender las unidades compresoras, así como para reponer el gas de inventario cuando hubiese lugar".

Respuesta

Se entiende que el transportador puede adquirir la cantidad máxima de gas que requiere para la operación de su sistema (i.e. compresores y balances) en forma directa (en calidad de

usuario no regulado) o a través de un comercializador en el mercado primario, o a través de un comercializador en el mercado secundario. También se entiende que la cantidad máxima contratada no se consume todo el tiempo, de tal manera que en algunos períodos habría excedentes para transar en el mercado secundario. Estos excedentes pueden ser transados en el mercado secundario a través de un comercializador.

El principal rol del transportador en el mercado es otorgar libre acceso a sus redes de tal manera que debe ser un agente pasivo frente a las transacciones de gas. En ese sentido, la participación del transportador en el mercado secundario podría comprometer la neutralidad con respecto al libre acceso a las redes de transporte.

6. Termobarranquilla

"En cuanto a la participación de los Productores Comercializadores en el Mercado Secundario, se debe permitir la celebración de contratos interrumpibles hasta máximo un mes. Esto con el objeto de dar mayor liquidez al Mercado secundario.

Si se les dio posibilidad a los Productores comercializadores de ser compradores de capacidad de transporte en el Mercado Primario, se les debe dar oportunidad de brindar capacidad de transporte en el Mercado Secundario en la modalidad interrumpible. Esto brinda la opción a este mercado de contar con posibilidades de transporte para atender eventualidades o requerimientos de los posibles compradores".

Respuesta

Ver respuestas a los comentarios del numeral 4 de la sección 2.6.2 y del numeral 5 de la sección 2.6.3 de este documento.

2.6.3. Capítulo III. Transacciones de gas natural y de capacidad de transporte

1. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

"De acuerdo con los tipos de contratos permitidos en el mercado secundario y de corto plazo, el Proyecto de Resolución impone una restricción al no permitir que los P-C pacten contratos en firme o contratos interrumpibles de largo plazo.

Teniendo en cuenta que las necesidades del mercado y el acceso por parte de los P-C a que atiendan un tipo de demanda de específico, sugerimos que se permita la modificación de dicho clausulado y se retire la restricción a realizar negociaciones bilaterales por medio de contratos bajo la modalidad interrumpible en el mercado secundario y de corto plazo".

Respuesta

Como se expone en la respuesta al comentario del numeral 3 de la sección 2.5.1 de este documento, a fin de evitar una confusión de orden semántico, en la resolución definitiva se introdujeron las siguientes modificaciones:

- El "mercado mayorista de gas natural" se define como el conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Estas transacciones se harán con sujeción al reglamento de operación de gas natural. Y "mercado

secundario" como el mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta resolución. En este sentido, ya no se hará referencia a los "mercados secundario y de corto plazo".

- Las ventas de gas natural y de capacidad de transporte por parte de los vendedores a que hacen referencia los artículos 15 y 17 del proyecto de resolución contenido en la Resolución CREG 113 de 2012 se harán en el "mercado primario". De esta manera se evitará cualquier confusión de orden semántico.

- Los contratos con interrupciones de gas natural y de capacidad de transporte serán de corto plazo, tal como se previó en la propuesta regulatoria sometida a consulta. Los argumentos en que esto se fundamenta se exponen en la respuesta al comentario del numeral 3 de la sección 2.5.1 de este documento. No obstante, se consideró ampliar la duración de los contratos a un mes, los cuales, en el caso de los contratos de suministro, serán ofrecidos por medio de un mecanismo de subasta administrado por el gestor del mercado, explicado en detalle en la respuesta al comentario del numeral 5 de la sección 2.6.3.

La anterior propuesta evita confusiones entre los participantes del mercado al establecer claramente que el productor-comercializador venderá contratos con interrupciones en el mercado primario. Esto es, el productor-comercializador no participará en el mercado secundario como vendedor. El productor-comercializador podrá participar en el mercado secundario como comprador en los términos propuestos en la Resolución CREG 113 de 2012. Esto es consistente con las prácticas generalizadas de un "mercado secundario".

2. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

"Del Titulo IV del proyecto de resolución entendemos que los agentes de generación que tengan contratos de suministro en firme pueden negociar bilateralmente contratos de suministro de firmeza condicionada o interrumpibles que estén sujetos a un re-despacho en el mercado eléctrico. Aunque comercialmente la interrupción del suministro o transporte de gas puedan hacerse efectivo al momento de informar a la contraparte en el mercado secundario, operativamente dicha interrupción no tiene un efecto práctico porque la renominación tiene un período de 6 horas y el redespacho de 1 hora. Por lo anterior, el mundo comercial y el operativo no convergen y por lo tanto, no se asegura la confiabilidad en el mercado primario. Esto ocurre si se es vendedor o comprador en el mercado secundario y por lo anterior son necesarias medidas adicionales de coordinación gas – electricidad que sincronicen transacciones comerciales y operativas".

Respuesta

Con respecto al comentario transcrito, en primer lugar habría que mencionar que los aspectos comerciales de la propuesta de la resolución no se apartan de los aspectos operativos establecidos en la regulación vigente, específicamente en el RUT. La determinación de las 6 horas está en dicho reglamento, de forma tal que alguien que venda o compre en el intradiario del secundario deberá ajustarse a los tiempos de renominaciones del RUT. En todo caso, si hay lugar a ajustes relacionados con disposiciones operativas, se realizarían en resolución aparte, especialmente el tema de los tiempos en las renominaciones y redespachos puesto que se trata de un aspecto netamente operativo que no está dentro del

alcance la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. No obstante, por considerarlo necesario para la coherencia de las disposiciones finalmente adoptadas en la regulación relativa a aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, se incluyó en la propuesta final un título relativo a aspectos operativos (consideraciones operativas que afectan el proceso úselo o véndalo de corto plazo y variaciones de salida).

3. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"En primer lugar, consideramos apropiado que el Regulador lleve a cabo un desarrollo normativo del esquema úselo o véndalo que no distorsione la señal de precios del mercado secundario, y en ese sentido, se sugiere que el diseño regulatorio propenda por evitar el oportunismo por parte de agentes que no tengan respaldo contractual".*

Respuesta

Como se expone en los artículos 42 y 43 del proyecto de resolución, los procesos úselo o véndalo tienen el desarrollo normativo reflejado en el anexo 3 de la Resolución 113 de 2012. Como allí se establece, las cantidades de gas o las capacidades de transporte ofrecidas en las subastas provienen de contratos vigentes del mercado primario que no fueron nominados para el siguiente día de gas, por lo que tienen el respaldo contractual. Por otra parte, los interesados en participar en la subasta como compradores serán participantes del mercado debidamente registrados en el BEC, y para que el gas les sea efectivamente despachado y/o transportado estos deberán cumplir con las garantías exigidas por el vendedor adjudicatario dentro de las cuales se contempla el prepago como mecanismo de cubrimiento. Así, en la propuesta definitiva se contempla que el vendedor podrá supeditar el perfeccionamiento y la suscripción del contrato y, por tanto la nominación del gas, a un acuerdo sobre los mecanismos de cubrimiento, y podrá exigir siempre como garantía el prepago.

b. *"Se sugiere que para garantizar el cierre del mercado de corto plazo –úselo o véndalo- de suministro o transporte, la Comisión adelante lo indicado en el parágrafo 3 de los artículos 42 y 43, en el sentido que el proceso de compraventa de suministro y transporte debería realizarse en una misma transacción, o en su defecto, se haga una publicación simultánea por parte del Gestor de Mercado de las cantidades disponibles de suministro y transporte, con el objeto de que a este mercado asistan única y exclusivamente los agentes que encuentren un producto acorde con sus necesidades".*

Respuesta

En el parágrafo tercero de los artículos 45 y 46 de la propuesta definitiva se indica explícitamente que la CREG analizará la viabilidad y conveniencia de reemplazar los procesos del úselo o véndalo de suministro y transporte, respectivamente, por un mecanismo único que permita la compraventa en una sola negociación. En todo caso, el diseño actual de estas subastas obedece a los ciclos de nominación normalizados en el RUT. Así, teniendo en cuenta que el ciclo de nominación de suministro comienza casi una hora antes del ciclo de nominación de transporte, se consideró pertinente realizar primero la subasta de suministro con el fin de que aquellos agentes que resulten compradores adjudicatarios de gas participen en la subasta de capacidad de transporte de acuerdo con los resultados de suministro, en cuanto a las cantidades y los precios que se ajusten a sus necesidades.

c. *"En el mercado de corto plazo hay una situación que puede afectar su viabilidad, y es el manejo de las garantías de cobertura para el vendedor de suministro y transporte. En tal sentido, Andesco plantea la posibilidad de crear una figura tipo Fondo de garantías o prepagos de*

cantidades mínimas, ó, de la creación de una cámara de riesgo de contraparte, lo cual, estará a cargo del Gestor de Mercado".

Respuesta

Como se indica en los artículos 42 y 43 de la propuesta, el vendedor adjudicatario no podrá negarse a realizar la nominación correspondiente a nombre del comprador adjudicatario de la subasta úselo o véndalo si éste realiza el prepago oportuno del gas o de capacidad de transporte concedida. Para facilitar el funcionamiento del esquema de prepago, en la propuesta definitiva se contempla que el gestor del mercado podrá fungir como depositario del dinero de dicho prepago por medio de un encargo fiduciario regido por los criterios que defina la CREG. Es claro que este servicio del gestor del mercado es diferente al que ofrece una bolsa o una cámara de riesgo central de contraparte.

Sin embargo, en la medida en que las partes son las llamadas a determinar los mecanismos de cubrimiento de riesgo, las mismas podrán optar por hacer uso de los servicios provistos por cámaras de riesgo, o por cualquier otro mecanismo de cubrimiento.

4. Celsia S.A. E.S.P.

"En cuanto al procedimiento para la utilización del mecanismo úselo o véndalo, consideramos que deberían formalizarse procedimientos más expeditos para maximizar sus beneficios y utilizar la figura del gestor del mercado para viabilizar esquemas de garantías de las transacciones realizadas entre los principales agentes, funcionando este como mandato y mandatario de las negociaciones realizadas entre los diferentes agentes. Así mismo, los formatos de sobre cerrado deben incluir la información necesaria para que mediante el software indicado se facilite la subasta de corto plazo que permita el cierre de la mayor cantidad de suministro y transporte de gas; evitando asignaciones de cantidades parciales o sin transporte o asignar transporte sin suministro, entre otros problemas que se puedan presentar".

Respuesta

Como se expone en los artículos 42 y 43 del proyecto de resolución sometido a consulta, los procesos úselo o véndalo tienen el desarrollo normativo reflejado en el anexo 3 de la Resolución 113 de 2012. Asimismo, en el parágrafo tercero de dichos artículos (que corresponden a los artículos 45 y 46 de la propuesta definitiva) se indica explícitamente que la CREG analizará la viabilidad y conveniencia de reemplazar los procesos del úselo o véndalo de suministro y transporte respectivamente, por un mecanismo único que permita la compraventa en una sola negociación. De este modo y hasta entonces, se haría viable que el mecanismo funcionara como mandato y mandatario para los agentes participantes y se optimizaría de forma tal que no exista posibilidad de obtener asignaciones parciales o no complementarias de suministro y transporte. Por lo expuesto anteriormente, por el momento no es posible acoger el comentario transcrito.

Ahora bien, de acuerdo con lo señalado en el anexo 3 de la resolución en consulta, el gestor del mercado deberá definir el medio y el formato que deberán ser usado para el desarrollo de las subastas del proceso úselo o véndalo.

5. Chevron Petroleum Company

"Entendiendo que la posibilidad de pactar contratos interrumpibles en el mercado primario se encuentra excluida para los PC como parte de la nueva estructura propuesta por el regulador para el mercado primario de gas, nos parece que a pesar de abrirnos la posibilidad a través del

mercado secundario, nos genera limitaciones al establecer un periodo máximo de vigencia de los contratos de una semana, que afectan situaciones que en el pasado podíamos cubrir por el lado de la oferta en casos como es el de optimizaciones de la capacidad diaria de producción, variabilidad en la producción en el inicio para campos nuevos y para su estabilización cuando es posible lograrla, las declinaciones del campo de producción como es el caso de la Guajira que obliga a que considere como uno de sus criterios para su contratación en firme la base estable durante los cinco años como máximo permitido por la propuesta regulatoria, dejando volúmenes variables que podrían colocarse en el mercado interrumpible por periodos superiores a una semana.

Para la demanda los beneficia porque en muchos casos no tienen la posibilidad de contratar algunos consumos en 'pico', o demandas cíclicas, o para proyectos piloto de crecimiento de su demanda, que difícilmente lo encontrarían en el mercado secundario con otros agentes por la falta de garantía de continuidad en el consumo.

Por lo anterior, y con el fin de evitar una eventual discriminación, ponemos a consideración de la CREG que permita a los PC participar en el Mercado secundario con contratos interrumpibles en todos los plazos permitidos para los demás agentes participantes de este mercado superiores al semanal, como el mensual, trimestral, anual y multianual, permitiendo y brindando una mayor flexibilidad a los participantes de este mercado".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario del numeral 3 de la sección 2.5.1 de este documento. Conforme a lo allí dispuesto, no hay lugar a que Chevron plantee una eventual discriminación por el alcance de la participación de los productores-comercializadores en el mercado.

Se entiende que el productor-comercializador requiere flexibilidad comercial para manejar excedentes generados por: i) optimización de la capacidad diaria de producción; ii) variabilidad en la producción en el inicio de campos nuevos; iii) estabilización de campos nuevos; y iv) declinaciones de campos. Para esto Chevron propone que se permita al productor-comercializador vender contratos con interrupciones en el mercado secundario de duración semanal, mensual, trimestral, anual y multianual.

Sobre el particular conviene considerar tres aspectos, a saber: i) el mercado en el que puede participar el productor-comercializador para manejar los excedentes de gas indicados anteriormente; ii) la duración de los contratos que puede transar el productor-comercializador en este mercado; y iii) el precio del gas de excedentes. A continuación se analiza cada uno de estos puntos.

Mercado para manejar excedentes de producción

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establece que el productor-comercializador puede vender contratos con interrupciones en los mercados secundario y de corto plazo de duración intradiaria, diaria y semanal. También se precisa que el productor-comercializador no podrá pactar contratos con interrupciones de más largo plazo, y que en los mercados secundario y de corto plazo tampoco podrá celebrar contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada, ni contratos de opción de compra de gas.

Se observa que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 permite flexibilidad para que el productor-comercializador maneje excedentes de producción a través de los mercados secundario y de corto plazo. Dentro de la etapa de consulta de esta propuesta surgió la

inquietud de que la participación del productor-comercializador en los mercados secundario y de corto plazo pueda generar confusión entre los participantes del mercado, pues en realidad el contrato con interrupciones que el productor-comercializador vende allí es esencialmente un producto del mercado primario.

Por los inconvenientes expuestos anteriormente, se consideró pertinente ajustar la propuesta en la resolución definitiva, conforme a lo indicado en la respuesta del comentario del numeral 1 de la sección 2.6.3 de este documento.

Duración de los contratos para manejar excedentes de producción

Los contratos con interrupciones por parte del productor-comercializador son una herramienta para que éste pueda comercializar excedentes de corto plazo resultantes de, entre otros, optimización de la capacidad de producción, variabilidad en la producción en el inicio de campos nuevos, estabilización de campos nuevos y declinaciones de campos. En este sentido en la Resolución CREG 113 de 2012 se propuso considerar contratos con interrupciones intradiarios, diarios y semanales.

En la respuesta al comentario del numeral 3 de la sección 2.5.1 de este documento se planteó que los contratos con interrupciones de gas natural y de capacidad de transporte que se celebren en el "mercado primario" deberán ser de corto plazo, tal como se previó en la propuesta regulatoria sometida a consulta.

Dentro de los análisis realizados durante el período de consulta de la Resolución CREG 113 de 2012 se observó la inconveniencia de permitir pactar contratos con interrupciones de varias duraciones y en cualquier momento. Si esta modalidad de contratos se pacta en cualquier momento se podría dar el caso de obtener un contrato con interrupciones de largo plazo a partir de múltiples contratos de esta modalidad de corto plazo.

Por lo anterior se propone:

- Asignar las cantidades de gas con interrupciones del productor-comercializador en contratos de duración mensual mediante un proceso gestionado por el gestor del mercado. Se considera que la duración mensual reduce los costos de transacción si se compara con contratos de menor duración, y permite flexibilidad para manejar cantidades en el mediano plazo (i.e. en períodos mensuales). Así, no habría lugar a pactar contratos diarios, intradiarios, semanales o anuales.

- Realizar el proceso de asignación de cantidades de gas con interrupciones el último día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo. El mes de consumo inicia a las 00:00 horas del primer día calendario del mes y termina a las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes.

- Establecer el proceso de asignación de cantidades con base en la curva de oferta del productor-comercializador y las curvas de demanda de los interesados en este producto.

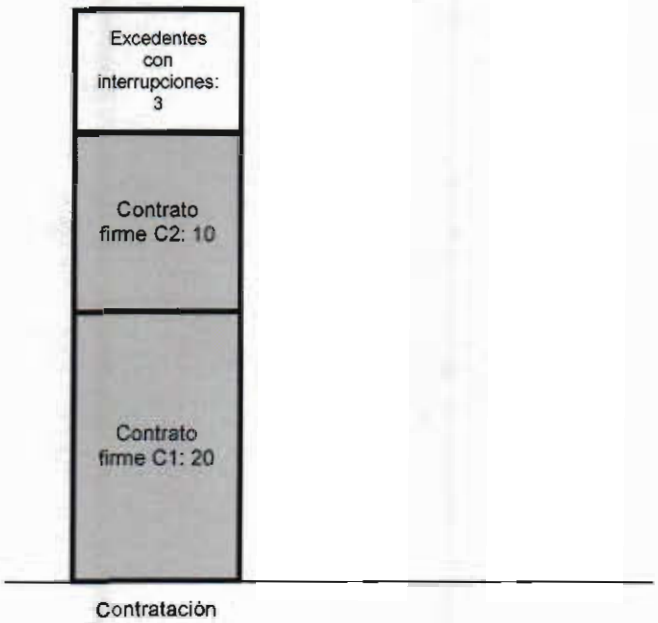
Precio del gas de excedentes

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se planteó que el precio del gas que el productor-comercializador vende a través de contratos con interrupciones será pactado libremente entre las partes. Dentro de los análisis realizados en el período de consulta de la

Resolución CREG 113 de 2012 se encontró conveniente establecer un mecanismo particular para despejar el precio aplicable a los contratos con interrupciones. Este mecanismo tiene como objeto evitar posibles distorsiones en el mercado secundario como se explica a continuación.

Considérese un caso con las siguientes características: i) el productor-comercializador dispone de treinta (30) unidades para la venta en firme; ii) el productor-comercializador vendió las treinta (30) unidades con el mecanismo de subasta a través de los contratos C1 y C2, por veinte (20) y diez (10) unidades respectivamente; iii) el productor-comercializador dispone de tres (3) unidades como excedentes de corto plazo; iv) el productor-comercializador vendió un contrato con interrupciones en el mercado de corto plazo (e.g. un mes) tres (3) unidades. La figura 1 ilustra esta situación:

Figura 1. Contratación de capacidad de suministro



Según las cantidades nominadas diariamente se pueden presentar varios casos. A continuación se describen los casos más representativos. En la figura 2 se ilustra cada caso.

Caso 1: Los compradores nominan el 100% de las cantidades contratadas y el productor-comercializador despacha todas las cantidades solicitadas. Aquí no hay cantidades disponibles para el proceso úselo o véndalo.

En principio, en este caso el precio de venta y la cantidad de los contratos con interrupciones son indiferentes para los compradores de los contratos firmes C1 y C2. Es decir, los contratantes de C1 y C2 consumen toda la cantidad contratada, o logran vender en el mercado secundario las cantidades que no planean consumir. Por su parte el productor-comercializador vende las cantidades excedentes a través de contratos con interrupciones.

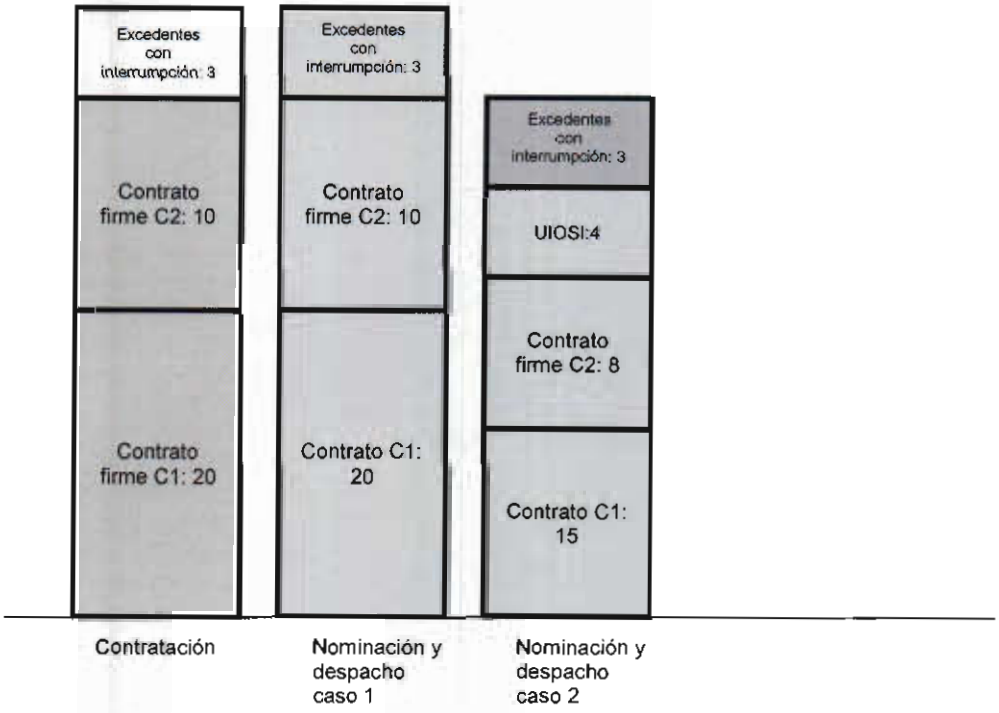
Caso 2: Los compradores de los contratos firmes nominan una porción de las cantidades contratadas; por ejemplo 15 unidades del contrato C1 y 8 unidades del contrato C2. Así, quedan 7 unidades disponibles para el proceso úselo o véndalo. Asúmase que se venden 4

unidades del proceso úselo o véndalo y que los compradores de las cantidades con interrupciones nominan el 100% de las cantidades contratadas (i.e. 3 unidades).

En este caso el precio de venta y la cantidad del contrato con interrupciones no son indiferentes para los compradores de los contratos firmes C1 y C2. De hecho, el precio y la cantidad del contrato con interrupciones compiten con las cantidades y precios de los contratantes C1 y C2 en el mercado secundario y en el proceso úselo o véndalo. Es decir, un comprador de un contrato con interrupciones pierde interés en ir al mercado secundario y al proceso úselo o véndalo si observa que puede obtener precios más favorables en un contrato con interrupciones del productor-comercializador.

Debe notarse que el producto del proceso úselo o véndalo no es estrictamente igual al producto con interrupciones del productor-comercializador, pues el primero es firme y el segundo es con interrupciones durante el día de gas. Sin embargo, un diferencial de precio puede hacer que la demanda prefiera el contrato con interrupciones frente al firme del proceso úselo o véndalo. Adicionalmente, podría pensarse que un producto con interrupciones ofrecido el día anterior al día de gas tiene una probabilidad alta de ser entregado.

Figura 2. Contratación de capacidad y nominación de suministro



La situación descrita en el caso 2 es indeseable para el desarrollo del mercado secundario y del proceso úselo o véndalo. Para evitar esta situación se propone establecer un mecanismo de subasta de sobre cerrado que administrará el gestor del mercado, según se indica a continuación:

- El gestor del mercado establecerá una plataforma común para que los agentes puedan acudir a ella y ofrecer las cantidades de gas que los productores-comercializadores y los compradores del mercado primario con contratos firmes deseen vender bajo la modalidad con interrupciones. Es decir, la plataforma común permitirá ofrecer contratos con interrupciones

del mercado primario (i.e. los del productor-comercializador) y del mercado secundario (i.e. los de compradores con contratos firmes).

- Los vendedores de cantidades de gas con interrupciones (i.e. productores y compradores del primario que deseen vender en la modalidad con interrupciones) y los interesados en comprar tales cantidades deberán reportar al gestor del mercado, hasta las 14:00 horas del último día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo, sus ofertas y sus curvas de demanda, así:

  - Los compradores de gas del mercado primario con contratos firmes reportarán las respectivas ofertas para las cantidades que deseen vender en contratos con interrupciones, especificando la cantidad ofrecida y el precio de oferta.

    La cantidad que ofrezca cada comprador de gas del mercado primario no podrá ser superior a la cantidad de que disponga dicho comprador a través de contratos en firme. En todo caso, la cantidad ofrecida deberá corresponder a la cantidad que el comprador del mercado primario no prevea utilizar durante el respectivo mes. El incumplimiento de estas medidas podrá ser considerado por la autoridad competente como práctica contraria a la libre competencia.

  - Los productores-comercializadores reportarán la siguiente información:

    a) La cantidad de gas natural que el respectivo productor-comercializador está dispuesto a vender en contratos con interrupciones.

    b) El precio al cual el respectivo productor-comercializador está dispuesto a vender la cantidad señalada según el literal a). El precio de esta oferta será considerado como el precio de reserva dentro del proceso de asignación de cantidades que administra el gestor del mercado.

    c) El precio adicional que el productor-comercializador espera recibir por encima del máximo precio ofertado por los compradores de gas del mercado primario, por la venta de la cantidad de gas señalada según el literal a). Este precio adicional se denominará delta (Δ) de precios. Es decir, la curva de oferta de los productores estará al final de la curva de oferta agregada de los compradores del mercado primario con contratos firmes que ofrezcan cantidades para vender bajo la modalidad con interrupciones.

  - Para cada productor-comercializador el gestor del mercado determinará el precio máximo entre: i) el precio de reserva señalado por el respectivo productor-comercializador; y ii) la suma del delta (Δ) de precios del respectivo productor-comercializador y el máximo precio ofertado por los compradores de gas del mercado primario. La pareja correspondiente a dicho precio máximo y a la cantidad señalada según el literal a) será considerada como la oferta del productor-comercializador para efectos de elaborar la curva de oferta agregada de compradores del mercado primario y de productores-comercializadores.

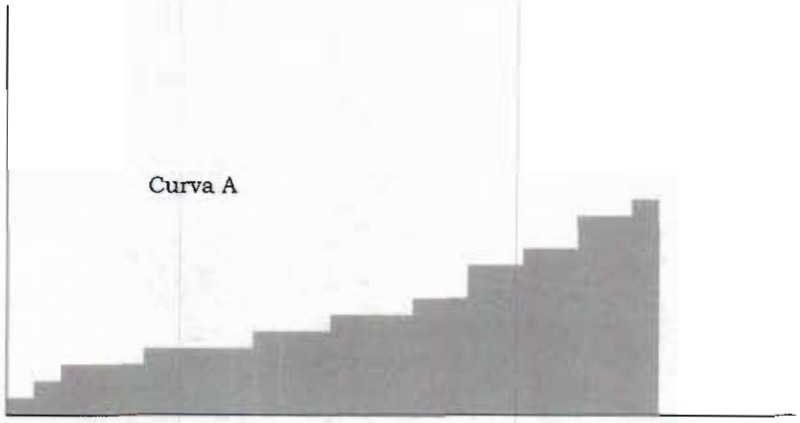
  - La demanda o los agentes interesados en comprar cantidades de gas bajo la modalidad con interrupciones reportarán su respectiva curva de demanda, especificando por lo menos cinco puntos de la curva.

- Los compradores de gas del mercado primario con contratos firmes que ofrezcan cantidades para vender bajo la modalidad con interrupciones no podrán participar como compradores en este mercado de cantidades con interrupciones.

- Para el despeje de cantidades y precios el gestor deberá:

  - Establecer la curva de oferta agregada (i.e. productores-comercializadores más compradores del primario que ofrecieron cantidades en la modalidad con interrupciones). Para establecer esta curva el gestor aplicará el siguiente procedimiento:

    a) Determinará la curva de oferta agregada de los compradores del mercado primario que ofrecieron cantidades en la modalidad con interrupciones. Esta curva será la curva A como se indica en el ejemplo de la figura.



    b) A la curva A se adicionarán las ofertas de los productores-comercializadores. En el ejemplo de la figura corresponde a los puntos X, Y y Z. Esta será la curva de oferta agregada.

  - Establecer la curva de demanda agrega.

  - Establecer el punto de corte entre la curva de oferta agregada y la curva de demanda agregada. Este punto arrojará las cantidades y el precio al cual se asignan dichas cantidades. Los detalles del cierre y asignación de cantidades a cada vendedor se estipularán en el respectivo reglamento de esta subasta.

- A más tardar a las 18:00 horas del último día hábil del mes anterior al mes de consumo el gestor del mercado informará a los vendedores de este mercado con interrupciones y a la demanda las cantidades asignadas y el precio resultante.

- Los compradores del mercado primario que vendieron cantidades bajo la modalidad con interrupciones serán los responsables de realizar las nominaciones de sus respectivas cantidades asignadas en el mercado con interrupciones.

En resumen se propone:

- Permitir que el productor-comercializador venda contratos con interrupciones en el mercado primario.

- Establecer una duración mensual para esta modalidad de contratos.

- Obtener el precio y asignar cantidades a través de una subasta de sobre cerrado despejada por el gestor del mercado.

6. Ecopetrol S.A.

"Propuesta: se solicita que el P-C, al igual que los demás vendedores del mercado secundario, puedan hacer contratos interrumpibles de duración superior a una semana, es decir, mensuales, anuales y multianuales para tener igualdad de condiciones con los demás jugadores de los mercados secundario y de corto plazo, con lo cual se genera aún más competencia en el mercado.

(...)

Artículo 35.Negociaciones Bilaterales: Comentario: No es claro porqué se limita al Productor comercializador sólo a celebrar contratos interrumpibles máximo de una semana. Se solicita que se permita la celebración de contratos interrumpibles de mediano y largo plazo. Lo anterior, buscando incentivar la oferta de gas de campos menores, nuevos y no convencionales, que requieren de estas modalidades contractuales al no contar con certeza técnica para el suministro de gas firme".

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario anterior.

7. Emgesa

a. *"Entendemos que la metodología planteada de úselo o véndalo busca la optimización de los recursos de suministro y transporte, sin embargo, notamos que frente a esta propuesta subyace un problema de fondo asociado con la actual contratación de largo plazo de la capacidad de transporte de gas, la cual a la fecha se encuentra definida con negociaciones incluso hasta el 2030, que dejan en manos de pocos agentes la exclusividad de este servicio, trasladando el riesgo y la incertidumbre de disponibilidad a los agentes que participan en el esquema de úselo o véndalo. Sugerimos a la Comisión dar las señales en este tema para garantizar el cumplimiento de los objetivos planteados en su propuesta regulatoria".*

Respuesta

No es claro el problema planteado por Emgesa, ni su sugerencia frente al mismo.

En todo caso, en relación con la capacidad de transporte contratada y no utilizada en el largo plazo ver el anexo 1 del presente documento.

b. *"De acuerdo con lo especificado en el Artículo. 30, sugerimos ampliar el proceso de negociación del contrato 'Intradiario' planteado dentro del Mercado de Corto Plazo, el cual se indica que debe ser pactado durante el día de gas. Cómo se pacta y se formaliza este contrato?".*

Respuesta

Como se señala en el artículo 29 de la propuesta regulatoria, el intradiario corresponde a un contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte, transado para entrega del gas o para prestar el servicio de transporte durante el día de gas, con sujeción al proceso de renominación vigente. Este contrato es equivalente a las negociaciones que se llevan actualmente durante el día de gas.

En la respuesta al comentario 1 de la sección 2.6.2 de este documento se exponen los elementos contenidos en la propuesta que están relacionados con los contratos intradiarios.

8. Energía Eficiente S.A. E.S.P.

"Capitulo III. Artículo 35. Negociaciones bilaterales de gas natural. Parágrafo
Se solicita estudiar periodos de negociación más largos en el mercado secundario y de corto plazo (mensuales?). Esto debido a la operatividad (costo y desgaste) de los periodos tan cortos propuestos por la resolución".

Respuesta

De acuerdo con lo señalado en el artículo mencionado por Energía Eficiente, los participantes del mercado secundario podrán negociar directamente la compraventa de gas natural a través de los contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la resolución en consulta. Según lo dispuesto en ese capítulo, los contratos que se pacten en el mercado secundario podrán tener una de las siguientes duraciones: i) intradiario; ii) diario; iii) semanal; iv) mensual; v) trimestral; vi) anual; o vii) multianual. En este sentido, no se observa razón alguna para solicitar que en la resolución se prevean períodos de negociación más largos en el mercado secundario.

En lo que respecta a los contratos con interrupciones, favor remitirse a la respuesta del comentario 3 de la sección 2.5.1 de este documento y numeral 5 de la sección 2.6.3.

9. Isagen

a. *"En los considerandos del proyecto de Resolución se establece que 'Las plantas de generación de energía a base de gas están sujetas a la posibilidad de redespachos en el sector eléctrico, lo cual implica renominaciones, tanto de suministro como de transporte de gas natural durante el día de gas'.*

En nuestro concepto este considerando es cierto y pertinente porque reconoce la problemática inherente a estos agentes y las dificultades que se presentan en la operación diaria de las plantas de generación a gas por la falta de armonía entre la regulación de los mercados de gas y

de electricidad; sin embargo, este considerando no se desarrolla a lo largo de las propuestas para la comercialización de gas, mercado primario y secundario.

Por esta razón, respetuosamente solicitamos a la CREG abordar en la Resolución definitiva de manera concreta la coordinación de estos dos mercados entendiendo las particularidades de cada uno de ellos en lo relativo a redespachos, renominaciones, variaciones de salida y desbalances diarios".

Respuesta

La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no altera el esquema y los tiempos de redespachos y renominaciones vigente. La propuesta busca, entre otros aspectos, organizar el mercado secundario. Si bien el desarrollo del mercado de corto plazo de gas (e.g. intradiario) involucra aspectos operativos como renominaciones, y en algunos redespachos, esto no significa que la propuesta pretenda modificar aspectos operativos del sector eléctrico o del sector de gas. El ajuste de aspectos operativos, si es del caso, se analizará en regulación aparte.

Ahora bien, el considerando comentado por Isagen es relevante para efectos del entendimiento de las excepciones hechas en los procesos úselo o véndalo de corto plazo y que le son aplicables exclusivamente a los generadores térmicos.

b. *"En este mismo sentido, la CREG expone que "Según algunos comentarios recibidos de manera informal, las ventas en el mercado primario de capacidad de transporte por parte del transportador y de cantidades de suministro de gas por parte del productor-comercializador, bajo la modalidad interrumpible, podrían estar reduciendo la liquidez del mercado secundario".*

   No obstante, es importante resaltar que la liquidez del mercado secundario se ve afectada sólo si la venta de gas o transporte en modalidad interrumpible se hace sobre la capacidad primaria contratada en firme con otros remitentes por parte de productores y transportadores, no siendo inconveniente si esta venta se hace sobre capacidad primaria disponible de estos agentes".

Respuesta

En el parágrafo 2 del artículo 28 de la Resolución CREG 126 de 2010 se precisa la capacidad de transporte que el transportador puede vender bajo la modalidad de contrato interrumpible, el cual se debe entender como contrato con interrupciones a partir de la entrada en vigencia de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. Se considera que esta disposición impide que el transportador venda contratos interrumpibles, los cuales se deben entender como contratos con interrupciones a partir de la entrada en vigencia de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, respaldados con capacidad contratada en firme. Para mayor claridad se propone incluir esta disposición a la propuesta final de la Resolución CREG 113 de 2012.

Con respecto al suministro de gas, en la Resolución CREG 113 de 2012 se proponen reglas aplicables al contrato con interrupciones que puede negociar el productor-comercializador. Sin embargo, análisis realizados durante el proceso de consulta de la Resolución CREG 113 de 2012 sugieren ajustar esta parte de la propuesta. En la resolución definitiva se establece dicho ajuste. Para complementar la respuesta favor remitirse a la respuesta del comentario del numeral 3 de la sección 2.5.1 de este documento y al numeral 5 de la sección 2.6.3..

10. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Mercado Secundario – productos interrumpibles. En los artículos 36 y 37 de la Resolución CREG 113 de 2012 se define como límite para la contratación de productos interrumpibles tanto para productores como para transportadores períodos de tiempo que no superen una semana. Sugerimos se permita la celebración de contratos interrumpibles con duración superior a una semana en atención a que la limitación de este producto ya fue generada en el mercado primario y, por otra parte, si permite se genera una mayor eficiencia y flexibilidad comercial."

Respuesta

Favor remitirse a las respuestas a los comentarios del numeral 3 de la sección 2.5.1 y del numeral 5 de la sección 2.6.3. de este documento.

2.6.4. Capítulo IV. Boletín Electrónico Central

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"En el artículo 40 Negociaciones bilaterales a través de BEC. Se establece que el gestor del mercado pondrá a disposición de los agentes registrados en el BEC información relacionada con ofertas de venta de gas natural y ofertas de venta de capacidad de transporte. Recomendamos a la CREG que se establezca que en la información que se publique sobre las ofertas, se especifique la vigencia de la oferta y el plazo para suscribirla".*

Respuesta

Se acoge la recomendación de Acolgen. En este sentido, en las ofertas y en las solicitudes de compra se señalará la duración de los contratos ofrecidos o solicitados y la fecha máxima para manifestar interés en dichos contratos.

b. *"En el proceso úselo o véndalo para gas natural, consideramos que el procedimiento debe ser simultáneo para el suministro y el transporte, de tal forma que se garantice un proceso mas eficiente".*

Respuesta

Como se señala en el parágrafo 3 de los artículos 42 y 43 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, la CREG analizará la viabilidad y conveniencia de remplazar los procesos definidos en esos artículos por un único proceso en el que se permita la compraventa de gas natural y de capacidad de transporte en una misma transacción. Esta misma determinación se contempla en los artículos 45 y 46 de la propuesta definitiva. Estos análisis se presentarán, cuando se considere pertinente, en una resolución aparte, para así no posponer la expedición del marco regulatorio de aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural.

c. *"No es clara la forma como se deben realizar las transacciones del prepago de gas el mismo día, en los horarios que se establecen el proyecto de resolución 17:00 horas del Día D-1, se le dificultaría al agente el tener que hacer el prepago. Se debería establecer o definir un contrato de adhesión con el gestor del mercado para participar en el mecanismo del úselo o véndalo con unas condiciones claras y definidas".*

Respuesta

Es necesario aclarar que el mecanismo de prepago no será imperativo, sino que será una opción a considerar por parte de los vendedores y de los compradores, tal como se propone en el cuarto inciso del numeral 6 de los artículos 42 y 43 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012.

Tras la realización de las subastas de los procesos úselo o véndalo, las partes con asignaciones deberán ejecutar los contratos en que se pacte la compraventa de gas o de transporte para el día de gas. El vendedor, que tendría la obligación de nominar el gas o la capacidad de transporte, tendrá el incentivo natural a cubrir su riesgo de cartera antes de realizar la nominación y en ese sentido las partes deberán acordar los mecanismos de cobertura de dicho riesgo. Las partes podrían, entonces, escoger los mecanismos de cobertura que les resulten convenientes.

No obstante lo anterior, dadas las restricciones de tiempo asociadas a los ciclos de nominación, se ha previsto que el comprador pueda optar por prepagar el gas o la capacidad de transporte que se le asignó, para así asegurar su nominación. Teniendo en cuenta que de las subastas de los procesos úselo o véndalo pueden surgir relaciones bilaterales que no se hayan dado en el pasado, se ha considerado que el gestor del mercado, al fungir como depositario de los recursos del prepago, facilite el desarrollo de las negociaciones.

De otro lado, no se observa por qué es necesario hacer uso de un contrato de adhesión. No obstante lo anterior, a fin de ofrecer mayor claridad sobre la administración de los recursos provenientes del prepago, se ha dispuesto que el gestor debe administrar estos recursos a través de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG.

d. *"Nos preocupa particularmente la propuesta de penalizar las desviaciones horarias de salida de los generadores termoeléctricos. Consideramos que esta iniciativa intenta resolver el problema estructural de la coordinación de los sectores del gas y la electricidad, pasándole todo el riesgo operativo de ambos sectores a los generadores térmicos a gas que estarían sometidos a pagar compensaciones millonarias por desviaciones en los despachos eléctricos y de gas natural, poniendo en riesgo la integridad económica de estos agentes y en general la confiabilidad y seguridad del sector eléctrico.*

   Por ejemplo, si una planta por cuestiones externas, como un redespacho del sector eléctrico o un variación abrupta de las condiciones ambientales, presenta una variación en su consumo de gas horario, tendría que pagar en promedio cerca de 4 US$/MBTU de acuerdo con la compensación propuesta.

   El tema de la coordinación gas – electricidad ha sido discutido ampliamente en diferentes escenarios, y en esta propuesta regulatoria se desconoce la problemática del sector energético colombiano como: sistemas de gasoductos lineales, propensión a variaciones altas en el despacho de transporte de gas dado que las plantas a gas sólo operan en condiciones marginales. Estas características hacen que el mercado colombiano difiera de otros mercados donde la generación térmica está siempre en la base, poseen sistemas de transporte enmallados y los despachos de gas son centralizados, tal cual los referenciaron los consultores contratados por la CREG en el año 2011.

   Vale la pena resaltar que históricamente los desbalances de gas se han gestionado mediante de acuerdos de balance bilaterales entre transportadores y remitentes, los cuales han permitido mantener la operación dentro de los criterios de seguridad requeridos. Además, los acuerdos establecen procedimientos operativos y comerciales que obligan al remitente a operar dentro de los rangos exigidos por los transportadores. En este contexto solicitamos a la CREG que en

lugar de una regulación para compensar a los transportadores defina la regulación operativa que balancee las condiciones de confiabilidad y seguridad de los dos sectores".

Respuesta

Se debe aclarar que en la propuesta se hace mención a las "variaciones" de entrada y salida, mas no a desviaciones. Las variaciones están definidas en el RUT como el valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía confirmada y la cantidad de energía entregada o tomada en cada hora por el remitente. La cantidad de energía confirmada surge del proceso de nominación o renominación. Es decir, las variaciones están relacionadas con la cantidad de energía confirmada en el proceso de nominación o de renominación.

De otro lado, como ya se mencionó, la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no está orientada exclusivamente a algún segmento particular de la demanda. En este sentido, no hay lugar para afirmar que se propone *"penalizar las desviaciones horarias de salida de los generadores termoeléctricos"*. El esquema de compensaciones propuesto en la resolución en consulta aplica a todos los participantes del mercado.

Ahora bien, en el caso del generador termoeléctrico a gas se entiende que puede presentar las siguientes situaciones:

- Variación de salida al alza por requerimientos del CND (i.e. redespacho eléctrico). La variación se presentaría si el generador térmico consume más gas antes de que el transportador o productor apruebe la renominación en transporte y suministro de gas, respectivamente.

De acuerdo con la regulación vigente es decisión del generador térmico incurrir en esta práctica, para lo cual debe asumir los respectivos costos en el sistema de gas, y en todo caso el transportador puede suspender el flujo de gas en caso de que la variación comprometa la estabilidad operacional del sistema.

- Variación de salida a la baja por requerimientos del CND o por condiciones ambientales. En este caso la variación se presenta por la reducción del consumo por parte del agente térmico antes de que el transportador o productor apruebe la renominación en transporte y suministro de gas, respectivamente. Se entiende que bajo la regulación vigente esta situación hace parte de los riesgos que enfrenta el generador térmico cuando participa en el mercado mayorista de energía, y que tales riesgos deben ser internalizados en sus ofertas de energía.

Ya se ha indicado que, en caso de requerirse, los análisis sobre disposiciones relacionadas con el sector eléctrico se realizarán aparte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

No obstante a partir de los análisis efectuados durante el período de consulta de la propuesta regulatoria se concluyó la necesidad de incluir en la propuesta definitiva reglas relacionadas con las variaciones de salida.

2. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

"De acuerdo el numeral 6 del artículo 43 del Proyecto de Resolución, dentro de las funciones del Gestor está la de ser el depositario del dinero que es pagado en el proceso "úselo o véndalo" como garantía 'prepago'. En efecto dicho inciso establece

'(...) Para facilitar el funcionamiento del esquema prepago, el gestor del mercado fungirá como depositario del dinero en prepago. (...)'.

Al respecto consideramos que ello implica un riesgo relacionado con la capacidad que tenga el Gestor de responder por los montos de dinero que le sean entregados en virtud de dicho prepago.

Por lo tanto, recomendamos que todas las funciones, no sólo estas sean analizadas a profundidad de modo que se garantice al mercado la viabilidad y la estabilidad del gestor".

Respuesta

Como se expone en la respuesta al comentario del literal c del numeral 1 de la sección 2.6.4 de este documento, a fin de ofrecer mayor claridad sobre la administración de los recursos provenientes del prepago, se ha dispuesto que el gestor debe administrar estos recursos a través de un mecanismo fiduciario regido por los criterios que defina la CREG.

3. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Los mercados estructurados en la propuesta son viables en la medida que exista información en tiempo real, y para efecto del mercado secundario información sobre los excedentes de oferta y demanda así como una ventana de transacciones de último minuto que facilite el ajuste de las posiciones de cada uno de los participantes del mercado, de acuerdo a su perfil de consumo o producción. En este sentido consideramos que es necesario sincronizar o coordinar los períodos de re-nominación y re-despacho, de tal manera que el efecto de las transacciones de contratos intradiarios en el mercado secundario, por ejemplo, tenga un efecto real en la operación de sistema eléctrico y asegurar así la confiabilidad de éste".*

Respuesta

Ver respuesta a comentario de la 2.6.3, numeral 2.

b. *"El artículo 46 del proyecto de resolución establece un esquema de penalizaciones por variaciones de entrada y salida. Este esquema no se ajusta al perfil de consumo de los generadores térmicos, en particular por las características operativas de los redespachos, y por lo anterior, los agentes han acordado Acuerdos de Balance con los transportadores del sistema, que permiten ajustar adecuadamente estas condiciones. Solicitamos que este esquema se siga manteniendo bajo el funcionamiento actual, ya que de mantenerse las compensaciones propuestas el generador térmico se verá abocado a cancelar una u otra, puesto que en virtud del contrato de mandato deben atender los re despachos, que pueden significar desviaciones en el programa de consumo de gas aprobado el día anterior".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 1, literal d.

Adicionalmente, el manejo de variaciones a la baja a través de acuerdos de balance puede comprometer el desarrollo del proceso úselo o véndalo, propuesto en la Resolución CREG

113 de 2012. Es decir, la aplicación de balances en este caso podría incentivar un comportamiento indeseable en el que el agente nomina pero no consume toda la cantidad nominada. Este comportamiento reduciría las cantidades disponibles para el proceso úselo o véndalo.

c. *"Consideramos importante que se abra la opción que el Gestor de Mercado proponga nuevas reglas de funcionamiento de los mercados que allí operarán, así como alternativas al esquema de pagos como resultado de la operación del esquema Úselo o Véndalo. En particular, solicitamos que el flujo de pagos asociado a las subastas del proceso Úselo o Véndalo tomen en consideración el funcionamiento del mercado financiero y las operaciones corporativas. En general, el esquema de pagos manejado por los agentes siguen protocolos que no corresponden necesariamente a una transacción por internet porque son manejados por patrimonios autónomos. De otro lado, proponemos que el esquema pueda hacer uso de una Cámara Central de Riesgo de Contraparte que respalde las operaciones de ésta subasta".*

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no hay restricción alguna para que el gestor plantee a la CREG las inquietudes que considere apropiadas para mejorar el funcionamiento del mercado.

De otra parte, la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, en relación con el mercado secundario y el proceso úselo o véndalo, no se opone a que los agentes hagan uso de herramientas como la cámara central de riesgo de contraparte. La propuesta de la Resolución 113 establece la plataforma para realizar las transacciones pero el manejo del riesgo queda bajo la responsabilidad de los participantes del mercado. Se entiende que para manejar los riesgos propios del mercado secundario y el proceso úselo o véndalo los participantes del mercado podrían hacer uso de alguna cámara central de riesgo de contraparte existente.

4. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

"Responsabilidad sobre las desviaciones. La responsabilidad de las desviaciones por el retiro o inyección superior al 5% es responsabilidad de los titulares del contrato, pero cuando se vende en el proceso UOV y es otro el que se desvía, responde el dueño del contrato en el mercado primario. Sugerimos a la Comisión aclarar sobre el particular en la normativa definitiva".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.10, numeral 4, literal e.

5. Celsia S.A. E.S.P.

"Consideramos pertinente que la centralización de la información por parte del gestor del mercado podría ir más allá de la información comercial e incluir la información operativa asociada al uso y disponibilidad del recurso en tiempo real que permita tomar decisiones importantes para la estabilidad, coordinación y confiabilidad en el proceso de interacción de la coordinación de los sectores gas y electricidad".

Respuesta

Se entiende que la información operativa en tiempo real es útil para propósitos operativos.

Bajo este entendimiento se aclara que en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se encomienda al gestor, entre otros, la prestación del servicio de recopilar información operativa del mercado de gas natural. Esta información operativa no es información en tiempo real pues no se prevé que el gestor preste servicios de carácter operativo en el sector de gas.

6. Chevron Petroleum Company

a. *"Al revisar con detalle las horas que se plantean para cada acción del proceso, el lapso de tiempo resulta muy corto para que el proceso de 'úselo o véndalo' resulte un mecanismo de comercialización exitoso y vemos que difícilmente sea posible la celebración de los correspondientes contratos.*

Al tomar en consideración la importancia de cumplir todo el procedimiento propuesto para el proceso úselo o véndalo que propone el Proyecto de Resolución, creemos que debe realizarse un ajuste a los tiempos o las etapas del proceso de forma que las transferencias de gas del mercado secundario y de corto plazo puedan realizarse satisfactoriamente. (ver anexo 2)".

"

ANEXO 2

PROPUESTA PARA LOS CICLOS DE SUMINSTRO Y TRANSPORTE EL DIA D-1 EN EL PROCESO ÚSELO O VÉNDALO

HORA	CICLO SUMINISTRO
15:30	Recibo por parte del PC o Comercializadores de las nominaciones diarias efectuadas por los Remitentes
15:55 15:45	Declaración al Gestor cantidad de gas natural contratada que no haya sido nominada para el día de gas.
16:00	Gestor del Mercado publica la cantidad de gas disponible en cada punto del SNT
16:00 -16:30	Los Compradores (Res 113/12 - Art. 32) envían solicitudes de compra al Gestor
16:30 - 17:00	Proceso úselo o véndalo: Subasta de suministro (CVX Compra)
17:05 17:00	Gestor informa a Vendedores Adjudicatarios y a los Compradores Adjudicatarios cantidades asignadas
18:20	Comprador confirma al Vendedor y al Gestor cantidades definitivas a comprar.
18:50	Responsable de la Nominación confirma al PC, la cantidad vendida
19:50	PC envía programa definitivo de suministro de gas

HORA	CICLO TRANSPORTE
16:25	Hora límite para el recibo por parte de los CPC de las nominaciones diarias efectuadas por los Remitentes
16:50 16:40	Declaración al Gestor capacidad de transporte contratada que no haya sido nominada para el día de gas.
16:55	Gestor del Mercado publicará la capacidad de transporte disponible en cada ruta del SNT
17:25	Los Compradores (Res 113/12 - Art. 34) envían solicitudes de compra al Gestor del Mercado (CVX compra Transporte)
17:25 - 17:55	Proceso úselo o véndalo: Subasta de transporte (CVX compra Transporte?)
18:00 17:55	Gestor del Mercado informa a Vendedores Adjudicatarios (Responsable de la Nominación) y a los Compradores Adjudicatarios la capacidad de transporte asignada bajo el proceso de subasta
18:20	Comprador confirma al Vendedor y al Gestor del Mercado las cantidades definitivas de transporte .
18:50	Responsable de la Nominación confirma al Transportador la capacidad vendida.

HORA	CICLO SUMINISTRO
20:00	Responsable de la Nominación envíe al Comprador la confirmación definitiva dado por el PC

HORA	CICLO TRANSPORTE
20:20	Transportador envía programa definitivo de transporte de gas
20:30	Responsable de la Nominación envíe al Comprador el programa definitivo dado por el Transportador

Res CREG 154/08: Ciclo Suministro y Transporte Actual
Res CREG 113/12
Propuesta Chevron

"

Respuesta

La propuesta de Chevron plantea tres modificaciones al ciclo propuesto en la resolución de consulta para el desarrollo del proceso úselo o véndalo, a saber:

- Aumenta en 10 minutos el tiempo de que dispone el productor-comercializador y el transportador para reportar al gestor las cantidades contratadas y no nominadas. Es decir, estos participantes del mercado dispondrían de 25 minutos para hacer el reporte al gestor, contados desde el tiempo límite del que disponen los remitentes para presentar las nominaciones. En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establecen 15 minutos.

- Aumenta en 5 minutos el tiempo del que dispone el gestor para realizar la subasta e informar a los vendedores y a los compradores las cantidades asignadas. Es decir, el gestor dispondría de 35 minutos, contados a partir del cierre para recibo de ofertas de compra, para realizar la subasta e informar los resultados a vendedores y compradores. En la propuesta de la Resolución 113 se establecen 30 minutos.

- Introduce una actividad adicional cual es la de que a las 18:20 el comprador confirme al vendedor y al gestor las cantidades definitivas a comprar. Esta actividad no está prevista en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

Para analizar las modificaciones planteadas por Chevron conviene anotar las tres premisas fundamentales en las que se basa el ciclo propuesto para el proceso úselo o véndalo, a saber: i) mantener el ciclo de nominaciones de suministro y de transporte de gas vigente en el RUT; ii) cerrar el plazo para recibir solicitudes de compra de transporte después de cerrar la subasta de suministro, de tal forma que los interesados en capacidad de transporte ya conozcan las cantidades de gas asignadas en la subasta; y iii) permitir un período amplio de tiempo para que los compradores y vendedores determinen y constituyan las garantías del caso.

Teniendo en cuenta estas premisas se puede indicar lo siguiente:

La primera modificación propuesta por Chevron no altera las anteriores premisas. Sin embargo, reduce de 15 a 5 minutos el tiempo de que dispone el gestor para publicar la información sobre cantidades de gas y la capacidad de transporte disponibles para el proceso úselo o véndalo. Se considera que 5 minutos es un tiempo muy corto para que el gestor realice esta actividad.

Aunque Chevron no lo precisa, se entiende que el productor-comercializador y el transportador pueden requerir más tiempo del previsto en la propuesta de la Resolución

CREG 113 de 2012 para organizar y reportar al gestor la información sobre cantidades contratadas y no nominadas. También se entiende que la labor de publicar las cantidades disponibles por parte del gestor no debe implicar mayor tiempo, pero en todo caso se considera prudente mantener el tiempo de 15" propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012. En tal sentido, y con el fin de acoger la propuesta de Chevron de tal forma que el gestor disponga de 15" minutos para publicar la información correspondiente, se propone reducir en 5" el tiempo de que dispone el comprador y en 5" el tiempo de que dispone el gestor para realizar la subasta. Lo anterior respetando las premisas indicadas antes. Esto implica que a más tardar a las 17:00 y a las 15:55 horas el gestor informaría los resultados de las subastas de suministro y de transporte respectivamente, tal como está en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

En el siguiente cuadro se muestran los tiempos propuestos en la Resolución CREG 113 de 2012, los propuestos por Chevron y los ajustados según lo propuesto en el anterior párrafo.

HORA	CICLO SUMINISTRO
15:30	Recibo por parte del PC o Comercializadores de las nominaciones diarias efectuadas por los Remitentes
15:55 15:45 15:55	Declaración al Gestor cantidad de gas natural contratada que no haya sido nominada para el día de gas.
16:00 16:10	Gestor del Mercado publica la cantidad de gas disponible en cada punto del SNT
16:00 -16:30 16:10 - 16:35	Los Compradores (Res 113/12 - Art. 32) envían solicitudes de compra al Gestor
16:30 - 17:00 16:35 – 17:00	Proceso úselo o véndalo: Subasta de suministro (CVX Compra)
17:05 17:00 17:00	Gestor informa a Vendedores Adjudicatarios y a los Compradores Adjudicatarios cantidades asignadas
18:20	Comprador confirma al Vendedor y al Gestor cantidades definitivas a comprar.
18:50	Responsable de la Nominación confirma al PC, la cantidad vendida
19:50	PC envía programa definitivo de suministro de gas

HORA	CICLO TRANSPORTE
16:25	Hora límite para el recibo por parte de los CPC de las nominaciones diarias efectuadas por los Remitentes
16:50 16:40 16:50	Declaración al Gestor capacidad de transporte contratada que no haya sido nominada para el día de gas.
16:55 17:05	Gestor del Mercado publicará la capacidad de transporte disponible en cada ruta del SNT
17:25 17:05 – 17:30	Los Compradores (Res 113/12 - Art. 34) envían solicitudes de compra al Gestor del Mercado (CVX compra Transporte)
17:25 - 17:55 17:30 – 17:55	Proceso úselo o véndalo: Subasta de transporte (CVX compra Transporte?)
18:00 17:55 17:55	Gestor del Mercado informa a Vendedores Adjudicatarios (Responsable de la Nominación) y a los Compradores Adjudicatarios la capacidad de transporte asignada bajo el proceso de subasta
18:20	Comprador confirma al Vendedor y al Gestor del Mercado las cantidades definitivas de transporte .
18:50	Responsable de la Nominación confirma al Transportador la capacidad vendida.

HORA	CICLO SUMINISTRO
20:00	Responsable de la Nominación envíe al Comprador la confirmación definitiva dado por el PC

HORA	CICLO TRANSPORTE
20:20	Transportador envía programa definitivo de transporte de gas
20:30	Responsable de la Nominación envíe al Comprador el programa definitivo dado por el Transportador

Res CREG 154/08: Ciclo Suministro y Transporte Actual
Res CREG 113/12
Propuesta Chevron
Ajuste a Res. 113 de 2012

Con respecto a la segunda modificación propuesta por Chevron no se observa beneficio o contribución al proceso úselo o véndalo. En tal sentido no se acoge.

La tercera modificación propuesta por Chevron altera la premisa relacionada con permitir un período amplio de tiempo para que compradores y vendedores negocien, acuerden y constituyan las garantías del caso. La propuesta de Chevron implicaría que, para el caso del proceso úselo o véndalo de transporte, el tiempo para que las partes negocien las garantías se reduzca de 55 a 25 minutos. Adicionalmente, no se observa la necesidad de establecer el tiempo en el que el comprador confirma al vendedor la cantidad definitiva; este aspecto es bilateral y el responsable de la nominación siempre es el vendedor. Se entiende que la confirmación se da cuando las partes negocian y acuerdan las garantías. En tal sentido no se acoge esta propuesta de Chevron.

b. *"De acuerdo con lo previsto respecto del mecanismo de comercialización 'úselo o véndalo', encontramos que existen interrogantes en su implementación como los siguientes: (i) ¿Qué sucede en los casos en que no se entreguen las garantías necesarias?, (ii) ¿Qué sucede en los casos en que la partes no logren acordar todas las condiciones contractuales de la transacción?, y (iii) los casos en que el comprador no tome el gas que ha comprado por medio de este mecanismo, teniendo en cuenta que esto generaría un desbalance que debería ser asumido por el comprador del proceso.*

   En este sentido, proponemos que dicho proceso sea ajustado a la realidad operativa del mismo, con base en las simulaciones y talleres de diferentes escenarios que se puedan adelantar con los diferentes agentes, toda vez que no solo el tiempo de la transacción es demasiado corto para todas las condiciones de entrega del gas, incluyendo el proceso de contratación, sino que además los pasos de ejecución de dicho proceso no son suficientemente claros.

   Adicionalmente se sugiere implementar un proceso de habilitación de todos los agentes, compradores y vendedores, que participaran en este mercado que permita asegurar que tienen la idoneidad para realizar transacciones económicas y el cumplimiento de lineamientos corporativos; proponemos se incluya un periodo previo para socializar el tipo de contrato que se suscribirla. Como lo indicamos en nuestra propuesta del tema de Mercado Primario, es de vital importancia que la CREG permita que se desarrollen talleres de simulación de los mecanismos del proceso de úselo o véndalo, bajo diferentes escenarios que se ajusten a la realidad del día a día del mercado y permitan ajustar la propuesta de resolución donde se requiera y se lleve a cabo la correcta implementación. De igual manera, un periodo temporal de transición que permita ajustar el proceso y en el que los agentes puedan habituarse al mismo, puede ser de gran ayuda para una formalización con mayor fluidez, confiabilidad, transparencia y seguridad".

Respuesta

De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se tiene lo siguiente:

- Cuando las partes no logran un acuerdo en relación con los mecanismos de cubrimiento se entiende que no hubo transacción y el vendedor no está obligado a realizar la nominación de las cantidades respectivas. Por ello se prevé que el vendedor podrá supeditar el perfeccionamiento y la ejecución del contrato y, por tanto, la nominación de la capacidad a un acuerdo sobre los mecanismos para el cubrimiento del riesgo de cartera al que él se enfrenta.

- Cuando el comprador no toma el gas asignado y genera una variación y/o desbalance en el sistema éste deberá asumir los costos relacionados con variaciones y desbalances (ver respuesta al comentario de la sección 2.10, numeral 4, literal e). En todo caso, el responsable ante el productor-comercializador y/o el transportador será el vendedor.

Se entiende que el tiempo para realizar el proceso úselo o véndalo es ajustado. Por ello se espera que este mercado sea sistematizado, de tal forma que los procesos sean expeditos. En todo caso, este mercado es la última instancia para ajustar posiciones cortas y largas en el mercado. Antes de acudir a este mercado se espera que los agentes realicen negociaciones directas en el mercado secundario.

De otra parte, Chevron manifiesta que no hay claridad en los pasos de ejecución de dicho proceso, pero no precisa cuáles son esos pasos.

Con respecto a la idoneidad de los participantes en el proceso úselo o véndalo se debe mencionar que ello es un aspecto relacionado con garantías. En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se plantea que en el proceso úselo o véndalo los mecanismos de cubrimiento se definan directamente entre las partes. Así, serán las partes las que definan las garantías que consideren y si no logran un consenso no habrá negociación.

En relación con la propuesta de realizar talleres de simulación del proceso úselo o véndalo se debe notar que una de las tareas del gestor, establecida en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012, es la de "ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subasta". Con respecto a la propuesta sobre establecer un período de transición para ajustar el proceso úselo o véndalo se considera que tal transición no es necesaria. La regulación es dinámica, de tal forma que en cualquier momento se podrán realizar los ajustes que sean necesarios para el buen desarrollo de este mercado.

c. *"**Variaciones de entrada y salida***
Operativamente a través del RUT, la CREG estableció mecanismos de balance que debería materializarse vía Acuerdos Operativos de Balance (AOB) entre los agentes. Bajo esta directriz, se crearon y aprobaron acuerdos marcos utilizando el CNOGas como foro de discusión y acuerdo entre agentes, resultando el AOB entre PC y los transportadores y los AOB entre transportadores y remitentes, funcionando en términos generales de forma satisfactoria salvo por la matriz de compensación definida en el RUT que quedo pendiente de implementar por falta de acuerdo entre agentes. En este sentido creemos que es valioso el aporte de la propuesta regulatoria en darle funcionalidad y penalización a las variaciones a la salida del Sistema Nacional de Transporte, permitiendo que se puedan presentar desbalances operativos como resultado de manejos inadecuados de los remitentes que afecten la operatividad y la seguridad del sistema.

A la entrada del sistema resulta inaplicable su implementación debido a que de una parte los acuerdos actuales entre PC y transportadores funcionan eficientemente, segundo la propuesta

regulatoria establece mediciones a la entrada del sistema que es imposible de realizar ya que las entregas al transportador se hacen 'a granel' en un solo punto de medición y la medición por remitente es inviable y tercero cualquier incumplimiento a la entrada del sistema queda cubierta con las compensaciones de la propuesta regulatoria por incumplimiento parcial o total en la obligatoriedad de las entregas en firme.

Nuestra sugerencia es mantener el numeral 2 del artículo 45, eliminar el resto de numerales y ajustar el valor de la compensación indicada en el parágrafo 1 para que sea superior a la descrita, y de esta forma desincentive el uso de los desbalances con propósitos diferentes a la variación operativas de entregas vs. Nominaciones. La CREG en este punto podría apoyarse en el CNOGas para que le proponga acuerdos sobre el manejo en el punto de salida que resulten de una discusión a profundidad entre los diferentes agentes, en la que se busque que haya un resultado que sea equitativo y eficiente para las partes".

Respuesta

Conviene mencionar los siguientes aspectos:

- En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se aborda el tema de las variaciones dado que variaciones a la baja pueden comprometer el desarrollo del proceso úselo o véndalo. Esto debido a que las cantidades disponibles para el proceso úselo o véndalo se reducen si un remitente nomina y no utiliza las cantidades nominadas.

- En la propuesta también se consideraron tanto las variaciones de entrada como las de salida.

- La compensación por variaciones de entrada y/o de salida, propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012, no tiene carácter sancionatorio. La compensación propuesta refleja un costo de oportunidad del gas en el mercado diario. Se recuerda que la CREG no tiene potestad legal para imponer sanciones en contextos como el que se discute.

Chevron plantea que el mecanismo de variaciones de entrada es inaplicable por tres razones:

- Estas variaciones se manejan en los acuerdos de balance entre poductores-comercializadores y transportadores.

- En la entrada del sistema de transporte es inviable realizar mediciones por remitente.

- Los incumplimientos a la entrada del sistema se constituyen en incumplimiento de entrega por parte del productor-comercializador.

A partir de estos puntos se entiende que Chevron propone:

- Eliminar las variaciones de entrada.

- Incrementar el valor de las compensaciones de salida propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012.

- Permitir que el CNO Gas proponga el valor de la compensación.

A continuación se analiza cada una de estas propuestas:

Eliminar las variaciones de entrada

Sobre el particular se considera que el manejo de variaciones de entrada a través de acuerdos de balance no es una situación ideal para efectos del proceso úselo o véndalo. Sin embargo, dadas las restricciones técnicas de medición planteadas por Chevron se considera acertada la propuesta de considerar únicamente las variaciones de salida. Cabe anotar que mediante la Resolución CREG 065 de 2005 la CREG propuso establecer un mecanismo de compensación por variaciones de salida asociado al cargo de AOM de transporte de gas. En esa oportunidad no se consideraron variaciones de entrada pues se acogió la propuesta de la industria en el sentido de permitir que dichas variaciones se manejaran con acuerdos de balance. En su momento no se mencionaron restricciones técnicas para realizar medición por remitente en los puntos de entrada.

Se entiende que al manejar las variaciones de entrada con acuerdos de balance el transportador cumple con la entrega del gas al respectivo remitente en el punto de salida. En tal caso el transportador maneja las variaciones del punto de entrada, ocasionadas por el productor que inyecta más o menos gas del que nominan los remitentes, con gas de empaquetamiento. Ahora bien, si el productor inyecta menos gas del que puede manejar el transportador con el empaquetamiento, se presentaría una situación de desabastecimiento a algún segmento de la demanda (i.e. aplicación de Decreto 880 de 2007 o los que lo modifiquen o sustituyan) lo cual se podría configurar en un incumplimiento del contrato de suministro por parte del productor.

Un aspecto que no se considera adecuado para el proceso úselo o véndalo es permitir que en el punto de entrada el remitente nomine cantidades distintas de suministro y de transporte, excepto para los casos que involucren servicio de parqueo y pago en especie de cuentas de balance (i.e. con gas). Por ejemplo, si en un punto de entrada un remitente nomina 15 unidades de gas y 10 unidades de capacidad de transporte, se entendería que las 5 unidades de diferencia se utilizan para parqueo, lo cual debería tener asociada una nominación de entrada, o para pago de gas de balance para que el transportador recupere empaquetamiento. Si las 5 unidades de diferencia no se utilizan con estos propósitos se entendería que el remitente acumula en su cuenta de balance 5 unidades a favor que pudieron haber ido al proceso úselo o véndalo.

Así, se propone exigir que el remitente nomine igual cantidad de gas y de capacidad de transporte en el punto de entrada, excepto cuando se trate de gas para parqueo y/o pago en especie de cuentas de balance. Si el remitente nomina cantidades distintas de gas y de capacidad de transporte el transportador y el productor-comercializador ajustarán la nominación al menor valor nominado entre suministro y transporte.

Estos ajustes se incluyen en la resolución final.

Incrementar valor de la compensación

Ya se indicó que el valor propuesto corresponde a un costo de oportunidad del gas en el mercado diario, y que la CREG no puede establecer valores con carácter sancionatorio. Así mismo, el valor propuesto cumple dos propósitos simultáneos, a saber: i) desincentiva las variaciones que pueden causar dificultades operativas; y ii) promueve el desarrollo del proceso diario úselo o véndalo. No se observa otro mecanismo que cumpla estos mismos propósitos.

Permitir que el CNO Gas proponga valor de compensación

Asignar al CNO Gas la tarea de proponer el valor de la compensación implicaría aplazar la definición de la compensación por variaciones de salida. Por razones de oportunidad no se considera conveniente aplazar esta definición pues, como se indicó antes, ello es necesario para el buen desarrollo del proceso úselo o véndalo.

Cabe anotar que la propuesta sometida a consulta mediante la Resolución CREG 065 de 2005 recogió las propuestas presentadas por el CNO Gas en su momento. En cuanto al valor de la compensación por variación de salida el CNO Gas propuso un esquema que implicaba penalizar a los agentes que incurrían en variaciones de salida, lo cual no es viable desde el punto de vista regulatorio.

7. CNO, Consejo Nacional de Operación

a. *"En uno de los Considerandos de la Resolución en consulta, la Comisión prevé lo siguiente respecto al sector eléctrico: 'Las plantas de generación de energía a base de gas están sujetas a la posibilidad de redespachos en el sector eléctrico, lo cual implica renominaciones, tanto de suministro como de transporte de gas natural durante el día de gas', sin embargo y a pesar de la anterior referencia, no encontramos en el articulado señales regulatorias de medidas orientadas a la coordinación de los dos sectores y a la mitigación de los riesgos operativos derivados de esta falta de coordinación".*

   "No obstante, en el Documento 063 de 2012 se prevé que como compradores en el mercado primario de gas podrán participar 'Otras empresas de servicios públicos que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural', recomendamos que para dar mayor claridad a la definición de los Participantes del Mercado, se haga explícito la participación de los agentes térmicos a gas".

Respuesta

Con respecto a redespachos ver respuesta al comentario de la sección 2.6.3, numeral 2.

Con respecto a que los agentes térmicos sean participantes del mercado, se sugiere ver la respuesta al comentario del literal b del numeral 1 de la sección 2.5.3 de este documento.

b. *"- En la propuesta regulatoria se incluye el pago de penalizaciones o compensaciones por parte del remitente ante variaciones en la entrada y salida, cuando estas superan el 5% respecto al valor nominado, lo cual es inconveniente e ineficiente para la flexibilidad operativa y la atención adecuada de la demanda térmica, restringe los márgenes de maniobra para la atención de redespachos y autorizaciones inmediatas que atienden contingencias eléctricas para la atención de la demanda, e incrementa la descoordinación entre los dos sectores. Esto porque la regulación vigente que rige los redespachos (1.5 horas) o autorizaciones (inmediatas) que implican cambios en los requerimientos iniciales de gas natural del sector eléctrico, no es compatible con los tiempos mínimos para realizar y aceptar renominaciones (6 horas) de que dispone el sector gas natural para aceptar dichos cambios".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 1, literal d.

c. *"El sector de electricidad y gas tienen una relación de interdependencia que hace que las decisiones que se adoptan para uno de ellos afectan el desempeño del otro. Desde el punto de vista de la seguridad, confiabilidad y economía de la operación del Sistema Interconectado*

Nacional, ha sido ampliamente reiterada ante las distintas autoridades de Gobierno la necesidad de adoptar medidas orientadas a la coordinación de los dos sectores, las cuales implican adecuación del marco institucional y la revisión, modificación y adopción de medidas regulatorias para los dos sectores.

Para el análisis del tema es pertinente identificar que existen diferencias estructurales entre los dos sectores; institucionales y de operación, que hasta la fecha no han posibilitado darle solución a las dificultades que se presentan en la operación del SIN, no obstante se han hecho acercamientos y creado instancias no formales de coordinación, como el del Comité de Mantenimientos e Intervenciones del CNO gas.

Es bien conocido de parte de la Comisión las dificultades en la coordinación de los sectores gas y electricidad, en especial en lo que se refiere a la demanda de gas de las plantas térmicas. Los tiempos de redespacho o respuesta en tiempo real del sector gas no se corresponden con las necesidades y dinámica requeridas en el sector eléctrico. Como consecuencia de lo anterior, la necesidad de ajustes a la producción de plantas térmicas necesario para preservar la seguridad o confiabilidad de la atención de la demanda del SIN, se enfrenta a la dificultad de los tiempos e inflexibilidades en la respuesta del sector gas.

En cuanto a la planeación se evidencia las dificultades de una coordinación efectiva de ambos sectores, en especial en la coordinación de salidas o desconexiones programadas del sector gas, las cuales se efectúan finalmente según los requerimientos del sector gas, ignorando en muchas ocasiones acuerdos ad hoc con el sector eléctrico. Además y debido a que no hay un ente encargado de la centralización de la información de gas, no se cuenta con mecanismos formales para el intercambio de información entre los sectores de gas y electricidad, acudiendo a instancias que por su carácter de informalidad pueden generar riesgos para la operación de los dos sectores y comprometer el abastecimiento energético.

Como se ha indicado anteriormente, las mayores dificultades para lograr la coordinación operativa entre los sectores gas y electricidad son: i) las mayores inflexibilidades y tiempos de respuesta del sector gas y ii) el cumplimiento de los tiempos de salidas o desconexiones programadas del sector gas. Para subsanar en gran medida lo anterior el CNO recomienda las siguientes acciones:

a. Fortalecer la infraestructura de suministro y transporte del sector gas, en especial con esquemas que permitan reducir los tiempos de respuesta del sector gas a renominaciones y modificaciones en tiempo real.

b. Formalizar la coordinación operativa de los sectores gas y electricidad, con señales claras de cumplimiento de las acciones acordadas entre ambos.

Para lograr lo anterior deberá crearse, por quien corresponda, la institucionalidad necesaria para dotarla de la autoridad para coordinar y exigir el cumplimiento de los acuerdos de la operación entre el sector gas y electricidad".

Respuesta

Ya se ha indicado que, en caso de requerirse, los análisis sobre disposiciones relacionadas con el sector eléctrico se realizarán aparte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. Por su parte, regulación relacionada con la coordinación de la operación entre los sectores de gas y electricidad no está dentro del alcance de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. La eventual adopción de regulación sobre la materia, si es del caso, se hará en resolución aparte.

8. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

a. *"Por realidades de tipo físico no es posible ni para el Transportador ni para el Productor identificar en la corriente de gas inyectada en los Puntos de Entrada el volumen que le corresponde a cada uno de los Remitentes. Como consecuencia de lo anterior tampoco es factible identificar las variaciones en los Puntos de Entrada ni el responsable de las mismas. Por esta razón recomendamos a la CREG la eliminación de las Variaciones de Entrada en el esquema de incentivos establecido para disciplinar el proceso de nominaciones que se establecen en el Artículo 45 de la Resolución CREG-113 de 2012.*

Conviene señalar que la industria ha venido operando sin utilizar las variaciones de entrada para incentivar el cumplimiento de las nominaciones de suministro y transporte. En aquellos casos en los cuales exista diferencias entre las nominaciones de suministro presentadas al productor con las nominaciones de transporte, generalmente dichas diferencias se cierran entre productores y transportadores con Acuerdos de Balance Operativo. De aceptarse la propuesta formulada por el CNOGas, se tendría que eliminar los numerales 1, 3, 4 y 5 del Artículo 45 de la Resolución CREG 113 de 2012.

No obstante lo anterior en caso de que la CREG persista en la propuesta de establecer incentivos para reducir las variaciones de entrada es necesario adaptar los sistemas de información actualmente en funcionamiento, advirtiendo que la duplicación de cuentas de balance, en puntos de entrada, incrementa innecesariamente costos a la operación del sistema".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal c.

b. *"Teniendo en cuenta que existen situaciones en las cuales se presentan variaciones de salida en un Punto de Salida de un Remitente que han sido ocasionadas por variaciones de salida de un tercero, se recomienda a la CREG aclarar que esta situación no genera pago de compensaciones al Remitente desviado por culpa de un Tercero.*

Para el caso del sector eléctrico es importante complementar las disposiciones propuestas por la CREG con medidas de tipo estructural para atender la problemática el sector eléctrico derivada de las variaciones de salida ordenadas por el CND, por ejemplo plantas peak shaving o almacenamiento criogénico, entre otras".

Respuesta

Se entiende que una variación de salida a la baja (i.e. un consumo inferior al aprobado en la nominación) causado por un tercero se configuraría en un incumplimiento por parte del transportador. Esto debido a que el transportador está obligado a mantener la estabilidad operacional del sistema de tal manera que no se afecte la prestación del servicio. Si las variaciones de un remitente perjudican a otro el transportador tiene la potestad para intervenir operativamente y evitar que tal situación se presente.

Por su parte, se entiende que una variación de salida al alza (i.e. un consumo superior al aprobado en la nominación) causado por un tercero está sujeta a un acuerdo entre el transportador y el respectivo remitente para que haya ese mayor consumo. En tal caso debería operar la renominación de tal forma que no haya lugar a variación por parte del remitente que presente el mayor consumo.

Cabe anotar que de acuerdo con la propuesta sobre telemedición presentada en 2011 por el CNO Gas a la Comisión, mediante la Resolución CREG 134 de 2012 se sometió a consulta una modificación al RUT en la cual, entre otros aspectos, se exige la telemedición para usuarios no regulados, estaciones de gas natural vehicular e industriales regulados, así como para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCED (pies cúbicos estándar por día) o su equivalente en m^3. Se espera que esta medida, una vez quede en firme, facilite el control de variaciones que pueden afectar a terceros.

Con respecto al caso del sector eléctrico ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 1, literal d.

c. *"Se solicita respetuosamente a la CREG informar las bases sobre las cuales determinó que el margen de tolerancia del 5% para el pago de las compensaciones establecidas en el Artículo 45 de la Resolución CREG-113 de 2012".*

Respuesta

El valor del 5% obedece a un criterio regulatorio considerado razonable. En todo caso, este valor podrá ser revisado si en la aplicación del mismo se observa la necesidad de ajustarlo.

Cabe anotar que en la propuesta de la Resolución CREG 065 de 2005 se plateó un esquema de compensaciones que aplicaba la compensación únicamente a aquellas variaciones que causaran cambios de presión que afectaran significativamente la operación del sistema. Así, una desviación grande para una demanda pequeña, en un gasoducto con poca utilización, en principio no generaría problemas operativos para el transportador y por tanto no habría lugar a aplicar compensación. Este esquema, que finalmente no se adoptó, resulta complejo y controvertido en su aplicación pues la dificultad operativa la definiría el transportador caso a caso.

El valor propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012 cumple el criterio de simplicidad en cuanto a su aplicación. Adicionalmente, ver la respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 14, literal b.

9. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"Para efecto de la oferta de venta de capacidad de transporte, y de la solicitud de compra de capacidad de transporte, se sugiere al regulador que obligue tanto a vendedores como compradores a ofertar por tramos, de manera tal que toda la demanda interesada bien por una parte de los tramos o por la totalidad de los mismos, pueda participar dentro del esquema".*

Respuesta

Ver respuesta a comentario de la sección 2.5.5, numeral 1.

b. *"Resulta de la mayor importancia que el regulador, en el muy corto plazo y previo a la implementación de este sistema, señale la forma como las variaciones serían adjudicadas considerando puntos comunes de salida, como pueden ser los City Gate de las diferentes ciudades donde exista un distribuidor comercializador.*

En ese sentido, la variación debería ser asumida por aquel que la causó, asunto que no se reglamenta dentro del texto propuesto, y tampoco se encuentra regulado dentro del cuerpo de normas actualmente vigentes; la falta de reglamentación de este tipo de circunstancias, podría

implicar que los distribuidores comercializadores sean indebidamente castigados por las variaciones en que incurran usuarios embebidos en su red".

Respuesta

Cuando en un punto de salida la medición de cantidades es común a varios remitentes, como es el caso de las estaciones de puerta de ciudad que sirven al distribuidor-comercializador y a remitentes que están conectados en la red de distribución del respectivo distribuidor, se propone que el distribuidor sea el responsable ante el transportador por la variación de salida, y que en resolución aparte se determine la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones.

La identificación y control de las variaciones de salida se facilita con la telemedición. En ese sentido, y para el caso de usuario finales, mediante la Resolución CREG 003 de 2013 se propuso que para el cambio de comercializador, el nuevo comercializador verificará que el usuario que le ha solicitado el servicio tenga sistema individual de telemedición de conformidad con la regulación que sobre el particular expida la Comisión.

10. Ecopetrol

a. *"La creación de una base de datos para el intercambio de la información (BEC) no establece qué tipo de información debe quedar comprendida dentro de la definición del concepto de información de 'libre acceso'.*

Ahora, el acceso y suministro de datos de naturaleza comercial que será conocida por terceros (en muchos casos sujeta a confidencialidad, especialmente en las negociaciones bilaterales), por estar sometida a secreto industrial o comercial (Decisión 386 de 2000), no puede depender de un contratista de la CREG que actuaría sin controles y restricciones en el manejo de la información. De hecho, la cantidad, calidad, permanencia y seguridad de la información está concebida para que aquél gestor del mercado actúe sin controles en la administración de la información de los agentes.

La CREG no cuenta con facultades que le permitan, por vía de regulación, transformar o dar trato de datos públicos a aquella información que por definición de normativa supranacional, constitucional y legal es de naturaleza privada.

Propuesta: Se solicita a la CREG que evalúe de forma integral todos los aspectos relacionados con el BEC, atendiendo las restricciones existentes en materia de creación y administración de páginas web, ficheros o bases de datos públicas y revise su viabilidad o no atendiendo al tipo de información que busca almacenar o tratar".

Respuesta

De ninguna manera se pretende que el gestor publique, a través del BEC, información que por disposiciones legales está sometida a reserva legal.

En el anexo 1 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se indica la información que el gestor debe recopilar y la que debe publicar. Ecopetrol no precisa cuál de esta información sería objeto de reserva legal.

De otra parte, la implementación del BEC por parte del gestor del mercado debe cumplir con todos los requisitos legales en materia de creación y administración de páginas web. No se considera que éste sea un aspecto que deba regular la Comisión.

b. *"ARTÍCULO 43. Proceso úselo o véndalo para gas natural:*
Comentario: Sobre los horarios planteados en el proceso úselo o véndalo consideramos que son muy limitados y que dificultan la realización de los ajustes requeridos para el día de gas respectivo. Actualmente, aunque el RUT establece que la hora límite para tener el programa de suministro definitivo es a las 19:50 horas, realmente hacia las 18:50 se están consolidando las cifras, debido a que el proceso de confirmación es pocas veces utilizado por los remitentes. Esto permite contar con suficiente margen para hacer los ajustes en la operación.

En otros países, el desarrollo de estos mercados se ha realizado llevando a cabo varios procesos a lo largo del día y manteniendo el tiempo requerido para que el sistema se ajuste, para lo cual, el inicio del día de gas no es a las 0 horas de un día calendario sino a las 9 horas, por ejemplo. Revisar esquemas de este tipo, puede favorecer que los agentes cuenten con tiempo suficiente para analizar la información y tomar las decisiones de participar en este proceso, así como ajustar la realidad operativa a la comercial.

Respecto al planteamiento que el gestor de mercado actúe como intermediario en el recaudo del prepago, es necesario definir los elementos tributarios del esquema. Por ejemplo, definir quién asume el GMF, gastos por adicionales por operaciones bancarias, retenciones, etc. Si la operación del proceso úselo o véndalo se realiza diariamente, no se entiende porqué las transferencias de los recursos se realizarán de forma mensual. En este caso, se debe definir como sería el manejo de los rendimientos financieros en caso de que la transferencia de recursos no sea inmediata, como está en la propuesta, y qué tipo de garantías daría el gestor de mercado a quienes le depositen dineros para prepago de gas.

Por lo anterior, proponemos lo siguiente:

Revisar otro esquema u horarios que hagan que las limitaciones de tiempo no sean un impedimento para su implementación exitosa (analizar los casos revisados por la CREG en otros países y las implicaciones operativas para: desplazar el inicio del día de gas, realizar varios procesos durante el día que permitan a los agentes tener mayor tiempo para análisis y opciones de participación).

Se solicita definir un período de transición de prueba y ajuste de estos mercados en el que se revise cómo funcionarán en este proceso tanto los contratos actuales como los que se suscriban.

Revisar la figura de gestor de mercado como intermediario en el recaudo del prepago".

Respuesta

Sobre los tiempos para realizar el proceso úselo o véndalo ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal a.

Con respecto a la participación del gestor como depositario del prepago de negociaciones del proceso úselo o véndalo se considera adecuado establecer lineamientos sobre la intermediación del gestor en el recaudo del prepago. En particular, se debe precisar que para facilitar el funcionamiento del mecanismo de prepago, el gestor fungirá como depositario del dinero prepagado por medio de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG y que todas las transferencias del dinero recibido por este concepto deberán incluir los rendimientos y los descuentos por gastos de administración e impuestos. En la resolución definitiva se precisa este aspecto.

c. *"Artículo 46. Variaciones de entrada y salida: Comentario: Sobre los Numerales 1, 3, 4 y 5 referentes a variaciones de entrada, sugerimos revisar bien la necesidad de crearlas, pues actualmente no se manejan dado que los transportadores no tienen cuentas de balance con los*

remitentes a la entrada y las variaciones entre suministro y transporte se manejan a través de los Acuerdos Operativos de Balance entre Productores y Transportadores. Lo anterior, se debe a que las condiciones del sistema de transporte colombiano no permiten establecer una relación directa entre las variaciones a la entrada y las variaciones de consumos de los remitentes. En algunos casos, las variaciones a un remitente son ocasionadas por otros o una variación de un remitente puede reflejarse en el sistema solo días después.

Adicionalmente, en aquellos casos en que existen variaciones en producción, es posible, a través de las reglas definidas en los Acuerdos de Balance, tener soporte del transportador, con lo cual la demanda no tiene efectos por estos manejos operativos. Lo mismo sucede, cuando es el transportador el que tiene condiciones de bajos o altos inventarios y requiere el apoyo del productor.

Manejar variaciones a la entrada implicaría aplicar un criterio no objetivo de asignación de dichas variaciones a los remitentes, al tener un único punto de medición a la entrada, como sería un prorrateo, lo que ocasiona que remitentes que no hayan generado una variación terminen pagando cargos por este concepto.

Adicionalmente, no todas las variaciones a la entrada mayores al 5% ocasionan impactos en los sistemas de producción y transporte, con lo cual una compensación por el gas como la planteada, resulta excesiva cuando los acuerdos de balance suscritos entre Remitentes y el Transportador y entre Productor y Transportador, hoy en día exigen la devolución o pago del gas de forma inmediata. Respecto a las variaciones a la salida, se solicita que el cálculo de las mismas se realice de forma diaria y no horaria para todos los remitentes, considerando que en el día se pueden realizar manejos operativos para superar eventos puntuales que se hayan presentado en el día y que un pago por desviaciones horarias mayores al 5% resultaría excesivamente oneroso.

Otro punto importante para comentar es el gas para desbalances: en el proyecto de resolución se plantea que: '... sin perjuicio del pago que deba adquirir el transportador para cubrir desbalances..'. Al respecto, es importante anotar que el gas para desbalances no lo compra el transportador, lo compra el remitente dentro de sus contratos de suministro, pues es el remitente quien puede conseguir el gas con mayor certeza dentro de sus contratos de suministro.

Por lo anterior, proponemos lo siguiente:

Eliminar los numerales 1, 3, 4 y 5 referentes a variaciones de entrada, ya que las mismas ya están reglamentadas en los acuerdos operativos de Balance entre Productor y Transportador, toda vez que no es posible la asignación de responsabilidades mediante criterios claros y objetivos a un remitente específico.

Ajustar las definiciones de Variaciones de Entrada y Salida del RUT con el fin de que su cálculo tenga base diaria y no horaria, para todos los Remitentes, considerando el pago propuesto en el Proyecto de Resolución. Gas de desbalances: Se recomienda que quede previsto que es el remitente quien debe comprar el gas para cerrar sus desbalances".

Respuesta

Con relación a las variaciones de entrada ver la respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 10, literal c y de la sección 2.6.4, numeral 14, literal b.

Con respecto a que las variaciones de salida se calculen de manera diaria y no horaria se precisa que en este aspecto la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no pretende modificar lo establecido en el RUT. Modificar este aspecto implicaría modificar las

nominaciones, pues las variaciones están relacionadas con las nominaciones. Se considera que éste es un aspecto central del RUT que no hace parte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 y no se tiene previsto revisar por el momento.

Con respecto a los desbalances se debe tener en cuenta que el RUT habilita a los transportadores y remitentes para que ellos establezcan los acuerdos de balance en los cuales se deben especificar los procedimientos a utilizar para el manejo comercial de los desbalances. En este sentido no se considera necesario establecer previsión alguna en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012. Así mismo, se propone ajustar la redacción de la propuesta de la Resolución 113 de 2012 de tal forma que no se altere lo previsto en el RUT en materia de desbalances.

11. Emgesa

a. *"Para mayor claridad sugerimos que en los numerales 2 y 4 del Artículo. 39 Negociaciones bilaterales a través del BEC, cuando se hable de solicitudes de compra se relacionen con identidad del solicitante y no del oferente como aparece actualmente".*

Respuesta

El comentario de Emgesa se considera acertado. En tal sentido, en la resolución definitiva se realiza el respectivo ajuste en la redacción.

b. *"Sobre el proceso úselo o véndalo para gas natural sugerimos se estudie la posibilidad de incluir productores con exportaciones y complementariamente compradores internacionales, con el fin de armonizar la totalidad de oferta y demanda del nuevo mercado, priorizando en todo momento la atención de la demanda interna".*

Respuesta

La oferta de gas natural y de capacidad de transporte a través del proceso úselo o véndalo considera exclusivamente los excedentes de los compradores de gas y de capacidad de transporte del mercado primario, en particular las cantidades que no son objeto de nominaciones. Esto debido a que el proceso úselo o véndalo se forma a partir de las cantidades contratadas y no nominadas para el respectivo día de gas. En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 los productores-comercializadores no se consideran como compradores en el mercado primario y por tanto estos participantes no harán parte de los vendedores en el proceso úselo o véndalo. Sin embargo, los productores-comercializadores sí pueden participar como compradores en el proceso úselo o véndalo. De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 el productor-comercializador con exportaciones es un productor-comercializador para el mercado colombiano.

Con respecto al comprador internacional se entiende que este agente, si está registrado en el mercado colombiano como un comercializador, podrá actuar como comprador y vendedor en el mercado secundario y participar como comprador en el proceso úselo o véndalo. No podría ser considerado como vendedor en el proceso úselo o véndalo pues la nominación que éste realice, si es del caso, no está sujeta al ciclo de nominaciones de la regulación colombiana. Debe tenerse en cuenta que las exportaciones se rigen por el libre acuerdo entre las partes en todos los aspectos. La alternativa para este agente sería participar como vendedor en el mercado secundario de gas.

12. Energía eficiente S.A. E.S.P.

"Capitulo IV. Artículo 42. Proceso úselo o véndalo
Inciso No. 1. Párrafo 3ro. La obligación de confirmación debe ser del agente generador térmico y no del gestor.

Inciso No. 6. Perfeccionamiento de contratos.
Se considera que se debe definir un mecanismo más expedito. El cierre de la posición debería considerarse como el perfeccionamiento del contrato y el pago debe estar sujeto a una garantía puesta ante el gestor por cada una de las partes, así como se determina para los prepagos".

Respuesta

En el párrafo 3 del inciso 1 se precisa que "*el gestor del mercado le pedirá a dichos generadores que confirmen si el gas reportado, en efecto, debe ser ofrecido a través del proceso úselo o véndalo. La cantidad confirmada por los generadores será considerada parte del gas natural disponible. Si el gestor del mercado no recibe una respuesta de los generadores antes de las 15:55 horas, considerará que el gas contratado por ellos no está disponible para este proceso*". De lo anterior se entiende que el gestor del mercado tiene la obligación de pedir la confirmación al generador térmico y este tiene la obligación de confirmar si las cantidades contratadas y no nominadas están disponibles para el proceso úselo o véndalo es del generador térmico.

Se considera acertado el comentario en el sentido de que el gestor no debe tener obligación alguna con respecto a la confirmación de las cantidades disponibles por parte de un generador térmico. Tal obligación debe ser exclusiva del generador térmico. En tal sentido se ajusta la Resolución CREG 113 de 2012.

Por su parte, el esquema de mecanismos de cubrimiento del proceso úselo o véndalo es bilateral. Los prepagos a través del gestor son una alternativa que no es obligatoria. Por ahora no se considera necesario desarrollar mecanismos de cubrimiento centralizados. En todo caso, los agentes podrían acudir a esquemas centralizados de manejo de riesgo como una cámara de riesgo de contraparte.

13. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"En el parágrafo 1 del art 45° de la propuesta, debe hacerse referencia al literal c) del numeral 1.3 del anexo 1 y no al literal b del mencionado anexo".*

Respuesta

Se acoge el comentario. En la resolución definitiva se introduce el respectivo ajuste.

b. *"En el Artículo 45 sobre las variaciones de entrada salida, no se mencionan las responsabilidades entre transportadores en las estaciones de transferencia".*

Respuesta

Las responsabilidades entre transportadores en las estaciones de transferencia de custodia se establecen principalmente en el RUT. Ya se indicó que las variaciones de entrada las manejan los agentes mediante acuerdos de balance entre el transportador y el productor-comercializador. Se entiende que las variaciones de salida que afecten a más de un transportador se identifican en los sistemas de información de cada transportador. Se debe tener en cuenta que cuando un remitente utiliza más de un sistema de transporte los centros

de control de cada sistema deben estar debidamente coordinados para la elaboración de los programas de transporte.

c. *"En el numeral 6 del artículo 43, donde se establece una obligación para el vendedor y el comprador adjudicatario, debería hablarse de 'formalización' del contrato y no de 'perfeccionamiento' del mismo, en razón a que con el acto de adjudicación el contrato se entiende perfeccionado, debido a que se trata de actos consensuales".*

Respuesta

Se acoge el comentario. En la resolución definitiva se incorpora el respectivo ajuste.

14. Gas Natural

a. ***"Mercado de Úselo o Véndalo***

Consideramos que este mecanismo de última instancia, desestimula el desarrollo de un mercado secundario eficiente de corto plazo, promueve competencia desleal y genera señales confusas a la demanda.

La propuesta desconoce que la demanda presenta fluctuaciones relevantes de factor de carga durante los días de la semana y meses del año, lo que genera sobrantes estructurales de suministro y transporte en cabeza de los Distribuidores - Comercializadores, entre otras cosas, por la obligación que le asiste de garantizar la continuidad del servicio a la demanda esencial, bajo contratación con respaldo físico.

Este comportamiento típico se ha mitigado de manera eficaz con la fijación de Take or Pay en los contratos firme y periodos de compensación del gas pagado, que desaparecen en la propuesta normativa. Por lo anterior, recomendamos eliminar este mecanismo por las siguientes razones:

- *Castiga a Distribuidores – Comercializadores quienes han viabilizado el desarrollo de la infraestructura que requiere el País a través de contratos de largo plazo.*
- *Genera incentivos a terceros para evitar el mercado secundario de corto plazo, con el propósito de obtener capacidades estructuralmente excedentes de suministro y transporte, a precios por debajo de los costos de contratación.*
- *La oportunidad de arbitraje de este mecanismo puede conducir a que terceros terminen comercializando parte de la misma demanda del Distribuidor - Comercializador, aprovechándose de la figura que le permite obtener capacidades a precios por debajo de los costos de adquisición, por efecto de las subastas diarias con precio de reserva de (0) cero, generando un círculo vicioso de ineficiencia en la contratación en contra del Distribuidor - Comercializador, encareciendo los costos de suministro de todos los usuarios del sistema, y emitiendo señales confusas al mercado en cuanto a la capacidad de contratación del Distribuidor - Comercializado frente a la de terceros*

Sugerimos imprimir los siguientes cambios estructurales:

- *Que este mecanismo se convierta en una instancia de último recurso para dotar a los agentes de una oportunidad de corregir las compras del día de gas (intradiario).*
- *Los precios finales en este mecanismo no pueden ser inferiores a los precios del producto en el mercado primario ya que generan el incentivo contrario, esto es, evitar el mercado secundario para arbitrar con capacidades sobrantes. Por esto, el precio de reserva debe ser fijado libremente por el vendedor.*
- *No consideramos operativamente viable la adopción del mecanismo por el tiempo reducido para realizar las transacciones y porque no está coordinado el suministro con el transporte.*

En ese sentido, la CREG puede delegar al CNOG la tarea de viabilizar la propuesta, con los ajustes de fondo sugeridos.

La normativa debe ser explícita en señalar que los beneficios o pérdidas de este mecanismo podrá ser transferido a los usuarios regulados del Distribuidores – Comercializadores".

Respuesta

De los primeros tres párrafos de estos comentarios se entiende que Gas Natural recomienda eliminar el proceso úselo o véndalo. Sin embargo, de la parte final de los comentarios se entiende que Gas Natural sugiere introducir cambios en el mecanismo de tal forma que: i) sea de última instancia; ii) tenga precio de reserva fijado por el vendedor; iii) se delegue en el CNO Gas la tarea de viabilizar la propuesta en lo relativo a los tiempos para realizar las transacciones; y iv) se trasladen al usuario regulado del distribuidor-comercializador los beneficios y pérdidas de este mecanismo.

De lo anterior se entiende que Gas Natural recomienda aplicar el proceso úselo o véndalo sólo si se introducen los cambios sugeridos.

En primer lugar se debe indicar que el proceso úselo o véndalo hace parte integral de la propuesta de comercialización planteada en la Resolución CREG 113 de 2012. Como bien lo menciona Gas Natural, actualmente la figura del contrato *'take or pay'* facilita ajustes de cantidades durante un período. En ausencia de contrato *'take or pay'*, como es el caso de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 en la que se busca tener un mercado de gas más líquido y competitivo, es necesario introducir mecanismos que faciliten tales ajustes. Después de amplio debate y discusión con consultores internacionales y representantes de todos los eslabones de la industria del gas se encontró que el proceso úselo o véndalo es el mecanismo de última instancia más adecuado. Así, bajo la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se considera adecuado descartar el proceso úselo o véndalo.

En segundo lugar se debe mencionar que si bien es cierto que los comercializadores que atienden demanda regulada se enfrentan a factores de carga diarios, semanales y anuales que los pueden dejar con excedentes para vender en el proceso úselo o véndalo, también es cierto que estos comercializadores son quienes mejor pueden gestionar tal riesgo. Así mismo, este nivel de riesgo dependerá de cómo se aplique la fórmula tarifaria a usuarios regulados. Por ejemplo, si en la fórmula tarifaria se traslada todo el costo del gas al usuario regulado, el riesgo del comercializador será cero; si en la fórmula se traslada únicamente el costo del gas consumido por la demanda regulada, el comercializador asumiría todo el riesgo de las cantidades que pasen al proceso úselo o véndalo.

Sobre el tema de fórmula tarifaria cabe anotar que en la propuesta sometida a consulta mediante la Resolución CREG 153 de 2012 se establece un mecanismo en el que la demanda regulada recibe beneficio económico cuando el comercializador vende excedentes. Se entiende que en la resolución definitiva sobre fórmula tarifaria se precisarán estos aspectos que involucran la participación del comercializador en el proceso úselo o véndalo.

A continuación se aborda cada uno de los cambios sugeridos por Gas Natural:

- Establecer mecanismo de última instancia: El proceso úselo o véndalo es un mecanismo de última instancia para ajustar posiciones en el mercado de gas. Se espera que los agentes siempre hagan uso de los demás mecanismos del mercado secundario antes de acudir al proceso úselo o véndalo.

- Fijar precio de reserva igual al precio del mercado primario: se puede entender que el gas y la capacidad de transporte que pasan al proceso úselo o véndalo tiene costo de oportunidad cero para el vendedor. Por ello el vendedor debería evitar llegar a esta instancia y vender el gas o la capacidad de transporte en el mercado secundario o ajustar la compra de gas y capacidad de transporte a las necesidades de consumo hasta donde sea posible. En todo caso, se considera prudente permitir que los vendedores en el proceso úselo o véndalo establezcan su precio de reserva.

Para ello se propone que los participantes del mercado entreguen la siguiente información al gestor del mercado:

i) En la información diaria que reportan los productores-comercializadores y los transportadores, sobre cantidades contratadas y no nominadas, se deberá incluir la desagregación por comprador. Es decir, se deberá identificar la cantidad correspondiente a cada comprador.

ii) Los vendedores en el proceso úselo o véndalo, que son los mismos compradores del mercado primario con cantidades contratadas y no nominadas, le informarán al gestor del mercado el precio de reserva de las respectivas cantidades de gas o de las capacidades de transporte. El gestor del mercado asumirá que el precio de reserva es cero cuando el respectivo vendedor no reporte su precio de reserva.

Estos aspectos se incluirán en la resolución definitiva.

Fijar precio de reserva para el proceso úselo o véndalo, igual al precio de compra del gas o de la capacidad de transporte en el mercado primario, puede incentivar la sobrecontratación pues el riesgo de precio para cantidades excedentarias desaparece. Así, desde el punto de vista regulatorio no es adecuada esta propuesta.

Ya se indicó que para el caso de los comercializadores a demanda regulada los riesgos asociados a factor de carga se pueden mitigar a través de la fórmula tarifaria.

- Delegar al CNO Gas para viabilizar la propuesta en lo relativo a los tiempos para realizar las negociaciones: La propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 de basa en los aspectos operativos establecidos en el RUT. Cualquier ajuste en estos aspectos será objeto de resolución aparte dentro del marco del RUT.

Cabe anotar que en sus comentarios a esta propuesta el CNO Gas manifestó que estudia alternativas para proponerle a la CREG un ajuste a los ciclos de nominación de suministro y de transporte.

- Trasladar al usuario regulado los beneficios o pérdidas del proceso úselo o véndalo: Este planteamiento hace parte de los aspectos que se deben estudiar en la fórmula tarifaria aplicable a la demanda regulada, para lo cual la Comisión ya sometió una propuesta a consulta según las Resoluciones CREG 153 y 154 de 2012.

b. *"El sector de gas ha convivido eficientemente con la suscripción de acuerdos de balance en puntos de salida. El aspecto a controlar es la tendencia de algunos agentes a desviarse por periodos prolongados, por lo que las penalizaciones deberían enfocarse en ese comportamiento y no tan severamente en desviaciones eventuales que son corregidas al siguiente día, vía nominación.*

Los sistemas de distribución o sistemas regionales comparten varios puntos de entrada para atender un mismo mercado relevante, los cuales eventualmente presentan desviaciones individuales pero en agregado, desde un mismo punto de transferencia de custodia, ninguna desviación significativa. Proponemos que la GREG viabilice alternativas de acuerdos de balance en sistemas de distribución que no afecten la integridad del sistema de transporte pero que permitan manejar flexiblemente los comportamientos típicos señalados".

Respuesta

Se entiende que Gas Natural propone que no se aplique el esquema de compensación por variación de salida cuando ésta es de poca duración y el impacto en el sistema de transporte es mínimo, y que en su lugar se utilicen los acuerdos de balance.

En primer lugar se aclara que las obligaciones derivadas de los acuerdos de balance establecidos en el RUT no se modifican con la introducción del esquema de compensaciones por variaciones de salida. Se debe notar que el objetivo principal del esquema de compensaciones propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012 es comercial. Es decir, este mecanismo posibilita la existencia de cantidades en el proceso úselo o véndalo que se forma a partir de cantidades contratadas y no nominadas. Por su parte, el objeto de los balances es netamente operativo para mantener la estabilidad del sistema.

La propuesta de establecer compensaciones de acuerdo con el impacto sobre el sistema está dentro del ámbito de lo operativo. Ya se indicó que el esquema de compensaciones propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012 está dentro del ámbito de lo comercial. Adicionalmente, la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 establece que la compensación se aplica a aquellas variaciones que superen el 5% de la cantidad nominada. Se entiende que los comercializadores que atienden demanda regulada tienen un perfil de carga diario muy predecible lo cual reduce la posibilidad de variaciones.

De acuerdo con lo anterior no se acoge esta propuesta de Gas Natural.

15. Grandes usuarios de gas natural

"Garantizar que la información sobre el mercado no es solamente factible de ser conocida por parte de la cadena de la oferta. Es necesario que la información en su totalidad sea principalmente conocida por el usuario final gran consumidor".

Respuesta

En la propuesta se establece la información que deberá publicar el gestor del mercado. En general, el gestor deberá publicar la información considerada relevante para el mercado y que no está sujeta a reserva legal.

16. Isagen

a. ***"Artículo 40. Negociaciones bilaterales a través de BEC***
Dentro de la información que el Gestor del Mercado pondrá a disposición de los agentes sobre las ofertas de compra o venta de suministro y capacidad de transporte, es conveniente que se incluya lo relativo a la vigencia de las ofertas y el período de entrega de las mismas".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario del literal a del numeral 1 de la sección 2.6.4 de este documento.

b. *"**Artículos 43 y 44. Proceso úselo o véndalo para gas natural y capacidad de transporte***
Entendiendo la naturaleza de la propuesta de la Comisión, en el sentido de que este sería un mercado de última instancia pero con la certeza de que estas subastas se convertirán en un referente de precio para el mercado, nos preocupa el hecho de que no se establezca un precio de reserva por parte del vendedor tanto para el suministro como para la capacidad de transporte que se subastará'.

El hecho de que no haya un precio piso puede desincentivar la contratación de cantidades en el mercado secundario pues se abriría la puerta a la especulación de agentes que de antemano tendrían la posibilidad de adquirir gas o capacidad de transporte a un menor precio en estas subastas.

En este sentido, respetuosamente proponemos a la CREG incluir en el proceso de las subastas úselo o véndalo, la posibilidad de que el propietario de los derechos del gas defina su precio de reserva, y en lo relativo a la capacidad de transporte sugerimos que no haya adjudicación por precio sino que el valor del mismo sea de acuerdo con la pareja de cargos 0% Fijo – 100% variable.

Con esto consideramos que quién vaya como comprador en estas subastas no lo haga con un ánimo de especulación únicamente y se incentive la contratación bilateral en el mercado secundario".

Respuesta

Ver respuesta al comentario se la sección 2.6.4, numeral 14, literal a.

c. *"**Artículo 46. Variaciones de entrada y salida***
Este Artículo establece que 'Las variaciones de entrada y de salida superiores al 5%, excepto aquellas generadas por eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, darán lugar a los pagos que se establecen a continuación'.

Respetuosamente manifestamos nuestra oposición al cobro de este tipo de penalidades a los generadores termoeléctricos por desviaciones horarias en sus consumos de gas.

Como lo mencionamos al principio de esta comunicación, esta iniciativa intenta resolver el problema de la coordinación de los sectores de gas y electricidad, pero le traslada todo el riesgo operativo de ambos sectores a los generadores quienes se verán obligados a pagar compensaciones millonarias por partida doble, tanto por las desviaciones en el despacho eléctrico como por las desviaciones horarias en el mercado de gas natural.

Para ilustrar la situación de manera concreta, supóngase una planta de generación de 300 MW ubicada en el Magdalena Medio cuyo consumo de gas promedio es de 2200 MBTU/hora en condiciones estándar para soportar un despacho eléctrico a carga base.

Si esta planta presenta una variación en su consumo horario de gas por cuestiones externas, como por ejemplo: un redespacho del sector eléctrico, una variación abrupta de las condiciones ambientales, una falla o un atentado en una línea de transmisión, tendría que pagar en promedio cerca de 4 USD/MBTU, estimado de acuerdo con la ecuación que se incluye en este Artículo, como compensación por el valor absoluto de su desviación para cada hora.

Por ejemplo, si esta planta viene generando a carga base y se presenta un problema operativo que la obligue redespacharse a cero (0) MW en un período según el código de operación del sector eléctrico; sin embargo, tendría que desviarse en el despacho de gas durante 5 periodos en cumplimiento de las horarios de renominación establecidos en el Reglamento Único de Transporte - RUT, es decir, presentaría variaciones horarias totales de hasta 11,000 MBTU, que le ocasionarían pérdidas al generador por el pago de compensaciones al transportador de USD 44,000.

La necesidad de una verdadera coordinación gas – electricidad ha sido discutida ampliamente en diferentes escenarios; sin embargo, esta propuesta desconoce las particularidades del país cuyas características hacen que el mercado de gas colombiano difiera de los mercados de otros países, en donde la generación térmica a gas está en la base, los sistemas de gasoductos son enmallados y en donde existe un despacho de gas centralizado, tal como fue referenciado por los consultores contratados por la CREG el año anterior.

Es importante resaltar que históricamente los desbalances diarios se han manejado a través de acuerdos de balance bilaterales entre los transportadores y los remitentes, los cuales han permitido mantener la operación dentro de los criterios de seguridad y confiabilidad que el mercado requiere. Adicionalmente en estos acuerdos se establecen procedimientos operativos y comerciales que obligan al remitente a estar dentro de los rangos exigidos por los transportadores.

En este contexto, respetuosamente solicitamos a la CREG que antes de definir una regulación para compensar a los transportadores por las desviaciones horarias de los remitentes, establezca una regulación para armonizar la operación de los mercados de gas y electricidad, que corresponda a la realidad de los dos sectores y que reconozca las limitaciones y particularidades del país, de manera que se garanticen las condiciones de confiabilidad y seguridad que requiere el mercado energético colombiano, tanto en gas como en electricidad sin que se recargue desproporcionadamente el costo para algunos agentes por causas que no pueden gestionar".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 1, literal d.

17. Juan Manuel Jaramillo Toro

"La CREG debe definir claramente el concepto de variación de entrada y salida del 5%. No es igual el caso para dos remitentes del sistema nacional de transporte de gas; uno con una demanda horaria de 1000 mt3 y el otro con una demanda horaria de 120 mt3; ambos son usuarios no regulados; pero el segundo con una variación del 5% de entrada y salida no afecta al sistema de transporte. Probablemente esta variación en el caso del primero; podría afectar al sistema de transporte. Se debería definir que la variación se calcula con respecto a la capacidad operativa del sistema de transporte y no dejarla a la interpretación de quien la verifique".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 14, literal b.

18. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Pagos. En cuanto a las variaciones de entrada y salida mencionadas en el artículo 46, consideramos que se debe precisar que los pagos por variaciones generadas apliquen para la parte causante, es decir, que los pagos los asuma el agente que genera la variación. Lo anterior puede aplicar en ambas vías, esto es, remitente a comprador o comprador a remitente".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.10, numeral 4, literal e.

19. Promigas

a. *"Se sugiere no se dé un tratamiento diferencial a los distribuidores, al considerar la diferencia al final del día entre el gas tomado y el gas confirmado, desconociendo que este segmento del mercado es el que presenta uno de los perfiles de carga horaria más distantes entre la demanda horaria pico y la demanda promedio día, donde el transportador tiene que garantizar el transporte para las 24 horas del día. Por lo anterior se sugiere que en esta definición se elimine lo siguiente: 'En el caso de los distribuidores será el valor absoluto de la diferencia para un día'".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 10, literal c.

b. *"**Artículo 45. Variaciones de entrada y salida**. Tal y como lo manifestó el Consejo Nacional de Operación de Gas, se considera que la medida tomada en lo que se refiere a grandes consumidores particularmente de naturaleza termoeléctrico, puede resultar un desincentivo para mantener el consumo dentro de los rangos nominados y por ende la estabilidad del sistema.*

En ese sentido, es importante tener en consideración que la variación de usuarios no regulados, es una situación que en estricto sentido involucra un comportamiento indeseable, y que por lo tanto, debe tener un tratamiento particular que permita inducir los comportamientos adecuados para que la nominación sea igual al consumo.

Si el precio que resulte de las operaciones de mercado de corto plazo es muy bajo, es claro que ese usuario no tendrá en cuenta la nominación realizada, pudiendo afectar a otros usuarios, o generar distorsiones e inestabilidad en la operación del gasoducto.

Si bien es claro que el transportador conserva la facultad de expedir órdenes operacionales para mantener la estabilidad del gasoducto, resulta de la mayor importancia que se permitan que el transportador pueda además del cobro por la variación respectiva, cobrar los ingresos de corto plazo a que se relacionan en la Resolución 126 de 2010.

Las compensaciones por variaciones deben estar condicionadas al tipo de combustible con el que oferta la generación del sector termoeléctrico. Esto debido a que las compensaciones con gas natural son diferentes a las de fuel oil u otro energético, haciendo esto que un agente termoeléctrico prefiera incumplir sus variaciones con gas natural, ya que le resulta más económico si se tiene en cuenta que las penalizaciones para el fuel son casi 10 veces las del gas natural.

Lo anterior podría llevar a que en algunos casos el agente termoeléctrico decida ofertar con un tipo de combustible diferente al gas natural y generar con este último, para lo cual ante una variación requerida por el sector eléctrico superiores o inferiores al 5% le saldría más económico tener una variación en el sector gas, ya que para el caso del gas sólo debe pagar la compensación, mientras que en el sector eléctrico debe pagar la compensación y esto a su vez afecta el cargo por disponibilidad y por confiabilidad.

Si bien es cierto que en cuanto al precio las variaciones de una térmica que oferte con gas es muy similar para ambos sectores, insistimos en la sugerencia de que la fórmula para el caso de los termoeléctricos aparte de estar condicionada al tipo de combustible ofertado para generación, también presente un factor que haga más disuasiva la desviación con el sector gas. Esto último tiene que ver con que si se implementan estas variaciones con la ecuación propuesta en la resolución, el costo será muy bajo y generarán el efecto contrario, porque los

agentes simplemente en su análisis de la decisión de consumir por encima o por debajo de lo Autorizado darán por descontado que su desviación solo implica pagar un monto menor al transportador y no que el efecto de su conducta afecta la operación de varios días en la mayoría de los casos pudiendo desembocar en un desbalance del SNT que afecta a todos en la cadena, tal y como sucede hoy día".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal c. En esta respuesta se indica, entre otros aspectos, que el valor propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012 corresponde a un costo de oportunidad del gas en el mercado diario, y que la CREG no puede establecer valores con carácter sancionatorio.

Asociar el valor de la compensación al valor del sustituto del consumidor tiene las siguientes desventajas: i) se estaría valorando el costo del sustituto del comprador mas no el costo de oportunidad del gas; y ii) sería técnicamente complejo establecer el costo diario de los sustitutos de los compradores. Así mismo, establecer la compensación con base en el costo del sustituto únicamente para las plantas térmicas es inadecuado, desde el punto vista regulatorio, pues podría considerarse discriminatorio.

20. Termobarranquilla

a. *"En cuanto a las capacidades de suministro y transporte declaradas por los generadores como disponibles para el Mercado Úselo y/o Véndalo, sugerimos que sean transadas para los demás agentes necesitados en la modalidad de interrumpible, toda vez que los generadores pueden ser re-despachados durante el día de gas, es decir, que si un agente generador requiere el gas ofrecido el mercado Úselo ó Véndalo por efecto de un redespacho, pueda contar con este.*

   Como comentario adicional a este proceso de Comercialización de gas Natural, es importante destacar que los agentes generadores participantes en las subastas, sobre todo aquellos que normalmente operan todo el año en cubrimiento de generaciones de seguridad, el esquema propuesto resulta oneroso, toda vez que al tener que contratar grandes cantidades de gas (mínimo un año), el uso del mismo estará sujeto al despacho y redespacho diario, y las cantidades sobrantes, de darse el caso, tendrán que llevarlas al mercado Úsalo o Véndalo, con la consecuente pérdida por suministrarlo a menores precios que los pactados en el Mercado Primario".

Respuesta

Como se expone en el tercer inciso del numeral 1 de los artículos 42 y 43 de la resolución en consulta, si en las cantidades reportadas como disponibles para el proceso úselo o véndalo se encuentran cantidades contratadas por generadores térmicos, los generadores térmicos le confirmarán al gestor del mercado si dichas cantidades, en efecto, deben ser ofrecidas a través del proceso úselo o véndalo. Las cantidades confirmadas por los generadores serán consideradas disponibles. Así, los generadores no estarán obligados a llevar sus excedentes al mercado a través del proceso úselo o véndalo. Las manifestaciones de estos agentes en relación con su voluntad para ofrecer tales excedentes a través de dicho proceso podrán considerar diferentes variables, entre otras los posibles redespachos en las horas siguientes.

El planteamiento de que los generadores térmicos comercialicen contratos con interrupciones en el proceso úselo o véndalo no es viable desde el punto de vista regulatorio. Ello sería discriminatorio frente a los demás vendedores del proceso úselo o véndalo que venderán un producto firme para el día de gas. Ahora bien, en la propuesta de la Resolución CREG 113 de

2012 se exige que el producto del proceso úselo o véndalo sea firme para el día de gas pues ello contribuye a la liquidez del mercado en la medida en que sería un producto más atractivo para los compradores y los vendedores tendrían que ir al mercado secundario en caso de requerir ajuste de cantidades durante el día de gas.

b. *"**Respaldo OEF.** Ante la posibilidad de no acceder los térmicos a la totalidad del gas requerido para respaldar el cargo por confiabilidad, que de no contar con la totalidad del gas requerido en el plazo establecido, se pierde la totalidad del cargo, que en la metodologia propuesta en la resolución Creg 113 de 2012 las subastas anuales son el único medio para acceder al gas requerido de largo plazo, y que la presentación de los contrataos de gas para el respaldo del cargo se debe hacer con al menos 2 años, se sugiere:*

   a) *Modificar la Resolución Creg 071 de 2006, para establecer que los agentes que no hayan podido adquirir el gas suficiente para respaldar el cargo por confiabilidad en el plazo requerido, les sea permitido mantener el cargo por confiabilidad asignado, siempre que en el plazo correspondiente presente un contrato por más del 50% del gas requerido,*
   b) *Incluir en la modificación de la Resolución Creg 071 de 2006, que el gas faltante por contratar en el plazo establecido para la entrega del contrato respectivo, pueda ser adquirido en el mercado secundario y presentado oportunamente a la Creg.*
   c) *Establecer en la propuesta contenida en la Resolución Creg 113 de 2012, la viabilidad de adquirir en el mercado secundario cantidades firmes mensuales con una anticipación suficiente que permita la formalización del contrato respectivo y su presentación a la Creg".*

Respuesta

De la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se observa la necesidad de modificar las reglas vigentes sobre el cargo por confiabilidad.

De otra parte, en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se prevé la posibilidad de comprar cantidades de gas en firme en el mercado secundario.

21. Termocandelaria

"Teniendo en cuenta el siguiente considerando del proyecto de Resolución: 'Las plantas de generación de energía a base de gas están sujetas a la posibilidad de redespachos en el sector eléctrico, lo cual implica renominaciones, tanto de suministro como de transporte de gas natural durante el día de gas'. Se sugiere que para una debida coordinación de los sectores eléctrico y gas, se implemente un mercado horario que permita transacciones para ajustar cantidades periodo a periodo. Esto permite un mayor ajuste entre las cantidades producidas y consumidas y evitaría que la contratación de los agentes térmicos se convierta en un Take or Pay diario".

Respuesta

En la respuesta al comentario 1 de la sección 2.6.2 de este documento se exponen los elementos contenidos en la propuesta que están relacionados con los contratos intradiarios.

22. TGI

a. *"Con respecto al cronograma establecido en el proceso 'Úselo o Véndalo' es importante tener en cuenta que en el caso de los transportadores, para poder presentar dentro del plazo establecido la información de* 'la capacidad de transporte de gas natural contratada bajo las modalidades de contratos firmes y contratos de transporte con firmeza condicionada que no haya sido nominada para el día de gas, las rutas disponibles, correspondientes al conjunto de tramos de gasoductos para los cuales no se haya presentado nominación, y el nombre del titular de la capacidad no

nominada' *se requiere realizar adecuaciones al actual sistema de información. TGI se encuentra evaluando los ajustes a realizar y el tiempo que podrían tardar lo cual será informado a la CREG en comunicación posterior".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal a, en la cual se propone aumentar el tiempo de que disponen el productor-comercializador y el transportador para reportar al gestor del mercado las cantidades contratadas y no nominadas.

b. *"Con el fin de facilitar el desarrollo del mercado secundario de manera que los agentes cuenten con información tanto de suministro como de transporte en el momento de presentar sus ofertas en el proceso 'Úselo o Véndalo', estamos de acuerdo con que se busquen alternativas que permitan que dicho proceso sea realizado de manera paralela para suministro y transporte de tal forma que se de prioridad para la asignación de gas en el mercado secundario a quien tenga capacidad de transporte o viceversa".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 1, literal b.

c. *"Un aspecto que consideramos de relevancia y que debe ser tenido en cuenta en el desarrollo del proceso 'Úselo o Véndalo' es que a pesar de que exista capacidad de transporte contratada y no nominada en una ruta determinada, habrán transacciones que no se podrán realizar dependiendo del punto de salida requerido por el solicitante de transporte en el proceso Úselo o Véndalo; es decir, teniendo en cuenta que una misma ruta puede tener varios puntos de salida, algunos de ellos pueden no contar con capacidad suficiente para atender la capacidad contratada por el Remitente de Corto Plazo, salvo que el punto de salida requerido por éste coincida con el punto de salida pactado contractualmente con el remitente primario o se encuentre ubicado aguas arriba sobre la red troncal de transporte.*

Para coadyuvar al tiempo en las transacciones en temas como garantías y creación de rutas en los sistemas de los transportadores, presentamos como propuesta establecer que los agentes interesados en la adquisición de capacidad de transporte a través del proceso úselo o véndalo (remitentes de corto plazo) suscriban previamente contratos con los transportadores (sin que haya lugar al pago de cargos fijos, excepto los relacionados con las garantías correspondientes) de manera que los transportadores puedan crear con anticipación en sus sistemas las rutas de interés de los potenciales compradores, adelantar la suscripción de garantías y establecer los acuerdos de asignación correspondientes (lo cual exponemos posteriormente).

En este caso la nominación y el pago por el servicio los gestionaría directamente el remitente de corto plazo con el transportador, la nominación se haría hasta por el monto de la garantía suscrita previamente y de acuerdo con la cantidad asignada en el proceso úselo o véndalo; el transportador descontaría de la factura del titular de la capacidad contratada y no nominada el cargo fijo que haya asumido el remitente de corto plazo".

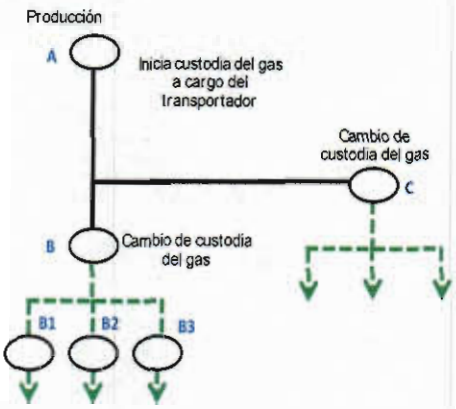
Respuesta

Se entiende que TGI propone que: i) el potencial comprador de transporte en el proceso úselo o véndalo suscriba de antemano un contrato con el transportador para aquellas rutas, o tramos de gasoductos, que no se puedan o prevean obtener en el proceso úselo o véndalo; y ii) el transportador descuente de la factura del titular de la capacidad contratada y no nominada el cargo fijo que haya asumido el comprador del proceso úselo o véndalo.

Se aclara que en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 el comprador en el proceso úselo o véndalo negocia directamente con el vendedor. Es decir, en la negociación por la cantidad obtenida en el proceso úselo o véndalo el comprador no tiene relación contractual con el transportador. El vendedor será quien tenga la relación contractual con el transportador y por tanto será éste quien nomine y pague los servicios de transporte al transportador. Así, el contrato que pacten el comprador del proceso úselo o véndalo con el transportador será totalmente independiente, en términos de responsabilidades, del contrato que pacten el vendedor del proceso úselo o véndalo y el transportador.

De otra parte, la propuesta de TGI corresponde al caso de un contrato de transporte en un tramo intermedio del sistema de transporte. Al respecto se debe notar que mediante la Resolución CREG 150 de 2011 se sometió a consulta una propuesta tendiente a aclarar que existe la posibilidad de que el transportador y los remitentes pacten contratos de transporte desde puntos intermedios del respectivo sistema de transporte. La resolución definitiva sobre este tema corresponde a la Resolución CREG 078 de 2013 y su documento soporte es el Documento CREG-055 de 2013. En todo caso, en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establecen las modalidades de contratos que puede ofrecer el transportador.

d. *"Con respecto a las compensaciones por variaciones de entrada y salida vale la pena resaltar una situación que se presenta actualmente en aquellos puntos en los cuales el transportador no cuenta con un medidor que le permita asignar las variaciones al remitente correspondiente; para tal fin, presentamos el siguiente esquema:*



Nota: La línea continua corresponde al SNT y las líneas punteadas corresponden a los sistemas de distribución

El transportador cuenta con información (medición) en los puntos A, B y C pero no cuenta con información de los puntos B1, B2 y B3 lo cual ha creado la necesidad de establecer Acuerdos de Asignación de Medición mediante los cuales un solo remitente (llamado swing) es el encargado de llevar la cuenta de balance; sin embargo, estos acuerdos son voluntarios debido a que no se encuentra reglamentada su realización. Ahora, con la implementación de los lineamientos para la venta de capacidad de transporte en el mercado secundario va a ser más complejo el control de las variaciones de entrada y salida en casos como el planteado anteriormente, por lo cual respetuosamente sugerimos a la Comisión que reglamente éstos Acuerdos de Asignación haciéndolos obligatorios de manera que se pueda establecer con claridad a quien se le debe imputar la compensación".

Respuesta

La Comisión no tiene potestad legal para obligar a un remitente, que no sea empresa de servicios públicos domiciliarios, a llevar o realizar la cuenta de balance de otros remitentes.

De acuerdo con la propuesta sobre telemedición presentada en 2011 por el CNO Gas a la Comisión, mediante la Resolución CREG 134 de 2012 se sometió a consulta una modificación al RUT en la cual, entre otros aspectos, se exige la telemedición para usuarios no regulados, estaciones de gas natural vehicular e industriales regulados, así como para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCED (pies cúbicos estándar por día) o su equivalente en m^3. Esta propuesta también establece que los datos de los sistemas de medición para usuarios no regulados, gas natural vehicular o industriales regulados siempre deberán ser enviados a los centros principales de control del transportador a través de equipos de telemedición.

Se espera que estas medidas, una vez queden en firme, faciliten el control de variaciones de salida.

Cuando se trata de remitentes que están dentro de un sistema de distribución ver la respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 9, literal b.

23. Turgas S.A. E.S.P

"En el tema de impactos de variaciones, pueden ocurrir muchos escenarios en los cuales la desviación de un incumplido puede favorecer incluso a cualquier agente del sistema. Por ejemplo, la desviación por no consumo de un usuario en el extremo del sistema puede significarle ahorros de compresión al transportador, lo mismo puede ocurrir con los excedente de producción de un productor. Creemos que se debe efectuar un análisis mas detallado para penalizar solo los casos que ocasionen deterioros en la calidad y continuidad del servicio como sobrepresiones o bajas presiones o interrupción del servicio al usuario.

Tratándose de contratos condicionados o interrumpibles en el mercado secundario se deben permitir renominaciones durante el día de gas a la oferta de campos menores.

Respecto a las variaciones, en lo que concierne a campos menores conectados al SNT, solicitamos se flexibilice la variación en función de su capacidad, así:

Entre 1 y 10 MMPCD, el equivalente a 3 días promedio de variación al mes.
Entre 10 y 30 MMPCD, el equivalente a 1.5 días promedio de variación al mes.

Los cuales deben ser balanceados en los primeros días del mes siguiente al de consumo, tal como se hace actualmente comprando los déficits en el mercado secundario u ofreciendo los excedentes en el mercado de corto plazo, úselo o véndalo. La negociaciones no cerradas se efectuarán unilateralmente por el gestor del mercado al precio establecido en esta regulación".

Respuesta

Con respecto a las variaciones ver respuestas a los comentarios de la sección 2.6.4, numeral 6, literal c y de la sección 2.6.4, numeral 14, literal b.

Con respecto a las renominaciones se aclara que el régimen regulatorio de éstas es el establecido en el RUT.

2.6.5. Capítulo V. Promotor de mercado

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

"Consideramos que un promotor del mercado es indispensable para dar dinámica al mercado.

Si bien el proyecto regulatorio establece que "en caso de que la CREG decida adoptar la figura de promotor de mercado, establecerá en resolución aparte los procedimientos que seguirá para la selección del Promotor", recomendamos que en la resolución definitiva de comercialización de gas quede de una vez claro el mecanismo de selección del Promotor del mercado.

Solicitamos que se defina cómo se calcula el Spread máximo que puede cobrar el Market Maker por su gestión, el cual se es regulado por la CREG".

Respuesta

Tal como lo señalan los artículos 47 a 49 de la propuesta regulatoria, la regulación detallada y la implementación de la figura del promotor del mercado serán objeto de análisis posteriores de la Comisión.

2. Ecopetrol S.A.

"Artículo 47. Promotor de mercado: Comentario: Consideramos que no hay claridad de cuáles serán los criterios que la CREG tendrá en cuenta para decidir si se requiere un promotor de mercado, además estos criterios deben ser conocidos y debe ser explícito con cuál gas hará las ofertas el promotor de mercado".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del numeral 1 de la sección 2.6.5 de este documento.

3. Energía eficiente S.A. E.S.P

"Capitulo V. Promotor de mercado.
Se considera que es una figura que se debe regular en una resolución diferente y una vez queden claras las reglas de comercialización; y todo lo planteado por esta nueva resolución ya haya sido puesto en práctica y el mercado estabilizado".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del numeral 1 de la sección 2.6.5 de este documento.

4. Emgesa

"Por la importancia dentro del esquema de mercado para cuándo se estima tener la resolución para la selección del Promotor de Mercado y las condiciones que regulan la cantidad fija a transar por éste y el Spread que usará? Adicionalmente surgen inquietudes particulares sobre su naturaleza jurídica, la metodología de remuneración de sus servicios, periodo de contratación, mecanismos de transición, entre otros".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del numeral 1 de la sección 2.6.5 de este documento.

5. Plexa S.A. E.S.P.

"... creemos conveniente que se definan los requisitos, inhabilidades e incompatibilidades del Promotor de Mercado."

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del numeral 1 de la sección 2.6.5 de este documento.

6. TGI

"En relación con la escogencia de la figura del Promotor consideramos importante que en la resolución definitiva quede plasmados los criterios que se tendrán en cuenta para su selección".

Respuesta

Ver la respuesta dada al comentario del numeral 1 de la sección 2.6.5 de este documento.

2.7. Título V. Modificaciones y derogatorias

1. Ecopetrol S.A.

"Artículo 50 y 51. Modificaciones y Derogatorias: Comentario: Sobre las modificaciones y derogatorias planteadas en el Proyecto Resolución, planteamos lo siguiente:

En cuanto a las modificaciones planteadas a la Resolución CREG 071 de 2009 (RUT) planteamos lo siguiente:

Numerales 2.2.3 (Contratos de servicio de Transporte), 4.4 (Registro de interrupciones), 4.5.1.3 (Renominaciones de transporte) y 4.5.2.2 (Renominaciones de Suministro) solicitamos aclarar como serían modificados estos numerales a la luz de lo dispuesto en el Proyecto de Resolución. Solicitamos que la CREG armonice el capítulo de nominaciones contenido en el RUT con las nuevas disposiciones del Proyecto de Resolución (tiempos de nominación en los mercados, gestor del mercado, entre otros).

Sobre el Art. 51 del Proyecto de Resolución, se menciona que la Resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias. Al respecto, consideramos que por seguridad jurídica y con el propósito de que los agentes del mercado conozcan con claridad las reglas que rigen su actuar, es necesario que se especifique detalladamente qué reglas son derogadas expresamente por la Resolución, pues no es suficiente con que se enliste algunas de las derogatorias "especiales" que se producirían.

Sobre las derogaciones planteadas en el Art. 51 del Proyecto de Resolución, vemos que la CREG deja vigentes algunas normas sólo porque existe un artículo que considera necesario mantener. Al respecto, y en aras de simplicidad y de mayor claridad, sugerimos que la CREG derogue en su integralidad dichas normas y que incluya estos artículos en el contenido del nuevo Proyecto de Resolución. En estos casos se encuentran: i) Art. 20 de la de la Res. CREG 095 de 2008, ii) Art. 16 de la Resolución CREG 118 de 2011 (cabe resaltar que este artículo ya se encuentra contenido en el Decreto 2100 de 2011).

Sobre los Art. 3 y 4 de la Resolución CREG 023 del 2000, se sugiere que la CREG, una vez publique la Resolución definitiva de la liberación de precios de Guajira, derogue en su integralidad esta norma.

Sobre la Resolución CREG 057 de 1996 consideramos conveniente que así como se deroga la definición de Centro de Despacho de Gas se debe derogar también la definición de Centro Nacional de Despacho de Gas Natural."

Respuesta

Con respecto a las modificaciones del RUT se anota que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 precisa los numerales que se modifican. Se entiende que estos numerales se modifican porque la Resolución CREG 113 de 2012 incorpora aspectos tratados en dichos numerales.

Con respecto a la armonización del capítulo de nominaciones del RUT con las disposiciones sobre los nuevos, se aclara que, tal como se propone en la Resolución CREG 113 de 2012, estos mercados se desarrollarán dentro del marco regulatorio aplicable a las nominaciones y renominaciones (e.g. tiempos de nominación, responsabilidades, etc.) establecido en el RUT. En tal sentido se considera que hay plena armonización entre la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 y el RUT.

Con respecto a las derogatorias la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 precisa aquellas disposiciones que se considera hay lugar a derogar explícitamente.

En cuanto a la sugerencia de que una vez se expida la resolución definitiva de la liberación de precios de Guajira, se derogue en su integralidad la Resolución CREG 023 del 2000, se considera que justamente ese y no éste, sería el escenario para tal proceder.

Así pues, con el ánimo de brindar mayor claridad en cuanto a la vigencia de las normas expedidas por la CREG, la Comisión viene efectuando en sus más recientes resoluciones los análisis encaminados a determinar de manera expresa las modificaciones o derogaciones que se efectúan a disposiciones expedidas con anterioridad. Las derogatorias incluidas en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 corresponden a aquellas disposiciones que se considera hay lugar a derogar de manera expresa. Igual comentario aplica para las modificaciones. Finalmente, es preciso indicar que esta regulación no tiene el alcance de una compilación normativa.

Por lo expresado se revisan los artículos de modificaciones y derogatorias con el fin de brindar la mayor claridad posible.

2. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

"Al revisar el Artículo 51, Derogatorias, hay Resoluciones como la 023 de 2000, 070 de 2006, 095 de 2008 y 118 de 2011, que permanecerían vigentes sólo por unos artículos, por lo cual, y en aras a buscar una uniformidad normativa, sugerimos incorporar dichos artículos en la resolución definitiva y derogar completamente la norma".

Respuesta

Ver respuesta al comentario anterior.

2.8. Anexo 1. Información transaccional y operativa

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"Es importante que la regulación deje claro que la información que administra el Gestor del Mercado deberá estar disponible para todos los agentes sin restricción alguna y sin importar si están inscritos o no en el BEC. Información completa y oportuna es de gran importancia para contribuir a un funcionamiento eficiente del mercado y a la toma de las mejores decisiones individuales y sectoriales".*

Respuesta

El artículo 38 de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 propone que, como parte de los servicios a cargo del gestor del mercado, el gestor publique a través del Boletín Electrónico Central la información agregada de las transacciones y de la operación, según se detalla en el anexo 1 de dicha resolución. El mismo artículo señala en forma expresa que cualquier persona podrá acceder a la información agregada por el gestor del mercado.

De esta manera, cualquier interesado podrá acceder a la información que publique el gestor del mercado, incluso sin haberse registrado en el Boletín Electrónico Central. Sin embargo, debe tenerse presente que el gestor del mercado sólo publicará información agregada que haya sido verificada previamente por él. Teniendo en cuenta que cierta información detallada de cada una de las transacciones y operaciones que se realicen en el mercado puede tener carácter reservado, confidencial, corresponder al *know how* de los participantes del mercado y por tanto podría tener repercusiones en las estrategias comerciales de estos, no se considera adecuado que el gestor publique este tipo de información.

b. *"Recomendamos que los tiempos establecidos para efectos que el gestor del mercado reporte la información que tiene sobre las cantidades de capacidad disponible tanto en transporte como en suministro en el BEC, deben estar conforme a lo establecido en el RUT".*

Respuesta

No resulta claro el alcance de esta recomendación. No obstante lo anterior, es claro que la regulación de aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural debe ser consistente con la demás regulación que expida la CREG.

2. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"En relación con la exigencia de registrar los contratos ante el Gestor, es importante que se definan reglas recíprocas dado que si bien hay exigencia para ambas partes, si el remitente no registra el contrato, el productor y/o el transportador pueden argumentar evento eximente de responsabilidad, lo cual, no se aprecia que sea equivalente en el caso en que productores o transportadores sean quienes no registren los contratos".*

Respuesta

En el anexo 1 de la resolución sometida a consulta mediante la Resolución CREG 113 de 2012 se propuso que los vendedores de gas natural no puedan aceptar las nominaciones ni puedan entregar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado. Así mismo, se propuso que los transportadores no puedan aceptar las nominaciones ni puedan transportar las cantidades correspondientes a contratos que no

estén registrados ante el gestor del mercado. También se propuso que la información necesaria para registrar los contratos la deben reportar tanto compradores como vendedores.

En el numeral 5 del artículo 11 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se precisa que si "por causas imputables al comprador", el contrato no queda registrado, la no aceptación de la nominación por parte del productor o el transportador no se puede considerar un incumplimiento.

b. *"... es importante que el regulador acote en el Anexo 1 –Información Transaccional y Operativo- a que hace referencia cuando indica 'La demás información que determine el gestor del mercado', de tal forma que no sea discrecional del Gestor sino que haga referencia a que es aquella que solicite la Comisión, a través de actos administrativos".*

Respuesta

Se acoge el comentario en el sentido de que la CREG determine qué información, adicional a la ya establecida en el anexo, deberá ser reportada ante el gestor del mercado y que la CREG adopte, mediante Resolución, la exigencia de entregar tal información. En la resolución definitiva se incluye el correspondiente ajuste.

3. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

a. *"Se sugiere que los Formatos de recolección de información operativa sean establecidos por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, tales como los formatos para las renominaciones del proceso úselo o véndalo de que trata el parágrafo 1 del Artículo 43.*

En general para todos los requerimientos de información operativa se aconseja consultar con el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural para la definición de los protocolos de captura de información correspondientes".

Respuesta

En el artículo 43 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no se hace mención a información sobre renominaciones. La información requerida en el artículo 43 está relacionada con aspectos comerciales, de tal manera que no se considera pertinente la participación del CNO Gas en la elaboración de los formatos para recolectar esta información.

Con respecto a la información operativa se considera pertinente que el gestor del mercado pueda apoyarse en el CNO Gas para definir los formatos y protocolos de captura de información. En todo caso la definición de dichos formatos, la captura, procesamiento y publicación de la información será responsabilidad de gestor. En la resolución definitiva se precisa este punto.

b. *"Con el objeto de disponer diariamente de la información requerida para el funcionamiento del mercado, estipulada en el Anexo 1 de la Resolución CREG-113 de 2012, así como efectuar los balances respectivos, es necesario que los centros de control de transportadores y distribuidores dispongan de medición remota en todos los Puntos de Entrada y Puntos de Salida de sus Sistemas de Transporte y Distribución con el objeto de poder entregar dicha información diariamente al Gestor del Mercado. En este sentido, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural presentó a la Comisión la propuesta de desarrollo regulatorio 'Telemetría para grandes consumidores de gas natural, Puntos de Entrada y Puntos de Transferencia', Documento CNOGas-04-11, versión 1, Septiembre de 2011 (Anexo 2).*

Tal como se ha planteado en el documento mencionado, se propone que los costos de la infraestructura de Telemedición en Puntos de Entrada y en Puntos de Salida sean cubiertos por parte de los agentes que inyecten y que tomen gas respectivamente. No obstante lo anterior, se considera necesario que la CREG ratifique estos aspectos y el relacionado con la propiedad y esquema de remuneración de la Telemedición en Puntos de Transferencia, en la cual no se identifica el agente beneficiario correspondiente a quien pueda asignarse estos costos".

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 22, literal d.

c. *"La información que se propone procesar a través del Gestor corresponde a los requerimientos de corto plazo de los mercados se sugiere a la Comisión analizar la posibilidad de incluir información para análisis del abastecimiento en el largo plazo".*

Respuesta

La información operativa y comercial que procesará el gestor del mercado tiene como propósito principal contribuir al desarrollo del mercado de gas en el corto y mediano plazo. Se entiende que la información para análisis de abastecimiento de largo plazo es recopilada y procesada por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, dentro sus funciones planeamiento indicativo.

d. *"Con respecto al tiempo máximo para informar las consecuencias de las indisponibilidades al Gestor, se considera que en algunos casos el plazo de 30 minutos establecido en el numeral 5 del Anexo 1 del proyecto de resolución puede ser insuficiente".*

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se exige informar al gestor del mercado cualquier no disponibilidad programada o no programada. También se exige que el reporte se presente dentro de los 30 minutos siguientes al evento que cause la indisponibilidad de suministro o transporte, en casos de no ser programada. En este caso el respectivo agente informará la cantidad de suministro o de capacidad de transporte que no estará disponible, expresada en MBTU por día.

Se puede observar que la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no exige reportar las consecuencias de las indisponibilidades. La propuesta exige reportar la cantidad que no estará disponible.

Adicionalmente, se sugiere ver respuesta al comentario de la sección 2.8, numeral 7 en la que se propone ajustar este tiempo a dos (2) horas.

e. *"Tal como señalamos anteriormente, no es factible físicamente determinar la desagregación de los volúmenes de cada Remitente en el Punto de Entrada por lo cual recomendamos excluir del numeral 4.2, literal a) la obligación de que el Gestor establezca por tipo de demanda las cantidades inyectadas".*

Respuesta

Cabe mencionar que en dicho literal del anexo no se hace referencia a información desagregada por tipo de demanda. No obstante en la resolución definitiva se realizaron ajustes señalando que la verificación que debe realizar el gestor del mercado en los puntos

de entrada al SNT será con respecto a la información declarada por el transportador, sin desagregar por tipo de demanda o remitentes.

f. *"Con respecto a la disposición de la CREG que establece que existe un comportamiento anticompetitivo de un agente si éste no presenta aclaraciones al balance, recomendamos revisar si este tipo sentencias está dentro de las competencias del regulador".*

Respuesta

Se acoge el comentario y se ajusta según competencias de la CREG. La determinación de si determinado comportamiento es lesivo a la libre competencia corresponde a las entidades competentes para ello, según el procedimiento administrativo definido para ello.

g. *"Con el objeto de precisar el alcance de varias disposiciones regulatorias recomendamos a la CREG se defina el término 'indisponibilidad'.*

Respuesta

El término indisponibilidad es de uso general en el idioma español. El diccionario de la Real Academia Española (avance de la vigésima tercera edición) lo define como "cualidad de indisponible", e indisponible lo define como "que no está disponible". Por su parte una de las definiciones de disponible es "dicho de una cosa: que se puede disponer libremente de ella o que está lista para usarse o utilizarse".

El significado de indisponibilidad en el ámbito de la regulación propuesta en la Resolución CREG 113 de 2012 no es distinto al establecido en el diccionario de la Real Academia Española. En tal sentido no se considera necesario incorporar esta definición en la regulación.

4. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"¿Cuál es el manejo que el regulador piensa darle a los contratos que tienen incluida la cláusula de confidencialidad?".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 15.

b. *"¿Quién determinará los índices de mercado y cuándo los determinará?".*

Respuesta

El anexo 1 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establece que cada trimestre el gestor deberá, entre otros aspectos, publicar indices de mercado.

5. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"Es importante que el regulador acote el alcance sobre los requerimientos de información del Gestor del Mercado dados en el Anexo 1–Información Transaccional y Operativa- cuando hace referencia a* 'La demás información que determine el gestor del mercado', *de tal forma que la solicitud de información no sea discrecional por parte de este ente, sino que la Comisión, bien sea por iniciativa propia o de los agentes del mercado, mediante acto administrativo explícito determine la necesidad de reportar información adicional".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.8, numeral 2, literal b.

b. *"Dentro de los requerimientos de información establecidos en el Anexo 1, la Comisión sólo hace referencia a los usuarios residenciales, por lo que es necesario que se especifique si dentro de los mismos están inmersos los usuarios comerciales, pero en todo caso sugerimos que estén separados".*

Respuesta

Se considera pertinente incluir explícitamente la demanda comercial dentro de los requerimientos de información. En la resolución definitiva se incluye el correspondiente ajuste.

c. *"Sobre el numeral 4 del anexo 1 literal b), se exige reportar por el transportador las cantidades en el punto de entrada y el poder calorífico bruto, sin embargo a pesar que dichas cantidades son contratadas por el remitente, la medición física de estas variables no son su responsabilidad, por lo que las mismas deben ser entregadas por el productor".*

Respuesta

En el RUT se establece que en el punto de entrada al sistema de transporte los equipos de medición son propiedad y responsabilidad del productor-comercializador. También se establece que el transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada. Así, la exigencia de información establecida en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 está en concordancia con lo adoptado en el RUT, lo cual corresponde a la práctica de la industria.

d. *"En relación con el mercado minorista del anexo 1 y la publicación de precios promedio de los usuarios, sugerimos que la misma sea con precios promedio ponderados por punto de entrega y no promedios aritméticos".*

Respuesta

Se acoge el comentario en el sentido de que para las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados se publique el precio promedio ponderado por punto de entrega al SNT. En la resolución definitiva se incluye el correspondiente ajuste.

6. Grandes consumidores industriales

"Terminado el proceso transaccional, los Comercializadores deben declarar qué clientes quedaron finalmente representando (Tipo de usuario, cantidad esperada de consumo y localización del consumo). Esta declaración exige previo análisis de flujos por el SNT correspondientes que se materialicen las sesiones de capacidad de transporte que no van a utilizar".

Respuesta

En el anexo 1 de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se precisa el tipo de información que deben reportar los comercializadores. Esta información incluye el tipo de

demanda mas no información de los clientes específicos (e.g. nombre y ubicación de clientes). Para efectos del mercado de gas no se considera necesario disponer de información de clientes específicos.

7. Promigas

*"**Punto 4. Literal c) Indisponibilidades**. Durante los 30 primeros minutos el agente estará tratando de solucionar la condición anormal de operación para estabilizar el sistema y no tendrá tiempo de reportar la novedad con todos los detalles requeridos. Se sugiere que el tiempo máximo para la entrega de la información sea de 2 horas luego de ocurrido el evento, adicionalmente, se debe ser más específico en la definición de indisponibilidad".*

Respuesta

Se acoge el comentario en el sentido de que el agente dispondrá máximo de dos (2) horas para reportar la información sobre indisponibilidades.

8. Termoemcali

*"**Divulgación de la información operativa y transaccional (Anexo 1):** Para el dinámico y efectivo funcionamiento de los mercados primario y secundario es fundamental contar con acceso a la información que indica la propuesta regulatoria. Por lo anterior apoyamos a la Comisión en lo que sea necesario para avanzar e implementar estas propuestas en el menor tiempo posible".*

Respuesta

El papel del gestor del mercado y la disponibilidad de información son el eje central del mercado secundario propuesto en la Resolución CREG 113 de 2012.

9. TGI

a. *"En el numeral 4.1, literal b, el sistema Scada de TGI está diseñado para tener en tiempo real los consumos de los principales puntos de salida. Para cumplir con lo establecido en la Resolución se necesitaría acometer inversiones adicionales en los sistemas Scada con sus respectivos elementos complementarios para consumidores menores de 100 kpcd y que por RUT no están obligados a poseer dicho equipo.*

   Adicionalmente se debe resaltar que como todo sistema tecnológico, los sistemas de comunicaciones pueden fallar lo que podría originar un mal reporte de información. Con el fin de evitar este tipo de eventos se hace necesario prever que podrían ocurrir cambios en las cifras.

   Con respecto al punto vi, es necesario precisar el alcance de la información requerida por el gestor del mercado. En este sentido consideramos que la CREG debe ser quien defina la información solicitada, para lo cual podría soportarse en el Consejo Nacional de Operación de Gas".

Respuesta

En el numeral 4.1 del anexo de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se establece que *"la no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica restrictiva de la competencia o como competencia desleal. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de dicha información de manera inconsistente".* En este sentido se entiende que corresponderá al respectivo agente

sustentar ante la autoridad competente las razones por las cuales alguna declaración de información es imprecisa.

Con respecto a la información requerida por el gestor, ver la respuesta al comentario de la sección 2.8, numeral 2, literal b.

b. *"En el numeral 4.2, literal b, ítem ii, es necesario aclarar si el gas natural transportado, corresponde al gas nominado o al de medición. En el caso que sea el de medición se está obligando al transportador a tener finalizado su balance de gas antes del 5 día hábil de cada mes. Es necesario prever que en ciertos momentos se presentan inconvenientes en los medidores de gas de los puntos de salida para lo cual es necesario realizar conciliación con los remitentes, lo cual requiere cierto tiempo.*

   Por otra parte, para este mismo numeral en el ítem ii, para el caso de TGI no es posible distinguir información de medición por tipo de demanda ya que en algunos puntos de entrega el gas es destinado para la atención de diferentes sectores de consumo".

Respuesta

En el literal b del numeral 4.2 del anexo 1 se establece la información que el gestor debe publicar. Se entiende que esta publicación la hace con base en la información que reportan los distintos participantes del mercado. La información que el transportador debe reportar al gestor se establece en el literal b del numeral 4.1 del anexo 1. En particular se requiere que el transportador reporte, a más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, la cantidad de gas que el remitente tomó en el punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU por día. No se requiere que el transportador reporte la información por tipo de demanda.

2.9. Anexo 2. Reglamento de las subastas de gas natural

1. Acolgen, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

a. *"En el numeral 6.1 del anexo 2. Precio del gas para el gas que se transe en la modalidad contractual OCG, se establece que "El administrador de la subasta indicará el precio del gas que se ofrecerá a través de la subasta en la modalidad OCG para uno (1) y cinco (5) años.*

   El precio corresponderá al promedio simple de los precios observados en el mercado durante los doce (12) meses anteriores a la fecha en la que la CREG mediante resolución convoca la subasta".

   "No es claro como operaría el precio del ejercicio en la primera subasta, dado que la regla habla de los últimos 12 meses, solicitamos a la Comisión aclarar este tema".

Respuesta

Tras el análisis de los comentarios recibidos en relación con los precios de reserva de los contratos OCG se ha encontrado que es prudente ajustar la propuesta, en los términos planteados en el numeral 5.4 del anexo 5 de la resolución definitiva.

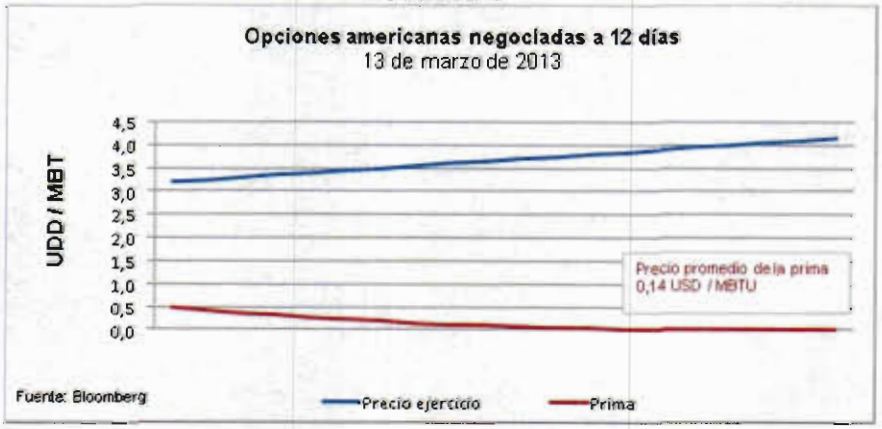
El ajuste que se propone consiste en que durante la subasta se incremente gradualmente el precio del gas[106] y no el de la prima de la opción. Esto contrasta con la propuesta en consulta, en la que se plantea que en el caso de las OCG[107] se mantenga inalterado el precio del gas y se incremente gradualmente el valor de la prima de la opción.

Frente al valor de la prima es preciso indicar que el precio que fije el regulador debe estar dentro de los rangos de negociación que se han observado en el mercado. Los productores, por su parte, fijarán los precios de reserva a los cuales estén dispuestos a ofrecer contratos OCG en la subasta. Debe tenerse en cuenta que los valores de las primas suelen ser función de los precios de ejercicio del gas[108].

De acuerdo con la información que reposa en la CREG, los valores de las primas que hasta el momento se han negociado oscilan entre 0,1 USD / MBTU y 0,5 USD / MBTU, incluyendo las negociaciones realizadas con fundamento en las resoluciones CREG 118 y 168 de 2011.

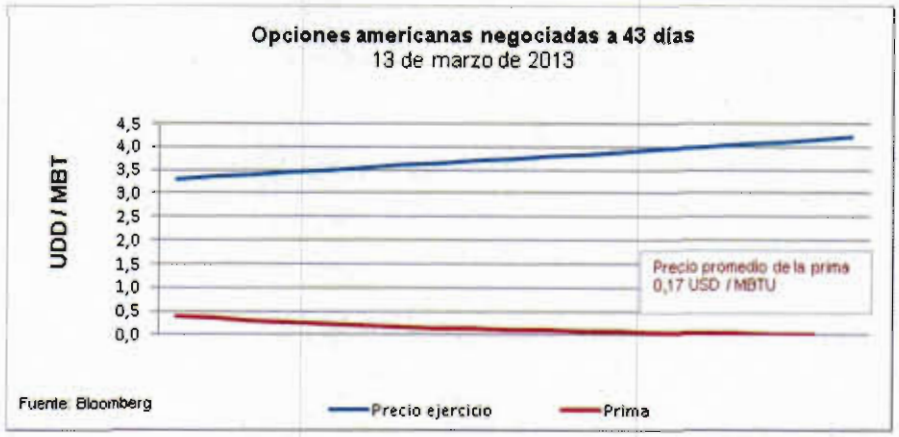
De otro lado, las siguientes gráficas muestran los valores de las primas de opciones negociadas en el mercado de Estados Unidos, concretamente en el *Henry Hub*, en diferentes períodos de tiempo.

Gráfica 1



Gráfica 2

[106] Por supuesto cuando en la ronda 0 aparezcan excesos de demanda.
[107] Una característica de las OCG que se han propuesto es que corresponden al tipo americano o en otras palabras que durante la vigencia de la opción (1 o 5 años) el comprador puede ejercerlas en cualquier momento, siempre y cuando se cumpla la condición de ejercicio.
[108] En la propuesta en consulta de la Resolución CREG 113 de 2012 la condición de ejercicio está sujeta a un evento particular del sector eléctrico.



Gráfica 3

La información presentada en las anteriores gráficas revela información en el mercado de los Estados Unidos y simplemente se muestra como referencia.

Advirtiendo nuevamente que lo importante es fijar un valor razonable de la prima, se propone que su precio corresponda a 0,30 USD / MBTU. Con ese valor, en la subasta se negociarán los precios del gas de los productos de 1 y 5 años.

2. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"Consideramos importante que la CREG realice un ejercicio de simulación de la subasta que propone el Proyecto de Resolución, de manera previa a la expedición de la resolución definitiva, con el fin de identificar los aspectos operativos para el correcto desarrollo de la implementación de esta. Igualmente la CREG debe tener en cuenta los resultados de las capacitaciones en el uso del sistema de la subasta a que hace referencia el Proyecto de Resolución, con el propósito de hacer los ajustes necesarios para que se lleve a cabo la correcta implementación y desarrollo del proceso de la subasta".*

Respuesta

De acuerdo con lo señalado en el anexo 2 de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, el administrador de la subasta deberá realizar una capacitación en el uso del sistema de subasta antes de la ejecución de la misma.

En materia de simulaciones, esta entidad no observa la necesidad de la misma, por cuanto los pormenores de la subasta han sido expuestos en detalle por la Comisión y por los asesores que la apoyaron en su diseño.

3. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"El diseño del esquema de comercialización de gas natural presentado por la Comisión prevé una subasta multiproducto de contratos de suministro firme, de firmeza condicionada y de contratos de opción de compra de gas. Sin embargo, la oferta de contratos de firmeza condicionada y de OCG, cuya combinación es equivalente a un contrato firme, depende del resultado de adjudicación final de la subasta que no necesariamente resulta en el match exacto de cantidades de contratos de firmeza condicionada y OCG. Lo anterior, genera una incertidumbre para el productor en términos de ingreso que fácilmente resolverá con la oferta de contratos firmes únicamente, lo que da como resultado una subasta de multiproducto de un mismo tipo de contrato con diferente duración. En ese sentido, consideramos que puede derivarse la siguiente dinámica en las subastas a realizarse en 2013:*

i. En la primera subasta de 2013, las cantidades asociadas a contratos firmes a subastar corresponden a las siguientes vigencias: Enero 2014 – Noviembre 2014 y Enero 2014 – Noviembre – 2019.

ii.Bajo este escenario, lo primero que queremos resaltar es que los generadores térmicos no tendrán la oportunidad de comprar un contrato que les permita respaldar la OEF para la vigencia 2014 – 2015. Por lo anterior, proponemos que se realice una única subasta que incluya los siguientes períodos contractuales:

- *Enero 2014 – Noviembre 2014*
- *Diciembre 2014 – Noviembre 2015*
- *Diciembre 2015 – Noviembre 2016*
- *Enero 2014 – Noviembre 2019*

El cambio propuesto es menor dentro del diseño presentado, en la medida que mantiene el formato de la subasta multiproducto y el periodo de vigencia de los contratos. De otro lado, permitiría mitigar la incertidumbre asociada a las alternativas de suministro de combustible de las plantas de generación térmica en la primera parte del año 2013 y ajustar las exigencias de contratación de gas que deben cumplir, y que para lo cual, han realizado contrataciones parciales con campos menores".

Respuesta

Andeg asevera que en la medida en que el *'match'* entre opciones de compra de gas y contratos de firmeza condicionada es complejo, se espera que los vendedores sólo ofrezcan contratos firmes para dos períodos, esto es uno y cinco años. Con base en esta hipótesis concluye que hay espacio para introducir más contratos firmes con otras duraciones.

Al respecto se debe señalar que la Comisión ha diseñado una subasta en la cual se puedan satisfacer los intereses de los diferentes participantes del mercado, tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda. La Comisión no ha recibido manifestación alguna en el sentido de que una o varias de las modalidades contractuales definidas en la regulación no sean del interés de quienes participan en el mercado como vendedores o como compradores. Por el contrario, ha recibido múltiples solicitudes de los participantes del mercado, destacándose el caso de los generadores termoeléctricos, en el sentido de prever la existencia de modalidades contractuales que se ajusten a sus necesidades. Así las cosas, la Comisión ha preferido mantener el diseño de una subasta que da cabida a diferentes tipos de

manifestaciones de interés, en vez de restringir los productos ofrecidos para atender los intereses de un renglón particular del mercado.

De otro lado, se sugiere ver la respuesta al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a.

b. *"iii. Bajo un escenario sin nueva oferta de gas y asumiendo que solo se ofertarán contratos de suministro firme para la subasta y los contratos de OCG, cuyo complemento sean contratos de exportación, resulten de negociaciones bilaterales, el escenario de exceso de demanda en la subasta dependerá de la cantidad de gas de exportaciones disponible en el mercado. Si la cantidad de gas asociada a contratos OCG es equivalente al promedio de las exportaciones a Venezuela en el último año, es decir 190 GBTUD, en promedio el sector térmico presionará la demanda en la subasta en un orden de 490 GBTUD. Lo anterior, sin lugar a duda tendrá un efecto en el precio de cierre de las subastas y también del mercado secundario de gas natural, pero asegura que el mercado secundario de gas natural sea dinámico en un principio".*

Respuesta

Se entiende que Andeg asevera que el posible exceso de demanda en la subasta, si no hay nueva oferta, dependerá de la cantidad de gas de exportaciones disponible en el mercado. Al respecto se debe precisar que un posible exceso de demanda también puede obedecer a, entre otros aspectos: i) los precios de reserva de cada producto; ii) las elasticidades cruzadas de la demanda[109]; y iii) la ubicación en la red de transporte, tanto de la fuente y como de la demanda.

En los anteriores términos la Comisión no comparte la afirmación de que los excesos de demanda dependen exclusivamente de la cantidad de gas de exportaciones.

c. *"iv. Bajo un escenario con nueva oferta de gas e intercambios internacionales de gas natural que genera un potencial exceso de oferta, la subasta puede no ser necesaria. Encontramos en el documento CREG 062 que acompaña el proyecto de resolución la siguiente preocupación de la Comisión:*

Sin embargo, en la práctica, la no realización de las subastas cuando la oferta de gas supera a la demanda, ha implicado el desarrollo de negociaciones bilaterales que han conducido a discriminaciones de precios que pueden no obedecer a diferencias en los productos ofrecidos.

... Esto puede ser producto de una discriminación de precios como resultado de la falta de información centralizada (y por consiguiente poca transparencia del mercado) y no el resultado de una asignación en función de precios.

La preocupación manifestada en estos párrafos puede ser conceptualmente errada, como lo ha manifestado el Profesor William J Baumol en su libro Regulation Misled by Misread Theory. En el Anexo 2 de esta comunicación, presentamos los principales argumentos prestados por el Profesor Baumol que pueden contribuir a aclarar la perspectiva de la Comisión y revisar la posición de eliminar la comercialización de gas natural mediante negociaciones bilaterales en el largo plazo bajo escenarios distintos a los definidos en el artículo 20 del proyecto de resolución. En particular, queremos resaltar la siguiente conclusión:

The bottom line here is that, where entry is easy, price discrimination is not to be taken as a manifestation of monopoly power. It is true that a monopolist may well be able to engage in price discrimination and that, if it is feasible, the monopolist will generally prefer to do so. But in effectively competitive markets, the same type of pricing can be expected to emerge and to do so

[109] Esto incorpora los precios de los sustitutos.

as a mandate of the market throughout the industry. The firm that charges discriminatory prices in such an environment is, effectively, a price taker, not a price maker, because no substantial range of prices exists among which management can select. Rather, it is the need to survive that drives those selections, which may well be unique.

Two things need to be said here to adapt this conclusion to reality. First, as noted, in markets of the sort in question it is not unusual for prices to change frequently –indeed, sometimes with astonishing frequency. The fact that airlines adopt hundreds of thousands of price changes every day can well elicit skepticism about the assertion that these firms have little choice about the prices they adopt. Yet, in the most competitive markets – the commodity and securities exchanges – price change is virtually continuous, yet no one is led by this situation to suspect that a relatively small wheat farmer is really a price maker. Indeed, it is mostly in industries where there is reason to suspect that the firms possess market power that prices tend to persist unchanged, often for many months. Sticky prices are not a hallmark of industries in which pricing is controlled by the market.

(...)

In conclusion, it should be noted that the market's imposition of discriminatory pricing in a wide range of circumstances is not necessarily to be deplored. It has long been known, following Edgeworth (1925) and Pigou, that discriminatory prices can enhance output and increase economic welfare. Recently, Hausman and Mackie-Mason (1988) and Varian (1996), among others have provided some elegant and powerful results that confirm this observation. And the distributive consequences also (at least sometimes) appear commendable on their face. Low "lifeline rates" that provide electricity and telephone service to impecunious customers, cheaper air fares and theater tickets for students, and a variety of other such arrangements may contribute to the net incomes of the supplier firms, but they can also be accepted as a social benefit that uniform pricing might otherwise preclude.

No obstante la discusión conceptual manifestada anteriormente, planteamos una preocupación de fondo frente a ésta potencial decisión regulatoria. En los últimos años ha sido práctica de la Comisión diseñar subastas como única alternativa para realizar la asignación y formación de precios, por ejemplo el Mercado Organizado Regulado (MOR) y la resolución en discusión. Esta perspectiva para resolver algún problema de asignación no necesariamente contribuye al fortalecimiento del mercado, que no es lo mismo que una subasta y que lleva a evaluar si los mecanismos diseñados son equivalentes. En este punto es importante traer a colación el Principio de Revelación aplicado por Robert Myerson a un ámbito con información incompleta (Juegos Bayesianos) explicado por Fernando Vega – Redondo en su libro Economic and the Theory of Games:

Consider now... an allocation problem seen from the seller's viewpoint. From her perspective, the key "decision variable" to consider is of an institutional kind. Specifically, she may well ask herself the following question: What is the best mechanism to be used in allocating the good and determining payments?

In principle, if the seller has no a priori restrictions in choosing the allocation rules, a wide range of other mechanisms (auction-like or not) could be considered instead. Is there any hope of finding out which of those mechanisms are optimal for the seller? If, in this case, "optimality" is defined from the standpoint of the seller and thus identified with expected revenue maximization, the question would seem far too ambitious even to allow for a meaningful formalization. What is the universe of mechanisms under consideration? Isn't it too vast? And if attention is restricted to a particular class (e.g. auctions), how can one be sure that there is not some other approach (possibly, quite "imaginative" or involved) that might prove more fruitful?

This result,..., established the following conclusion: any two mechanisms that induce the same allocation pattern for the good lead to the same expected payoff for the seller. Thus, despite the fact that, for example, first – and second –price auctions induce very different pattern of actual

payments, both produce (even irrespectively of the reservation price) the same expected payoff for the seller.

Quite surpisingly, we have found that not only the first – price auction but also any other mechanism where the highest-valuation individual obtains the good at equilibrium is (equivalently) optimal for the seller, provided the seller can impose some suitable minimum (i.e. reservation) price.

(...), either when using a first – or second – price auction, the seller will always want to impose some positive reservation price. Of course, this is just a reflection of the privileged position she holds in the "market", which allows an exploitation of her entailed "monopoly power". As in other analogous cases well understood in the industrial organization, the aim of such a reservation price is to extract some rents (here, of an informational kind) from the buyers. And, as usual, this maneuver does not come without an efficiency cost. For example, if $\hat{p}$ is determined ... in a first – or second – price auction, the good will not be traded when the valuation profile v is such that $0 < v_i \leq \hat{p}$ for each i=1,2,...,n. In those cases, ..., the resulting allocation is obviously inefficient.

Por lo anterior, la implementación de un mecanismo de subasta no viene sin costo. Si la valoración del agente comprador i por un bien homogéneo es v_i y menor que el precio de reserva $\hat{p}$, algunos agentes en el mercado pueden no quedar asignados con el bien dado. Bajo un esquema de negociación bilateral con discriminación de precios, como fue explicado anteriormente, el vector de precios que maximiza beneficios del vendedor puede alcanzar un resultado más eficiente en términos asignativos, es decir, aquellos agentes que tienen una disposición a pagar más baja quedan asignados porque en promedio los precios pagados por agentes con mayor disposición a pagar generan una posición óptima en términos de maximización de beneficios.

En consecuencia nos permitimos proponer a la CREG que en los casos de un exceso de oferta el mecanismo que se considere para aplicar sea la negociación bilateral".

Respuesta

Andeg inicia su comentario citando un texto de la Comisión en el que se menciona el término económico "discriminación de precios" para señalar que conceptualmente la apreciación de la CREG puede resultar errada al sugerir esa práctica como no deseable.

Luego cita apartes de textos de varios académicos para sustentar a la Comisión por qué se debe permitir la discriminación de precios. Se entiende que la teoría que expone es para justificar que en el diseño de la subasta, en la ronda cero, si hay exceso de oferta, las asignaciones no se hagan a los precios de reserva que declararon los vendedores para cada uno de los productos sino que se permita un proceso de negociaciones directas en donde un mismo producto (un bien homogéneo) resulte vendiéndose a diferentes precios según la disponibilidad de pago de los compradores.

Antes de pasar a exponer los argumentos de orden económico en los que se basa la Comisión para insistir en la necesidad de no permitir una discriminación injustificada de precios sobre un producto homogéneo es pertinente resaltar que la misma Ley 142 de 1994 impide tal práctica:

"87.2.- Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades".

Ahora bien, en materia económica, el esfuerzo regulatorio para tener un mercado de gas más organizado, transparente y líquido implica, entre otros aspectos, la definición del objeto de las modalidades contractuales que allí se negocian y el establecimiento de requisitos mínimos para dichas modalidades contractuales, de tal manera que los participantes del mercado desarrollen transacciones más ágiles y eficientes.

En los anteriores términos, quienes abogan por la discriminación deben observar que si un mismo producto o modalidad contractual (un bien homogéneo) ocasiona los mismos costos a un productor cuando lo vende a un grupo o a otro, la práctica de discriminación de precios está prohibida desde la misma ley. Sobre este argumento, Andeg no presentó comentarios.

Al final del texto transcrito Andeg presenta argumentos teóricos con los que busca mostrar que con la discriminación de precios, bajo ciertas circunstancias, aquellos compradores con disponibilidades de pago muy bajas pueden acceder a un bien al que no lograrían acceder en circunstancias en donde no se permite esa práctica.

Al revisar las circunstancias presentadas en el documento de Andeg se encuentra que éstas coinciden con lo señalado por Mark Armstrong en el documento *Price Discrimination*[110]. No obstante lo anterior, en este documento se profundiza el análisis presentado por Andeg para indicar por qué razones se debe, desde el punto de vista económico, evitar la discriminación de precios. Al respecto enuncia:

> *"(...) there are three main reasons why competition policy may be concerned with price discrimination. First, a dominant firm may "exploit" final consumers by means of price discrimination, with the result that total and/or consumer welfare are reduced.*
>
> *Second, and especially in Europe, it is sometimes a policy objective to attain a "single market" across the region.*
>
> *Third, and perhaps most importantly from a competition authority's point of view, we may be concerned that price discrimination can be used by a dominant firm to "exclude" (or weaken) actual or potential rivals".*

A pesar de que la segunda razón presentada por Armstrong no aplica al mercado colombiano de gas, la primera y la tercera de las razones expuestas son suficientes para evitar situaciones en las cuales se puedan ver afectados el bienestar total o el bienestar del consumidor. Como ya se ha mencionado, el mercado colombiano de gas natural está altamente concentrado del lado de la oferta y resulta necesario adoptar medidas que mitiguen la posibilidad de que a través de la discriminación de precios se reduzca el bienestar del consumidor. Es esa, precisamente, una de las funciones principales de esta Comisión.

En relación con la tercera razón no es evidente que dicha práctica pueda ser aplicada por los vendedores del mercado mayorista de gas, pero sí podría ser aplicada por las empresas incumbentes en la comercialización minorista que para evitar la entrada de nuevos competidores podrían reducir los precios del gas de los usuarios no regulados y trasladarlo a los usuarios regulados. Lo anterior como consecuencia de permitir, de acuerdo con Armstrong (2006), la discriminación de precios.

Desde el punto de vista de Armstrong (2006) si los usuarios con una alta disponibilidad a pagar son mayoría en un mercado monopólico, al permitir la discriminación se obtienen

[110] M. Armstrong. 2006. *Price Discrimination*. Department of Economics University College London.

mejores resultados y un mayor bienestar (consumidor y productor), de la misma manera que lo explica el Profesor William J. Baumol. No obstante lo anterior, en caso de que los usuarios con una baja disposición a pagar sean mayoría en un mercado monopólico no se debería permitir la discriminación de precios para que la empresa establezca un precio uniforme bajo y de esta manera se incremente el excedente del consumidor y total respecto a lo que pasaría en una situación con discriminación de precios.

> *"If the weak market is the larger market, in the sense that $\bar{\lambda} < v_L / v_H$, the non-discriminating firm will choose to set a low uniform price. This will increase consumer surplus and total welfare relative to the situation with price discrimination. On the other hand, if the strong market is the larger market, in the sense that $\bar{\lambda} > v_L / v_H$, the firm will respond to a ban on discrimination by setting a high price to everyone. This will harm consumers in the weak market, and lower total welfare."*

De acuerdo con Armstrong, en la afirmación anterior se debe entender que: i) *'strong market'* es un mercado con mayor participación de consumidores con alta disposición a pagar; y ii) *'weak market'* es un mercado con mayor participación de consumidores con baja disposición a pagar.

Un caso más acorde con la realidad del mercado de gas en el país sería una situación oligopólica. Al respecto Armstrong (2006) señala:

> *"Extending this monopoly analysis to situations of oligopoly does not usually make the effect of price discrimination on output easier to predict, since one must consider firm-level elasticities as well as market elasticities. One exception to this occurs in Armstrong and Vickers (2001, section 4). Here the focus is on the competitive limit where prices are close to marginal cost, and it is shown that if the weak market is also the market with lower market elasticity then total output falls with discrimination, and hence so does welfare".*

Las razones expuestas hasta aquí llevan a la Comisión a mantener su posición de no permitir en la ronda cero (0) la discriminación en bienes homogéneos cuando en esa ronda haya exceso de demanda a los precios de reserva. Adicionalmente, resulta pertinente indicar que del análisis de los textos referenciados por Andeg se advierten posibles inconsistencias entre lo planteado en la teoría y el caso particular del gas natural en Colombia.

Por ejemplo, Andeg cita *"The bottom line here is that, where entry is easy, price discrimitaion is not to be taken as a manifestation of monopoly power (...)"*. Si bien esta afirmación resulta razonable, al cuestionar si es válida en el sector de gas natural en Colombia se encuentra que no. Basta preguntar cuántos y con qué frecuencia aparecen nuevos campos con las reservas suficientes para comprometer producciones estables en el tiempo en la figura de contratos firmes.

Luego cita *"(...) It is true that a monopolist may well be able to engage in price discrimination and that, if it is feasible, the monopolist will generally prefer to do so. But in effectively competitive markets, the same type of pricing can be expected to emerge and to do so as a mandate of the market throughout the industry. <u>The firm that charges discriminatory prices in such an environment is, effectively, a price taker, not a price maker</u>, because no substantial range of prices exists among which management can select"*. Esta afirmación también puede ser considerada válida. Sin embargo, se considera que no es aplicable en el mercado de gas natural en Colombia porque los únicos productores-comercializadores tomadores de precio están en los campos de Guajira y esa condición ocurría solamente por una señal regulatoria en la fijación de esos precios. En otras palabras, no por una condición de competencia en

donde el productor-comercializador tiene que aceptar los precios que determina el libre juego de la demanda y la oferta.

En el Documento CREG-054 de 2012 se hizo un análisis teórico de cómo las firmas con monopolios de *'stock'* determinan sus estrategias de venta y se concluyó que había el espacio para proponer la liberación de los precios del gas proveniente de Guajira. Sin embargo, el hecho de que la Comisión en el citado documento haya demostrado teóricamente que no necesariamente las estrategias de un monopolio de *'stock'* (y no de flujo) se traduzcan en ejercicios de poder de mercado en la fijación de precios, como puede ser el caso de un productor-comercializador en Colombia, no implica esto entonces que se deba permitir la discriminación de precios.

Como se indicó, la propuesta formulada por Andeg consiste en que cuando haya exceso de oferta en la ronda cero los vendedores no asignen el producto al precio de reserva que declararon antes de la subasta sino a precios diferentes, según las disponibilidades individuales de pago de los compradores. Si este fuera el caso, se pregunta qué sentido económico tendría entonces que: i) los vendedores declararan su precio de reserva; y ii) cómo explicar que el mismo bien negociado en un mismo momento con participantes del mercado con similares características pueda tener precios diferentes según el tipo de usuarios. Al respecto, se sugiere ver la respuesta dada al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal d de este documento.

Por último, en el análisis de la discriminación de precios es preciso indicar que si bien cada grupo de demanda (e.g. generadores térmicos, industriales y residenciales) tiene diferentes disposiciones a pagar, la forma como pueden reaccionar los usuarios residenciales frente a los movimientos de los precios hoy está limitada. Esto no ocurre con los otros segmentos de la demanda, que por sus circunstancias tienen acceso a mejor información, pueden representar sus propios intereses sin la participación de intermediarios y en consecuencia pueden lograr mejores negociaciones.

Cabe resaltar que si bien en el formato de subasta diseñado por la Comisión no hay espacio para la discriminación, cuando el esquema de comercialización se realice a través de negociaciones directas, es necesario el diseño de un mecanismo para que los usuarios residenciales, por las razones expuestas en el párrafo anterior, reciban precios eficientes.

En la fórmula tarifaria se generan las señales eficientes de transmisión de precios a estos usuarios.

d. *"v. De otro lado, consideramos conveniente que la Comisión analice la oportunidad de permitir que los participantes vendedores declaren curvas de oferta con varios puntos, que reflejarla una función de curva de oferta. La curva de oferta de una firma representa la cantidad de producto que producirá a cada nivel de precio. Teóricamente la curva de oferta de una firma es la porción de la curva de costo marginal para la cual el costo marginal es mayor que el costo variable medio. Como lo explica Robert Pindyck y Daniel Rubinfeld en su libro Microeconomics,*

   Short-run supply curves for competitive firms slope upward for the same reason that marginal cost increases – the presence of diminishing marginal returns to one or more factors of production. As a result, an increase in the market price will induce those firms already in the market to increase the quantities they produce. The higher price not only makes the additional production profitable, but also increases the firm's total profit because it applies to all units that the firm produces.

De esta manera si existe gas disponible, pero requiere de inversiones adicionales, con una función de oferta de varios puntos se pueda ofrecer al mercado primario, valorado al costo de oportunidad de cada nivel de producto. Para efecto de la subasta, no es necesario realizar nigún ajuste porque la curva de oferta agregada es la suma horizontal de las curvas de cada agente".

Respuesta

En el análisis de esta propuesta se encuentra que ésta es razonable si y sólo si la curva de oferta que presenten los vendedores tiene pendiente positiva. En otras palabras, se comprende el planteamiento así: los productores-comercializadores podrían estar dispuestos a ofrecer mayores cantidades de gas natural, que les imponen mayores costos, consecuentemente a precios de reserva superiores.

Si bien lo anterior se encuentra razonable dentro de la matriz de riesgos que enfrentan los productores-comercializadores, se observa que en ninguno de los comentarios de los participantes del mercado de esa naturaleza se registró una propuesta similar. Al preguntarse por qué no hicieron una solicitud en ese sentido se puede deducir que en el momento los productores-comercializadores no encuentran la necesidad de fijar varios precios de reserva para diferentes cantidades de gas ofrecido.

En consecuencia con lo anterior, por lo pronto no se accede a la petición de permitir a los vendedores declarar sus curvas de oferta con varios puntos.

e. *"vi. Del numeral 5.9 del Anexo 2, Regla de Terminación de la Subasta, entendemos que las cantidades asignadas de cada producto que se demandó en la ronda n es la cantidad efectivamente asignada y no existe una asignación a prorrata que pueda disminuir la cantidad efectivamente demandada. Si nuestro entendimiento no es correcto, es decir que pueden existir casos en el que la adjudicación sea inferior a la cantidad efectivamente demandada, consideramos oportuno que la Comisión complemente el funcionamiento del Cargo por Confiabilidad flexibilizando la penalidad existente asociada a la entrega parcial de contratos de suministro de combustible, de tal forma que el umbral de respaldo sea como mínimo el 90% (1) de la OEF y para el efecto de respaldo de la OEF restante se pueda entregar contratos registrados en el mercado secundario con un período corto de anticipación, por ejemplo, un mes.*

   (1) El 90% es coherente con la propuesta hecha por ANDEG mediante comunicación ANDEG-020-2012".

Respuesta

En el diseño de subasta propuesto los precios de cierre de cada uno de los productos subastados indica, en cada caso, que a esos precios la demanda es igual a la oferta. En estos términos, las asignaciones se producirán a las cantidades efectivamente demandadas a los respectivos precios. No obstante como se mencionó en la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.5.4, numeral 25, literal e, con el objetivo de contribuir al balance entre el número de rondas y la exactitud del precio eficiente se propone el siguiente ajuste en el anexo que trata el reglamento de la subasta de gas natural: que un producto no tiene exceso de demanda incluso cuando la diferencia entre la oferta de gas y la demanda de gas sea menor a 100 MBTUD. En este caso se debe preguntar a los productores, comenzando con el de menor precio de reserva, si están dispuestos a incrementar su PTDVF en ese monto, o se acota a prorrata de las solicitudes de compra de los comercializadores por ese producto.

En el último caso mencionado podría llegar a acotarse lo asignado a un comprador en una cantidad inferior a 100 MBTUD.

En lo que respecta a la regulación del cargo por confiabilidad del servicio de energía eléctrica se debe mencionar que la misma no es objeto de análisis dentro del marco de esta propuesta regulatoria.

4. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"Andesco le sugiere a la Comisión revisar la propuesta de que la fijación del precio de reserva de las subastas sea potestativa de los productores-comercializadores (Anexo I.5.). En particular, proponemos que la fijación del mismo precio de reserva tenga en cuenta mecanismos de libertad vigilada o aquellos esquemas que propendan por asegurar la competitividad del producto que se ofrece al mercado. Al respecto, se podrán establecer esquemas de auditoria especializada para la definición de precios de reserva.*

   De otro lado, se solicita a la Comisión que el precio de reserva de la ronda 0 para cada tipo de producto sea conocido por parte del mercado a fin de que la demanda decida sus posibilidades de participar en las subastas de suministro teniendo en cuenta esta condición de precio".

b. *"Auditorias. En energía eléctrica mediante la CREG 155/11 se definió la auditoria para el CND, ASIC y LAC. En esa resolución la CREG señaló en forma expresa que el auditor debe ser seleccionado de una lista que elabore el C.N.O. y el L.A.C. Para el Reglamento del Mercado Mayorista de Gas en lo que corresponde al auditor de la subasta (Anexo 2.4) se sugiere que en forma expresa la CREG señale que la selección del auditor será de una lista que para tal efecto elabore el CNO Gas".*

Respuesta

Frente a la primera solicitud no se considera necesaria la regulación del precio de reserva por las mismas razones en que se fundamenta la liberación de los precios del gas natural puesto en cualquier punto de entrada al sistema nacional de transporte, exceptuando el gas producido en el campo de Opón. Para un mejor entendimiento de estas motivaciones se sugiere el estudio del Documento CREG-054 de 2012, en el cual se soporta la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 097 de 2012. Adicionalmente, no resulta congruente que los participantes del mercado expresen su interés en que se regule el precio de reserva de las subastas y al mismo tiempo soliciten que la compraventa de gas natural se de mediante la negociación directa de las partes (ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 5, literal b.

Frente a la petición de que los precios de reserva sean conocidos por la demanda se indica que precisamente en la ronda cero (0) esa información será revelada por el subastador y la demanda declarará sus intenciones de compra. Ahora bien, si la solicitud de Andesco (que no es clara) consiste en que los precios de reserva sean conocidos antes de la subasta, se encuentra que no es conveniente revelar esa información en forma anticipada, como tampoco sería conveniente que los compradores hicieran pública la información sobre las cantidades que desean comprar y el precio máximo que están dispuestos a pagar por esas cantidades.

Con relación al auditor de la subasta, esta Comisión indica que resulta mejor referencia las auditorías que se han hecho en las dos subastas del cargo por confiabilidad que ha realizado el ASIC.

Frente a la propuesta de fijar en una lista los posibles auditores de la subasta, en este caso, para efectos regulatorios resulta mejor que sea el administrador de la subasta quien decida cómo será ese proceso. El objetivo y alcance de la auditoría están definidos en la regulación.

5. Chevron Petroleum Company

a. *"En relación con el reglamento de las subastas del mercado primario planteado en el Anexo No.2 de la Resolución, queremos exponer algunas inquietudes respecto del proceso de habilitación de compradores y vendedores para participar en esta subasta, ya que la resolución establece que los productores comercializadores definirán los mecanismos de cubrimiento para participación y asignación, durante 15 días hábiles después de expedición de la resolución, sin embargo consideramos que el proceso de habilitación se debe ampliar a otros criterios de aceptabilidad, para así asegurar que las contrapartes con quienes después se firmarán los contratos de suministro, sean admisibles de acuerdo con los criterios corporativos de cada uno de los productores comercializadores".*

Respuesta

Chevron no expone en su comunicación a qué "criterios de aceptabilidad" se refiere. Sin embargo, teniendo en cuenta lo planteado por esa y otras empresas en las múltiples reuniones programadas para socializar esta propuesta regulatoria y para escuchar de primera mano los comentarios de los interesados, la Comisión entiende que se trata de la verificación de que los compradores y los vendedores no se encuentren incursos en actividades ilícitas que puedan generarle un daño a la reputación de los productores-comercializadores. Sobre la base de este entendimiento y dado que una de las características de la subasta es el anonimato de los compradores hasta el cierre de la subasta, la Comisión considera razonable la solicitud. La Resolución definitiva se ajusta en ese sentido.

b. *"Adicionalmente solicitamos se haga claridad si los mecanismos de cubrimiento deben ser unificados para todos los Agentes y si esto es así, solicitamos ampliar el plazo por lo menos a sesenta (60) días para definir los mencionados mecanismos, teniendo en cuenta las diferentes políticas que maneja cada productor comercializador y el tiempo que tomaría unificar estas políticas para definir los mecanismos de cubrimiento que sean aceptables para todas las compañías y que corresponderían a los que se exigirían para la subasta".*

Respuesta

Este comentario denota que la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 no es suficientemente clara, razón por la cual en la resolución definitiva se han definido los principios que deberán ser considerados por los productores-comercializadores para efectos de establecer tales mecanismos. También se ha aclarado que la propuesta de los productores-comercializadores deberá ser sometida a la aprobación de la Comisión y se ha ampliado a veinte (20) días hábiles el término para el desarrollo de la propuesta.

c. *"Por otra parte en el numeral 5.4 del reglamento se establece que el precio de reserva para cada uno de los productos será definido por los vendedores y deberá ser enviado al junto con la cantidad ofrecida para cada producto, sin embargo en el numeral 6.1 de política de información se señala que el precio de reserva para la prima de las Opciones de Compra de Gas (OCG), será indicado por el administrador de la subasta con base en el promedio simple de los precios observados en el mercado durante los 12 meses anteriores a la convocatoria de la CREG para la subasta. Consideramos que esta regla debe alinearse al principio de que los vendedores establezcan los precios de reserva para cada uno de los productos, de acuerdo con su propia valoración de las condiciones del mercado versus con condiciones internas de manejo de riesgo y precio, estructurando autónomamente su portafolio de productos para la venta."*

Respuesta

El numeral 6.1 del anexo de la resolución de consulta al que hace referencia Chevron establece expresamente cómo se determina el precio del gas de las OCG y no el precio de reserva. Esto es consistente con lo indicado en el numeral 5.4 del mismo anexo, en donde se señala que:

> *"En el caso de los contratos OCG, la variable $PR_{OCG_{f,s,d}}$ corresponderá al precio de reserva para la prima de la opción".*

No obstante lo anterior, tras un nuevo análisis sobre cuál de los dos precios de los contratos de opción de compra de gas debe ser fijado para efectos del mecanismo de negociación mediante subasta, esto es el precio de la prima o el precio del gas, se concluyó que resulta más apropiado fijar el primero de dichos valores, como se explica en la respuesta de la sección 2.9, numeral 1, literal a.

d. *"Otros puntos relacionados con el reglamento de la subasta son: i) definir claramente la responsabilidad del administrador en el funcionamiento y operación del sistema tecnológico para las subastas, así como las estaciones habilitadas para agentes que no tengan sistemas computacionales suficientes, y en este último caso garantizar la transparencia del proceso; ii) ampliar el plazo para corregir información enviada al gestor de 12 a 24 horas, considerando las jornadas laborales; iii) establecer un plazo para suscribir contratos posteriormente a la asignación mediante la subasta y señalar las responsabilidades y procedimientos en caso de no llegar a un acuerdo respecto de las condiciones del contrato para su legalización".*

Respuesta

Frente a las responsabilidades del administrador de la subasta se tiene que en el numeral 4.1 del Anexo 2 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 están definidas claramente.

Respecto a la propuesta de que al considerar las jornadas laborales resulta necesario ampliar el plazo para corregir información de 12 a 24 horas se indica que la subasta se convocará para una fecha y hora determinada y no será un proceso continuo en el tiempo que le implique a los participantes un esfuerzo laboral permanente. Sin embargo, en atención a que la petición puede facilitar la participación en la subasta y a que la ampliación del plazo no afecta los fundamentales del diseño de la subasta, en el anexo que trata sobre el reglamento de la subasta de gas natural se hace el respectivo ajuste.

Por último, frente a la petición de establecer un plazo para suscribir contratos tras la asignación mediante la subasta en la resolución definitiva se incluyeron algunas disposiciones sobre la materia. Con respecto a las responsabilidades y procedimientos en caso de no llegar a un acuerdo respecto de las condiciones del contrato es preciso indicar que quienes participan en la subasta como vendedores y compradores se acogen al principio de finalidad en los resultados de la subasta y se comprometen a honrar las asignaciones que resulten en la subasta. Los mecanismos de cubrimiento deben cubrir los posibles eventos de incumplimiento.

e. *"Por último, consideramos de vital importancia que la CREG permita que se desarrollen talleres de simulación de los mecanismos de subastas en el mercado primario y de el proceso de úselo o véndalo, bajo diferentes escenarios que reflejen la realidad del mercado en el día a día y permitan ajustar la propuesta de resolución según se requiera para la correcta implementación y*

desarrollo de los procesos de subastas; e igualmente tener en cuenta los resultados de las capacitaciones en el uso de los sistemas de subastas para identificar modificaciones requeridas en la reglamentación que viabilicen el funcionamiento de las subastas".

Respuesta

Ver la respuesta de la sección 2.9, numeral 2, literal a.

6. Ecopetrol S.A.

a. *"Numeral 4 Organización de la Subasta:*

Comentarios:

Literal a: sobre el planteamiento de este numeral, vemos que 20 días calendario antes de la fecha de la subasta no son suficientes para que se realicen pruebas de funcionamiento del sistema de subasta y simulacros de capacitación de los agentes. Por experiencias previas, se sugiere que sea 45 días calendario antes de realizar la subasta.

Literal b: Se debe definir con cuánto tiempo de antelación se publicará a los agentes participantes el reglamento de la subasta. Se sugiere al menos 20 días calendario antes de la subasta.

Literal c: Se debe establecer claramente con cuántos días de anticipación a la subasta se harán simulacros para verificar el correcto funcionamiento de la herramienta y así mismo cuándo se ofrecerá e impartirá la capacitación a los agentes: compradores y vendedores.

Literal g: la definición del instrumento fiduciario la debe poder hacer cada vendedor de acuerdo con sus políticas internas y no el Administrador de la Subasta.

Literal i: Se debe mencionar que la auditoria para verificar el adecuado funcionamiento del Sistema de Subasta sea realizada por un tercero experto en sistemas computacionales, puede coincidir que sea el mismo administrador de la subasta, en caso que éste cumpla con los requisitos de conocimiento y experticia en temas de tecnología para garantizar que el sistema cumple con todo lo establecido en el numeral 4.5.

Literal j: No se ve la necesidad de hacer esta auditoria, es responsabilidad de cada comprador y vendedor contar con los equipos adecuados, siempre y cuando sean comunicadas de forma clara y sencilla los requisitos que deben cumplir. Además, los vendedores no requieren ningún equipo computacional porque son actores pasivos, a menos que los vendedores puedan hacer seguimiento vía remota del desarrollo de la subasta.

Literal k: Vemos que esta actividad es la misma que se plantea en el literal anterior.

Literal L: No es claro ¿quiénes son las autoridades Competentes? , por lo que se sugiere se definan. Además, es importante establecer la fecha en la cual la CREG expedirá el cronograma del que se ha habla en este literal.

Literal p: No es claro en qué momento se van a emitir certificados, por favor aclarar y revisar si es necesario esta actividad.

Último párrafo: No es claro en qué momento la CREG deberá tener contratado al gestor del mercado y al Administrador de la Subasta (en caso que no sean el mismo). Consideramos importante contar con cronograma definido para la adecuada planeación del primer proceso de comercialización con las nuevas reglas".

Respuesta

Frente al comentario del literal a se tiene que el texto de la resolución en consulta señala lo siguiente:

> *"Establecer, operar y mantener el sistema de subasta, el cual deberá estar disponible a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta".*

De acuerdo con el texto transcrito la responsabilidad del administrador es que a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha para la cual se convoque la subasta todo el sistema de subasta debe estar en condiciones para su operación. Esto será objeto de auditoría según lo señalado en el proyecto de resolución. Adicionalmente, si el administrador advierte riesgos de tiempo en la puesta en operación del sistema puede ponerse como meta tenerlo listo antes.

Frente al comentario del literal b se aclara que el reglamento de la subasta es el establecido en el Anexo 2. Por otra parte, en la propuesta en consulta se planteó que cuarenta (40) días calendario antes de la fecha de la realización de la subasta, el administrador deberá darle a la Comisión, para su no objeción, los reglamentos que considere necesarios para la realización de la subasta. En los análisis se encontró pertinente ampliar ese plazo a sesenta días (60) calendario antes de la fecha de realización de la subasta. Se entiende entonces que el comentario realmente se refiere al momento en el cual los participantes en la subasta conocerán esos reglamentos. Esto será una vez la CREG les dé su concepto de no objeción. A partir de esta petición se ajusta el texto de la resolución para señalar que los participantes del mercado tendrán conocimiento de esos reglamentos a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la subasta.

Frente al comentario del literal c, se sugiere ver la respuesta de la sección 2.9, numeral 2, literal a.

Frente al comentario del literal g se indica que los participantes compradores y vendedores en la subasta se acogen a un principio de finalidad en donde se acogen a los resultados de la subasta. Como uno de los requisitos para que los compromisos que se adquieren se honren son los mecanismos de cubrimiento y no resulta conveniente que el administrador sea quien los administre, se propone que el proceso se haga a través de un mecanismo fiduciario.

Frente al comentario del literal i se indica que el auditor debe ser un tercero independiente del administrador y por supuesto con la experiencia y experticia requerida para llevar a cabo la auditoría.

Frente al comentario al literal j se indica que la auditoría que en ese literal se indica y está a cargo del administrador resulta necesaria para que los participantes cuenten con las herramientas necesarias para su participación. En estos términos se coincide en que es responsabilidad de cada comprador y vendedor contar con los equipos adecuados.

Frente al comentario del literal k se encuentra que efectivamente este literal y el j pueden ser fusionados porque esencialmente hacen referencia a lo mismo. En estos términos se ajusta el texto de la resolución.

Frente al literal l no hace falta hacer una lista de las autoridades competentes especialmente porque esta Comisión no tiene la facultad para definirlas. Respecto a la fecha en la cual la

CREG expedirá el cronograma que se menciona en el literal se indica que se ajusta la resolución para que en la fecha en la que se convoca la subasta también se señale el cronograma.

Frente al comentario del literal p, los certificados allí mencionados se emitirán cuando termine la subasta. La actividad es necesaria porque le indica a cada participante las asignaciones realizadas mediante el mecanismo de subasta.

Frente al último párrafo, sugerimos remitirse a la agenda regulatoria indicativa.

b. *"Numeral 4.2 Responsabilidades y deberes del auditor de la subasta:*

Comentarios:
Literal b: Cómo va a verificar el auditor de la subasta que las comunicaciones entre los compradores y el administrador de la subasta se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el Administrador? No se deberían incluir cosas que no se pueden controlar".

Respuesta

En el desarrollo de las subastas es imprescindible que los mecanismos de comunicación entre el administrador y los compradores sean establecidos antes. Por supuesto que sí debe ser y puede ser un aspecto bajo el control del administrador.

c. *"Numeral 4.3 Responsabilidades y deberes del subastador:*

Comentario:

Literal b): sobre el planteamiento de este numeral, vemos necesario que en días previos a la subasta, el subastador defina e informe el criterio o fórmula de incremento del precio del gas que aplicará entre una ronda y otra, días previos a la subasta, de manera que permita a los compradores estimar antes de la subasta los incrementos del precio a que pudieran llegar los productos que pretenden comprar.

Literal c): Al cierre de la subasta también se debería informar a todos los compradores quienes fueron los compradores adjudicados".

Respuesta

Frente al comentario del literal b la Comisión señala que esos criterios los define el subastador y conviene que siga siendo así. Entre otros aspectos porque es el subastador quien con su experiencia y experticia puede tomar esas decisiones.

Frente al comentario del literal c, se recuerda que dentro de las responsabilidades del administrador está la de informar cómo fueron las asignaciones al finalizar la subasta.

d. *"Numeral 4.5 Sistema de Subasta:*

Comentario:

Literal d): Cuál es la legislación colombiana sobre comercio electrónico? Consideramos importante dejarlo explícito.

Literal i): El administrador del sistema está pagando unas auditorias para garantizar que el software y equipos computacionales funcionen. Debería asumir responsabilidad a ese nivel.

Literal j): Se sugiere disponer de estaciones de trabajo para todos los compradores y así evitar todo el numeral 4 y los costos asociados a las auditorías que el tema conlleva".

Respuesta

Frente al comentario del literal d se indica que la legislación correspondiente está contenida en la leyes 527 de 1999 y 1480 de 2011 y las normas que la modifiquen, aclaren o sustituyan.

Frente a los comentarios de los literales i y j se indica que las auditorías sí son necesarias porque el administrador necesita certeza de la confiabilidad en los mecanismos de participación y con referencia a la alternativa de las estaciones de trabajo esa es una alternativa que deberá valorar el respectivo administrador.

e. *"Numeral 4.6 Mecanismos de Contingencia:*

Comentario:

Literal b. segundo párrafo: Es importante aclarar, a qué se refiere con fallas en el Sistema de Información, que puedan ocasionar una suspensión parcial de la operación del sistema de subasta ¿el software?

Literal b. tercer párrafo: Es importante aclarar, ¿Cuál es el tiempo máximo que tiene el comprador cuyo sistema de información, software o estación de trabajo falló, para informar al subastador la demanda de cada uno de sus productos?".

Respuesta

El numeral 4.6 claramente indica que fallas en el sistema de información se refiere a fallas en las estaciones de trabajo.

Con referencia a los tiempos para informar de las fallas, en los reglamentos que establezca el administrador podrán estar esos detalles.

f. *"Numeral 5 Procedimiento de la Subasta:*

Comentario: Es importante que en este capítulo se indique claramente en qué momento se van a firmar los contratos".

Respuesta

Frente al comentario del numeral 5 se encuentra prudente indicar en el texto de la resolución que los participantes del mercado tendrán cinco (5) días hábiles para la suscripción de los contratos, de acuerdo con los resultados de la subasta.

g. *"Numeral 5.4 Participación de los vendedores:*

Comentario: vemos que no da margen de participación al vendedor durante la ejecución de la subasta, lo cual expone al mercado en general a la buena lectura y proyección que ejecuten los vendedores al momento de colocar sus productos.

Serla importante permitir reglas de actividad también para los vendedores, como por ejemplo, la disminución de cantidades de gas del(os) producto(s) que después de X rondas mantenga cantidades disponibles sin demanda, para ser llevadas al(os) producto(s) que se encuentre más demandado.

Se sugiere aclarar la definición de las variables OT de las tablas 1 y 2 y la OTf,s,d y a la OTf,s,t+1 ya que genera confusión.

Adicionalmente, sobre el tiempo dispuesto de 12 horas en el último párrafo de este numeral, consideramos que es poco tiempo para hacer cualquier corrección, por lo que se sugiere ampliar a 24 horas".

Respuesta

Frente la posibilidad de un diseño de subasta en donde participen dos puntas, en otras palabras, que los vendedores sean activos durante el transcurso de la subasta, se tiene que la misma no se considera adecuada, dadas las características del mercado.

Frente a las variables $OT_{f,s,t+i}$ y $O_{T_{f,s,d}}$no se entiende cuál es la posible confusión. A continuación se copian sus significados que están en el texto de la resolución.

"$OT_{f,s,t+i}$: Cantidad de gas natural de la fuente f que será ofrecida en la subasta por parte del vendedor s para el año $t+i$. Este valor se expresará en MBTUD".

"$O_{T_{f,s,d}}$: Cantidad de gas natural de la fuente f que será ofrecida en la subasta por parte del vendedor s a través de contratos T con duración d. Este valor se expresará en MBTUD".

Frente al periodo de 12 horas y la propuesta de ampliarlo a 24, ver la respuesta a la sección 2.9, numeral 5, literal d.

h. *"Numeral 5.5 Declaración de interés de los compradores:*

Comentario: En el primer párrafo línea 4 donde dice "combinaciones de productos desea adquirir: (CF,CFC)o (CF OCG)" no son combinaciones de productos sino de tipos de contrato. Para que sean productos es necesario que también definan duración y fuente".

Respuesta

Se acoge la sugerencia.

i. *"Numeral 5.12. Mecanismos de cubrimiento:*

Comentario: Adicional a los mecanismos de cubrimiento que definan los vendedores según lo establecido en el numeral 5.12, y dado que cada vendedor tiene sus políticas internas para aceptar que una compañía sea su cliente, es necesario que se consulten los requerimientos específicos de cada vendedor para que previamente se soliciten documentos a los compradores, de manera que sean estudiados y avalados antes de la subasta. (Ej. Políticas de prevención de lavado de Activos, revisión de facultades de representación legal, información de entidades avaladas por Ecopetrol para expedir garantías de cumplimiento, entre otros). Lo anterior, con el fin de evitar que una vez asignado el gas en el proceso de subasta, el contrato no se pueda suscribir de manera oportuna o no se pueda suscribir por aspectos puramente administrativos.

Literal 5.12.1: Se sugiere dejar claro en qué momento van a informar los detalles del instrumento fiduciario que funja como depositario de los mecanismos de cubrimiento, surgen inquietudes de si los mecanismos de cubrimiento aquí planteados también aplican para los vendedores, es decir, ¿que el vendedor debe constituir garantía para participar y garantía de cumplimiento de las asignaciones?".

Respuesta

Frente al comentario del numeral 5.12.1 se tiene que los lineamientos sobre mecanismos de cubrimiento se establecen en los numerales 5.4, 5.5 y 5.13 del anexo 5 de la resolución definitiva. Estos lineamientos hacen referencia a la participación de los vendedores y de los compradores.

Frente al comentario sobre otros requisitos que deben cumplir los compradores ver respuesta al comentario de la sección 2.9, numeral 5, literal a.

j. *"Numeral 6. Política de Información:*

Comentario: No tiene sentido que el precio de ejercicio de las OCG sea un promedio simple del mercado durante los últimos doce (12) meses. Se sugiere que sea el precio de cierre para la misma subasta de cada producto firme asociado, es decir, de cada fuente para 1 y 5 años.

Además, se requiere aclarar las siguientes inquietudes: i) ¿en qué momento cada Productor - Comercializador presenta las respectivas minutas de los contratos correspondientes a cada modalidad contractual bajo las cuales ofrecerá sus productos?, ii) ¿existirá o no un proceso de precalificación de los agentes compradores que participarán en la subasta? y iii) ¿cómo se garantiza que este proceso de precalificación cumpla con los estándares que tienen todas y cada una de las empresas productoras de gas respecto de los requisitos que deben cumplir los comparadores para ser clientes de los productores?".

Respuesta

Frente a los precios de las opciones de compra de gas, ver la respuesta a los comentarios de la sección 2.9, numeral 5, literal c y de la sección 2.9, numeral 1, literal a.

De otro lado, teniendo en cuenta los comentarios recibidos en relación con la necesidad de prever un plazo para la publicación de los contratos ofrecidos por los diferentes productores-comercializadores y de considerar criterios adicionales para la habilitación de los compradores, en la resolución definitiva se adoptaron medidas al respecto.

7. **Efigas, Gases de Occidente y Surtigas**

a. *"Para efectos de que el regulador garantice el éxito de la subasta, sería deseable que se realizaran talleres con modelos en los cuales los agentes puedan familiarizarse con las reglas de la subasta, y al mismo tiempo con la forma como debe prepararse considerando los diferentes puntos de vista.*

En ese sentido, es importante que el regulador o bien organice o participe en los talleres que se realicen, para efectos de aclarar el reglamento de la subasta contenido en este anexo, y al mismo tiempo para que el regulador pueda evaluar la necesidad de implementar modificaciones o aclaraciones que puedan resultar de la práctica de implementación de los talleres mencionados".

Respuesta

En primer lugar se debe recordar que los detalles de la subasta han sido expuestos ampliamente por la Comisión y por los asesores que la apoyaron en su diseño.

Adicionalmente, en el numeral 4 del anexo 2 de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se señala que entre las responsabilidades del administrador de la subasta está la de ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subasta a los compradores y vendedores a que hacen referencia los artículos 15 y 16 del proyecto de resolución.

Respecto al comentario de modificaciones o aclaraciones que puedan resultar de la implementación, se indica que si la Comisión advierte la necesidad de algún ajuste, se procederá oportunamente.

b. *"... en lo que tiene que ver con el diseño mismo en la subasta, si bien entendemos las razones por las cuales se involucra la regla de racionamiento, es importante que el regulador tenga en cuenta que la aplicación de esta regla implicaría que la demanda tuviera que eventualmente, aceptar precios que pudieran corresponder a aquellos que cierta parte de la demanda pudiera no aceptar o pagar.*

   En ese sentido, el comprador se quedaría atrapado en un contrato de gas, a un precio que no corresponde al que está dispuesto a pagar el usuario final, generando un riesgo que pudiera ser resuelto, si el regulador involucra una regla en la cual se tome el último precio de oferta; es decir, que en el evento de que la demanda se disminuya por debajo de la última oferta, el administrador de la subasta deberá considerar entonces el precio de la penúltima ronda.

   Esta regla, tendría sustento si se tiene en consideración que si la respuesta de la demanda frente a un precio de ronda fue la disminución radical de las cantidades a comprar, implica que el precio de la ronda fue exageradamente alto, y que por tanto el subastador falló en la determinación del mismo.

   Esta regla permitiría sustituir la regla de racionamiento, y balancearía la ventaja que tiene la oferta de poner un precio de reserva".

Respuesta

Se entiende que en el comentario se llama regla de racionamiento lo que en la propuesta está clasificado dentro de las reglas de actividad como regla de exceso de oferta. Esta es una regla de comportamiento que todos conocen antes de la subasta. Así, las posiciones que asume cada comprador están en función, entre otros aspectos, de su disponibilidad a pagar, de su aversión al riesgo y de la estrategia de portafolio que cada uno tiene.

A partir del análisis de la asignación de cantidades bajo la denominada regla de exceso de oferta se acoge el comentario de que no es conveniente que un comprador quede con cantidades asignadas y sea obligado a pagar precios para los cuales no tiene disposición a pagar. En este sentido se complementa la regla de exceso de oferta de tal manera que los compradores quedarían asignados a precios para los cuales manifestaron disposición a pagar.

En el mismo comentario se asevera que si frente a un precio de cierre de una ronda hay retiros importantes de demanda ello quiere decir que el subastador falló en la determinación del mismo. Al respecto se indica que no necesariamente ese eventual comportamiento se traduce en un fallo del nivel de precios que determinó el subastador para la ronda. Entre otras

razones porque se trata de una subasta simultánea en donde los compradores pueden competir, de acuerdo con las reglas de la subasta, por todos los productos y trasladar demanda de un producto a otro.

c. *"¿La CREG ha analizado que los **precios eficientes** para el Productor podrán ser ineficientes para el cliente o tipo de mercado?".*

Respuesta

Frente a este comentario se aclara que los precios que resulten de la subasta son los precios a los que la demanda se iguala con la oferta. En caso de que la oferta sea mayor que la demanda en la ronda cero se tiene que la demanda que compre el producto lo hará de acuerdo con sus disponibilidades de pago. Así las cosas, no resulta claro el comentario de Efigas, Gases de Occidente y Surtigas.

d. *"¿Han analizado subasta por grupos de clientes (térmicos o distribuidores) o mercados (regulado y no regulado)?"*

Respuesta

Realizar una subasta por cada tipo de cliente sería equivalente a segmentar el mercado para discriminar precios por tipos de clientes. La Comisión no encuentra razonable esta respuesta, como se desprende de lo dicho en respuesta al comentario de la sección 2.9, numeral 3, literal c.

e. *"Dentro del texto del numeral en mención*(numeral 5.4 del anexo 2 [sic]), *se señala que los vendedores dentro de los cuatro (4) días hábiles anteriores a la subasta declararán la Producción Total Disponible Para Vender En Firme (PDTVF), la cual de acuerdo con el Decreto 2100 de 2011, los productores la deben declarar anualmente cada 31 de marzo; siendo así las cosas se pregunta lo siguiente:*

¿Cuál es la diferencia entre la declaración contenida en el decreto frente al ministerio, y la declaración contenida en la resolución frente al gestor?.

En cualquier caso, el plazo de cuatro días hábiles pareciera demasiado corto, para que se cumplan los requisitos establecidos por el regulador".

Respuesta

La PTDVF es la cantidad de la PTDV (concepto definido en el Decreto 2100 de 2011) que los productores-comercializadores están dispuestos a vender en firme. En otras palabras, la PTDVF siempre será menor igual a la PTDV.

Frente a los cuatro días hábiles anteriores a la fecha de la subasta para la declaración de la PTDVF se encuentra pertinente ajustar esa disposición a diez (10) días hábiles antes de la fecha de la subasta.

f. *"Frente al precio de reserva, y considerando las implicaciones que este pueda tener en el evento en que se hiciera un mal uso de la atribución que le concede el regulador, se solicita que el regulador incluya una potestad de solicitar la revisión de los precios de reserva declarados, de manera que por lo menos exista una norma que disuada comportamientos oportunistas".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección sección 2.9, numeral 4.

g. *"Teniendo en cuenta que los compradores representaremos a los clientes no regulados, consideramos que para presentar las solicitudes de compra es relevante conocer con anticipación los precios de reserva de cada producto. Por lo menos, el mínimo y máximo valor de reserva y las cantidades globales por cada producto".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección sección 2.9, numeral 4.

h. *"... nos parece muy corto el tiempo para el reporte de información".*

Respuesta

Efigas, Gases de Occidente y Surtigas se limitan a comentar que el tiempo para el reporte de información es muy corto, pero no exponen las razones en las que basan su comentario ni presentan una sugerencia que se pueda estudiar como alternativa. Al respecto la Comisión señala que encuentra suficiente el plazo planteado.

i. *"Adicionalmente tenemos las siguientes inquietudes:*

¿Los tipos de compradores (A y B) son excluyentes, es decir, un mismo agente puede ser comprador A y comprador B?.

En la presentación de la CREG se indica "y/o", no obstante en la resolución se dice "y", ¿Cuál de las dos es la correcta?.

En la tabla 3, aparece como si se pudiera solicitar cantidades diferentes para cada año, ¿El proceso de subasta se hará para cada año?

¿Es posible que el precio de inicio del subastador en la ronda cero sea superior al precio de reserva mínimo de los productores? O debe ser como máximo el mínimo precio de reserva reportado para el mismo producto, podría especificarse así?".

Respuesta

Los tipos de compradores (A o B) efectivamente son excluyentes durante cada subasta. Es decir, lo compradores deben señalar en cuál de los dos grupos se ubicarán y en el proceso de subasta no podrán modificar el tipo informado.

En materia de la periodicidad de las subastas se indica que de acuerdo con los análisis que se hicieron se encontró como señal pertinente que las subastas se realicen cuando físicamente se advierta un déficit en el suministro de gas natural.

Frente al precio de reserva se indica que de acuerdo con en el mecanismo previsto el subastador revelará la curva de oferta y la subasta iniciará con el precio de reserva más bajo de cada producto, en caso de que haya dos o más productores-comercializadores en el mismo campo.

j. *"Sería deseable que la demanda pudiera conocer el precio de reserva previo a la subasta y no una vez se abra en la ronda cero, ya que la demanda puede acortarse porque no es competitivo el gas".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección sección 2.9, numeral 4.

k. *"No compartimos que la subasta deba cerrarse cuando no hay exceso de demanda en todos los productos, ya que los productos no necesariamente son sustitutos y se pudiera estar elevando el precio de un producto específico al mantenerlo en más rondas".*

Respuesta

La condición de cierre de la subasta cuando desaparecen los excesos de demanda en todos los productos es necesaria porque sólo en ese momento todas las curvas de oferta se cruzarán con las de demanda.

l. *"Es importante aclarar, si los productores podrán cambiar su oferta de un producto a otro durante el proceso de subasta, ya que en el taller se entendió así, aunque en la presentación publicada se cambió esta diapositiva".*

Respuesta

Es preciso aclarar que los vendedores no podrán cambiar su oferta de un producto a otro durante la subasta. Los vendedores, una vez inicia la subasta, tendrán un rol pasivo. Esto es, solamente los compradores (la demanda) tienen posiciones activas en el sentido de tomar decisiones según los precios en las rondas que va revelando el subastador, obviamente dentro de las reglas de la subasta. Si se entendió de otra manera durante los múltiples talleres realizados por la CREG para socializar la propuesta regulatoria, debe decirse que se entendió mal la propuesta.

m. *"... quisiéramos proponer que la subasta involucre diferentes tipos de demanda, por lo menos para hacer una diferenciación entre los usuarios regulados y los no regulados, para efectos de que el precio pueda revelar la elasticidad precio de la demanda".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.9, numeral 3, literal c.

8. Energía eficiente S.A. E.S.P

"5. Procedimiento de la subasta. 5.8 Reglas de la actividad. Inciso 2)
La restricción al retiro de la subasta hacia al comprador, en caso tal que el precio de bolsa supere su precio límite de disposición a comprar, es una situación inusual y de alto riesgo para el comprador y mercado en general. Esta restricción se asemeja a plantear que al vendedor se le obligue a vender por debajo de su precio de reserva.
Se invita al regulador a reconsiderar seriamente esta postura".

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.9, numeral 7, literal b.

9. Emgesa

a. *"En relación con el diseño de las subastas, sugerimos contemplar procedimientos para casos especiales de la subasta tales como: oferta insuficiente o competencia insuficiente".*

Respuesta

En la ronda cero de la subasta se comparará la oferta y la demanda de cada producto, al respectivo precio de reserva. Así, si hay oferta insuficiente, esto es, exceso de demanda, se realizarán rondas adicionales con precios más altos, hasta que la oferta y demanda se igualen. Lo anterior resulta consecuente con la información de escasez que refleja un precio.

De otro lado, no es claro a qué se refiere Emgesa como "competencia insuficiente". Si se trata de una condición en que hay exceso de oferta o que hay pocos participantes del mercado demandando gas en la subasta, se debe decir que cuando los productores libremente fijan los precios de reserva, estos deberán estar alineados con sus expectativas de ingresos, y así, si la oferta resulta mayor que la demanda, la asignación deberá hacerse a los precios de reserva que establecieron los vendedores.

En los anteriores términos se entiende que el comentario de Emgesa sobre oferta insuficiente o competencia insuficiente ya está contemplado en el diseño de la subasta.

b. *"De forma complementaria con el desarrollo de esta propuesta de Mercado Mayorista de Gas, sugerimos, en relación con el transporte de gas, ampliar el esquema de coordinación de manera tal que se garantice el cumplimiento de los compromisos, bajo un esquema sostenible en el largo plazo de dicha actividad, incorporando las limitaciones físicas que actualmente existen y las señales e incentivos económicos para eliminarlas".*

Respuesta

No es claro el problema planteado por Emgesa, como tampoco lo es su sugerencia frente al mismo.

No obstante lo anterior, respecto a la coordinación entre el suministro y el transporte de gas natural se espera que las medidas propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012, tendientes a reglar aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, contribuyan a aumentar la liquidez del mercado primario y del mercado secundario, y por tanto a facilitar la coordinación en la adquisición del suministro y del transporte de este combustible.

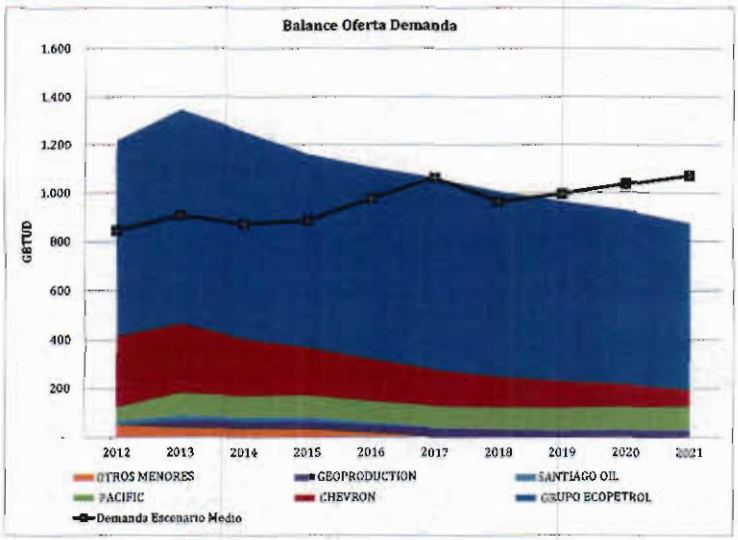
Por otra parte, en la decisión que la Comisión está adoptando se acogió el diseño de un mecanismo para la capacidad excedentaria de transporte de úselo o véndalo de largo plazo. Se prevé que esa herramienta contribuirá a la coordinación entre el suministro y el transporte.

10. Inversiones de Gases de Colombia S.A.

a. ***"Regulación del Precio de Reserva***

En el estudio contratado por la CREG con el profesor David Harbord, se propone que el precio de reserva del productor dominante sea regulado. Como ejemplo, tomó el precio regulado de Guajira (P) y propuso el Precio de Reserva Regulado para el productor dominante como una función α P, donde el componente α de dicho precio sería inferior a uno ($\alpha \leq 1$).

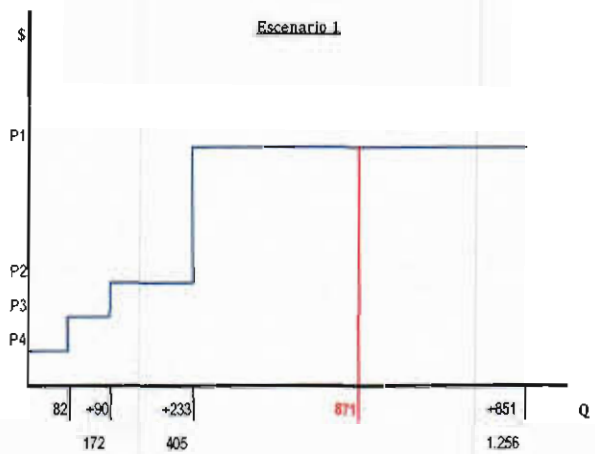
Para ilustrar las situaciones, que se podrían dar en la formación de precios en una subasta con el diseño que se propone, sin la existencia de precio de reserva regulado para el productor dominante, se presenta a continuación el Balance Oferta – Demanda del mercado nacional, con la información de la declaración de producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 12-4219 de 2012 y el escenario medio de demanda proyectado por la UPME.



Tal como se mencionó en la primera sección de este documento, actualmente el mercado se encuentra altamente concentrado, siendo Ecopetrol y sus compañías filiales las productoras que manejan la mayor proporción de la oferta. Con base en esta información se puede pronosticar que, el cierre de subasta no ocurrirá hasta que se agreguen a la curva de oferta, las cantidades ofrecidas por el productor dominante.

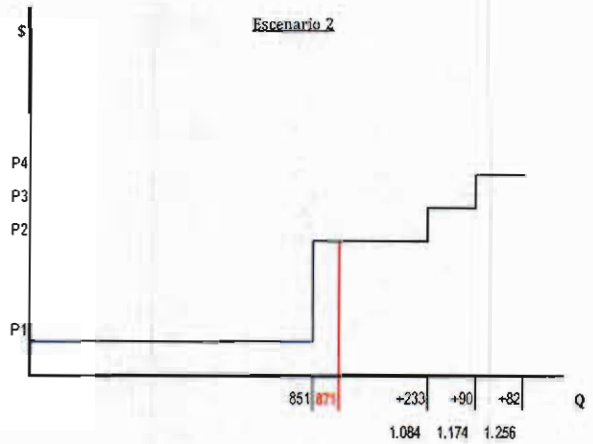
Tomando como ejemplo la situación del año 2014, en donde la Oferta alcanza los 1.255 GBTUD y la demanda estaría alrededor de 870 GBTUD, se presentan a continuación dos escenarios posibles.

Productor	Oferta (GBTUD)
P1 = GRUPO ECOPETROL	851
P2 =CHEVRON	233
P3 =PACIFIC	90
P4 =OTROS MENORES	82
TOTAL	1.255



En este caso se observa claramente como, si el productor dominante quisiera, podría imponer el precio mínimo de cierre de la subasta, pues así existan productores dispuestos a vender a un precio inferior, la demanda en 871 GBTUD, obligaría la entrada de la oferta de gas con precio igual a P1.

En un escenario opuesto, Ecopetrol como productor dominante también tendría la capacidad de restringir la venta del producto a los otros participantes de mercado y colocar prioritariamente el total de su producción.



Esta última situación, es extremadamente perjudicial por cuanto, no sólo se estarían distorsionando los precios del mercado, sino que adicionalmente desincentiva completamente el ingreso de nuevos oferentes al mercado.
Dado que la resolución emitida por la Comisión no prevé la regulación del precio de reserva, el mecanismo de subasta propuesto no permitirá una formación eficiente de precios, sino que estos estarán arbitrados por la decisión que tome el productor dominante".

Respuesta

Se sugiere ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

b. ***"Libre determinación de cantidades ofertadas en diferentes productos***

El reglamento de la subasta propone, que la producción total disponible para la venta firme – PTDVF - de un productor, debe ser menor o igual que la producción total disponible para la venta – PTDV - declarada al Ministerio de Minas y Energía; adicionalmente, el productor fracciona libremente la cantidad total que se ofrece en la subasta, entre los diferentes tipos de contratos (o productos).

La total libertad en la determinación de cantidades totales y cantidades en cada producto, tiene a nuestro juicio dos grandes riesgos. De un lado, podría llevar a situaciones de desabastecimiento comercial, como la que padeció la industria en tiempos recientes, no obstante existir la capacidad de producción y las reservas requeridas para abastecer la demanda interna. Y de otro lado; cantidades ofertadas en los diferentes productos que no se ajusten a las necesidades reales del mercado, permitirían la captura del excedente del consumidor, particularmente por parte del productor dominante.

La captura del excedente del consumidor, es especialmente riesgosa para la demanda residencial, que como bien es conocido por la Comisión, continúa obligada a contratarse bajo cualquier condición de precio.

Dado que finalmente, el producto ofrecido en la subasta corresponde en su totalidad a un gas que se entrega en condiciones de firmeza, consideramos que la Comisión debe prever algún mecanismo regulatorio mediante el cual se prevengan las situaciones anteriormente descritas.

Las alternativas en este sentido son varias; reglas como tope mínimo de PTDV declarada que debe ser ofrecida en la subasta por parte Ecopetrol y sus filiales; reglas de asignación de cantidades a los diferentes productos en concordancia con los requerimientos de la demanda; o traslado de exceso de oferta de un producto hacia los productos con exceso de demanda en el transcurso de la subasta.

- *De otro lado, para evitar el arbitramento de precios, es absolutamente esencial, que la resolución sea explícita en cuanto a la restricción de venta de producto por fuera del mecanismo de subasta, aún con posterioridad a su finalización y aún sobre los excedentes de oferta de la misma.*

Por último, y en concordancia con todo lo anteriormente expuesto, respetuosamente solicitamos a la Comisión, evaluar las inquietudes que hemos planteado a lo largo de esta comunicación e incluir en la resolución definitiva las normas acordes con las siguientes consideraciones:

- *La regulación del mercado mayorista de gas natural, debe reflejar la situación diferencial de los agentes en el mercado tal como lo prevé el Art.74.1, literal a, de la Ley 142 de 1994.*

- *Es necesario incentivar la participación de nueva oferta potencial y dar señales para la entrada de nuevos agentes que dinamicen el mercado, dando la señal de precio libre a terceros productores diferentes del Grupo Ecopetrol.*

- *De acuerdo con el numeral 3 del artículo 88 de la Ley 142 de 1994, las empresas sólo tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores y es deber de la CREG determinar cuándo se dan estas condiciones".*

Respuesta

Frente a la solicitud de establecer en la regulación unas cantidades mínimas a cada productor-comercializador para que las venda a través de contratos firmes y con los mecanismos que se indican en la propuesta en consulta, esta Comisión indica que de acuerdo con lo que han manifestado los productores-comercializadores a ellos se le califica por la capacidad de monetizar reservas y los contratos firmes son más atractivos que los contratos con interrupciones. En otras palabras, de acuerdo con la propuesta en consulta, salvo las excepciones previstas, si un productor-comercializador declara en cero la PTDVF la única alternativa que tendría para vender el gas natural sería a través de contratos con interrupciones de un mes de duración.

Frente a la petición de restringir la venta de productos por fuera del mecanismo de subasta se indica que en la propuesta en consulta hay unas señales muy claras sobre los mecanismos y procedimiento que pueden ser empleados para negociar la compraventa de gas natural en el mercado mayorista de gas natural.

11. Gas Natural

"El mecanismo de regular precios de reserva de las subastas, para mitigar el posible poder de mercado y reducir la posibilidad de que los productores maximicen rentas a través de la oportunidad que proporciona la subasta en un posible escenario de escasez de oferta, no fue incluido en la propuesta".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

12. Grandes consumidores de gas natural

a. *"Así como lo hacen los Productores comercializadores en sus declaraciones de producción, todos los comercializadores antes del proceso transaccional que se defina deben de declarar que demanda que están representando (Tipo de usuario, cantidad esperada de consumo y localización del consumo). Esta declaración va impedir que se dupliquen demandas y que se presenten acaparamientos de gas por parte de ellos. Igualmente, debe de generar previo el análisis de flujos correspondiente por el SNT, que si el citado comercializador cuenta con la capacidad de transporte para un tramo específico superior a sus necesidades, lo debe de poner a disposición del mercado. (Antes de entrar al proceso transaccional que se defina) para evitar que abuse de su posición, fruto de contrataciones de transporte superiores a sus necesidades.*

La apertura al anterior esquema ya la dio la CREG en el del Artículo 1º de la Resolución 170 de 2011, en donde se definieron las condiciones bajo las cuales los agentes con capacidad de transporte excedentaria permitan el uso de esa capacidad por parte de los agentes habilitados para participar en las operaciones del mercado primario bien sea en los casos de negociaciones bilaterales o subastas, y que a su vez no cuenten con capacidad de transporte suficiente para el gas obtenido".

Respuesta

En relación con la propuesta de que los compradores declaren la demanda que representan en la subasta se sugiere ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal f. Ahora bien, en lo concerniente a la capacidad de transporte contratada y no utilizada en el largo plazo ver el anexo 1 del presente documento.

b. *"Regular el precio de reserva del Productor Comercializador para evitar posición dominante por parte de ellos.*

Para ello se propone que la CREG se reserve la facultad de intervenir en la determinación de los Precios de Reserva de los diferentes campos si a juicio de la Comisión los precios declarados por los diferentes productores comercializadores reflejan una situación no competitiva y con tendencia a acercarse al precio del gas importado que sería el recurso de mayor valor. Con esta medida se busca proteger a la demanda de Precios de Reserva que puedan ser fijados por los Productores Comercializadores considerando el mínimo número de productores-comercializadores que participan en el mercado".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.5.4, numeral 2, literal c.

13. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

a. *"Eliminación de exceso de demanda. La intención de implementar, dentro del mecanismo de subasta de reloj ascendente, el objetivo de que el exceso de demanda se elimine a través de la gestión Subastador, generando incrementos en el precio ocasiona incertidumbre respecto a cuáles serían los parámetros que regirían y que definirían en qué magnitudes se incrementarían los valores por ronda. Lo anterior se identifica como un gran riesgo para la demanda la cual estaría sujeta a un mecanismo que no puede ser previsible y, en el cual, no se tiene certeza*

sobre si se puede presentar un incremento indiscriminado en los productos, especialmente para la última ronda de cierre".

Respuesta

Ver respuestas dadas en atención a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 25, literal e, y de la sección 2.9, numeral 7, literal b.

b. *"Teniendo en cuenta que dentro de las propuestas de Naturgas se prevé la realización de subastas, opinamos que se genera mayor tranquilidad para la CREG y los agentes, si se realiza un taller de simulación. Es importante anotar que la propuesta de la CREG propone una regulación con un horizonte de cinco años, lo cual deriva impactos económicos para la oferta y la demanda. Uno de las obligaciones de la CREG es realizar estudios de impacto regulatorio, lo cual no necesariamente se puede hacer ex post sino ex ante de la aplicación normativa, según la dimensión del proceso y, con mayor razón, si es posible hacerlo para mitigar y corregir los posibles errores que podrían producirse".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario de la sección 2.9, numeral 2, literal a.

14. Promigas

"... es importante tener en cuenta que los cambios propuestos, respecto de la forma como operan los mercados y de la forma como se implementa la regulación de comportamiento en la Resolución 113, son fuertes. Es así que se requieren de espacios que permitan que los mercados se adapten a las reglas, y que en la medida en que se va construyendo la confianza en el nuevo modelo, se permitan soluciones intermedias para casos específicos que de otra manera no tendrían acceso al gas natural. En ese sentido, es indispensable que el Regulador realice y participe en talleres donde se simulen los mecanismos involucrados, de manera que los agentes sepan cuáles son sus roles, y al mismo tiempo, que el Regulador tenga la oportunidad de evaluar si hay aspectos del borrador que requieran ser modificados. El acompañamiento del Regulador en este tipo de ejercicios prácticos es vital para poder entender el funcionamiento de los esquemas propuestos, y en general, para que se puedan detectar a tiempo los posibles vacíos regulatorios respecto de las diferentes figuras a implementar.

En ese sentido, Promigas está más que dispuesto a colaborar con este propósito a través de CONCENTRA, para diseñar el modelo que permita la implementación de las subastas tanto del mercado primario como del mercado 'úselo o véndalo', para el mercado de corto plazo".

Respuesta

Los pormenores de los mecanismos y procedimientos de comercialización propuestos han sido expuestos en detalle por la Comisión y por los asesores que la apoyaron en su diseño. En este sentido no se ha previsto la realización de nuevos talleres sobre la materia por parte de la Comisión.

Ahora bien, con respecto al comentario transcrito la Comisión entiende los argumentos expuestos y considera que Promigas, sus filiales, o cualquier otra empresa en la que tenga participación accionaria, así como cualquier otro participante del mercado interesado, están en libertad de analizar y realizar las simulaciones de operación del mercado que consideren pertinentes y si así lo consideran, plantear alternativas o sugerencias a la Comisión para su análisis. Es deber de la Comisión analizar y dar respuesta a las solicitudes de las empresas que regula, así como de cualquier ciudadano.

15. Termobarranquilla

"Estamos de acuerdo en la formación de subastas para el desarrollo de contratos entre los productores y comercializadores y/o agentes habilitados para ello, puesto que el escenario de que la oferta supere a la demanda y sin existencia de la subasta, se podrían pactar negociaciones bilaterales que conducirían a formación de precios poco eficientes para unos agentes, mientras que otros con poder de negociación más alto obtendrían mejores precios. Sin embargo, se propone de quedar excedentes en la oferta durante una subasta, es decir oferta no adjudicada, se permita la negociación bilateral entre vendedores y cualquier tipo de comprador a partir del precio de cierre de la última subasta realizada.

Esto permitirá a algunos agentes de la demanda que no tuvieron éxito en la subasta, el poder obtener gas para sus requerimientos de consumo y/o comercialización.

No existe una relación análoga entre la realización de la subasta de gas natural y el procedimiento de asignación de OEF para la vigencia 2014 – 2015, ya que la primera subasta se estima para el mes de marzo de 2013, sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG – 055 de 2012 la entrega de contratos de combustibles para respaldar la vigencia de las Obligaciones OEF 2013-2014 y 2014 – 2015 es el 28 de febrero de 2013. Por lo tanto, sugerimos:

a) Postergar la fecha de la entrega de estos contratos a fecha posterior a la realización de esta subasta.
b)Incluir en los productos de la primera subasta, los productos propuestos con vigencias anuales hasta noviembre de 2016, para facilitar los agentes térmicos la contratación del gas restante para respaldar las vigencias de cargo por confiabilidad 2013-2014, 2014-2015 y 2015-2016, ya que algunos han podido acceder a parte del gas requerido adquiriéndolo de campos menores".

Respuesta

En relación con la propuesta de que se permita la negociación de posibles excedentes tras el cierre de la subasta, ver las respuestas a los comentarios de la sección 2.5.4, numeral 3, literal b y de la sección 2.5.4, numeral 14, literal a.

Frente a la regulación que disponía la presentación de los contratos de gas natural para la asignación de OEF para la vigencia 2014 – 2015 el pasado 28 de febrero de 2013 se debe mencionar que la misma fue modificada mediante la Resolución CREG 005 de 2013.

En lo que respecta a la modificación de los productos que se ofrecerían en la primera subasta se sugiere ver la respuesta al comentario de la sección 2.9, numeral 3, literal a.

16. Termoemcali

a. *"Teniendo en cuenta que las primeras subastas de gas natural se realizarían hacia finales del mes de marzo de 2013, solicitamos a la Comisión modificar la fecha que está actualmente prevista para que los generadores reporten los contratos de suministro y transporte del combustible para respaldar las obligaciones de energía firme de la vigencia 2013-2014 y 2014-2015, de tal manera que se sincronicen los tiempos y se pueda tener claridad sobre la alternativa de suministro de gas natural local para los agentes térmicos".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario anterior.

b. *"**Coordinación contratación gas y transporte (Artículo 47)***

El esquema de subastas únicas de suministro de gas natural que agregan la oferta de todos los campos de producción del país puede generar en la práctica limitaciones al nivel de liquidez que se busca con la propuesta regulatoria. Estas limitaciones provienen de la complejidad que implica la coordinación de la contratación del suministro y el transporte, en la medida que la segunda se realiza a través de negociaciones bilaterales entre remitentes y transportadores, lo cual dificulta que en la práctica un comprador tenga los elementos suficientes para que durante la subasta de suministro, pueda tomar la decisión de cambiarse a otros productos de otros campos desde los cuales no tiene transporte contratado.

La Comisión aborda esta situación a través de la publicación de la información de contratación de los agentes, sin embargo, aún así persistiría el riesgo durante la subasta y es difícil tomar una decisión de compra si un agente no tiene definido el esquema de transporte.

Por lo tanto, sugerimos que las subastas si bien deberían realizarse en las mismas fechas, podrían lograrse mejores resultados si se hacen de manera independiente según la fuente de producción en la medida que son más sencillas y no enfrentan el problema de coordinación con el transporte".

Respuesta

Frente al comentario sobre la coordinación de la contratación del suministro y el transporte se reitera la respuesta dada sobre este aspecto en atención al comentario de la sección 2.2, numeral 1, literal a. Adicionalmente, en la resolución definitiva se incluye el proceso úselo o véndalo de largo plazo como mecanismo para mejorar la coordinación entre suministro y transporte. En el anexo 1 se describe este proceso.

Por lo anterior no se considera conveniente la realización de múltiples subastas, ya que con esto no se mejoraría el problema de coordinación de la contratación entre el suministro y el transporte, y en cambio se distorsionan los precios del gas al restringir a los compradores la posibilidad de comparar y decidir entre productos de diferentes fuentes de producción.

2.10. Anexo 3. Reglamento de las subastas úselo o véndalo

1. ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

a. *"Los plazos del proceso "úselo o véndalo" previstos en el artículo 43 y 44 del Proyecto de Resolución, contienen una serie de horas determinadas para realizar todas las acciones que se requieren para el perfeccionamiento de los contratos bajo dicho mecanismo. Sin embargo, al revisar con detalle las horas que se plantean para cada acción del proceso, consideramos que el lapso de tiempo resulta muy corto para que este proceso resulte exitoso. De igual forma, consideramos que al contar con plazos de tiempo tan cortos no facilitan la suscripción de contratos por medio de este mecanismo.*

Al tomar en consideración la importancia de cumplir todo el procedimiento propuesto para el proceso "úselo o véndalo" que propone el Proyecto de Resolución, creemos que debe realizarse un ajuste a los tiempos o las etapas del proceso de forma que las transferencias de gas del mercado secundario y de corto plazo puedan realizarse satisfactoriamente".

Respuesta

Debe tomarse en consideración que los procesos úselo o véndalo han sido previstos dentro del ciclo de nominación establecido en el RUT, materia que no es objeto de consulta en esta propuesta regulatoria.

De otro lado, como lo señala la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012, el gestor del mercado definirá el medio y los formatos para el reporte de la información requerida para la ejecución de los procesos úselo o véndalo. Se espera que el uso de herramientas de informática y la homogeneización de los formatos de reporte de información permitan el cumplimiento de los cronogramas establecidos para los procesos úselo o véndalo.

En todo caso, como complemento de esta respuesta favor remitirse a la respuesta al comentario del literal a del numeral 6 de la sección 2.6.4 del presente documento, en el que se definen modificaciones a los tiempos de los procesos úselo o véndalo de corto plazo.

b. *"En el artículo 44 del Proyecto de Resolución encontramos una serie de consideraciones operativas del proceso "úselo o véndalo" que indica la necesidad de aceptación de las renominaciones de suministro y de capacidad de transporte de gas cuando éstas no afectan las cantidades de gas asignadas. Sin embargo, no existe claridad respecto de la forma en que se realizará la renominación en este mercado y en el mercado primario.*

   Dicho lo anterior, es necesario implementar un instrumento que permita prestar especial atención a la forma en que se realizará la renominación, así como al método que se utilizará para armonizar las renominaciones del mercado primario en firme, ya que eliminarlos de plano no resuelve el problema que en el día a día se presenta y por lo cual se ha implementado exitosamente la figura de la renominación. Adicionalmente se elimina la posibilidad para los compradores de este mercado de coordinar suministro y transporte".

Respuesta

Los procesos úselo o véndalo han sido previstos dentro del ciclo de nominación establecido en el RUT y en ese sentido no se ha previsto ninguna modificación en los procedimientos de renominaciones. Aunque el asunto no es objeto de esta resolución, de requerirse alguna modificación la Comisión estará atenta a recibir propuestas de la ACP y solicitar el análisis respectivo al CNO Gas.

c. *De acuerdo con lo previsto en los artículos 43 y 44 del Proyecto de Resolución respecto del mecanismo de comercialización "úselo o véndalo", encontramos que existen varios interrogantes en su implementación, por ejemplo no es claro qué sucede en (i) los casos en que no se entreguen las garantías necesarias, (ii) los casos en que la partes no logren acordar todas las condiciones de la transacción, (iii) los casos en que el comprador no tome el gas que ha comprado por medio de este mecanismo, teniendo en cuenta que esto generaría un desbalance que debería ser asumido por el comprador del proceso y (iv) si no se comercializa el gas y este se encuentra disponible*

   En este sentido, proponemos que dicho proceso sea ajustado a la realidad operativa del mismo, toda vez que no solo el tiempo de la transacción es demasiado corto para todas las condiciones de entrega del gas, incluyendo la minuta del contrato, sino además los pasos de ejecución de dicho proceso no son suficientemente claros. Adicionalmente se sugiere implementar un proceso de habilitación de todos los agentes, compradores y vendedores, que participaran en este mercado.

En relación con las variaciones de entrada y salida vale la pena mencionar que debido a que no existe control operativo por parte de los productores frente a las desviaciones que se presentan entre los transportadores y sus remitentes, no debería aplicarse compensación alguna por parte de los productores hacia los remitentes. Sobre este punto se propone reconocer la existencia y operación de los acuerdos operativos de balance vigentes entre productores y transportadores, que se desarrollaron a partir de lo establecido en el RUT para el manejo de desviaciones y que han demostrado un adecuado manejo y respuesta al mercado de estas diferencias entre nominaciones y entregas".

Respuesta

En caso de que no se entreguen las garantías necesarias o las partes no logren acordar todas las condiciones de la transacción, no habrá transacción. No se observa la necesidad de señalar esto en forma expresa en la regulación, por cuanto es claro. Ahora bien, si lo anterior lleva a la disponibilidad de gas natural o de capacidad de transporte durante el día de gas, los titulares de los derechos correspondientes podrán comercializar dichas cantidades durante el día de gas, a través de productos intradiarios. Se debe destacar que esta situación debe ser indiferente para un productor-comercializador, pues el gas natural no nominado ha debido ser pagado por el titular de su derecho. Cosa similar ocurre con el transportador, pues el titular de la capacidad no nominada debe haber pagado los cargos fijos pactados en el contrato.

Con respecto a si el comprador no toma el gas que ha comprado por medio del mecanismo úselo o véndalo causando una variación de salida en el sistema de transporte, favor remitirse a la respuesta del comentario del literal e del numeral 4 de la sección 2.10 del presente documento.

Con respecto a las variaciones de entrada ver la respuesta al comentario de la sección 2.6.4, numeral 6, literal c.

d. *"Consideramos de vital importancia que la CREG permita que se desarrollen talleres de simulación de los mecanismos de subastas y del proceso de úselo o véndalo, bajo diferentes escenarios que se ajusten a la realidad del día a día del mercado y permitan ajustar el Proyecto de Resolución donde se requiera".* Subrayas fuera del texto original.

Respuesta

Los pormenores de los procesos úselo o véndalo han sido expuestos en detalle por la Comisión y por los asesores que la apoyaron en su diseño. En este sentido no se ha previsto la realización de nuevos talleres sobre la materia por parte de la Comisión.

Ahora bien, si a partir de las negociaciones que se den mediante el uso de estos mecanismos se encuentra la necesidad de ajustar la regulación sobre la materia, la Comisión estará presta a realizarlos de manera oportuna.

2. CNO Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

a. *"Se sugiere a la Comisión realizar simulaciones del funcionamiento de los mercados proyectados, especialmente para el mercado de corto plazo, con el objeto de validar el correcto funcionamiento del diseño propuesto por la CREG".*

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario inmediatamente anterior de la ACP.

b. *"Teniendo en cuenta que el mercado de corto plazo, específicamente el proceso úselo o véndalo, se desarrolla horas antes de iniciar el Día de Gas, se recomienda que por sus exigencias de tipo operativo tenga un tratamiento especial dentro de los mercados propuestos por la CREG. En particular, presentamos los siguientes comentarios sobre este mercado:*

- *Como se muestra en la siguiente imagen, la realización del proceso úselo o véndalo prácticamente es simultánea con los ciclos actuales de nominación de suministro y transporte lo cual no permite a productores y transportadores tiempos suficientes para incorporar los resultados del cierre del mercado del mercado de corto plazo en la operación del Dia de Gas siguiente. Lo anterior se debe a que en el momento del cierre del mercado de corto plazo prácticamente ya se han elaborado los programas de suministro y transporte para el próximo Día de Gas, sin incluir las operaciones de corto plazo.*

- *Por lo anterior, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural analizará esta situación con el objeto de recomendar a la CREG la necesidad y factibilidad de efectuar ajustes a los ciclos de nominación de suministro y transporte vigentes".*

Respuesta

De acuerdo con los comentarios transcritos, la Comisión estará atenta a las recomendaciones que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural pueda efectuar respecto a los ciclos de nominación y analizará su viabilidad y conveniencia. No obstante, se aclara que los tiempos del proceso úselo o véndalo están adecuados al ciclo de nominación actual de modo que la culminación de estos están de acuerdo con la confirmación de nominación que actualmente los remitentes deben hacer al productor y/o transportador respectivamente. Así, los productores y transportadores estarán en capacidad de incluir las operaciones de corto plazo ya que el programa de suministro termina a las 19:50 (una hora después del cierre del proceso úselo o véndalo) y el de transporte igualmente realiza la coordinación de los programas entre CPCs a la misma hora.

En todo caso, como complemento de esta respuesta favor remitirse a la respuesta al comentario del literal a del numeral 6 de la sección 2.6.4 del presente documento, en el que se definen modificaciones a los tiempos de los procesos úselo o véndalo de corto plazo.

3. Efigas, Gases de Occidente y Surtigas

a. *"... en lo que se refiere al proceso de úselo o véndalo, consideramos que éste no podría funcionar, por lo menos en la forma como espera el regulador, en razón a que no están coordinadas las capacidades de gas y las de transporte; en efecto, de la forma como está propuesto por el regulador, es posible que un comprador adquiera gas, pero que no consiga el transporte necesario para hacer uso del mismo, quedando con los costos fijos de pagar bien el transporte o bien el gas".*

Respuesta

En el diseño regulatorio del mecanismo de úselo o véndalo de corto plazo, los tiempos de cierre de las subastas de suministro de gas natural y de capacidad de transporte están construidos para que los compradores puedan adquirir los dos productos de manera coordinada.

No obstante lo anterior, es pertinente resaltar que dentro del texto de la resolución en consulta quedó explícito que la CREG analizará la viabilidad y conveniencia de reemplazar los procesos de úselo o véndalo de corto plazo de suministro y de transporte por un mecanismo único que permita la compraventa en una sola transacción.

b. *"Entendemos que el esquema de prepago, previsto para el proceso de úselo o véndalo, busca que las transacciones no se frustren por efecto de las garantías en el pago de los contratos negociados.*

Sin embargo, es importante que lo anterior sea regulado, de manera tal que, si en efecto se va a producir un pago anticipado, éste corresponda a la totalidad del gas que el comprador adquiere, ya que de lo contrario se produciría un desbalance que podría poner en riesgo al propietario del producto.

Una organización adecuada de este tipo de sistemas permitiría además, garantizar que las operaciones en efecto se dieran, y no quedaran condicionadas a que las partes se pongan de acuerdo, sobre todo considerando los plazos tan cortos que previó el regulador para perfeccionar la transacción respectiva".

Respuesta

En la resolución puede verse la disposición en la que se define que el gestor del mercado podrá fungir como depositario por medio de un encargo fiduciario (este término se ajusta en el texto de la resolución definitivo por "instrumento fiduciario") para efectos del prepago como mecanismo de garantía de los contratos de las cantidades adjudicadas mediante los procesos úselo o véndalo, el cual hace referencia a la totalidad del costo del gas o de la capacidad de transporte. Como se indica en la resolución, para estos efectos si el comprador adjudicatario realiza el prepago correspondiente el vendedor adjudicatario no podrá negarle la nominación respectiva del gas o la capacidad de transporte contratada. Este servicio será prestado por el gestor precisamente para facilidad de las operaciones en tan corto plazo, considerando que los participantes del mercado interesados en ser compradores del úselo o véndalo podrán suscribir cualquier contrato con una sola cuenta registrada para hacer la transferencia electrónica, y así asegurar el suministro o la capacidad de transporte para el siguiente día de gas. Con respecto a las variaciones que se puedan causar por parte del comprador de corto plazo en el sistema de transporte, favor remitirse a la respuesta al comentario del literal e del numeral 4 de la sección 2.10 del presente documento.

c. *"... es importante que en el proceso de úselo o véndalo, se integren los productos de gas y los productos de transporte, ya que por lo menos desde el punto de vista teórico, es posible que el mecanismo previsto, impida que el que adquiere el gas, tenga la capacidad de transporte".*

Respuesta

Ver la respuesta del literal b numeral 3 de la sección 2.6.3 del presente documento.

d. *"Aquí lo más relevante es acortar los tiempos para que puedan realizarse las transacciones y sean efectivas".*

Respuesta

Los tiempos de los procesos úselo o véndalo están diseñados considerando que estos deben realizarse dentro del ciclo de nominación actual. En ese orden de ideas se considera que

estos ya son suficientemente ajustados para reducirlos más y que cumplen con las necesidades de este mecanismo. Por consiguiente no es posible adoptar la propuesta del comentario transcrito.

En todo caso, como complemento de esta respuesta favor remitirse a la respuesta al comentario del literal a del numeral 6 de la sección 2.6.4 del presente documento, en el que se definen modificaciones a los tiempos de los procesos úselo o véndalo de corto plazo.

e. *Asimismo, dejar claras las obligaciones de los titulares de los contratos y los que son favorecidos al final".*

Respuesta

En los artículos 42 y 43 de la resolución en consulta, así como en el anexo 3 de dicha resolución, se indica detalladamente cuáles son las obligaciones de los participantes del mercado, en especial compradores y vendedores adjudicatarios de los procesos de subasta. Así mismo, en el numeral 4.3 del anexo mencionado se encuentran las obligaciones de los participantes del mercado en relación con el uso del sistema de subasta.

f. *"Por último, en transporte insistimos en la necesidad de separar los contratos por tramo, ya que de lo contrario los más alejados del pozo nunca saldríamos favorecidos en la asignación".*

Respuesta

En el artículo 44 de la resolución sometida a consulta bien se indica que para la subasta úselo o véndalo de transporte *"el gestor del mercado publicará la capacidad de transporte disponible en cada ruta, entendida como cada conjunto de tramos de gasoductos para los cuales no se haya presentado nominación"*, siendo ofrecida de este modo capacidad de transporte por rutas conformadas por tramos de transporte.

Cabe anotar que mediante la Resolución CREG 078 de 2013 se aclaran disposiciones del RUT de tal forma que la contratación de capacidad de transporte se pueda hacer para tramos de gasoductos intermedios de un sistema de transporte.

Conforme a lo anterior, no habría lugar al comentario transcrito.

4. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

a. *"Sobre el mercado de corto plazo o úselo o véndalo, si bien EPM avala la intención del regulador de implementar este tipo de mercado de última instancia, la propuesta como tal presenta una serie de problemas en relación con su funcionamiento, conllevando a riesgos innecesarios para los agentes. Amerita entonces que el mecanismo sea objeto de revisión y rediseño integral para que se constituya como una herramienta efectiva para el mercado".*

   "Tanto el suministro como el transporte de gas son bienes complementarios, por tanto, quien resulte asignado en la subasta de suministro deberá tener garantía de contar con el transporte. La forma como la Comisión propone implementar el mecanismo de asignación de suministro y transporte mediante subastas independientes puede dar lugar a que la condición anterior no se presente, pues un agente puede resultar adjudicado en el suministro y no obtener el transporte requerido en la respectiva subasta. Asumir este tipo de riesgos es inconveniente por lo que se propone ajustar el mecanismo.

Por lo anterior, se sugiere que para garantizar el cierre del mercado de corto plazo de suministro y transporte, la Comisión implemente lo indicado en el parágrafo 3 de los artículos 42 y 43, en el sentido que el proceso de compraventa de suministro y transporte se haga en una misma transacción o, en su defecto, se haga una publicación simultánea por parte del gestor de mercado de las cantidades disponibles de suministro y transporte para que intervengan en la subasta sólo aquellos agentes que tengan la posibilidad real de conseguir el suministro y transporte".

Respuesta

Ver la respuesta del literal b, numeral 3, de la sección 2.6.3 del presente documento.

b. *"La forma de contratación definida no establece obligaciones entre los participantes. Un agente que resulte asignado en una subasta puede en forma deliberada no firmar el contrato o no otorgar las garantías requeridas por su contraparte sin tener alguna penalización por dicho incumplimiento. Así mismo, para que todos los participantes en este mercado tengan las mismas obligaciones y derechos, es preciso que se reglamenten las obligaciones de las partes que intervienen en las negociaciones que surgen de este mecanismo de manera que haya completa claridad y agilidad en torno a estas transacciones. Para solucionar lo expuesto, se requiere la definición de un contrato tipo a manera de mandato".*

Respuesta

Ver las respuestas del literal b, numeral 3, de la sección 2.6.3 y literal e, numeral 3, de los comentarios al anexo 3, en la sección 2.10 del presente documento.

c. *"Para aquellos casos en que en la subasta de corto plazo se presente un exceso de demanda, se indica que a los compradores se le asignará una cantidad inferior a la solicitada en proporción a las cantidades demandas y al exceso de demanda total. Puede darse la situación en que, bien sea por asignaciones en la subasta de suministro, por restricciones tecnológicas o por condiciones de mercado, al comprador no le sirva la cantidad adjudicada finalmente a prorrata. En tal sentido, la adjudicación en estos casos debe tener en cuenta las cantidades mínimas de suministro y/o transporte que requiera el comprador".*

Respuesta

En el caso de que a un comprador no le sea conveniente contratar la cantidad o capacidad adjudicada, éste tendrá la oportunidad de no suscribir el contrato. Sin embargo, no es posible tener en cuenta cantidades mínimas de suministro y/o transporte para la asignación de la subasta. Los interesados enviarán sus curvas de demanda, asociando cantidad y precio, pero en el caso de exceso de demanda el mecanismo de asignación se considera el más eficiente en la medida en que se asigna gas conforme a su disposición a pagar y cantidades solicitadas. En ese orden de ideas, no es posible acoger el comentario transcrito.

d. *"Es preciso definir un mecanismo claro para el recaudo, verificación y pagos de las transacciones del mercado de corto plazo, pues se trata de operaciones diarias y por montos significativos que exigen hacerse efectivas en tiempos cortos. Una solución al problema es la creación de un esquema de garantías o prepagos para garantizar el cierre de las transacciones y que las mismas se hagan en forma rápida una vez surtida la subasta".*

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta literal a, numeral 3, de los comentarios al Anexo 3, en la sección 2.10 del presente documento.

e. *"Dentro de la reglamentación del mercado de corto plazo se debe responsabilizar al comprador por las variaciones de entrada y salida ocasionadas".*

Respuesta

Se acoge el comentario. En la resolución definitiva se incluye un parágrafo indicando que el comprador de corto plazo será responsable de pagar las variaciones de salida que ocasione al vendedor de corto plazo y el vendedor será el responsable ante el productor y/o transportador.

5. Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural

"Precio de reserva. Dentro de los requisitos planteados en el Anexo 3, numerales 5.5 y 6.5 de la Resolución CREG 113 de 2012, se establece que el precio del producto diario deberá ser superior o igual a cero (precio de reserva igual a cero).

Entendemos que este es un proceso de última instancia. Por esta razón no se debería generar un incentivo para que los agentes que acuden a este mecanismo terminen obteniendo beneficios por precios potencialmente menores a los que se obtendrían en las transacciones del mercado primario o secundario.

Para evitar esta situación Naturgas sugiere que el precio que se forme en el proceso Úselo o Véndalo tome como referencia los precios que los agentes, a riesgo, enfrentaron y obtuvieron en las transacciones de los mercados primario y secundario que, en todo caso, es superior a cero".

Respuesta

El proceso úselo o véndalo es un mecanismo diseñado para optimizar el uso de la infraestructura así como la disponibilidad del suministro. Como parte de este propósito se desea evitar retener gas en firme o capacidad de transporte por parte de participantes del mercado, de forma tal que se cree una falsa percepción de escasez en el mercado. Es importante resaltar sobretodo que éste es un mecanismo de última instancia y en ese sentido el proceso úselo o véndalo pretende incentivar las transacciones en el mercado secundario.

Sin el proceso úselo o véndalo, los compradores del mercado primario no obtendrían ningún beneficio y adicionalmente se dejaría de aprovechar el gas y/o la capacidad de transporte disponible que no han sido nominados. El riesgo que tomaron de las transacciones del mercado primario es independiente del mercado de corto plazo. En ese orden de ideas, estos participantes del mercado deberán propender por contratar las cantidades que realmente necesitan o en su defecto incurrir en el riesgo que les suponga vender en el mercado secundario.

Sin perjuicio de lo anterior, se estudió la propuesta de incluir un precio de reserva para el gas y la capacidad de transporte objeto de las subastas úselo o véndalo de corto plazo y se consideró que sin un precio de reserva podría afectarse a comercializadores que atienden demanda esencial debido a la contratación en firme que deben tener para atender hasta el pico de esta demanda, y que podría existir un desincentivo al mercado secundario por parte de los compradores que esperarían obtener menores precios mediante el úselo o véndalo.

En ese orden de ideas se ajustó la resolución incluyendo que, en los procesos úselo o véndalo, los titulares del gas y de la capacidad de transporte que deban vender cantidades en la subasta establezcan un precio de reserva para sus productos.

6. Promigas

a. *"**Artículo 43. Proceso úselo o véndalo para capacidad de transporte**. En el esquema actual del proceso de nominaciones los centros principales de control cuentan con el tiempo limitado para ejecutar tareas de manejo de información de diversidad de transacciones de los diferentes agentes productores, comercializadores y remitentes. Estas actividades comprenden la revisión inicial de todas las nominaciones recibidas, realizar simulación del siguiente día de gas con el perfil de carga nominado, preparar programa preliminar, informar a los agentes los ajustes necesarios en la nominación (reventas, cambios, asignación de positivos de las cuentas, solicitud de negativos pendientes y coordinación con productores y remitentes en CDSA´s (cantidades de gas vendidas por el productor-comercializador) y cuentas de balance respectivamente), simular nuevamente con perfiles ajustados, conciliar el día siguiente de gas en transporte y suministro (cumplimiento de responsabilidad diaria de los OBA´s) y finalmente publicar programa de transporte definitivo. Ejercer estas actividades se toma todo el tiempo estipulado por la Regulación en este artículo, esto en un día normal sin novedades en el sector propio o en el sector eléctrico, lo cual, si sucede, deriva en algunos atrasos en el cierre del proceso del día.*

Por lo anterior, incluir en este congestionado proceso diario una nueva actividad, requerirá de por lo menos dos horas adicionales para articular y enlazar este proceso de úselo o véndalo a las actividades propias de la preparación del programa de gas definitivo.

Una alternativa que podría implementar la CREG para mejorar los tiempos necesarios en el procesamiento del 'úselo o véndalo', es instrumentalizar lo estipulado en el parágrafo 3 del artículo 42 de la Resolución que nos ocupa, en la medida en que con esto se logra que al centro principal de control lleguen cantidades conciliadas de suministro y transporte por parte del Gestor".

Respuesta

Ver la respuesta del literal b del numeral 3 de la sección 2.6.3 del presente documento.

b. *"... es importante tener en cuenta que los cambios propuestos, respecto de la forma como operan los mercados y de la forma como se implementa la regulación de comportamiento en la Resolución 113, son fuertes. Es así que se requieren de espacios que permitan que los mercados se adapten a las reglas, y que en la medida en que se va construyendo la confianza en el nuevo modelo, se permitan soluciones intermedias para casos específicos que de otra manera no tendrían acceso al gas natural. En ese sentido, es indispensable que el Regulador realice y participe en talleres donde se simulen los mecanismos involucrados, de manera que los agentes sepan cuáles son sus roles, y al mismo tiempo, que el Regulador tenga la oportunidad de evaluar si hay aspectos del borrador que requieran ser modificados. El acompañamiento del Regulador en este tipo de ejercicios prácticos es vital para poder entender el funcionamiento de los esquemas propuestos, y en general, para que se puedan detectar a tiempo los posibles vacíos regulatorios respecto de las diferentes figuras a implementar.*

En ese sentido, Promigas está más que dispuesto a colaborar con este propósito a través de CONCENTRA, para diseñar el modelo que permita la implementación de las subastas tanto del mercado primario como del mercado 'úselo o véndalo', para el mercado de corto plazo".

Respuesta

Los pormenores de los mecanismos y procedimientos de comercialización propuestos han sido expuestos en detalle por la Comisión y por los asesores que la apoyaron en su diseño.

En este sentido no se ha previsto la realización de nuevos talleres sobre la materia por parte de la Comisión.

Ahora bien, con respecto al comentario transcrito la Comisión entiende los argumentos expuestos y considera que Promigas, sus filiales, o cualquier otra empresa en la que tenga participación accionaria, así como cualquier otro participante del mercado o interesado, están en libertad de analizar y realizar las simulaciones de operación del mercado que consideren pertinentes y si así lo consideran, plantear alternativas o sugerencias a la Comisión para su análisis. Es deber de la Comisión analizar y dar respuesta a las solicitudes de las empresas que regula, así como de cualquier ciudadano.

7. Termovalle

a. *"Considerando que los tiempos establecidos para el proceso de úselo o véndalo son muy cortos, se debe garantizar un mecanismo de compra venta bajo una figura estandarizada, que permita la confiabilidad del mercado bajo este mecanismo".*

Respuesta

Para responder su inquietud, favor remitirse a la respuesta al comentario del literal b del numeral 2 de la sección 2.10 del presente documento.

b. *"En el proceso úselo o véndalo cuando el gestor del mercado fungirá como depositario del dinero en prepago como mecanismo para el cubrimiento del riesgo de cartera, se debe permitir el retiro de los fondos consignados por el comprador cuando la transacción no se puede realizar por causas de fuerza mayor antes del tiempo estipulado (i.e. ruptura del gasoducto Mariquita – Cali)".*

Respuesta

En atención a este comentario se complementa la resolución estableciendo que: i) para facilitar el funcionamiento del mecanismo de prepago, el gestor del mercado fungirá como depositario del dinero en prepago por medio de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG en resolución aparte; ii) los días 1 y 15 de cada mes el gestor del mercado ordenará la transferencia del dinero depositado en el instrumento fiduciario a los vendedores; en caso de que alguno de estos días no sea un día hábil, la transferencia se hará el siguiente día hábil; y iii) todas las transferencias del dinero recibido por concepto de prepago deberán incluir los rendimientos financieros que se hayan generado. Al momento de hacer las transferencias se deberán descontar los gastos correspondientes por concepto de administración e impuestos.

c. *"Del proyecto de resolución, entendemos que para el proceso de Úselo o véndalo, el titular está dispuesto a pagar la totalidad del cargo fijo que remunera los gastos de AOM de dicha ruta, en este sentido, solicitamos que dicho rubro sea incluido en el proceso de la negociación de forma conjunta con el cargo fijo que remunera las inversiones de la ruta objeto de la transacción, dando señales claras de viabilidad de venta en este procedimiento sin entrar a perdida desde un inicio".*

Respuesta

Como se ha explicado previamente, el proceso úselo o véndalo es un mecanismo de última instancia en el cual se pone a disposición capacidad contratada y no nominada con el fin de optimizar el uso de la infraestructura. En ese orden de ideas, lo que se pretende y espera del mercado es que aquellos participantes del mercado con excedentes de capacidad la ofrezcan

en el mercado secundario antes de llegar al úselo o véndalo. Así, uno de los objetivos de este mecanismo, es evitar el acaparamiento de capacidad y originar una falsa escasez en el mercado. En todo caso, mediante el úselo o véndalo el comprador del mercado primario tendrá la posibilidad de recuperar la totalidad o incluso un valor mayor de sus obligaciones con el transportador correspondientes al cargo fijo de su contrato.

Como se indicó en la respuesta al comentario de la sección 2.10, numeral 5, la resolución se ajustó de tal forma que en los procesos úselo o véndalo los titulares del gas y de la capacidad de transporte, que deban vender cantidades en la subasta, establezcan un precio de reserva para sus productos. Para el caso de la capacidad de transporte se establece que el precio de reserva debe estar expresado en dólares por KPC. Así, el titular de la capacidad de transporte podrá fijar un precio de reserva que sea equivalente, en dólares por KPC, a todos los cargos fijos en que incurra.

8. TGI

"Se debe adicionar en la publicación de resultados las cantidades de gas en cada ruta".

Respuesta

En atención a este comentario se complementa el numeral 7 del reglamento contenido en el anexo 3 de la resolución en consulta, adicionando que el gestor del mercado deberá publicar las cantidades de capacidad adjudicadas por cada ruta.

2.11. Otros comentarios

1. Andesco, Asociación Nal de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

a. *"Dado que en la refinería hay procesos petroquímicos, debería definirse por parte del regulador que la refinería declare abiertamente cuales son los consumos asociados al uso petroquímico, los cuales se enmarcan en lo previsto en la Ley 401 de 1997, y por lo tanto, tienen prerrogativas para la contratación en el mercado primario mediante contratos bilaterales".*

Respuesta

La propuesta realizada por Andesco en este comentario está por fuera del alcance de las competencias de la Comisión, ya que como se advirtió en respuestas anteriores el consumo de gas natural por parte de los productores y la demanda de gas natural de las refinerías, de acuerdo con los artículos 5 y 8 y la definición de *"Producción Comprometida de un Productor – PC"* del Decreto 2100 de 2011 se consideran como cantidades comprometidas para la venta en firme o de contratos que garantizan firmeza para un productor, y no deben someterse a los procedimientos de comercialización de la PTDV.

b. *"Es importante que la Comisión de claridad sobre la definición del usuario comercial regulado. Este tipo de usuario hace parte de la demanda residencial? O de la No residencial?".*

Respuesta

No es claro el alcance de la solicitud realizada por Andesco. En todo caso se aclara que la regulación define al usuario regulado como aquel que tiene un consumo promedio hasta de 100 kpcd.

c. *"... el Regulador debería incluir en la agenda regulatoria el análisis de metodologías de remuneración del transporte que promuevan la liquidez y la competencia entre campos, en los términos de las propuestas planteadas por el Consultor David Harbord, caso del modelo entry-exit".*

Respuesta

La actual metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural está establecida en la Resolución CREG 126 de 2010. Como puede observarse, se trata de una resolución que ha estado vigente, al momento de elaborar este documento, 3 años y el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de por lo menos 5 años.

Una vez la Comisión comience los análisis para expedir las bases tarifarias de la nueva metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural, que reemplace la Resolución CREG 126 de 2010, se considerarán diferentes alternativas de remuneración y aspectos, entre otros, como la liquidez del mercado y la competencia entre campos.

d. *"... el modelo de mercado mayorista de gas natural que se implemente sobre el esquema de comercialización de gas y de los mecanismos de administración de información de corto y mediano plazo (mercado secundario y spot), deberá ser integral respecto a las propuestas normativas que en la actualidad se encuentran en discusión en lo relacionado con infraestructura de confiabilidad para el sistema de gas, la liberación de precios de gas en boca de pozo y los mecanismos de compensación del gas natural dejado de exportar".*

Respuesta

La Resolución CREG 113 de 2012 fue expedida considerando las demás propuestas regulatorias y el marco normativo del sector de gas natural vigente en su momento. Por supuesto que el análisis de los comentarios a esta resolución también considera, de manera armónica, no sólo las demás propuestas regulatorias sino el marco normativo vigente en el sector de gas natural.

e. *"Es importante que la Comisión ajuste las fechas para la entrega de contratos de gas natural para respaldar OEF para la vigencia Dic 2014 a Nov 2015, actualmente prevista para el 26 de febrero de 2012 para una fecha posterior, una vez haya finalizado el proceso de subasta de gas natural en el cual se espera se asignen cantidades para los años 2014 y 2015".*

Respuesta

La Comisión, mediante la Resolución CREG 005 de 2013, prorrogó la opción para la entrega de contratos de combustibles líquidos y el documento de logística para respaldar las OEF del período 2014-2015 hasta el 30 de noviembre de 2013. En estos términos, antes del cumplimiento del mencionado plazo, los participantes del mercado que compren gas natural con el esquema de comercialización propuesto podrán hacer los cambios.

f. *"Es necesario que la CREG armonice los tiempos de renominación de gas y los eventos de generación por redespachos eléctricos, de tal manera que en la operación horaria del sector eléctrico y en los esquemas de precios de electricidad (i.e. penalizaciones), se tengan en cuenta los costos y condiciones del mercado mayorista de gas".*

Respuesta

Ver la respuesta dada en atención al comentario de la sección 2.6.3, numeral 2.

2. Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras

a. *"Es necesario revisar la Resolución CREG 034 de 2001 para efecto de incorporar*
i. las condiciones de mercado resultantes de las transacciones en el mercado secundario, de tal forma que se incorpore la volatilidad de precios resultantes de operaciones que tengan por objeto la compra de gas para la atención de un redespacho.
ii. La eventual contratación de contratos OCT que son pactadas a precio libre
iii. Lo anterior no es otra cosa que incorporar una valoración de costo de oportunidad del precio de reconciliación positiva".

Respuesta

Este aspecto podrá ser analizado dentro del marco de la regulación del mercado mayorista de energía eléctrica.

3. ANDI, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia

a. ***"Otros aspectos a considerar para el establecimiento de un adecuado esquema de comercialización del gas natural.***

- *Para efectos de lograr eficiencia en la formación de precios, transparencia y evitar el abuso de la posición dominante que tienen algunos agentes, el instrumento de comercialización debe considerar que existen agentes integrados verticalmente desde el suministro e incluso hasta el consumo de gas, para ello proponemos revisar el tema de la integración vertical.*

- *Fortalecer la supervisión del mercado de gas para evitar que se presenten abusos de posición dominante".*

Respuesta

En primer término es preciso resaltar que todo el diseño regulatorio que está expuesto en la resolución se hizo a partir de la estructura del sector. Esto es, considerando las circunstancias vigentes de integración vertical y horizontal de los participantes del mercado que participan en los mercados primario y secundario. Lo anterior no obsta para que la CREG estudie en el futuro si es necesario adoptar medidas regulatorias complementarias en relación con la integración vertical y horizontal de la industria.

En materia de la regulación de la estructura del sector, en los análisis que se hicieron sólo se encontró necesario, para los efectos de la regulación del mercado mayorista, que los productores-comercializadores no tengan interés económico[111] en los comercializadores y que los comercializadores no tengan interés económico en los productores-comercializadores.

Frente a la supervisión, éste se trata de un asunto que está por fuera del alcance de las competencias de la CREG.

[111] En los términos del literal d, del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996.

4. Emgesa

a. *"Si bien entendemos que el objetivo de la Comisión es plantear un esquema competitivo de mercado mayorista para el sector gas natural, es importante que este principio sea coherente en toda la cadena de producción, en este sentido, compartimos la propuesta de la Comisión de introducir el mecanismo de una subasta para la comercialización de gas natural como elemento que garantiza la competencia y la adecuada formación de precios en el Mercado Mayorista.*

   De acuerdo con lo anterior, llamamos la atención a la Comisión para que de forma paralela con la expedición de esta propuesta regulatoria, se revise el esquema de competencia en el mercado minorista, en particular el traslado de las tarifas a los usuarios finales (grandes usuarios y residenciales) que los agentes distribuidores manejan, y el cobro de los peajes a los comercializadores, donde se han evidenciado estrategias y comportamientos que generan barreras a la comercialización del gas natural, impidiendo la entrada de nuevos agentes dada la desigualdad de condiciones de competencia".

b. *"... sugerimos nos aclaren si con esta propuesta regulatoria se modifican los criterios de limitación de la integración de los negocios de gas natural contenidos en las Resoluciones CREG 071 de 1998 y 057 de 1996".*

Respuesta

El objeto de la propuesta es regular aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural. En este sentido, entre otros aspectos, se determinan los participantes del mismo. Si bien en el comentario recibido no se especifica la disposición de la propuesta regulatoria frente a la que se requeriría la aclaración, se entiende que la misma podría tener que ver con la figura del comercializador.

Según la propuesta el comercializador es:

> *"**Comercializador:** participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. Los comercializadores no podrán tener vinculación económica alguna con productores-comercializadores, con comercializadores de gas importado o con procesadores de gas en el SNT".*

Y la actividad de comercialización está definida como:

> *"**Comercialización:** actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado, o a los usuarios finales".*

Conforme a la regulación vigente expedida por la CREG en materia de integración de los negocios del sector (resoluciones CREG 057 de 1996, 071 de 1998 y 112 de 2007), se tiene en relación con el tema en análisis que:

- Según la Resolución CREG 057 de 1996:

  - El transporte es una actividad independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución de gas natural, estándole prohibido al transportador realizar de manera directa las actividades de producción, comercialización o

distribución, ni tener interés económico[112] en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades. (artículo 5)

- Las empresas que desarrollen las actividades de producción, venta o distribución pueden ser comercializadoras. (artículo 5)

- Resolución CREG 071 de 1998

  - Estableció límites a la participación en el negocio de distribución. (artículo 3)
  - Estableció límites a la comercialización de gas. (artículo 5)

- Resolución CREG 112 de 2007:

  - Derogó los límites a la participación en el negocio de distribución y en la comercialización de gas natural. (artículos 3 y 5 de la Resolución CREG 071 de 1998)

De acuerdo con lo anterior, la propuesta sometida a consulta de manera expresa prohíbe a los comercializadores tener vinculación económica con los productores-comercializadores de gas. Esta regulación es adicional a aquella establecida en la Resolución CREG 057 de 1996.

Dentro del proceso de análisis de los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se encontró necesario precisar las definiciones de comercializador, comercialización y productor-comercializador. Con relación al tema de integración estas definiciones precisan que el comercializador no podrá tener interés económico en el productor-comercializador y viceversa, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996. Lo anterior adiciona y modifica disposiciones del artículo 5 de la Resolución CREG 057 de 1996.

Por lo tanto, las definiciones de comercializador, comercialización y productor-comercializador se ajustarán en la resolución definitiva. Así mismo, el artículo correspondiente a las modificaciones será objeto de ajuste en la resolución definitiva.

5. Chevron Petroleum Company

f. *"Como comentario general en la propuesta regulatoria se hace referencia a que esta resolución hace parte del 'Reglamento de operación de gas natural', consideramos que para claridad del mercado y de todos los agentes es conveniente incluir la estructura integral del Reglamento, sus componentes, y cómo la normatividad vigente y en proceso de definición, encaja junto con el nuevo marco de comercialización, dentro de dicho Reglamento de Operación".*

Respuesta

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se define el reglamento de operación como el *"conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para la coordinación de la planeación y operación del sector gas natural y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural. El Reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas del funcionamiento del sector gas natural".*

[112] entendido en los términos del artículo 6 de la Resolución 057/96

De los análisis realizados en la etapa de consulta se consideró necesario precisar la definición de reglamento de operación en los siguientes términos: "conjunto de principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural. El reglamento de operación comprende varios documentos sobre los temas del funcionamiento del sector gas natural".

Así, hacen parte del reglamento de operación las resoluciones adoptadas y que se adopten en relación con el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, tales como las resoluciones finales que adopten las propuestas de las resoluciones CREG 113 de 2012, 155 de 2012, 003 2013 y 069 de 2013. El RUT y el código de distribución de gas combustible hacen parte del reglamento de operación.

6. Gas Natural

a. *"El modelo de comercialización, implícitamente considera la liberación del precio regulado de Guajira, sin que puedan existir condiciones de competencia y disponibilidad de oferta suficientes, otorgándole mayores posibilidades de ejercer poder de mercado al productor".*

Respuesta

La propuesta de liberación de precios no es objeto de la propuesta planteada en la Resolución CREG 113 de 2012. La propuesta de liberación de precios está plasmada en la Resolución CREG 097 de 2012 y en tal sentido los análisis pertinentes corresponden al expediente de la Resolución CREG 097 de 2012.

7. Grandes consumidores industriales

a. *"Modificar la Resolución CREG 171 de 2011, para permitirle a los grandes consumidores conectarse a la red de transporte cuando a juicio del transportista no se presenten razones técnicas que impidan esa conexión".*

Respuesta

Los aspectos técnicos de la Resolución CREG 171 de 2011 no son objeto de los aspectos comerciales de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 y por tanto no hay lugar para el análisis del comentario transcrito dentro del marco de este documento.

b. *"... siete años después de ese análisis, el diagnóstico sobre el mercado Colombiano es que este no solamente continua inmaduro, sino que ha retrocedido en varios aspectos. El acceso a todas las actividades de la cadena cada vez es más limitado para el gran consumidor. Es muy difícil encontrar consumidores que no tengan como comercializador el operador de la zona. El acceso abierto a la infraestructura de transporte fue totalmente limitado mediante la Resolución CREG 171 de 2011. El número de compradores cada vez se reduce más y, como se menciono previamente, se limita a los operadores de cada zona. La existencia de comercializadores independientes evoluciono de limitado a casi nulo. La normatividad que se ha desarrollado sobre la materia progresivamente ha venido desmotivando que se desarrolle esa actividad tan importante para garantizar un mercado competitivo".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario de la sección 2.11, numeral 9.

En todo caso se debe tener en cuenta que la existencia de comercializadores independientes depende en gran medida de los consumidores, en particular de los usuarios no regulados. De los comentarios presentados por los usuarios no regulados a la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se observa interés de estos usuarios en participar directamente en el mercado para no tener intermediarios como el comercializador.

c. *"La total inmadurez del mercado de gas en Colombia: A lo largo de los considerandos de la Resolución la CREG hace referencia a la falta de competitividad que existe en el mercado de gas en Colombia, el abuso de la posición dominante existente por parte de los Productores y aun del transportista y la ineficiente información de precios que actualmente se esta dando en el mercado. (...) como usuario directo del mercado ha venido percibiendo claramente esas distorsiones y en buena parte debido a ello considera totalmente inconveniente implementar normas asociadas con la existencia de mercados maduros como el de la liberación del precio de la Guajira".*

Respuesta

Se aclara que en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se plantea que haya abuso de posición dominante. Si algún participante del mercado considera o evidencia que hay abuso de posición dominante debe ponerlo en conocimiento de las autoridades competentes.

Con respecto a la liberación de precios ver la respuesta al comentario de la sección 2.11, numeral 6, literal a.

8. Juan Manuel Jaramillo Toro

a. *"La CREG debe armonizar la regulación del sistema nacional de transporte (SNT) y las redes de distribución. Cuando un usuario no regulado compra directamente el suministro y el servicio de transporte a un comercializador diferente del distribuidor en la zona de su mercado relevante; el distribuidor bloquea el acceso de sus redes no firmando los acuerdos de asignación y medición con el transportador; ya que los acuerdos de asignación y medición no están regulados; no tiene el remitente como defenderse.*

(...)

La CREG debe regular los 'acuerdos de asignación y medicion' entre los transportadores; los remitentes (comercializador o usuario noregulado) y los distribuidores. al no estar regulado; algunos distribuidores bloquean el acceso a la competencia en sus mercados relevantes al no firmar los acuerdos de asignación y medición. el usuario no regulado no puede entrar el gas a las redes de distribución; por cuanto el transportador no crea el remitente en su sistema con los respectivos nodos de entrada y salida; mientras no esté firmado el acuerdo de asignación y medición. al no permitir el acceso a sus redes están violando la regulación; la cual obliga el acceso al sistema nacional de transporte (SNT) y al sistema de distribución".

Respuesta

El hecho de que una empresa no cumpla con la normatividad vigente y no permita el acceso a sus redes como práctica restrictiva de la competencia es un aspecto que debe ser reportado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o a la Superintendencia de Industria y Comercio, órganos encargados de la inspección, vigilancia y control.

Además de no ser claro el alcance de la solicitud que se hace a la Comisión, no es clara la relación que existe entre el comentario y los aspectos comerciales del mercado mayorista de

gas natural. En este sentido se considera que el comentario está por fuera del alcance de la resolución materia de consulta.

9. Plexa S.A. E.S.P.

"La Normatividad vigente restringe la actividad de los comercializadores, tal y como se puede evidenciar durante los últimos diez años, de aproximadamente 10 Comercializadores Puros, hoy solo quedamos 2 en el mercado. No es viable competir con las condiciones establecida para el Distribuidor Comercializador, que utiliza la regulación existente para afianzar su posición dominante en el mercado.

Los Contratos suscritos para Áreas de Servicio Exclusivo, los acuerdos sobre los subsistemas de transporte, la saturación contractual y no de capacidad en el SNT así como resoluciones como la 171 de 2011, impiden el acceso de los Comercializadores Puros al mercado, perjudicando no solo a este sector sino disminuyendo la oferta a los usuarios, quienes se ven obligados a contratar con el Distribuidor de la zona.

Si bien es cierto creemos que la Resolución Creg 113 de 2012, será un avance importante para mejorar las condiciones del mercado de suministro de gas, la misma no podrá operar ya que es claro que con la posición dominante del Distribuidor Comercializador en el SNT no es, ni será posible transportar el gas que se ofrezca en las subastas, ya que la Resolución Creg 113 de 2012 , con su artículo 28 se abstuvo de regular el Transporte en el mercado primario y en razón a ello seguirá siendo una constante que el Transportador le informe al Comercializador Puro que no tiene capacidad disponible, no necesariamente por saturación física, sino contractual.

Es claro que los Usuarios No Regulados, por confiabilidad no contratarán con comercializadores Puros que no tengan contratos en firme de Transporte y que conforme a la nueva regulación solo tendrán como mecanismo para obtenerlo el mercado de "Úselo o Véndalo", ya que no creemos que en el mercado secundario se ofrezca el Transporte que tienen contratado pero que no se está usando.

Por otra parte, hemos evidenciado que el usuario industrial (Regulado y No Regulado) ubicado en zonas rurales de Áreas de Servicio Exclusivo, donde no llega el tubo de distribución, se ha quedado sin opciones para el uso de gas natural en su proceso industrial, ya que la resolución CREG 171 de 2011 le impuso condiciones adicionales y más gravosas para poder ser atendido por agentes diferentes al Distribuidor Comercializador al que se le asignó la zona.

Teniendo en cuenta los buenos resultados pero la corta vigencia de la Resolución Creg 170 de 2011 que estableció nuevas opciones de acceso al SNT para usuarios no regulados y mejoró las condiciones de comercializadores para participar en el mercado, consideramos pertinente que las condiciones allí establecidas se mantengan en forma permanente, más aún cuando la regulación del mercado a Corto Plazo no garantiza que no se siga utilizando el acceso al sistema de Transporte como una práctica para excluir a la competencia y quedar como la única oferta para los usuarios.

Conforme a los Artículos 3.9, 11.2, 11.6, 14.13, 34 y 35 de la Ley 142 de 1994 es un deber legal la protección de la competencia y de los usuarios, vemos con preocupación la desaparición forzada de la figura del Comercializador Puro en el mercado, las implicaciones que esto tendría para el sistema, para la competitividad de la industria nacional, para el crecimiento económico del país y la generación de empleo, creemos que es importante que exista un mercado que permita la competencia de los agentes en igualdad de condiciones, por lo que se deben establecer mecanismos efectivos para evitar las prácticas restrictivas en el mercado y dar acceso al sistema de Transporte, en un mercado dinámico, donde exista más de una oferta.

Para ello proponemos que se incluya la regulación del sistema de transporte en el mercado, así.

"Que la regulación incluya la posibilidad que a los usuarios no regulados que se encuentren dentro de una red de distribución y que deseen ser atendidos por un comercializador diferente al distribuidor; se les ceda obligatoriamente a la tarifa establecida por la Creg, la capacidad de transporte que el distribuidor tenga contratada para atender a este usuario".

"Que los Usuarios No Regulados que estén conectados directamente a un sistema de transporte de gas y que adquieran el gas a través de un comercializador diferente al distribuidor de la zona (sea esta exclusiva o no) les cedan obligatoriamente a la tarifa establecida por la Creg, la capacidad de transporte que requieren para llevar su gas".

"Liberar la capacidad contratada de transporte por trayecto de tubo que esté por encima de la cantidad diaria nominada promedio cuando un solo agente o grupo tenga el monopolio del mismo, con excepción de cuando se requiera toda la capacidad para atender el mercado regulado".

"Con el fin de aumentar la disponibilidad de transporte en el mercado, los Transportadores deben ofrecer sus capacidades en firme disponibles mediante el sistema de subasta, con información publicada en boletines electrónicos, de la misma forma en que se establece la regulación para el suministro".

"Consideramos que la Resolución 171 de 2011 restringe el acceso de los Usuarios No Regulados a los sistemas de Transporte, en contravía con el espíritu con el que fue aprobado el RUT. Se requiere el acceso a todos los sistemas de transporte (al SNT y a los subsistemas), sin restricciones, ni condicionamientos por lo que se propone la eliminación del numeral b de la Resolución 171 de 2011 "Condiciones para autorizar el acceso a los sistemas de transporte por parte de usuarios conectados o que puedan conectarse a sistemas de distribución".

"Para ampliar la capacidad de transporte en el sistema, la regulación debe permitir que las inversiones requeridas para sistemas de compresión se asignen mediante licitación, en las que puedan participar tanto el Transportador propietario del tubo como terceros".

"Con el fin de que exista transparencia e información adecuada en el mercado, el transportador debe estar obligado a sustentar al Comercializador la razón técnica por la cual se niega la capacidad de transporte solicitada".

Respuesta

Sobre la coordinación entre el suministro y el transporte, en especial con respecto a la capacidad de transporte contratada y no utilizada en el largo plazo, favor remitirse a las respuestas de los comentarios del literal a del numeral 1 y literal a del numeral 6 de la sección 2.2, así como al anexo 1 del presente documento.

Con respecto al acceso físico a los sistemas de transporte y de distribución se debe notar que la propuesta no hace referencia a estos aspectos. La adopción de regulación relacionada con acceso físico a las redes, si fuera del caso, sería objeto de regulación aparte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

Con respecto a la ampliación de los sistemas de transporte a través de compresión se debe tener en cuenta que ello es un aspecto de la metodología de remuneración de la actividad de transporte. La metodología vigente se adoptó mediante la Resolución CREG 126 de 2010.

10. Promigas S.A. E.S.P.

"Tal como se establece en la Resolución 126 de 2010 modificada por la resolución 079 de 2011, existe libertad de contratación respecto del segmento demanda no regulada, que incluye la libertad de tarifas.

Con respecto a los Contratos de Opción de Compra de Transporte (OCT), para que estos puedan ser viables para los agentes termoeléctricos, se requeriría que la regulación vigente del sector eléctrico (Resolución 034 de 2001) les permita trasladar el costo de dicha opción al mercado eléctrico cuando existan despachos por generación de seguridad. Recordemos que en la actualidad los cargos máximos de transporte que les reconocen son el máximo cargo variable regulado asociadas a los tramos de transporte utilizados".

Respuesta

Los aspectos relacionados con la Resolución CREG 034 de 2001 no hacen parte de la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012.

11. Termocandelaria

a. *"De las definiciones de la OCG nos preocupa que el disparador de la Opción sea el predespacho ideal, cuyo modelo de optimización como ya se le ha presentado en anteriores documentos a la CREG no refleje el despacho óptimo de las plantas en el sistema".*

Respuesta

Hasta el momento se ha encontrado que el precio del predespacho ideal es el elemento más adecuado para usar como condición de ejercicio en contratos OCG. Debe tenerse en cuenta que estos contratos están diseñados primordialmente para los agentes térmicos.

Adicionalmente, en atención a los comentarios recibidos sobre la condición de ejercicio y a los análisis que hizo la Comisión se encontró espacio para incluir como condición de ejercicio que el comprador pueda definir discrecionalmente hasta (5) días calendario para ejercer la opción, como se indica en la respuesta al comentario de la sección 2.3, numeral 9, literal c.

3. 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.

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 reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

_____

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA 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		Según la respuesta a la pregunta 1.3, la respuesta consolidada a la pregunta 1 es afirmativa.	
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		No se establecen licencias, permisos ni autorizaciones. La regulación determina lineamientos bajo los cuales los participantes del mercado deberán comercializar el gas y la capacidad de transporte, y establece los requisitos mínimos que deben tener los contratos de suministro y de transporte de gas natural. Lo anterior siguiendo el mandato establecido en la Ley 142 de 1994 (artículo 22), según el cual las empresas debidamente constituidas no requieren permisos o autorizaciones para desarrollar su objeto social (prestar los servicios públicos domiciliarios)

1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.	X		Mediante el establecimiento de los lineamientos de comercialización, las empresas deben ceñirse a lo definido por el regulador, con lo cual no pueden ofrecer el gas o la capacidad de transporte de cualquier forma o en la forma en que cada empresa quiera. Los lineamientos se establecen de modo general, de manera que no recaen sobre una empresa en particular, sino atendiendo a la actividad que desarrollan.	
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿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:	X		Según la respuesta dada a la pregunta 2.8, la respuesta consolidada a la pregunta 2 es afirmativa.	

2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		Al definir los mecanismos y procedimientos que deberán ser utilizados para la comercialización del gas natural y la capacidad de transporte de gas natural, la regulación busca que se revelen precios eficientes. No se están controlando precios.
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		El acto administrativo busca organizar el mercado de gas natural.
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		

2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		Teniendo en cuenta la actividad que cada uno de los participantes en el mercado desarrolla, así como las características del mercado de gas natural en Colombia, el acto administrativo contiene exigencias o requisitos que los distintos participantes deben cumplir, siendo estos requisitos homogéneos, es decir, aplicables a todos, o dirigidos exclusivamente a quienes desarrollen una determinada actividad de la cadena. No obstante la regulación no prevé un trato diferencial a algún agente en particular.
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		

2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-	X		Siguiendo los lineamientos legales y del Decreto 2100 de 2011, el acto administrativo persigue el establecimiento de los requisitos mínimos que deben tener los contratos de suministro y de transporte de gas natural. En esta medida, los productos (modalidades de contratos) que estos agentes pueden ofrecer podrían verse limitados a los que la regulación define. Se aclara que las modalidades y requisitos contractuales definen los tipos de contratos ya definidos en la Ley (compra venta/suministro y transporte)	Es de observar que la definición de las modalidades de los contratos y sus condiciones y requisitos mínimos tienen por objeto mitigar el posible ejercicio del poder de mercado y al mismo tiempo promover la liquidez del mismo. Estas son funciones de competencia de la CREG.
3ª.	¿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		Según la respuesta a la pregunta 3.2, la respuesta a la pregunta 3 es afirmativa.	
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		La regulación exige el registro de contratos y la declaración de información acerca de las negociaciones de gas y de capacidad de transporte a través de la figura del gestor del mercado, que deberá implementar el Boletín Electrónico Centralizado, BEC. A través del BEC se publicará información agregada de las negociaciones en el mercado, y no información particular de cada negociación. Lo anterior con el fin de dotar al mercado de la transparencia que requiere, por lo que se estima que la medida no implica restricciones indebidas a la competencia.	No se pide intercambiar información de costos. En cuanto a información sobre producción de gas, ésta es remitida por los productores al Ministerio de Minas y Energía por mandato del Decreto 2100 de 2011 y no de la CREG.
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	CONCLUSIÓN FINAL	X		Teniendo en cuenta las respuestas afirmativas.	La CREG considera que las medidas adoptadas lejos de incidir negativamente en la libre competencia, propenden por entre otros, evitar abusos de posición dominante en el mercado de gas natural. Lo anterior mediante la definición de lineamientos, herramientas e instrumentos que tienen el propósito de dotar al mercado de transparencia y liquidez.

En cumplimiento de lo señalado en la Ley 1340 de 2009 se informó a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre el proyecto de resolución la cual emitió el concepto con radicados CREG E-2013-006022 y CREG E 2013-006096, el cual se copia a continuación.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
RAD: 13-151649 -2-0 FECHA: 2013-07-11 12:08:55
DEP 1000 DESPACHO DEL SUPERINTENDENTE DELEGAD EVE: SIN EVENTO
TRA: 396 ABOGACIA COMPETENCIA FOLIOS 8
ACT: 440 RESPUESTA

Bogotá D.C.

1000

Doctor
GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo
CREG
Avenida Calle 116 No.7-15 Int.2 Ofi.901
BOGOTA D.C. COLOMBIA

Asunto: Radicación: 13-151649- -2-0
Trámite: 396
Evento:
Actuación: 440
Folios: 8

Referencia: Concepto abogacía de la competencia (Artículo 7, Ley 1340 de 2009)

Proyecto de Resolución CREG 113 de 2012 "*Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural*".

Respetado Doctor:

En relación con su comunicación de la referencia, recibida el 26 de junio de 2013, mediante la cual solicita concepto de esta Superintendencia en materia de Abogacia de la Competencia, me permito manifestarle lo siguiente:

I. ANTECEDENTES

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

Mediante Resolución CREG 095 de 2008 se establece el procedimiento de comercialización de gas natural y los mecanismos de negociaciones bilaterales y por medio de subastas.

Mediante el Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones tendientes a incentivar inversiones en infraestructura para la importación de Gas Natural.

Mediante Resolución CREG 118 DE 2011 se ajusta el procedimiento de comercialización establecido mediante la Resolución CREG 095 de 2008.

II. OBJETO DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Mediante el proyecto de Resolución CREG 113 DE 2013 se regulan los aspectos comerciales del mercado mayorista[1] de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte de gas natural utilizado efectivamente como combustible en el mercado primario[2] y el mercado secundario[3].

III. DEFINICIONES

Para efectos de entender de una mejor manera el análisis del proyecto de resolución, se deben mencionar las principales definiciones que trae el proyecto bajo análisis:

1. *"**Capacidad disponible primaria:** es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme. Se determinará de conformidad con lo señalado en el Artículo 4 de esta Resolución."*[4].

---

[1] Es el mercado conformado por el mercado primario y el mercado secundario

[2] Es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

[3] Mercado donde los participantes del mercado con derecho de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado.

[4] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 07

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

2. "***Capacidad disponible secundaria:*** *es aquella capacidad firme que el remitente no proyecte utilizar y que de acuerdo con los derechos otorgados por el contrato de transporte suscrito puede ceder o vender."*[5].

3. ***"Capacidad firme:*** *capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte."*[6].

4. ***"Participantes del mercado:*** *personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son participantes los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT, los transportadores, los comercializadores, los almacenadores y los usuarios no regulados."*[7]

5. ***"Comprador primario:*** *persona jurídica con la cual un productor-comercializador o un comercializador de gas importado celebra un contrato para el suministro de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución."*[8].

6. ***"Comprador secundario:*** *persona jurídica con la cual un comprador primario o un comprador cesionario celebra un contrato de compraventa de derechos de suministro de gas. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución."*[9].

7. ***"Compradores de gas natural:*** *los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los*

---

[5] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 07.

[6] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 07.

[7] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 11.

[8] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 08

[9] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 08.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

respectivos contratos de suministro de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III y en el título V de la presente Resolución.[10]

IV. ANÁLISIS DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN

4.1. Descripción general del mercado de Gas

Bajo el esquema de comercialización actual el productor y el comercializador venden gas natural en el mercado primario al consumidor que es el comercializador o el usuario no regulado. Cada agente en el mercado publica parte de la información que produce. En el mercado secundario por su parte, los agentes con excedentes de gas natural ofrecen en este mercado a través de negociaciones bilaterales sin una plataforma de información centralizada y sin divulgación de precios ni cantidades transadas.[11]

De otra parte, la estructura del mercado de gas propuesta en el proyecto de Resolución que se analiza, estaria compuesto por:

Mercado primario[12]- Suministro de gas natural

OFERTA (venta de gas): productores-comercializadores[13] y los comercializadores de gas importado[14].

DEMANDA (compra de gas): comercializador[15] y el usuario no regulado.

---

[10] Información aportada en el proyecto de Resolución a folio 25.
[11] CREG. Aspectos Comerciales del mercado mayorista de Gas Natural.

[12] Es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

[13] Se define en el proyecto bajo análisis es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario. Puede comprar gas en el mercado secundario sin ser considerado un comercializador. No podrá tener interés económico (porcentaje de participación definido por la Res. CREG 057 de 1996) en comercializadores. No puede vender ni comprar en el mercado minorista de gas natural.

[14] Se define en el proyecto analizado como el agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

[15] Es quien desarrolla la actividad de comercialización. No podrá tener interés económico en productores-comercializadores. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización tendrán la calidad de comercializadores.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

Mercado primario-Oferta de capacidad de transporte

OFERTA. Transportador

DEMANDA: Productor-comercializador, comercializador de gas importado, usuario no regulado, comercializador.

Mercado secundario[16]-Suministro de gas natural

OFERTA (venta de gas natural): comercializador, usuario no regulado

DEMANDA: Productor-comercializador, comercializador de gas importado, comercializador.

Mercado secundario- Oferta de capacidad de transporte

OFERTA. Productor-comercializador, comercializador de gas importado, comercializador, usuario no regulado.

DEMANDA: productor-comercializador, comercializador de gas importado, comercializador.

En cuanto a los tipos de contratos para negociar gas en la actualidad, la CREG ha establecido que el 90% de ellos corresponde a los denominados "*Take or Pay*". En estos contratos, el comprador se compromete a pagar por un volumen de gas natural contratado independientemente de que sea consumido o no. En su análisis técnico la CREG concluye que este tipo de contrato ha generado una gran diversidad de condiciones en los contratos que retrasa la toma de decisiones de los agentes participantes y genera diversidad de interpretaciones, porcentajes de negociación y precios con una asignación no eficiente del precio.

4.2. Objetivo del proyecto

Del análisis del articulado se desprende que los fines principales del proyecto, de acuerdo con la organización que se planteó del mercado y, teniendo en cuenta la creación del Boletín Electrónico Central, el cual se encargaría de recopilar y publicar toda la información de oferta y demanda del mercado, mejorando de esta manera la transparencia del mismo, son:

[16] Definido en el proyecto analizado como el mercado donde los participantes pueden negociar sus derechos contractuales.

- Aumentar la liquidez del mercado primario y secundario
- Aumentar la coordinación entre el suministro de GN y el transporte del mismo
- Regular las transacciones de corto y largo plazo en los mercados primario y secundario.
- Desarrollo de estándares mínimos en contratos de suministro y transporte.
- Diseñar nuevos mecanismos para asignación eficiente de gas natural en el mercado primario a través de negociaciones bilaterales y subastas.
- Fortalecer el mercado secundario de suministro y transporte para darle mayor transparencia al manejo de la información.

4.3. Análisis de competencia

A continuación se analizan los aspectos del proyecto que podrían tener alguna afectación sobre la libre competencia.

4.3.1. Gestor del mercado[17]

En el artículo 6 del proyecto se crea el cargo de "gestor del mercado", el cual se encargará de recopilar, organizar y publicar toda la información transaccional y de oferta y demanda del mercado de transporte y suministro de gas natural en el Boletín Electrónico Central que se crearía por intermedio de este proyecto.

A partir de la acción del gestor del mercado y, de acuerdo a lo mencionado en el proyecto, el costo del mismo debe ser asumido por los compradores de gas natural en el mercado primario; es decir, que los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado no asumirían el costo de la creación del gestor de mercado; por el contrario, de acuerdo con el Artículo 8 del presente proyecto, dicho costo podría ser trasladado por los comercializadores a los usuarios finales, situación que causaría una afectación indebida sobre el precio, puesto que sería un costo que tendría que ser asumido por un participante en el mercado que no se está beneficiando directamente con la actividad del Gestor del Mercado.

En términos del efecto sobre la competencia en el mercado y la transparencia en la información, la figura del Gestor del Mercado permite un manejo más centralizado de la información, promueve el desarrollo de las transacciones, tanto en el mercado primario como en el secundario al suministrar a los agentes del mismo más y mejor información para la toma de decisiones, contribuye a un efecto pro competitivo dado que disminuye las asimetrías de información permitiendo una negociación del producto más acorde a

[17] Responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en el proyecto de resolución sub-examine.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

la realidad de la oferta y la demanda en el mercado No obstante lo anterior, y entendiendo que la CREG reglamentará posteriormente esta figura, esta Entidad se permite recomendar que se asegure la independencia de este cargo respecto a los agentes del mercado que participan en el mercado de gas primario y secundario, ya que vínculos de control, económico o financiero entre el Gestor del mercado y dichos agentes podría generar desviaciones o favorecimiento de información a favor de algunos, en detrimento de otros.

4.3.2. El Artículo 38[18] del proyecto, establece los agentes que pueden hacer las negociaciones directas de suministro y transporte de gas natural; donde llama la atención que los usuarios no regulados, contrario a las condiciones de los demás participantes del mercado, no pueden realizar dichas negociaciones en el mercado secundario, lo que podría tener efectos sobre la competencia en el mercado mayorista de gas natural.

El hecho de que los usuarios no regulados no puedan participar como compradores en el mercado secundario, y participen sólo como vendedores; coloca la oferta de excedentes de los mismos en un mercado al cual éstos no pueden acceder sino a través de un comercializador, generando una barrera a la entrada.

En el artículo 38 del proyecto, observamos que: *"las partes acordarán libremente el precio del gas natural que se comercialice mediante negociaciones directas"*; es decir se fomenta la competencia por el producto pero se harían negociaciones excluyendo a los usuarios no regulados, los cuales se verían obligados a comprar el producto en el mercado primario viéndose perjudicados al no poder negociar directamente como compradores en el mercado secundario; mercado, que tratando excedentes podría generar mejores condiciones de precio que el mercado primario.

La exclusión a los usuarios no regulados de poder negociar los excedentes directamente podría ocasionar mayor capacidad de negociación y maniobra al comercializador, quien podría comprar y vender en este mercado beneficiándose de las ventajas de la negociación directa, frente al usuario no regulado que no lo puede hacer

---

[18] **Artículo 38. Negociaciones directas de gas natural.** Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 34 y 35 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones solo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución. Las partes acordarán libremente el precio del gas natural que se comercialice mediante estas negociaciones directas

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución, podrán realizar negociaciones de compraventa de gas natural en el mercado secundario de acuerdo con lo señalado en el Artículo 41 de esta Resolución.

y tendría que pagar un margen mayor para participar, a través del comercializador con quien participe causando un detrimento de la libre competencia. Esto ocurre aun cuando el comercializador sea un agente regulado por la CREG y el usuario no regulado no lo sea.

V. RECOMENDACIÓN

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Superintendencia recomienda a la CREG, hacer un estudio sobre los posibles efectos que podría traer sobre la competencia en el mercado de suministro y transporte de gas natural, la existencia de un mercado secundario en el que se excluye como comprador a los usuarios no regulados.

Adicionalmente se pide tener en cuenta las ventajas de que el gestor de mercado fuese un actor independiente del mercado dado que al manejar tanto volumen de información relevante para el mismo sería deseable que este no dependiese de ninguno de sus actores.

Atentamente,

WILLIAM ANTONIO BURGOS DURANGO
SUPERINTENDENTE DELEGADO PARA LA PROTECCION DE LA COMPETENCIA
(E)

Elaboró: Fernan Montoya
Revisó: Melba Castro
Aprobó: Melba Castro

Al respecto la Comisión remitió a la Superintendencia de Industria y Comercio la comunicación S-2013-003241 que se anexa a este documento, en la cual se hacen aclaraciones sobre los fundamentos de la propuesta y el concepto emitido por la Superintendencia.

CREG
Comisión de Regulación de Energía y Gas

Bogotá, D.C.,

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG
RADICADO : S-2013-003241 14/Ago/2013
No.REFERENCIA: S-2013- 006022
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 6 ANEXOS: no
DESTINO SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

Doctor
WILLIAM ANTONIO BURGOS DURANGO
Delegado para la Protección de la Competencia (E)
Superintendencia de Industria y Comercio
Cra. 13 # 27-00 Piso 3°.
Bogotá

Asunto: concepto de abogacía de la competencia
Radicados CREG E-2013- 006022 E-2013-006096

Respetado doctor Burgos:

Hemos recibido el concepto de abogacía de la competencia sobre el proyecto de resolución "por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural", remitido a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, mediante el oficio CREG S-2013-002542.

Una vez analizados sus comentarios al proyecto de resolución, consideramos necesario formular las siguientes observaciones.

Primera recomendación

En su oficio recomienda lo siguiente:

> *"Teniendo en cuenta lo anterior, esta Superintendencia recomienda a la CREG, hacer un estudio sobre los posibles efectos que podría traer sobre la competencia en el mercado de suministro y transporte de gas natural, la existencia de un mercado secundario en el que se excluye como comprador a los usuarios no regulados".*

Esta recomendación está antecedida de las siguientes afirmaciones, presentadas en el numeral 4.3.2 de su comunicación:

> *"(...) El hecho de que los usuarios no regulados no pueden participar como compradores en el mercado secundario, y participen sólo como vendedores; coloca la oferta de excedentes de los mismos en un mercado al cual éstos no pueden acceder sino a través de un comercializador, generando una barrera a la entrada".*

603 2020 Fax 603 2100 y 603 2049 URL www.creg.gov.co e-mail: creg@creg.gov.co
Av Calle 116 No 7-15 Int. 2 Piso 9° Of 901 Edf Cuesser Bogotá D. C. Colombia

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Doctor
WILLIAM ANTONIO BURGOS DURANGO
Superintendencia de Industria y Comercio 24

> *"(...) La exclusión a los usuarios no regulados de poder negociar los excedentes directamente podría ocasionar mayor capacidad de negociación y maniobra al comercializador, quien podría comprar y vender en este mercado beneficiándose de las ventajas de la negociación directa, frente al usuario no regulado que no lo puede hacer y tendría que pagar un margen mayor para participar, a través del comercializador con quien participe, causando un detrimento de la libre competencia. Esto ocurre aun cuando el comercializador sea un agente regulado por la CREG y el usuario no regulado no lo sea".*

Al respecto resulta necesario hacer las siguientes aclaraciones:

En la sección 2.5.3 del documento soporte del proyecto de resolución, el cual fue remitido a la SIC en conjunto con dicho proyecto, se exponen las razones por las cuales se ha considerado necesario que los usuarios no regulados no participen activamente como compradores o vendedores en el mercado secundario. A continuación se mencionan los argumentos más relevantes.

1. Cumplimiento de la regulación aplicable al mercado mayorista

La propuesta regulatoria está encaminada a regular los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural. Así, la propuesta contiene las disposiciones regulatorias que aplicarían a las negociaciones en dicho mercado relacionadas con: i) cuáles son las condiciones y los requisitos mínimos de las modalidades de contratos de suministro y capacidad de transporte que allí se pueden negociar, ii) quiénes los pueden negociar, y iii) cómo los pueden negociar. La Comisión ha identificado la necesidad de que los agentes que participen en esos mercados sean empresas sujetas a la regulación de la CREG y a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. De lo contrario se podría comprometer el cumplimiento del marco regulatorio propuesto.

Cabe anotar que la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 planteaba un cambio en la forma como los usuarios no regulados accederían al servicio público domiciliario de gas natural. Esta reforma consistía en el uso de los servicios de comercializadores de gas natural, empresas que en efecto están sometidas a la regulación. Esta figura no es extraña para los usuarios no regulados, pues de hecho sus consumos del servicio público domiciliario de energía eléctrica están representados en el mercado por comercializadores de ese servicio, empresas que interactúan con los generadores, transportadores y distribuidores para prestar el servicio a los usuarios finales.

Después de analizar los diferentes comentarios recibidos en relación con la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se llegó a la conclusión de que era posible ajustar la propuesta regulatoria en el siguiente sentido: i) los usuarios no regulados podrán continuar participando como compradores en el mercado primario; y ii) dichos usuarios no podrán participar, en forma directa, como compradores o como vendedores en el mercado secundario, sino que deberán hacerlo a través de comercializadores; la excepción a esta regla se dará en los procesos úselo o véndalo, cuando los usuarios no regulados participen como vendedores. En la medida en que

☎ 603 2030 Fax 603 2100 y 603 2049 web: www.creg.gov.co e-mail: creg@creg.gov.co
Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2 Piso 9º Of 901 Bdl Cuatrar Bogotá D. C. Colombia

Comisión de Regulación de Energía y Gas

la participación de los usuarios no regulados se limitará a definir el precio de reserva cuando venden sus excedentes a través de los procesos úselo o véndalo, no hay razón para involucrar a un comercializador en el lado de la oferta.

Esta modificación de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 tiene sustento en que:

- Los usuarios no regulados han sido enfáticos en manifestar su sensibilidad a los precios del gas natural. Por ende, con el ajuste se busca evitar que la regulación los obligue a incurrir en nuevos gastos para efectos de contratar el suministro y el transporte de este combustible. Sin embargo, no puede perderse de vista que los usuarios no regulados suelen contar con la ayuda de asesores internos o externos para la compra del combustible que utilizan. Esta práctica también tiene un costo para este tipo de demanda.

En la medida en que se dinamice el eslabón de la comercialización y los comercializadores demuestren su habilidad para agregar demandas y facilitar la coordinación entre el suministro y el transporte, los usuarios no regulados podrán optar por hacer uso de sus servicios.

- Si bien los usuarios no regulados no están sujetos, per se, a la regulación de la CREG, estos sólo pueden actuar en el mercado primario si se acogen a la regulación de los aspectos comerciales y operativos del mercado primario. La experiencia que se tiene en la operación, con el Reglamento Único de Transporte, demuestra que la anterior afirmación es cierta.

- No es evidente que se pueda afirmar lo mismo para el mercado secundario. En este sentido, en dicho mercado sólo actuarán agentes regulados por la Comisión, siendo la excepción el caso ya mencionado algunos incisos atrás.

La participación de los usuarios no regulados en el mercado secundario, los cuales no están sujetos a la regulación de la CREG ni a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, permitiría la existencia de transacciones de compra y venta de gas o de capacidad de transporte en este mercado que no reúnan las condiciones y requisitos mínimos de los contratos, o no se ajusten a los mecanismos de comercialización establecidos en la regulación. Esto reduciría la liquidez y la transparencia del mercado.

2. Captura de información

Como se expone en el mencionado documento soporte, la falta de información completa y veraz es una de las principales carencias del mercado colombiano de gas natural, pues la disponibilidad de información es un requisito fundamental para el desarrollo de un mercado en competencia, líquido y transparente.

603 2030 Fax 603 2100 y 603 2049 url: www.creg.gov.co e-mail: creg@creg.gov.co
Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2 Piso 9° Of. 901 Edif. Cubazar Bogotá D. C. Colombia

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Doctor
WILLIAM ANTONIO BURGOS DURANGO
Superintendencia de Industria y Comercio

Se ha identificado entonces la necesidad de que las partes que intervienen en los contratos celebrados en el mercado primario y en el mercado secundario tengan la obligación de declarar ante el gestor del mercado las principales condiciones de dichos contratos. Esto es necesario para que el gestor del mercado tenga la posibilidad de contrastar la información recibida y así comprobar la veracidad de la misma para luego proceder a publicar aquella que sea relevante para la liquidez del mercado.

Tal obligación sólo puede ser exigible si las dos partes de los contratos están sujetas a la regulación de la CREG y a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los usuarios no regulados no están sujetos a la regulación de la CREG ni a la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

3. Margen de comercialización

No se puede desconocer que la participación de los comercializadores trae consigo el cobro de un margen. Ahora bien, la dimensión de dicho margen estará sujeta a las condiciones de un mercado en competencia. Además, uno de los atributos del diseño regulatorio propuesto consiste en hacer pública la información sobre los precios del gas natural transado en el mercado, hecho que contrasta con la situación actual en la cual los compradores se enfrentan a la opacidad de la información

La comercialización es una actividad en competencia y, como tal, es desafiable. En este sentido no hay lugar a entender que el "comercializador" es un único agente en el mercado. El hecho de que en el mercado de gas natural y en el mercado eléctrico participen sociedades dispuestas para la prestación de servicios públicos domiciliarios no puede ser confundido con una barrera a la entrada. De hecho, es la misma Ley 142 de 1994, especial para el sector de los servicios públicos domiciliarios, la que determina quiénes pueden prestar estos servicios[1]. En este orden de ideas, a partir de la definición legal del servicio público domiciliario de gas combustible[2] se concluye que la comercialización constituye una de las actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, la cual debe ser desarrollada por las personas autorizadas por la ley para tal fin.

Finalmente, la propuesta regulatoria puesta a consideración de la SIC es el resultado de más de tres años de análisis, periodo durante el cual la CREG llevó a cabo varios estudios con la colaboración de asesores externos, abrió múltiples espacios para conocer las necesidades de los participantes del mercado y su retroalimentación frente a las medidas regulatorias propuestas, y realizó los análisis internos que fueron necesarios.

Por lo anterior, de manera atenta le informamos que esta entidad no encuentra la necesidad de adelantar el estudio recomendado por la SIC.

[1] Artículo 15
[2] Artículo 14.28

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Doctor
WILLIAM ANTONIO BURGOS DURANGO
Superintendencia de Industria y Comercio 58

Segunda recomendación

En su oficio también recomienda lo siguiente:

> *"Adicionalmente se pide tener en cuenta las ventajas de que el gestor de mercado fuese un actor independiente del mercado, dado que, al manejar tanto volumen de información relevante para el mismo sería deseable que este no dependiese de ninguno de sus actores".*

Esta recomendación coincide con lo señalado en la sección 4.3.1 de su comunicación:

> *"En términos del efecto sobre la competencia en el mercado y la transparencia en la información, la figura del Gestor del Mercado permite un manejo más centralizado de la información, promueve el desarrollo de las transacciones, tanto en el mercado primario como en el secundario al suministrar a los agentes del mismo más y mejor información para la toma de decisiones, contribuye a un efecto pro competitivo dado que disminuye las asimetrías de información permitiendo una negociación del producto más acorde a la realidad de la oferta y la demanda en el mercado. No obstante lo anterior, y entendiendo que la CREG reglamentará posteriormente esta figura, esta Entidad se permite recomendar que se asegure la independencia de este cargo respecto a los agentes del mercado que participan en el mercado de gas primario y secundario, ya que vínculos de control, económico o financiero entre el Gestor del mercado y dichos agentes podría generar desviaciones o favorecimiento de información a favor de algunos, en detrimento de otros".*

En atención a esta recomendación, de manera atenta nos permitimos aclarar que el proyecto remitido para consideración de la SIC no busca definir los requisitos que debe cumplir quien sea seleccionado como gestor del gestor del mercado, ni las condiciones que el mismo debe cumplir durante el tiempo en que preste sus servicios. En este sentido, no hay espacio para acoger esta recomendación de la SIC dentro del marco de la resolución "por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural".

Cabe mencionar que mediante las resoluciones 155 de 2012 y 069 de 2013 la CREG hizo pública una propuesta sobre la materia. Al momento de elaborar las resoluciones definitivas en las que se regule la materia la CREG tendrá en cuenta su recomendación. Así mismo, antes de expedir las correspondientes resoluciones definitivas la CREG pondrá los respectivos proyectos regulatorios en consideración de la SIC, si esa necesidad se identifica en cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010.

Finalmente, consideramos pertinente dar respuesta al siguiente comentario presentado en su comunicación:

603 2020 Fax 603 2100 y 603 2049 sitio www.creg.gov.co e-mail: creg@creg.gov.co
Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2 Piso 9° CR 10/1 Edif. Cusezar Bogotá D. C. Colombia

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Doctor
WILLIAM ANTONIO BURGOS DURANGO
Superintendencia de Industria y Comercio - SIC

"A partir de la acción del gestor del mercado y, de acuerdo a lo mencionado en el proyecto, el costo del mismo debe ser asumido por los compradores de gas natural en el mercado primario, es decir, que los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado no asumirían el costo de la creación del gestor de mercado; por el contrario, de acuerdo con el Artículo 8 del presente proyecto, dicho costo podría ser trasladado por los comercializadores a los usuarios finales, situación que causaría una afectación indebida sobre el precio, puesto que sería un costo que tendría que ser asumido por un participante en el mercado que no se está beneficiando directamente con la actividad del Gestor del Mercado".

Esta entidad no comparte la anterior afirmación. La propuesta regulatoria busca establecer un nuevo orden en el mercado mayorista de gas natural, con miras a que el mismo sea más transparente y más líquido, y por tanto del mismo se deriven precios y asignaciones eficientes del gas natural y de la capacidad de transporte. El gestor del mercado tendrá un papel relevante en la articulación de ese mercado. En este sentido se espera que los usuarios finales se beneficien de los servicios del gestor del mercado.

Se debe recordar que conforme a la ley 142 de 1994, la regulación contempla que los costos y gastos eficientes en que incurran quienes suministran, transportan, distribuyen y comercializan el gas natural sean trasladados a los usuarios finales. De lo contrario se podría presentar una situación de insuficiencia financiera. Así las cosas, con independencia de la decisión que tome la CREG en relación con el participante del mercado que debe pagar por los servicios del gestor, la regulación debe contemplar que dicha erogación pueda ser trasladada a los usuarios finales.

Estamos atentos a presentar cualquier aclaración adicional que usted requiera.

Reciba un cordial saludo,

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

[illegible]
Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2 Piso 9º CE 801 Bell. Cuerpo Bogotá D.C. Colombia

Anexo 1
Proceso úselo o véndalo de largo plazo para transporte

Dentro de los comentarios presentados a la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 algunos consumidores de gas plantean la necesidad de establecer un mecanismo para que compradores de gas del mercado mayorista puedan hacer uso de capacidad de transporte contratada a largo plazo pero no utilizada por los respectivos remitentes. Los consumidores que plantean esta inquietud hacen referencia a la Resolución CREG 170 de 2011 en la cual se establecieron medidas relacionadas con el uso, por parte de usuarios no regulados, de la capacidad de transporte contratada por distribuidores-comercializadores y comercializadores[113].

La respuesta a la anterior inquietud se enmarca dentro del mecanismo úselo o véndalo de largo plazo para transporte, analizado por David Harbord et ál en 2011[114]. De hecho, en el informe de esta consultoría se ilustra la preocupación por el posible acaparamiento de la capacidad de transporte en contratos de largo plazo, lo cual podría afectar negativamente el esquema de comercialización de gas a través de subastas. El consultor indicó que es posible que compradores potenciales se vean disuadidos de participar en la subasta por la incertidumbre sobre la disponibilidad de capacidad de transporte. Lo anterior se hace extensivo para cualquier esquema de comercialización que se adopte. Por ejemplo, los industriales que actualmente le compran gas al distribuidor-comercializador local podrían dejar de participar en el esquema de comercialización que adopte la CREG por temor a no conseguir la capacidad de transporte necesaria para su gas.

En la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 no se incluyó el mecanismo úselo o véndalo de largo plazo para transporte, pues en su momento se consideró que para el mercado era suficiente el mecanismo úselo o véndalo de corto plazo (i.e. diario). Sin embargo, analizados los comentarios recibidos de los agentes se considera adecuado introducir en la resolución definitiva el mecanismo úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte, como se indica a continuación.

El procedimiento úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte tendrá el propósito de facilitar la coordinación en la contratación de largo plazo de suministro y transporte. Así, quienes hayan contratado capacidad de transporte y no prevean utilizar alguna porción de esta capacidad de transporte deberán ofrecer su exceso de capacidad, en adelante capacidad excedentaria, a quienes resultaron con adjudicaciones de gas natural luego de la finalización del esquema de comercialización que adopte la CREG. En este sentido, después de aplicar el esquema de comercialización que adopte la CREG se ejecutará el proceso úselo o véndalo de largo plazo para transporte, acorde con el siguiente procedimiento:

- Una vez expedido el cronograma en el que se establece el mecanismo de comercialización la Dirección Ejecutiva de la CREG solicitará mediante circular la declaración de la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes mediante un formato

[113] Las disposiciones de la Resolución CREG 170 de 2011 aplican hasta cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias: i) la Comisión adopte y se implemente la regulación sobre mercados de corto plazo en gas; o ii) finalice el día 31 de diciembre de 2013.

[114] "Designing and Structuring the Secondary Market, Short-term Markets and their Management Mechanisms, Task 6 Report", 1 de diciembre de 2011. Informe publicado mediante la Circular CREG No. 089 de 2011.

diseñado para tal fin. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará esta información mediante circular.

- Posterior a la aplicación del esquema de comercialización de gas que adopte la CREG el gestor del mercado hará una comparación entre las cantidades de gas natural de cada campo contratadas por cada comprador (incluyendo los contratos previos), y la capacidad de transporte contratada por el mismo comprador para el siguiente año.

- El gestor del mercado determinará la capacidad excedentaria por rutas de transporte como la diferencia positiva entre la capacidad de transporte contratada en firme por un participante del mercado y la cantidad de gas natural demandada por este participante del mercado. El gestor del mercado subastará este excedente a los participantes del mercado que tengan déficit de capacidad de transporte. Esto es, a los participantes del mercado que hayan contratado una capacidad de transporte inferior a la cantidad de gas contratada en firme a través del mercado mayorista de gas natural.

- Dentro de la semana siguiente a la finalización del esquema de comercialización de gas que adopte la CREG, el gestor del mercado subastará las capacidades excedentarias mediante una subasta de reloj ascendente.

- La capacidad excedentaria se ofrecerá en contratos de un año con los siguientes precios de reserva calculados por el gestor del mercado, según el caso:

    - Cargo equivalente expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC calculado con base en los cargos regulados negociados en el contrato de transporte del participante del mercado que tiene capacidad excedentaria.

    - Cargo equivalente expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC calculado con base en la pareja de cargos 100% fijo - 0% variable si el contrato de transporte del participante del mercado que tiene capacidad excedentaria no se sujeta a las parejas de cargos reguladas.

- Los adjudicatarios o compradores en las subastas firmarán contratos directamente con los titulares de la capacidad de transporte, al precio resultante de la subasta.

- Los compradores y vendedores coordinarán los aspectos operativos involucrados en la transacción, tales como el proceso de nominación.

- Los mecanismos de cubrimiento serán pactados entre las partes. Los compradores y vendedores de las subastas podrán optar por la opción del prepago.

Sin perjuicio de las demás disposiciones que sobre el particular pueda adoptar la CREG en el futuro, y con el fin de hacer operativas las disposiciones indicadas anteriormente, los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de largo plazo deberán asegurarse de que sus clientes cuenten con los sistemas de medición indicados en la regulación vigente.

El gestor del mercado será responsable de implementar el proceso úselo o véndalo para transporte de largo plazo, de acuerdo con el reglamento que adopte la CREG.

Transición para el proceso úselo o véndalo de largo plazo

De acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 se prevé aplicar el esquema de comercialización que adopte la CREG antes de que el gestor del mercado entre a prestar sus servicios. En ese sentido es necesario establecer un mecanismo de transición para realizar el proceso úselo o véndalo de largo plazo asociado a la aplicación por primera vez del esquema de comercialización que adopte la CREG, o, de manera general, asociado a la aplicación del esquema de comercialización antes de que el gestor inicie la prestación de sus servicios.

Se propone adoptar un mecanismo similar al que se dispuso mediante la Resolución CREG 170 de 2011, en la cual se establecieron medidas relacionadas con el uso, por parte de usuarios no regulados, de la capacidad de transporte contratada por distribuidores-comercializadores y comercializadores. En tal sentido se propone lo siguiente:

- Una vez expedido el cronograma en el que se establece el mecanismo de comercialización la Dirección Ejecutiva de la CREG solicitará mediante circular la declaración de la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes mediante un formato diseñado para tal fin. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará esta información mediante circular.

- Los participantes del mercado con capacidad excedentaria y quienes cuenten con contratos de suministro en el mercado mayorista y que requieran capacidad de transporte para transportar este gas, podrán acordar directamente dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes al cierre del esquema de comercialización, las condiciones bajo las cuales los primeros permitirán el uso de la capacidad excedentaria por parte de los segundos.

- En caso de no llegar a un acuerdo dentro de este término se aplicarán las siguientes disposiciones:

    - Los participantes del mercado con capacidad excedentaria deberán permitir el uso de esa capacidad por parte de aquellos compradores de gas del mercado mayorista que requieran total o parcialmente capacidad de transporte para transportar este gas.

    - Los compradores de gas que utilicen capacidad excedentaria, asumirán desde el momento en que utilicen el servicio por primera vez, el 100% de los cargos fijos y variables que hayan pactado el transportador y el participante del mercado con capacidad excedentaria, así como los demás costos por servicios de transporte asociados a disposiciones legales o regulatorias. Si la utilización del servicio de transporte por primera vez no se da dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha en que inicie la ejecución del contrato de suministro obtenido bajo el esquema de comercialización que adopte la CREG, los compradores de gas bajo este esquema de comercialización perderán la posibilidad de hacer uso de la capacidad excedentaria.

    - Como contraprestación por las gestiones que realicen los participantes del mercado con capacidad excedentaria, los compradores de gas que utilicen capacidad excedentaria pagarán el 1,67% sobre el valor resultante de aplicar, a la capacidad de transporte y al volumen transportado, los cargos fijos y variables que remuneran la inversión y el cargo fijo que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM, del respectivo tramo de gasoducto, y que hayan sido pactados entre el transportador y el participante del mercado con capacidad excedentaria.

- Los participantes del mercado que compren gas y que utilicen capacidad excedentaria, y los respectivos participantes del mercado con capacidad excedentaria, coordinarán los aspectos operativos involucrados en la transacción, tales como el proceso de nominación de suministro y transporte de gas. En la factura de prestación del servicio los participantes del mercado con capacidad excedentaria facturarán el servicio de transporte a los compradores de gas bajo el esquema de comercialización que adopte la CREG, y que utilicen capacidad excedentaria, desagregando los costos por el servicio de transporte, por el de distribución cuando aplique y por la contraprestación mencionada.

- Los compradores de gas que utilicen capacidad excedentaria deberán pagar dentro de los cinco (5) días siguientes a la facturación los costos derivados del uso de la capacidad de transporte y deberán asumir cualquier costo adicional que se ocasione a los participantes del mercado con capacidad excedentaria y que se derive del incumplimiento de cualquiera de las condiciones operativas y/o comerciales aplicables. En caso de incumplimiento en el pago en los términos antes señalados o de cualquiera de las condiciones operativas y/o comerciales aplicables, los participantes del mercado con capacidad excedentaria no estarán obligados, a partir de la fecha del incumplimiento, a conceder el uso de la capacidad excedentaria.

- Los participantes del mercado con capacidad excedentaria no podrán permitir el uso de esa capacidad a otros usuarios en detrimento de los compradores de gas bajo el esquema de comercialización que adopte la CREG que requieran capacidad excedentaria para transportar gas obtenido bajo este esquema de comercialización.

- Sin perjuicio de las demás disposiciones que sobre el particular pueda adoptar la CREG en el futuro, con el fin de hacer operativas las disposiciones indicadas anteriormente, los compradores de gas que requieran capacidad excedentaria para su transporte y que acojan las anteriores disposiciones, deberán asegurarse de que sus clientes cuenten con los sistemas de medición indicados en la regulación vigente.

- Con el fin de que los compradores de gas que requieran capacidad conozcan la capacidad excedentaria, los participantes del mercado con esta capacidad deberán reportar a la CREG la capacidad excedentaria según el formato que para tal fin defina la Comisión. Mediante circular la Dirección Ejecutiva de la CREG publicará la capacidad excedentaria reportada por los participantes del mercado.