



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

-Resultados del Proceso de Consulta-

DOCUMENTO CREG-087

Octubre 3 de 2006

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

TABLA DE CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES	14
2.	RESULTADOS DEL PROCESO DE CONSULTA	14
3.	RESPUESTA A LOS COMENTARIOS	21
3.1	Prioridad en el Abastecimiento de la Demanda Doméstica	21
3.2	Regulación del poder de mercado de los productores-comercializadores de Gas Natural	25
3.3	Eliminación del contrato Take and Pay	27
3.4	Información del Sector de Gas Natural.....	28
3.5	Nuevo esquema institucional del sector de Gas Natural.....	29
3.6	Contratación de Suministro en Firme	29
3.7	Procedimiento de Negociación	31
3.8	Aspectos Particulares del Texto de la Resolución Definitiva.....	32

CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

-Resultados del Proceso de Consulta-

En este documento se presenta el análisis y la respuesta de la CREG a las observaciones y sugerencias recibidas durante el proceso de consulta de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 033 de 2006.

1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución CREG-033 de 2006, la Comisión sometió a consideración de la industria y terceros la modificación de la Resolución CREG-023 de 2000 y otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural.

De otra parte, por medio de la Circular 025 del 20 de junio de 2006, la Comisión publicó para consulta de agentes, terceros interesados y público en general, los siguientes documentos CREG con los cuales se presenta el contexto general en el cual se analizó y se soportó la propuesta regulatoria sometida a consideración mediante Resolución CREG-033 de 2006:

- Documento CREG 039 de 2006 – Contratación de Suministro de Combustible para Generación Eléctrica.
- Documento CREG 040 de 2006 – Contratación de Suministro de Gas Natural.

Agotado el plazo otorgado para la recepción de dichas observaciones y sugerencias, la CREG analizó todas las comunicaciones recibidas y en este documento se presentan las respuestas a comentarios relacionados con la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 033 de 2006, esto es con la contratación de suministro de gas natural. Los comentarios que tienen que ver con el Documento CREG 039 de 2006, serán tratados en forma independiente.

2. RESULTADOS DEL PROCESO DE CONSULTA

A continuación se presenta una relación de los agentes y terceros interesados que presentaron observaciones y sugerencias a la propuesta regulatoria que se hizo pública a través de la Circular 025 del 20 de junio de 2006.

No.	Remitente	Fecha	Radicado
1.	Termocandelaria	Jun-22-2006	E-2006-004731
2.	UPME (Comunicación Merilectrica)	Jul-04-2006	E-2006-004914
3.	Termocandelaria	Jul-04-2006	E-2006-004920
4.	Proelectrica	Jul-06-2006	E-2006-004978
5.	BP Exploration Company (Colombia Ltd)	Jul-10-2006	E-2006-005032
6.	Proelectrica	Jul-11-2006	E-2006-005082
7.	Termocandelaria	Jul-11-2006	E-2006-005094

No.	Remitente	Fecha	Radicado
8.	Termocandelaria	Jul-12-2006	E-2006-005123
9.	BP Exploration Company (Colombia Ltd)	Jul-14-2006	E-2006-005167
10.	EEPP de Medellín	Jul-17-2006	E-2006-005179
11.	Chevron	Jul-17-2006	E-2006-005206
12.	Isagen	Jul-18-2006	E-2006-005215
13.	Termoflores	Jul-18-2006	E-2006-005250
14.	Epsa	Jul-24-2006	E-2006-005349
15.	ECOPETROL	Jul-26-2006	E-2006-005428
16.	Varios Agentes Termoeléctricos	Jul-26-2006	E-2006-005433
17.	Termoemcali	Jul-31-2006	E-2006-005534
18.	CORELCA S.A. ESP	Ago-02-2006	E-2006-005581
19.	Naturgas	Ago-04-2006	E-2006-005633
20.	BP Exploration Company (Colombia Ltd)	Ago-04-2006	E-2006-005637
21.	Consejo Nacional de Operación	Ago-04-2006	E-2006-005649
22.	Gas Natural S.A. ESP	Ago-04-2006	E-2006-005653
23.	Acolgen	Ago-08-2006	E-2006-005657

De estas comunicaciones, los comentarios y sugerencias que están relacionados con la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 033 de 2006 y que fueron recibidos de cada remitente se presentan, en forma resumida, a continuación:

TERMOCANDELARIA:

E2006-004731

1. Cómo la CREG elimina el TAP que era la herramienta de los compradores para protegerse del abuso de posición dominante de los productores-comercializadores de gas natural?
2. Cómo la CREG le entrega a los productores-comercializadores un nuevo contrato libre (opción de compra) sin límites?
3. Los cambios propuestos terminan aumentando el poder de mercado de los productores-comercializadores.

E2006-005094

4. Con la eliminación del contrato TAP, ¿Cumple la CREG la Ley 142 que dice: proponer la adopción de medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante?
5. Porqué las diferencias en la regulación de la CREG, específicamente, resoluciones 034 de 2001 y propuesta contenida en la 033 de 2006? ¿No constituye esto un acto de regulación discriminatoria?
6. En el caso que las ofertas "Take or Pay" y/o Opción de Compra de Gas (OCG) no sean aceptables para el comprador, ¿Podrán las partes solicitar a la CREG que actúe para dirimir la disputa de acuerdo a lo establecido en la Ley 142 artículo 73 numeral 73.9?
7. ¿Qué tipo de administración de riesgo de demanda podrá realizar el vendedor?

8. ¿Podrá el vendedor establecer contratos por cantidades que excedan su capacidad de producción, pero con distintos niveles de probabilidades de consumo?

E2006-005123

9. La OCG no es una alternativa de contratación flexible, equilibrada o económicamente eficiente.
10. ¿Por qué la CREG no ha planteado una propuesta que pretenda reducir las rentas que derivan los productores de gas natural en los contratos TOP?

NATURGAS

E2006-005633

11. Con la liberación del precio a través de las OCG, el precio de resolución podría dejar de ser un techo para ser un piso.
12. Con las OCG no se garantiza un valor de la prima inferior al valor de la obligación mínima en un TOP.

MERILECTRICA

E2006-004914

13. Hacer un seguimiento de la disponibilidad real de los sistemas de producción y transporte.
14. Solicitan un sistema de información centralizado del mercado mayorista de gas natural.
15. Solicitan verificar niveles de contratación de producción y transporte de los diferentes productores y transportadores.

PROELECTRICA

E2006-005082

16. Manifiesta que el TAP era el mecanismo que les permitía subsistir a las térmicas.
17. Les llama la atención la libertad que han tenido los productores-comercializadores de gas natural que no han cumplido la Resolución CREG 023 de 2000 (ofrecer TAP).
18. Piden establecer parámetros claros y de obligatorio cumplimiento para la firma de los contratos por parte de productores de gas, de tal forma que se minimice su posición dominante.
19. Reiteran comunicación de Noviembre de 2005: i) la firmeza del suministro de gas no depende de los contratos que se suscriban, sino de otros aspectos tales como de disponibilidad real de la infraestructura; ii) Obligar a los productores a cumplir la Resolución CREG 023 de 2000; iii) Reconocer

en el CxC los costos fijos que implican los contratos de suministro y transporte de gas.

BP

E2006-005637

20. Proponen establecer unas definiciones únicas que separen claramente Tipos de Suministro y Esquemas de Pago y describan las características claves inherentes a cada uno de ellos.
21. Piden aclarar cuando la resolución habla de productores-comercializadores y comercializadores, a quienes realmente se aplica la propuesta regulatoria.
22. Definición de interrumpible no debería ser sujeta a disponibilidad de la producción.
23. No regular la duración del periodo de compensación del contrato Take or Pay.
24. Sugieren eliminar la obligación de hacer ofertas TOP y OCG, a menos que se pida por escrito por parte del comprador.
25. Eliminar la exigencia del reporte de información de los contratos.

EPPP de Medellín

E2006-005179

26. Sugieren que se determine el nivel mínimo de TOP que remuneraría al vendedor los costos fijos y con base en eso definir un contrato.
27. La Comisión no controla el poder de mercado que existe en la oferta de gas natural.
28. Sugieren que la CREG revise y modifique el esquema institucional del sector de gas de tal forma que se garantice el suministro en forma eficiente.

CHEVRON

E2006-005206

29. Derogar explícitamente la definición de TAP contenida en la Resolución CREG 023 de 2000.
30. Limitar la cantidad de gas que pueden ofrecer en firme los productores-comercializadores reduce su capacidad comercial. El riesgo volumétrico se debe dejar en manos del productor que tiene mayor información y lo puede administrar.
31. Sugieren dejar libre para negociación entre las partes, el "delivery or pay".
32. Sugieren dejar libre para negociación entre las partes, el período para hacer la compensación de gas pagado y no tomado.
33. La CREG no tiene en cuenta el mercado secundario en sus análisis.
34. Proponen una redacción para la definición del servicio interrumpible.
35. Proponen unos cambios en la redacción de la definición de la OCG.

36. Sugieren permitir la participación de los productores-comercializadores en el mercado secundario (prohibición en el RUT).
37. Eliminar la propuesta de información.
38. La propuesta les parece un cambio en la política energética.

ISAGEN

E2006-005215

39. Sugieren evaluar alternativas estructurales de mercado y de la institucionalidad del sector de gas para reducir el poder de mercado en la oferta.
40. La OCG es similar en costo a un TOP.
41. Admitir otros combustibles para generación no reduce el poder de mercado en la oferta de gas natural.
42. Sugieren regular los contratos de suministro de gas para generación eléctrica de tal forma que el negocio de generación con gas sea viable.
43. Sugieren consolidar un mercado secundario organizado de suministro y transporte de gas.
44. Sugieren que el gas de regalías sea comercializado por un tercero.

TERMOFLORES

45. Plantea unas preguntas relacionadas con la propuesta:
46. ¿Existe algún límite para la prima de la opción?
47. ¿Hay un límite para el precio de ejercicio?
48. ¿Hay algún límite para la suma de lo que paga el usuario, es decir la prima más el precio de ejercicio?
49. ¿Se debe entender que por ser la OCG equivalente económicamente a un Take or Pay, en estos casos también debe haber descuentos que aumenten con el valor de la prima, es decir, a mayor prima, menor precio de ejercicio?
50. ¿Es correcto decir que esta resolución cambia la filosofía de la Resolución 23 de 2000 según la cual el valor de la firmeza estaba incluido en el precio máximo regulado y crea un esquema para poner a dicha firmeza un valor adicional, que puede ser la prima en la OCG o el consumo mínimo en el Take or Pay?
51. ¿En una OCG con gas de Guajira, el precio es libre?
52. ¿Es correcto entender que el único tipo de contrato que no garantiza firmeza es el contrato interrumpible?
53. ¿Las OCG garantizan firmeza o ésta dependerá de la existencia de reservas y de la factibilidad técnica del suministro?
54. ¿Los contratos Take or Pay garantizan firmeza?
55. ¿El nivel de firmeza de las OCG y de los Take or Pay es el mismo?
56. ¿Los contratos Take and Pay como estaban previstos en la Resolución 23 de 2000 desaparecen?
57. ¿Es correcto entender que en el contrato "Pague lo contratado o Take or Pay", la cantidad en firme que el productor o comercializado se obliga a entregar es el 100% de la cantidad contratada?

58. ¿Es correcto entender que la negociación con los productores o comercializadores, no necesariamente, deben realizarse obligatoriamente siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 5?
59. ¿Eso significa que los productores comercializadores no están obligados a hacer las ofertas a los usuarios no regulados?
60. ¿Puede un usuario no regulado, de todas formas, comprar el gas en la forma prevista en la regulación?
61. Sugieren que el proceso de las ofertas que deben hacer los productores-comercializadores sea aplicable también para las negociaciones con usuarios no regulados.
62. Sugieren regular los descuentos que debe dar el productor-comercializador en relación con el nivel de TOP.
63. ¿Qué medidas o herramientas establecerá la CREG ante incumplimientos de parte de los productores y/o comercializadores de lo estipulado en este proyecto de resolución, que le garanticen a los compradores un proceso de negociación acorde con la reglamentación vigente?
64. ¿En caso que los productores comercializadores se nieguen a hacer las ofertas en la forma prevista en la regulación, qué acciones tienen los compradores de gas?
65. Manifiestan que la regulación de la CREG debe garantizar que los productores-comercializadores atiendan la demanda doméstica.

EPSA

66. Los contratos que se desarrollen deben establecer compromisos claros de firmeza y distribuir el riesgo de demanda entre las partes.
67. Dejar explícito en la Resolución que pueden desarrollarse entre las partes, contratos diferentes a los regulados.
68. Regular el contrato de suministro de gas que remunere adecuadamente a los vendedores.

ECOPETROL

69. Solicitan sacar de los documentos de la CREG las afirmaciones de abuso de posición dominante de ECOPETROL.
70. El análisis de los TOP no tiene en cuenta las ventas que puedan hacer los compradores en el mercado secundario. Según ECOPETROL, solo en 2 ocasiones en 10 años, un cliente ha perdido el gas pagado.
71. Proponen una redacción para la definición de servicio interrumpible.
72. Solicitan aclarar si en un contrato OCG con gas de Guajira, aplica la regulación de precios.
73. ¿Qué se entiende por titularidad? (en relación con la limitación a la contratación en firme).
74. ¿Como se tienen en cuenta las regalías?
75. ¿Por qué el reporte de los contratos?
76. ¿Quién tendrá acceso a ellos?

Varios Agentes Termoeléctricos

77. La regulación debe proveer herramientas para una contratación flexible.
78. La regulación debe promover la eficiencia en el uso de los recursos. Para cumplir los TOP se termina quemando gas y desperdiciando agua.
79. La regulación debe asegurar que los productores y transportadores ofrezcan sus productos.
80. Sugieren que la CREG debe regular para que se de prioridad a la atención de la demanda doméstica de gas.

TERMOEMCALI

81. Con la propuesta planteada se afianza la posición dominante de los productores de gas.
82. Explorar nuevas formas de contratación diferentes a las existentes.
83. Los productores deben considerar el comportamiento del consumo del sector térmico que es variable (se debe tratar como un caso diferente).
84. La prima de la OCG es más ventajosa para el productor de gas.

CORELCA

85. En la propuesta no se observan señales que incentiven la competencia en el sector gas, ni medidas para regular el poder de mercado de los productores.
86. Piden generar las señales que den prioridad a la atención del mercado doméstico.
87. Establecer reglas que obliguen a los productores a negociar contratos rápidamente y que permitan intervenir a la CREG en caso de conflictos.
88. La OCG termina siendo equivalente a un contrato TOP con la ventaja para el vendedor que se queda con el gas.
89. Buscar una alternativa de contratación para los usuarios que no pueden consumir combustibles alternos.
90. Crear un mercado secundario de corto plazo sin la participación de los productores.

CNO

91. La propuesta de la OCG mantiene el riesgo de demanda en el comprador.
92. La OCG continúa siendo un costo fijo muy alto para el comprador.
93. Se debe hacer cumplir la Resolución CREG 023 de 2000, es decir que se ofrezca el Take and Pay.

ACOLGEN

94. El Ministerio de Minas y Energía, en sustitución de la CREG, es la autoridad competente para establecer límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible.

95. Se impone (al generador) la obligación de celebrar contratos sin que se predique igual obligación al comercializador.
96. El marco regulatorio propuesto no corresponde al de una actividad monopólica
97. Solo se tendrá acceso a gas en firme a través de contratos Take or Pay.
98. Revisar la institucionalidad del sector de gas natural.
99. Desarrollar mecanismos normativos para que el marco normativo sea de obligatorio cumplimiento por parte de la industria de gas.
100. Obligar a los transportadores y los productores presenten ofertas a quien lo solicite.
101. Elaborar un nivel mínimo de estandarización de los contratos.
102. Armonizar las medidas propuestas con lo dispuesto en la resolución CREG-034 de 2001.
103. Desarrollar mecanismos que garanticen la existencia de competencia de gas y los combustibles alternos y no se consolide en este mercado un monopolio.

3. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS

En esta sección se presentan las respuestas de la CREG a los comentarios recibidos y resumidos anteriormente, que son los que se relacionan directamente con la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 033 de 2006. Para simplificar la presentación, se han agrupado en temas.

3.1 Prioridad en el Abastecimiento de la Demanda Doméstica

Comentarios 64, 65, 79, 80, 86, 94, 95, 100

Existe una preocupación reiterada sobre el abastecimiento de la demanda interna de gas natural, bien sea por: i) las expectativas de exportación de volúmenes de gas; o ii) por la negativa de los productores a hacer ofertas en la forma prevista en la regulación.

Al respecto, le han solicitado a la CREG que emita una regulación que de prioridad al abastecimiento de las necesidades internas; y al Ministerio de Minas y Energía que establezca los instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible.

En relación con la atención de estas solicitudes, a continuación se presenta un resumen de las principales normas que podrían ser aplicables.

3.1.1. Normas relativas a la intervención del Estado para garantizar la prestación continua y su exigencia a las distintas personas que realizan actividades propias de los servicios públicos

- En primer lugar, la Ley 142 de 1994, Artículo 2.4, manda la intervención del Estado, en relación con los servicios públicos domiciliarios, para garantizar su 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.

- Esta misma ley, en su artículo 14.28, señala expresamente que el régimen allí definido también se aplicará a la actividad complementaria de comercialización de gas natural desde la producción, razón por la que también son aplicables a esta actividad complementaria la exigencia de la garantía de prestación continua e ininterrumpida, pues el citado artículo 2.4, no contiene excepciones relacionadas con el prestador del servicio.
- El artículo 4, ibídem, define que "todos los servicios públicos, de que trata la presente ley", se considerarán servicios públicos esenciales, los cuales "Son todos los servicios y actividades complementarias a los que se aplica esta ley", tal como lo define el artículo 14.20.

3.1.2. Normas orientadas a que los productores-comercializadores de gas natural garanticen el suministro

Con el fin de asignar el uso del gas y lograr, entre otros propósitos la continuidad en el servicio, la ley 142 de 1994 reservó de manera privativa la función de asignar su uso a la Nación, y, por otro lado, existen en el ordenamiento jurídico diferentes normas orientadas a que los proveedores de los distintos bienes que distribuyen las empresas de servicios públicos, que ostentan poder de dominio no afecten injustificadamente la continuidad del suministro de tales bienes, como se analiza enseguida.

- La Ley 142 de 1994, de manera expresa estableció que es competencia de la Nación, *"en forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas"*.
- Según el artículo 16 de la ley 401 de 1997, el Ministerio de Minas y Energía, *"fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas"*, que se deberá cumplir cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda..

Finalmente, las reglas establecidas en la Resolución CREG 023 de 2000 también son aplicables a los productores comercializadores, incluida la de publicar anualmente en un diario de amplia circulación nacional, sus reservas probadas remanentes y su capacidad diaria de producción.

En síntesis, existen normas que buscan evitar que el productor comercializador niegue injustificadamente el suministro continuo del gas natural para atender a los usuarios de este servicio público y le corresponde a la Nación, en forma privativa, la asignación del uso del gas en el territorio nacional.

3.1.3. Disposiciones existentes en los contratos de asociación y concesión en cuanto a la atención de la demanda interna

Para el análisis de estos tópicos la Comisión contrató los servicios de la firma Meneses Mosquera Malaver Beltrán Abogados Asociados¹ (MMMB), con el objeto de conocer el concepto de abogados especialistas en temas petroleros sobre si los contratos de explotación petrolera suscritos por la Nación, contemplaban disposiciones relacionadas con la continuidad en el abastecimiento del suministro de gas natural en el mercado nacional. Así mismo, el concepto exploró parcialmente las normas que tratan el tema de la continuidad en el abastecimiento del suministro de manera específica, con el fin de determinar cuáles de ellas podrían ser aplicables a los contratos de explotación petrolera. Finalmente, se buscaba revisar las funciones de las diferentes autoridades del Estado, tendiente a determinar cuáles podrían tener competencias para evitar un eventual desabastecimiento del mercado interno de gas natural.

Del desarrollo del concepto, se destacan las siguientes conclusiones obtenidas por el Consultor:

"Los Contratos de Asociación celebrados por ECOPETROL en ejercicio de sus atribuciones legales, no prevén disposiciones especiales en relación con la continuidad en el abastecimiento del suministro de gas en el mercado nacional, ni en relación con la continuidad en la producción. En esta materia tampoco tiene previsión alguna el contrato de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional."

"Las normas del Decreto 1895 a que hemos hecho referencia, así como los numerales 3, 8, 9 y 13 del artículo 12 del Decreto 070 de 2001 por el cual fue adoptada la estructura actual del Ministerio de Minas y Energía, son disposiciones de obligatorio cumplimiento y las que más se aproximan al tema, pero no le dan un tratamiento prioritario sino tangencial o indirecto. Por consiguiente, debemos advertir que no hay normas que específicamente y con carácter esencial se ocupen de la continuidad en el abastecimiento del suministro de gas en el mercado nacional."

"Para evitar un desabastecimiento o, más aun, para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos, dentro de la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, están la Agencia Nacional de Hidrocarburos y ECOPETROL S. A., sin perjuicio de las funciones que competen al Ministerio de Minas y Energía."

"De conformidad con lo ordenado en el párrafo 1º del artículo 11 de la Ley 401 de 1997, "Las actividades de exploración, explotación, procesamiento y transporte de petróleo crudo, así como de sus productos derivados no estarán sujetas a las normas de la Ley 142 de 1994. Dichas actividades continuarán reguladas por las normas especiales contenidas en el Código de Petróleos, el decreto 2310 de 1974 y por las disposiciones que las complementan, adicionan o reforman." En consecuencia, la CREG no tiene competencia para regular aquellos temas no tratados específicamente por los contratos y que tengan relación con las posibles causas de un desabastecimiento

Ninguna otra autoridad tiene esa competencia, por virtud de lo ordenado en el Decreto Legislativo 2310 de 1994 y el Decreto ley 1760 de 2003."

¹ Documento radicado en la CREG con el número E-2006-002600

Aunque la opinión anterior proviene de personas conocedoras de la actividad petrolera y más específicamente del tópico contractual, algunos de sus apartes ameritan un análisis más detallado, sin embargo, el cuerpo general del concepto del Consultor se consideró para efectos del presente análisis.

Lo anterior, complementa lo mencionado en el Documento CREG 040 de 2006 en relación con las específicas competencias de la CREG, el Ministerio de Minas y Energía y otras autoridades para regular las cantidades que se destinan para el mercado, las cuales están establecidas por lo dispuesto en: i) la Ley 142 de 1992; ii) el contrato de asociación o de concesión; iii) la Ley 812 de 2003, que asigna responsabilidades en la regulación de las exportaciones al Ministerio de Minas y Energía; y iv) la Ley 401 de 1997 en cuanto a la asignación del gas en condiciones de racionamiento.

Ahora bien, lo anterior también sirve para tener en cuenta que el marco legal vigente conservó en la Nación en forma privativa la facultad de planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible. Así las cosas, es dable concluir que cuando se pretenda establecer un marco que regule un posible desabastecimiento y que las causas provengan de las actividades de producción juega un papel principal el Ministerio de Minas y Energía así como la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Lo anterior hace recomendable estudiar desarrollo normativo en dos direcciones: i) complementar la reglamentación de las exportaciones de gas natural de tal forma que se garantice la atención de las necesidades internas²; y ii) reglamentar la facultad que le otorga la Ley 142 de 1994 al Ministerio de Minas y Energía de asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, velando por el adecuado abastecimiento de la demanda. En este sentido, los conceptos jurídicos arriba señalados indican que los contratos de explotación petrolera le dan plena autonomía a los productores para determinar la destinación del gas natural producido³.

De parte de la CREG, y considerando el alcance de sus funciones, la manera en que se busca asegurar el abastecimiento de la demanda interna, es generando las señales económicas adecuadas, en cuanto a los esquemas de contratación y regulación de precios se refiere. Es precisamente lo anterior lo que ofrece la propuesta de la CREG, en la medida en que se generan los elementos que permiten, entre los mismos productores-comercializadores y compradores, revelar el nivel de precio del gas natural que hace atractiva la atención de las necesidades de los compradores potenciales a nivel interno

² El Decreto 3428 de 2003 establece que la relación Reservas/Producción (R/P) es el criterio que permite definir si es posible suscribir un contrato para la exportación de gas natural. En la producción de referencia se tienen en cuenta, además de los volúmenes comprometidos en los contratos de suministro en firme vigentes, los volúmenes de gas natural demandados en las solicitudes en firme de suministro, de usuarios que cuenten con capacidad física y financiera de ser atendidos a las tarifas que resultan de las fórmulas aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. No obstante, puede presentarse el caso en el que, incluso con un R/P mayor a 7 años, eventualmente no se atiende a un comprador nacional.

³ Por lo menos cuando se trata de producción de gas natural, ya que en el caso del petróleo, los productores si tienen la obligación (en el contrato de explotación) de venderle a ECOPEPETROL, la producción si se requiere para cargar las refinerías nacionales. Obviamente, se establece que el precio al que se compre esta producción reconocerá el costo de oportunidad de no venderla en el mercado internacional.

(bien sea que se determine a partir de un "netback" con los energéticos sustitutos o a partir del costo de oportunidad por eventuales exportaciones o por colocación del producto en otros nichos de mercado como el GNV).

Así, la intención de la Comisión ha sido diseñar una regulación de incentivos que, dentro del alcance de sus funciones, ofrezca las señales económicas requeridas para que los productores-comercializadores encuentren viable atender la demanda nacional.

3.2 Regulación del poder de mercado de los productores-comercializadores de Gas Natural

Comentarios 2, 3, 5, 10, 18, 26, 27, 41, 42, 68, 81, 85, 96, 102, 103

Buena parte de los comentarios recibidos se refieren a inquietudes sobre el soporte económico detrás de la propuesta de la CREG, y solicitan la intervención de la Comisión para controlar el poder de mercado de los productores-comercializadores de gas natural. Se propuso por parte de varios agentes, que la CREG diseñara un contrato de suministro para los compradores térmicos, en el cual se estableciera, vía resolución, todas las condiciones particulares del suministro, así como los descuentos y la modalidad de pago, entre otros.

En efecto, este parecería ser el camino más sencillo que se pudiera adoptar en la regulación cuando se enfrenta a un mercado concentrado. No obstante lo anterior, existen otras consideraciones que fueron tenidas en cuenta por la Comisión en el estudio de este tema, que llevaron al planteamiento de la propuesta que está contenida en los Documentos CREG 039 y 040 de 2006, los cuales, como se manifestó anteriormente, deben ser analizados conjuntamente.

3.2.1. La regulación de cantidades

El término de servicio público, en el caso francés, nace con el objeto de justificar la intervención del Estado en el terreno económico y empresarial, que en principio estaba reservado a la actuación privada. Entre las características de esta intervención, se destaca la extensión de ciertas facultades públicas a lo privado, lo que en la práctica se llegó a materializar en una especie de expropiación forzosa de bienes relacionados con la actividad regulada a cambio de unos precios (Lasheras, 1999).

La combinación de las facultades públicas y privadas implica que podrían presentarse restricciones a la actividad privada, o que el Estado podría llegar a intervenir, mediante el ejercicio de su función regulatoria, la prestación de estos servicios que son clasificados como públicos. Al respecto, la literatura económica de la regulación de los servicios públicos, indica que para avanzar en la optimización de eficiencia asignativa, es posible fijar: i) el nivel de producción (las cantidades), o ii) el nivel de precios.

En el caso específico de la actividad de producción de gas natural en Colombia, la regulación de precios puede ser una medida ineficaz si el ejercicio de la función regulatoria *no incluye intervención en el nivel de producción*.

En cuanto a la intervención en los niveles reproducción (asignación de cantidades en el mercado), como se presentó en la sección anterior, las actividades de producción de hidrocarburos están dentro del alcance de las competencias del Ministerio de Minas y Energía en virtud de los contratos de explotación petrolera, en quien recae entonces la función para asignar el uso del gas. Así las cosas, la CREG tiene funciones limitadas para regular las cantidades de gas natural que se deben destinar al mercado.

3.2.2. La definición del Mercado Relevante

Al respecto de las posibilidades para abordar regulatoriamente fallos en el funcionamiento del mercado, como es el poder de mercado en actividades potencialmente competitivas, la literatura económica indica dos posibles caminos: i) introducir regulación que en cierta forma evite que se apliquen precios monopólicos; y ii) encontrar la manera de introducir una mayor competencia en el mercado (Armstrong, 1995).

En este sentido, cuando es deseable la competencia pero existen firmas incumbentes dominantes que previenen la entrada de nuevos competidores⁴, la teoría recomienda una regulación pro-competitiva, es decir, tomar el segundo camino de los descritos en el párrafo anterior (Armstrong, 1995). La Comisión ha escogido esta alternativa, a través de la ampliación del Mercado Relevante de combustibles para generación eléctrica y el correspondiente reconocimiento en la regulación del cargo por confiabilidad. En términos generales, la demanda térmica es elástica y cuenta con posibilidades técnicas y comerciales de sustitución (como se presentó en los Documentos CREG 039 y 040 de 2006), aspectos que deben ser tenidos en cuenta al momento de definir el mercado relevante de combustibles para generación.

Para el efecto, la teoría recomienda una prueba que se ha diseñado con el objeto de determinar si los incrementos en precios, incluso aquellos que no son significativos, son no transitorios (Motta, 2004). La tecnología de generación eléctrica a base de gas natural permite una adaptación para el consumo de otro tipo de combustible, con lo cual, de presentarse incrementos en los precios del gas natural, este tipo de consumidores tienen la alternativa de utilizar combustibles líquidos derivados del petróleo, lo que indica que los sustitutos pueden ser incluidos en el mercado relevante del gas natural.

Con este mercado ampliado, la decisión de la Comisión fue proponer unas medidas regulatorias tendientes a introducir un ambiente más competitivo para el gas natural a partir de sus sustitutos, y al reconocer en la regulación del cargo por confiabilidad los costos de conversión de las plantas térmicas y los gastos variables de operación, se estarían reduciendo las barreras de entrada a nuevos competidores para los productores de gas natural al considerar un escenario de competencia gas-sustitutos.

⁴ Puede ser el caso de la producción de gas natural, en la cual, si bien no existen barreras comerciales ni legales y los niveles de precios internos y el tamaño del mercado no hacen viable la importación, existe una alta dependencia de aspectos geológicos que podrían generar ventajas para los productores actuales.

3.3 Eliminación del contrato Take and Pay

Comentarios 1, 4, 5, 16, 17, 19, 29, 56, 93

Manifiestan los agentes que con la eliminación de los contratos "Take and Pay" se perdió una herramienta para el control de posición dominante. No obstante, como se anotó en la sección 3.2 anterior, es la concentración de la producción y no la disponibilidad de un contrato lo que generó la posición dominante en el mercado. Manifiestan también que el contrato "Take and Pay" permitía subsistir a las térmicas, sin embargo se pudo comprobar que este tipo de contrato no es utilizado en el mercado en razón a que presenta una asignación asimétrica de riesgos entre compradores y vendedores (Documento CREG-040 de 2006).

La eliminación del contrato "Take and Pay" se fundamentó en los inconvenientes que presentaba según el análisis realizado, y la creación de una nueva modalidad de contratación con términos que permiten un mayor espacio para la negociación.

Como se presentó en el diagnóstico contenido en el Documento CREG 040 de 2006, los contratos del tipo Pague lo Demandado no se han utilizado en el mercado de gas natural en Colombia, a pesar de que la Resolución CREG 023 de 2000 obligó a los productores-comercializadores a ofrecer el suministro bajo dicha modalidad.

Al respecto, conviene señalar que al conservar una modalidad de suministro que no fuera viable para los vendedores, es posible provocar un desabastecimiento interno al basar las transacciones en una alternativa comercial sin posibilidades de concretarse. Por lo tanto, identificadas las razones que impedían que este tipo de contratos (TAP) se ofrecieran y que no permitían que esta alternativa de contrato fuera viable, la Resolución CREG 033 de 2006 estableció los ajustes necesarios para atender el problema. En efecto, la Comisión analizó este contrato y en el Documento CREG 040 de 2006, se presentan las conclusiones obtenidas, las cuales reiteramos a continuación:

- En un contrato TAP, el vendedor asume los riesgos de precio y de demanda implícitos en este tipo de acuerdos comerciales.
- El vendedor debe garantizar el suministro en firme y el comprador no paga por este concepto, es decir el acceso a la disponibilidad del servicio en firme tiene asociado un costo que se debe reflejar en los contratos.
- A juicio de la Comisión, el contrato TAP no le remunera adecuadamente al vendedor los riesgos que implica el suministro del gas natural en firme.

Por lo anterior, la intención de la Comisión en el tema de la contratación de suministro de gas natural es lograr que en la negociación entre las partes (tanto para compradores que atienden usuarios regulados y no regulados como para compradores no regulados) se inicie el proceso en primera instancia con al menos dos alternativas de contratos.

Como ya se dijo, para que la propuesta sea viable y aplicable en la práctica, se diseñó un nuevo contrato que permitía igualar las expectativas de ingresos para el vendedor, con respecto al tradicional contrato Pague lo Contratado, pero que al mismo tiempo permitiera una mayor flexibilidad para ser adaptado a las necesidades particulares de los diferentes

tipos de compradores que existen en el mercado, en especial aquellos con perfiles de consumo inciertos en el tiempo. Adicionalmente, el Pague lo Demandado tal como estaba definido en la Resolución CREG 023 de 2000 se elimina y por lo tanto en la resolución definitiva se deroga explícitamente.

El análisis particular de los esquemas de contratación para los compradores térmicos permitió concluir en primera instancia, que los contratos Pague lo Contratado no se ajustan al comportamiento que registra su perfil de consumo del gas y a sus condiciones de contratación, por las razones que fueron expuestas en el Documento CREG 040 de 2006⁵.

Ahora bien, el análisis de la propuesta de la nueva alternativa de contratación en conjunto con la regulación del cargo por confiabilidad, en la cual se reconoce que el gas natural compite con otros energéticos que son sustitutos y que en forma natural terminan poniendo un techo al precio del gas, permite predecir que podrían cerrarse acuerdos entre vendedores y compradores en alguna de las dos modalidades contractuales o en su defecto en otra diferente diseñada entre los agentes, básicamente porque el poder de mercado de los productores-comercializadores estaría regulado por la competencia entre el gas y los energéticos sustitutos.

En síntesis, las propuestas de la CREG tienen por objeto mitigar los efectos que tiene la concentración que existe en la oferta de gas natural, dentro del margen de acción que le otorga el marco legal. Desde el punto de vista de los esquemas de contratación de suministro, generando por lo menos dos alternativas viables y flexibles tanto para compradores como para vendedores.

3.4 Información del Sector de Gas Natural

Comentarios 13, 14, 15, 25, 37, 75

Teniendo en cuenta que se recibieron varios comentarios relacionados con el tema de la información del sector de gas en este proceso de consulta, la Comisión presentará la respuesta a estos comentarios en el documento de respuesta al proceso de consulta de la Resolución CREG 066 de 2005, que contenía una propuesta relacionada con el reporte de información de reservas y producción de gas natural.

La propuesta contenida en la Resolución CREG 066 de 2005 establecía la obligación para los productores-comercializadores de reportar al Sistema Único de Información, los datos de reservas, producción comercializada y capacidad máxima de producción indicando los eventos que podían generar variaciones (incrementos o reducciones) de dicha capacidad.

En cuanto a la información de reservas, de los comentarios recibidos se encontró que esta misma información es reportada por los operadores de los campos a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, y en este sentido se propuso no duplicar la obligación del reporte de información, tomando los datos del Ministerio de Minas y Energía. En lo que tiene que ver con la información de producción, existe también una

⁵ Se debe aclarar que no se pretendía desvirtuar la modalidad Pague lo Contratado, toda vez que la Comisión es conciente de que es un tipo de contrato comúnmente utilizado a nivel mundial

coincidencia en los comentarios recibidos, de que sea el Ministerio de Minas y Energía quien solicite dicha información a los operadores de los campos.

El argumento de que es el Ministerio de Minas y Energía la autoridad competente para los temas relacionados con los contratos de explotación petrolera es válido, toda vez que la información que se está solicitando para el reporte hace parte de las actividades de producción de hidrocarburos, las cuales como es bien sabido, son del resorte del Ministerio.

3.5 Nuevo esquema institucional del sector de Gas Natural

Comentarios 13, 14, 28, 39, 43, 90, 98

Se recibieron algunos comentarios en los que solicitan que la CREG analice la posibilidad de establecer un nuevo esquema institucional para el sector de gas natural, que permita administrar la información y la operación del mercado secundario de manera centralizada en analogía con el sector eléctrico.

Esta sugerencia ya ha sido planteada por agentes del sector eléctrico en el pasado y en este sentido la Comisión contratará una asesoría para estudiar estos temas. Como se manifestó anteriormente, en el tema de la información del sector de gas natural, la respuesta a las inquietudes planteadas será abordada en el proceso de consulta correspondiente a la Resolución 066 de 2005.

3.6 Contratación de Suministro en Firme

Comentarios 8, 15, 19, 30, 50, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 66, 97

En la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 033 de 2006 el Artículo 6 estableció como límite a los productores-comercializadores para ofrecer servicios de suministro en firme, la cantidad de gas de la cual son titulares, es decir, la participación que les corresponde en virtud del contrato de explotación de hidrocarburos.

En este sentido, con el fin de contar con un respaldo físico al momento de la suscripción de los contratos de suministro, se precisa que los comercializadores deberán contar con la capacidad física de producción y con las reservas suficientes para respaldar sus obligaciones contractuales y que para tal efecto podrán realizar compras y ventas de gas entre ellos. Esto tiene además la ventaja de que puede contribuir a dinamizar el mercado de gas a nivel mayorista.

Con esta disposición quedan habilitadas las herramientas para soportar el desarrollo de nuevas estrategias comerciales de los productores-comercializadores. Por un lado, las transacciones entre productores-comercializadores que son socios de un mismo contrato de explotación petrolera, están permitidas en el marco del mismo contrato a través de los Acuerdos Operativos de Balance. Como complemento, podrán realizarse transacciones de compra y venta de gas entre productores-comercializadores de diferentes campos.

A continuación se responden algunas preguntas puntuales sobre la contratación en firme:

Pregunta 1: Posibilidad de contratación del productor por encima de la capacidad de producción.

Respuesta: Como se argumentó anteriormente, se exigirá un respaldo físico para la contratación en firme de los comercializadores de gas natural por el mismo volumen contratado, de tal forma que pueda ser exigible en cualquier momento.

Pregunta 2: Solicitan verificar niveles de contratación de producción.

Respuesta: La Comisión podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía un balance del respaldo físico de los contratos suscritos por un Comercializador.

Pregunta 3: ¿La firmeza de suministro depende de la disponibilidad real de la infraestructura y no de niveles de contratación?

Respuesta: Ver respuesta a pregunta 1.

Pregunta 4: ¿Limitar contratación en firme reduce la capacidad comercial de los productores?

Respuesta: Con el fin de no restringir la actividad comercial de los comercializadores de gas natural, se modifica la restricción propuesta hasta la titularidad por la exigencia de un respaldo físico, el cual podrá ser cubierto con producción o reservas de otros campos. Ver numeral 3.6

Pregunta 5: ¿Las OCG y los TOP garantizan firmeza?

Respuesta: Estas dos modalidades contractuales ofrecen un servicio de suministro en firme o que garantiza firmeza.

Pregunta 6: ¿Los únicos que no garantizan firmeza son los interrumpibles?

Respuesta: Esto es correcto.

Pregunta 7: ¿La firmeza dependerá de los niveles de reserva y de la factibilidad técnica del suministro?

Respuesta: Ver numeral 3.6

Pregunta 8: ¿Los contratos deben contener compromisos claros de firmeza?

Respuesta: Los contratos firmes deben contar con el respaldo físico que asegure el cumplimiento de estas obligaciones, Ver numeral 3.6

Pregunta 9: ¿Solo se tendrá acceso a gas en firme a través de TOP?

Respuesta: Ver respuesta a la Pregunta 5. Lo anterior no obsta para que entre las partes acuerden un contrato con servicios de suministro en firme, en términos diferentes a los establecidos en la resolución.

Pregunta 10: ¿Las OCG garantizan firmeza?

Respuesta: Ver respuesta a la Pregunta 5.

Pregunta 11: ¿Es correcto que a la firmeza se le establece un cobro adicional al del TOP y en el caso de la OCG es la prima?

Respuesta: En el caso de un contrato Pague lo Contratado, la firmeza esta siendo remunerada a través del porcentaje de Take or Pay (cantidad de gas que se paga independientemente del consumo) que se acuerde contractualmente. En el caso de la Opción de Compra de Gas, el derecho a la firmeza se remunera a través de la prima.

Pregunta 12: ¿Es firme el 100% de la cantidad contratada?

Respuesta: Tanto en los contratos Pague lo Contratado como en la Opción de Compra de Gas, la firmeza debe estar garantizada por el 100% de la cantidad contratada, independientemente del porcentaje de Take or Pay o del valor de la prima.

3.7 Procedimiento de Negociación

Comentarios 6, 24, 58, 59, 60, 61, 87

En cuanto al procedimiento de negociación que establece el Artículo 5 de la Resolución CREG 033 de 2006, se han recibido diferentes inquietudes relacionadas con su aplicación, entre otras:

Pregunta 13: ¿La CREG puede resolver controversias para resolver preferencias por OCG o TOP?

Respuesta: En la propuesta no se contempló un mecanismo para dirimir discrepancias que puedan surgir en los procesos de negociación entre las partes.

Pregunta 14: Sugieren eliminar la obligación de hacer ofertas a menos que se solicite por escrito

Respuesta: En la resolución definitiva se aclara que la obligación de hacer las ofertas de suministro opera cuando se haya recibido una solicitud formal por escrito de parte del comprador potencial.

Pregunta 15: ¿La negociación no necesariamente debe seguir lo dispuesto en el art.5 de la Resolución CREG 023 de 2000?

Respuesta: El procedimiento de negociación contenido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2000, se ha modificado por el de la resolución que fue publicada para consulta. Ahora bien, la posibilidad de desarrollar la negociación de suministro conforme dicho procedimiento, es un derecho

que tiene el comprador, para lo cual deberá presentar una solicitud formal y escrita.

Pregunta 16: ¿Es cierto que los productores no están obligados a hacer ofertas a los no regulados?

Respuesta: El procedimiento de negociación establecido en la resolución definitiva y que sustituye el del Artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2000, es aplicable para todo tipo de comprador, independientemente de su nivel de consumo. Así mismo, es aplicable para todos los productores, incluso aquellos de campos cuyos precios no se encuentre sujeto a regulación.

Con el fin de dar claridad al respecto, se debe tener en cuenta lo siguiente. En todos los casos, los compradores no regulados o compradores que atienden usuarios no regulados, que adelanten negociaciones para la compra de gas natural pueden utilizar esquemas contractuales diferentes a los que define la Resolución. Para esto existen dos caminos: i) se agota la negociación con base en las alternativas de regulación, esto es, como mínimo dos ofertas (un Pague lo Contratado y una Opción de Compra de Gas) y de no llegar a un acuerdo buscar una alternativa diferente entre las partes; y ii) alejarse de la resolución e ir directamente a definir entre las partes un esquema alternativo. En todo caso, el comprador tiene el derecho a solicitar ofertas de suministro al vendedor, quien tendrá la obligación de seguir el procedimiento de negociación.

3.8 Aspectos Particulares del Texto de la Resolución Definitiva

Teniendo en cuenta los comentarios recibidos y los análisis presentados por en este documento se proponen las siguientes modificaciones al texto de la resolución definitiva.

3.8.1. Flexibilidad en la contratación

Comentarios 67, 77, 82, 89

Solicitan los agentes dejar explícito que:

- Pueden desarrollarse contratos diferentes entre las partes.
- La regulación debe proveer herramientas para una contratación flexible.

Al respecto, se reitera la posibilidad que brinda la regulación para que se diseñen esquemas contractuales diferentes a los que se establecen en las resoluciones. La flexibilidad en los esquemas contenidos en la resolución objeto de la consulta, está reflejada en las diferentes alternativas que pueden ser estructuradas para el pago del suministro del gas las cuales pueden ser ajustables a los flujos de caja de cada comprador, esto es, pagos fijos independientes del consumo, o primas por concepto de firmeza, con pagos variables por los consumos.

3.8.2. La OCG tiene una prima y un precio de ejercicio sin límites

Comentarios 2, 9, 12, 46, 47, 48, 72

La OCG no es una opción para negociar equilibradamente

Pregunta 17: Con la OCG el precio techo regulado se vuelve precio piso

Respuesta: El comprador siempre tiene la alternativa de optar por el contrato Pague lo Contratado.

Pregunta 18: Con la OCG no se garantiza un valor de prima inferior al de un TOP

Respuesta: Existen múltiples combinaciones de primas y precios de ejercicios, los cuales pueden ser ajustados conforme al comportamiento esperado del consumo del comprador, por lo que no es posible generalizar sobre los resultados de los contratos OCG.

Pregunta 19: ¿Hay límite para la prima y el precio de ejercicio?

Respuesta: Tanto el valor de la prima como el del precio de ejercicio son libres, y pueden ser fijados entre las partes.

Pregunta 20: ¿En la OCG aplica la regulación de precios?

Respuesta: Si bien el precio de ejercicio no está sujeto al régimen de regulación de precios, en el caso del gas proveniente de campos con precios regulados, los compradores siempre tienen la alternativa del contrato Pague lo Contratado, que sirve de referencia para determinar la equivalencia de ingresos en la Opción de Compra de Gas.

3.8.3. Comercialización de Regalías

Comentarios 44, 74

Pregunta 21: Las regalías deben ser comercializadas por un tercero

Respuesta: Con la expedición del Decreto 1760 de 2003, es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la entidad encargada de definir el esquema de comercialización de las regalías, bien sea en dinero o en especie.

3.8.4. Otras propuestas

Comentario 101

Se recibieron propuestas relacionadas con la estandarización de los contratos, las cuales serán consideradas posteriormente.