



GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"

Fecha de inicio de publicación: 24 de abril de 2019

Fecha fin de publicación: 16 de mayo de 2019

Solicitantes: Sara Vélez Cuartas
Grupo de Hidrocarburos

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Foros/

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minenergia.gov.co

PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24101987&idLbl=Listado+de+Foros+de+Abril+De+2019>



Listado de Foros de Abril De 2019

Priorización abastecimiento de gas natural

Sector Hidrocarburos

Fecha Inicio 24 de abril de 2019

Fecha Fin 16 de mayo de 2019

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural", con el objeto de recibir observaciones y comentarios

Documento propuesto

Proyecto de Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el formulario para recepción de comentarios, el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo jueves 16 de mayo de 2019.

Documentos adicionales

[Memoria Justificativa](#)

Ilustración 1 Divulgación: MinMinas/Atención al Ciudadano/Foros/

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión Proyecto de Resolución *"Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"*.

Se recibieron quince (15) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección Comentarios

Comentario 1

De: Normatividad Energía y Gas

Fecha: lunes, 13 de mayo de 2019 a las 16:05

Asunto: Comentarios Modificación Decreto 1073-2015 E2019-003958



El futuro
es de todos

Minenergía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Hidrocarburos		
Proyecto:	Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "		
Fecha inicio:	24/04/2019		
Fecha fin:	16/05/2019		
Fecha Comentario:	13/05/2019		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	ISAGEN S.A. E.S.P.		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Demanda Esencial	Artículo 5. Artículo 2.2.2.16. Componentes de la Demanda Esencial iii) la demanda de las plantas termoeléctricas	Consideramos adecuado la inclusión de la demanda termoeléctrica como esencial, en los términos previstos en el Decreto para preservar la seguridad, calidad y/o confiabilidad del sector eléctrico. Si bien es cierto es un gran avance esta inclusión, dicha decisión representa una gran desafío y compromiso para el Gobierno, el regulador, los agentes de la cadena del gas natural y en especial los generadores térmicos. En este desafío todos debemos sumar esfuerzos para viabilizar las inversiones que requiere el país para que disponga a futuro con una infraestructura flexible para los servicios de suministro y transporte de gas, permitiendo garantizar y articular el combustible que requieren las plantas térmicas para fortalecer una operación segura y confiable del sector eléctrico, en especial en el contexto de la transición a una mayor participación de energías renovables no convencionales. Específicamente sobre la oferta de gas natural para la demanda esencial termoeléctrica, queremos hacer énfasis en dos proyectos que esperamos que desde el Ministerio respalden: i) la planta de regasificación del Pacífico y ii) la infraestructura de transporte que soportaría el contraflujo para llevar dicho gas a las plantas térmicas del interior del país. Es importante resaltar que estos dos proyectos de infraestructura no solo aportarán a la solución de que la demanda esencial termoeléctrica, sino también a la confiabilidad y la garantía de abastecimiento de toda la demanda de gas natural del país.

Comentario 2

De: Marcela Cárdenas

Fecha: lunes, 13 mayo de 2019 a las 13:47

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto



Marcela Cárdenas C.
Gerente Comercial y Planeación
Chevron Petroleum Company - Sucursal Colombia

GC-057-2019
Bogotá, D.C., 13 de Mayo de 2019

Señores
Ministerio de Minas y Energía
Atn. José Manuel Moreno
Director de Hidrocarburos
Bogotá, D.C.

Asunto: **Comentarios al proyecto de decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía número 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"**

Respetados Señores,

Nos permitimos presentar a su consideración nuestros comentarios al proyecto de decreto de la referencia, esperando que nuestras sugerencias contribuyan en la expedición de una normatividad que propenda por la prestación continua y eficiente de este importante recurso:

A. En relación con el artículo de Definiciones:

El decreto propone incluir las definiciones de "Contrato de Suministro de Contingencia – CSC", "Contrato de Transporte de Contingencia" y "Contrato Interrumpible". Dado que estas definiciones ya existen en la regulación CREG vigente, sugerimos, en aras de evitar contradicciones y eventuales confusiones, que el decreto se limite a hacer referencia directa a las definiciones de estas modalidades contractuales contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

B. Sobre la prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria - IROG-NT:

El borrador de decreto propone la siguiente definición de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria - IROG-NT:

"Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio".
(Subrayas fuera de texto).

Chevron Petroleum Company, Sucursal Colombia
Calle 100 # 19A 30, Bogotá, D.C., Colombia
Tel (+57) 639-4414 Fax (+57) 6217938



Por su parte, el Decreto 1073 de 2015 define la Limitación Técnica como una "Reducción o pérdida súbita de la disponibilidad de la capacidad máxima de producción de un campo o de la capacidad máxima de un sistema de transporte de gas". Dado que las labores o mantenimientos programados de infraestructura, no son realmente una reducción o pérdida súbita en la capacidad de producción, que tampoco están condicionados a la inmediata gestión del agente para continuar con la prestación normal del servicio, y que no son los únicos eventos considerados como eximentes de responsabilidad de conformidad con lo establecido por la Resolución CREG-114 de 2017, nos permitimos sugerir que se precise la propuesta de definición de IROG-NT, así:

"Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria (IROG-NT): Limitación técnica que implica un déficit de gas en un Punto de Entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho Punto pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio. Para efectos del presente Decreto, los eventos eximentes de responsabilidad contenidos o autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la regulación vigente serán considerados como una insalvable restricción de este tipo."

En concordancia con lo anterior, sugerimos la siguiente redacción para el literal B) del mencionado numeral 2.2.2.2.1

B. Cuando la declaración de una IROG-NT sea causada por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad:

Cuando la declaración de una IROG-NT sea causada por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad de los contenidos o autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la regulación vigente, se activarán los contratos de contingencia durante el tiempo que dure dicho evento con el fin de atender la Demanda Esencial."

Agradecemos la atención prestada y quedamos atentos a cualquier inquietud.

Cordialmente,

Marcela Cárdenas



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto:		Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "	
Fecha inicio:		24/04/2019	
Fecha fin:		16/05/2019	
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Chevron Petroleum Company	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones	Artículo 1 del proyecto, páginas 2 y 3	El decreto propone incluir las definiciones de "Contrato de Suministro de Contingencia – CSC", "Contrato de Transporte de Contingencia" y "Contrato Interrumpible". Dado que estas definiciones ya existen en la regulación CREG vigente, sugerimos, en aras de evitar contradicciones y eventuales confusiones, que el decreto se limite a hacer referencia directa a las definiciones de estas modalidades contractuales contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
2	Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG-NT	Artículo 2 del proyecto, literal B	El borrador de decreto propone la siguiente definición de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria - IROG-NT: <i>"Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, <u>pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio</u>". (Subrayas fuera de texto).</i> Por su parte, el Decreto 1073 de 2015 define la Limitación Técnica como una "Reducción o pérdida <u>súbita</u> de la disponibilidad de la capacidad máxima de producción de un campo o de la capacidad máxima de un sistema de transporte de gas". Dado que las labores o mantenimientos programados de infraestructura, no son realmente una reducción o pérdida <u>súbita</u> en la capacidad de producción, que tampoco están condicionados a la inmediata gestión del agente para continuar con la prestación normal del servicio, y que no son los únicos eventos considerados como eximentes de responsabilidad de conformidad con lo establecido por la Resolución CREG-114 de 2017, nos permitimos sugerir que se precise la propuesta de definición de IROG-NT, así: "Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria (IROG-NT): Limitación técnica que implica un déficit de gas en un Punto de Entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho Punto pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio. Para efectos del presente Decreto, los eventos eximentes de responsabilidad contenidos o autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la regulación vigente serán considerados como una insalvable restricción de este tipo." En concordancia con lo anterior, sugerimos la siguiente redacción para el literal B) del mencionado numeral 2.2.2.1 B. Cuando la declaración de una IROG-NT sea causada por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad: <i>Cuando la declaración de una IROG-NT sea causada por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad de los contenidos o autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la regulación vigente, se activarán los contratos de contingencia durante el tiempo que dure dicho evento con el fin de atender la Demanda Esencial."</i>



Comentario 3.

De: Omar Enrique Tovar De La Cruz

Fecha: jueves, 16 mayo de 2019 a las 8:45

Asunto: Comentarios modificación decreto racionamiento programado

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto:		Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "	
Fecha inicio:		24/04/2019	
Fecha fin:		16/05/2019	
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Superintendencia de Servicios Públicos - Superintendencia Delegada para Energía y Gas	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Respaldo de obligaciones en firma con gas importado o combustibles líquidos	Artículo 2. modificación al Artículo 2.2.2.2.1 Parágrafo 4 Página 4	Teniendo en cuenta que las plantas termoeléctricas pueden respaldar sus obligaciones de energía en firme de forma parcial con gas natural importado o combustibles líquidos, el decreto debe decir explícitamente que sólo se tendría en cuenta la proporción correspondiente a gas.
2	Responsabilidad del Gestor de Mercado	Artículo 4, modificación al artículo 2.2.2.2.10 numeral 2.3 página 7	En el numeral se menciona que "El Gestor de Mercado (...) presentará para consideración del Ministerio de Minas y Energía, el orden de la atención de la demanda de gas natural con base en la información reportada por los Agentes, siguiendo la regulación que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG y teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica (...) que permitan una solución equilibrada en la región o regiones afectadas." De esta manera, pareciese que se le atribuyen al Gestor de Mercado de Gas Natural funciones que no le corresponden, pues el Gestor no tiene los elementos, el conocimiento suficiente, ni las funciones para tomar decisiones con respecto a las necesidades de generación eléctrica; es algo que debería consultarse con XM, como operador del sistema eléctrico.
3	Componentes de la demanda esencial	Artículo 5, modificación del artículo 2.2.2.2.16 página 7	Se incluye en el tercer lugar: <i>"la demanda de las plantas termoeléctricas que tienen el gas natural como combustible declarado para cubrir las obligaciones de energía firme, que estando en el despacho económico eléctrico se requieran en su orden por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del sistema priorizando las de mayor eficiencia térmica"</i> . Consideramos que los criterios que se están definiendo no son claros para ser aplicados por el Centro Nacional de Despacho -CND-. Puntos como priorizar por la eficiencia térmica de la planta no necesariamente garantizan la generación más eficiente para el Sistema Interconectado Nacional, lo que debería ser la prioridad de CND; por otro lado, referirse específicamente al despacho económico eléctrico puede causar confusiones para la aplicación de criterios, por lo que recomendamos referirse a <i>las plantas que se encuentren en el despacho centralizado</i> .

Comentario 4.

De: Christie Hernández

Fecha: jueves, 16 mayo de 2019 a las 15:54

Asunto: Carta Andeg 046-2019



ANDEG-046-2019

Bogotá D.C., 16 de Mayo 2019

Doctora
MARÍA FERNANDA SUAREZ
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Proyecto de Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"

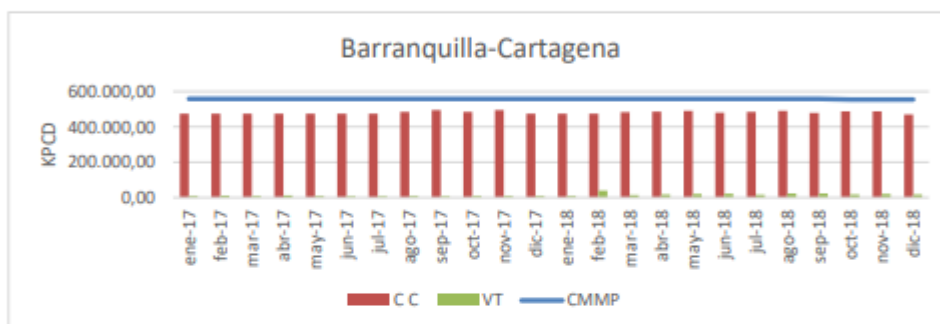
Respetada señora Ministra:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG, en revisión del proyecto de Decreto anunciado en el asunto y publicado para comentarios a través de la página web del Ministerio de Minas y Energía, a continuación, presenta sus comentarios relacionados con la inclusión de la demanda térmica como Demanda Esencial, y con la consideración de la disposición del gas natural importado para la priorización en el abastecimiento.

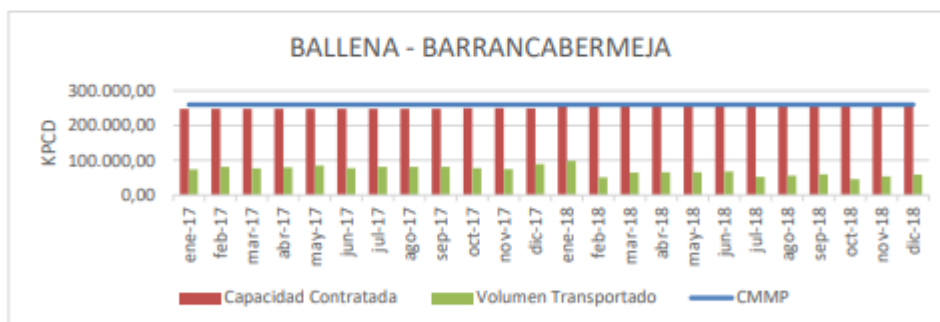
En primer lugar, esta Asociación ha expresado en múltiples ocasiones y escenarios su desacuerdo respecto a la definición de Demanda Esencial como cualidad de un agente que participa activamente en la cadena de suministro. Esto, teniendo en cuenta que, tras la expedición del Decreto 2100 de 2011, la comercialización de gas natural ha visto una reducción considerable en términos de profundidad y liquidez, como consecuencia de la contratación sustancial de suministro y capacidad de transporte por aquellos agentes que tienen el privilegio de ser cobijados con esta definición. Lo anterior, puede estar generando incentivos no deseados en términos de señales de congestión y expansión en el sistema nacional de transporte e incluso sobre el real balance de oferta y demanda de gas natural. Además, también está generando una desarticulación entre el mercado primario y el mercado secundario, transformando el mercado secundario en un mercado paralelo y no como el escenario de ajustes en posiciones de los agentes de la demanda en el mercado de gas natural.



Una evidencia de lo anterior es la toma de largas posiciones de capacidad en tramos del sistema nacional de transporte que no se están utilizando como se evidencia en los siguientes gráficos donde se presentan dos casos críticos de tramos de gasoductos contratados casi en un cien por ciento, pero con una tasa de uso de menos del 30% e incluso, de menos del 5%. De manera complementaria, enviamos anexo las gráficas elaboradas por esta Asociación para cada tramo.



Gráfica 1 Capacidad Contratada vs Volumen Transportado, Tramo Barranquilla-Cartagena. Datos tomados del BEC y BEO.



Gráfica 2 Capacidad Contratada vs Volumen Transportado, Tramo Ballena-Barrancabermeja. Datos tomados del BEC y BEO.

En ese sentido, encontramos absolutamente indispensable revisar la definición y el alcance de la Demanda Esencial, no para hacerlo extensivo, sino para delimitar qué tipo de usuarios se verían realmente afectados ante un eventual desabastecimiento, y hasta qué punto esta definición puede incidir en las condiciones de negociación en situaciones de operación normales. Adicionalmente, invitamos a repensar el concepto de abastecimiento a partir de



la oferta, es decir, de asegurar los incentivos suficientes para incrementar la oferta de gas natural y no como un concepto de protección a algún segmento de la demanda.

De otra parte, en cuanto al planteamiento de la priorización del abastecimiento en fuentes de suministro de gas natural importado, ponemos a consideración del Ministerio diferenciar entre infraestructura de consecución pública, como podría ser por ejemplo el caso de la Planta de Regasificación del Pacífico, e infraestructura de consecución y contratación privada, como es el caso de la Planta de Regasificación de Cartagena. Lo anterior en la medida en que esta última fue concebida como un modelo de respaldo para el Grupo Térmico, y en tal sentido las características de la infraestructura, el modelo operativo y los contratos existentes son específicos a dicho fin. Manifestamos nuestra preocupación sobre la intención del Ministerio de implementar una política que mina la santidad de los contratos y la defensa de la propiedad privada.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la señora Ministra con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

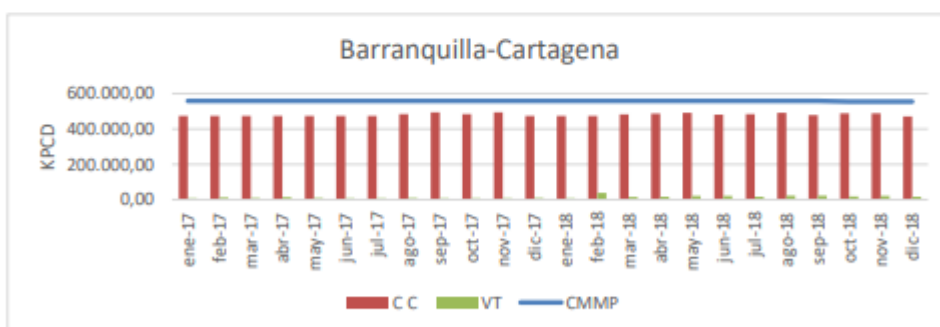
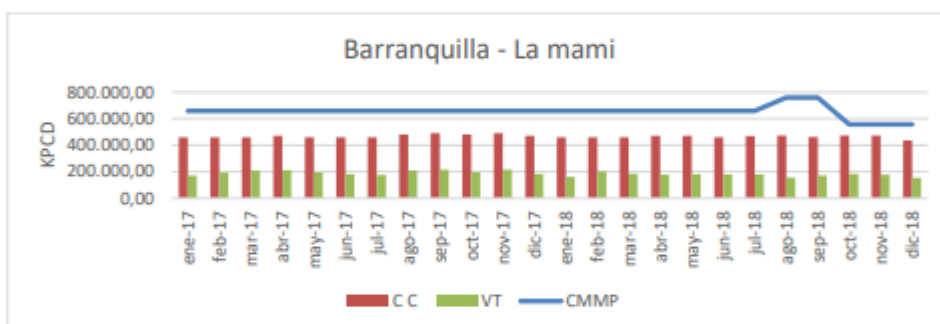
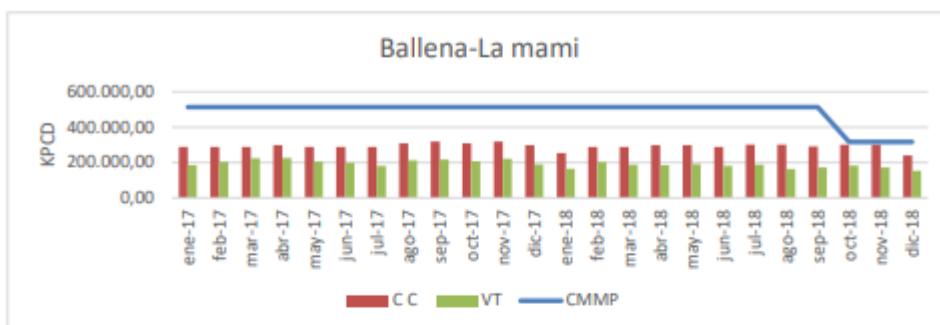
Alejandro Castañeda

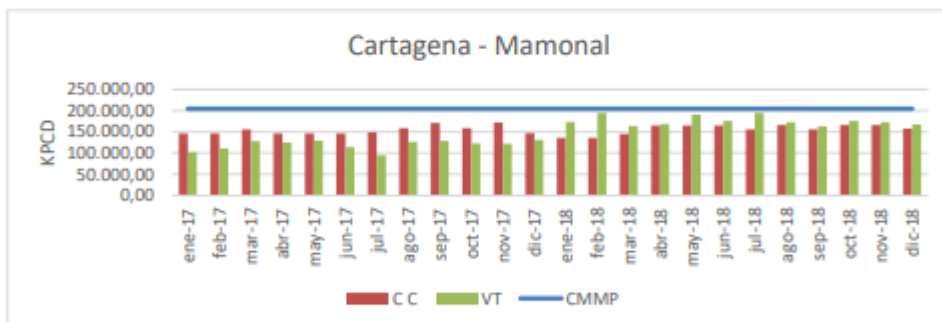
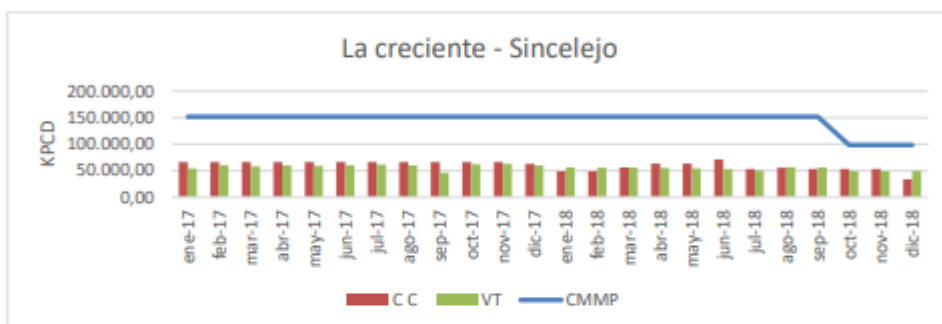
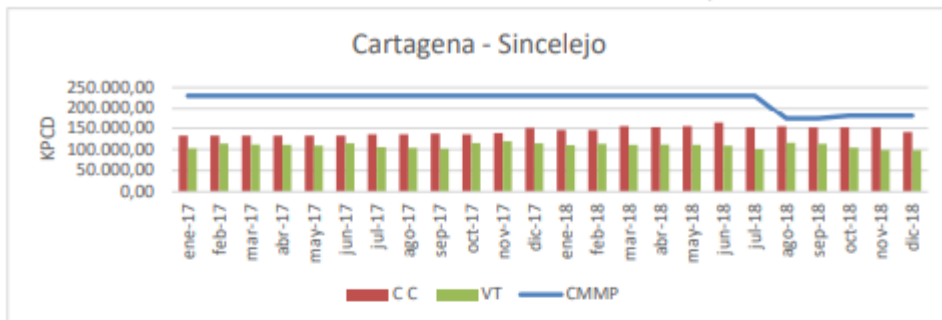
ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo

C.C: Haydee Daisy Cerquera Lozada – Experta Comisionada CREG

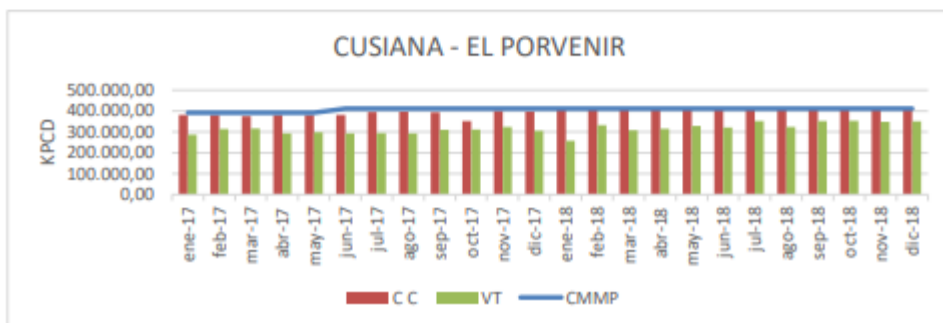
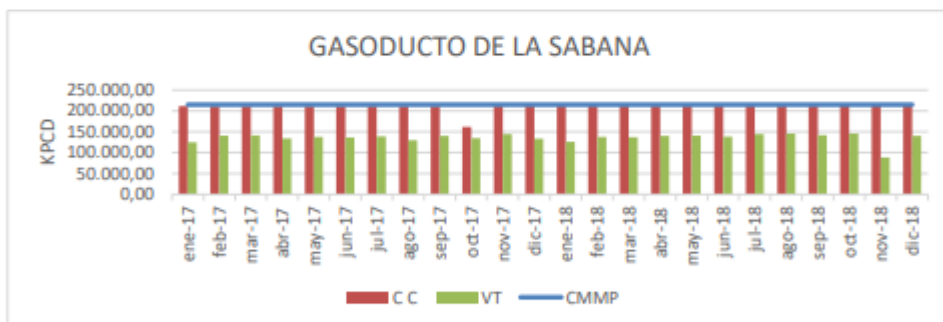
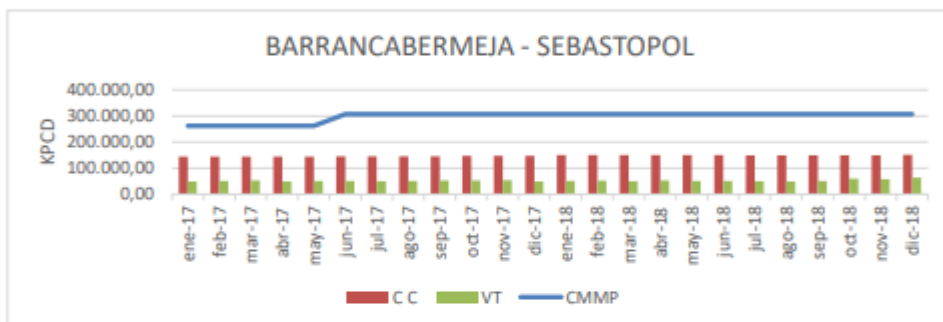
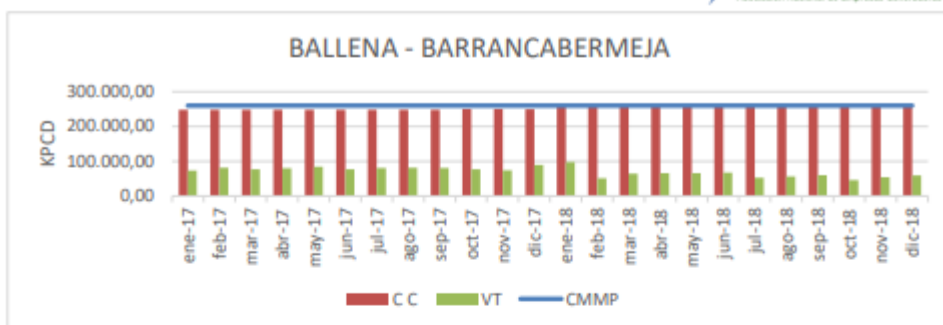


ANEXO – GRÁFICOS CAPACIDAD CONTRATADA vs VOLUMEN TRANSPORTADO POR TRAMO

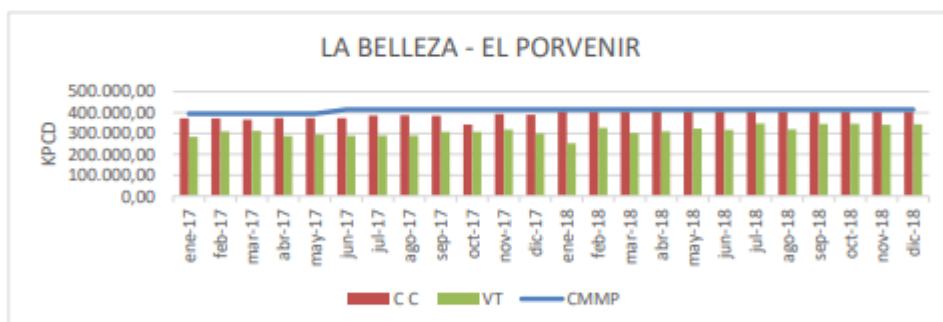
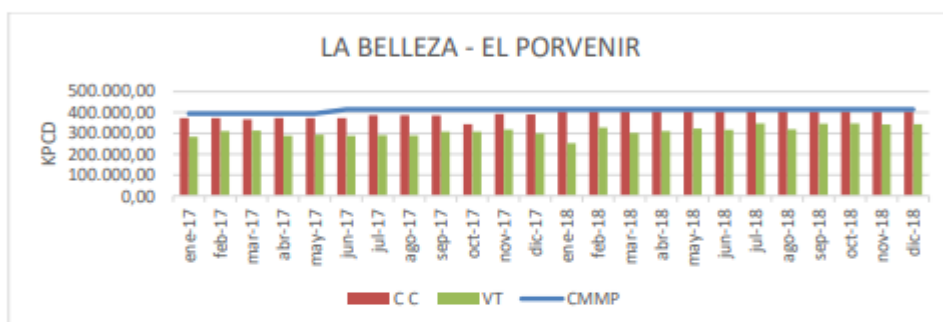
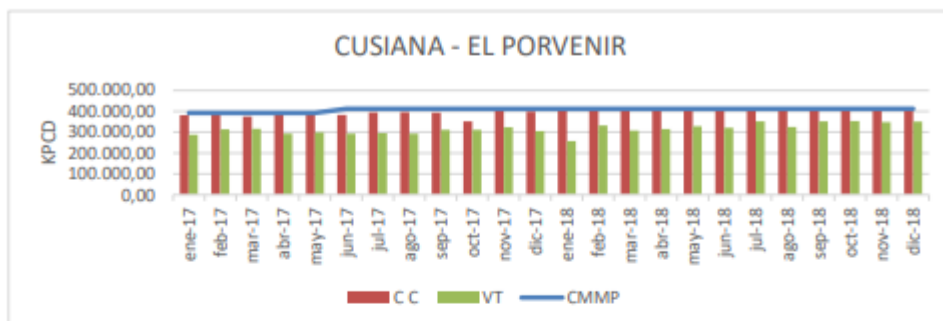




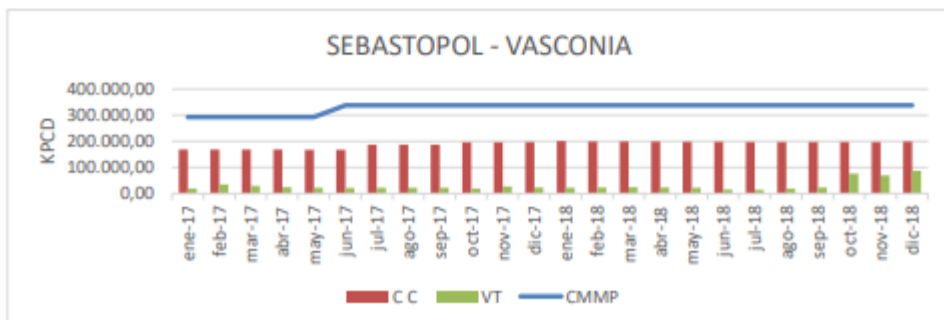
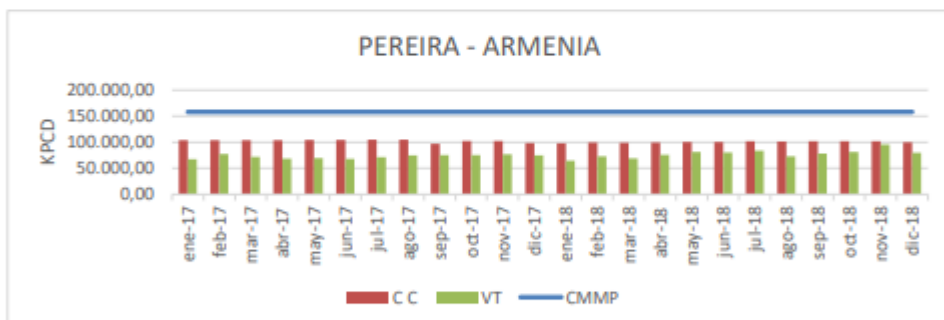
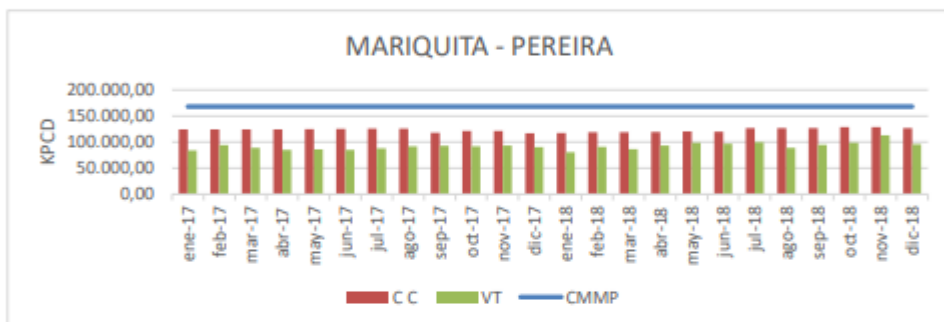
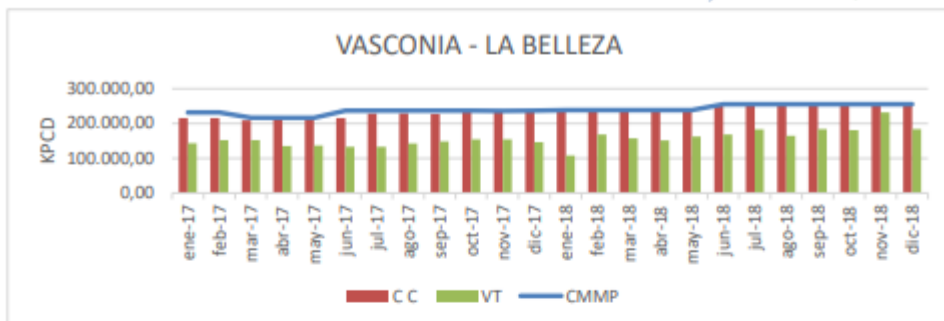
Dirección: Calle 100 # 8A – 49 Oficina 603, Bogotá D.C.



Noticias: Calle 43 No 57-31 Bogotá, Colombia



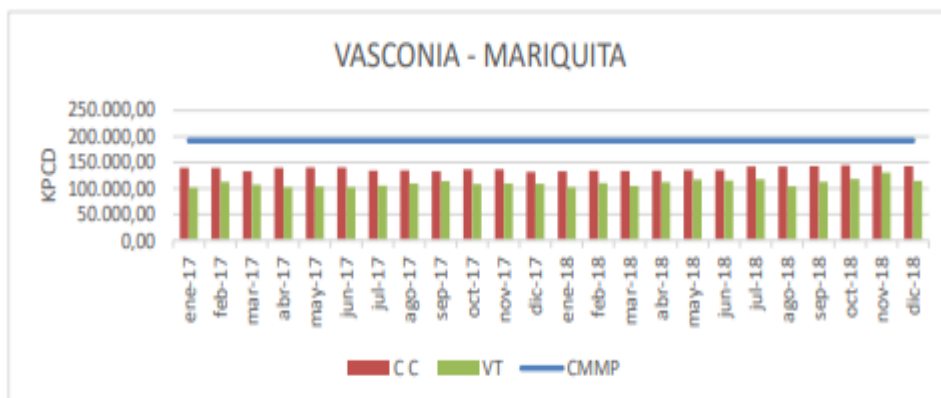
Dirección: Calle 100 # 8A – 49 Oficina 603, Bogotá D.C.
Tel: (571) 6228822 – 7450631
www.andeg.org



Dirección: Calle 100 # 8A – 49 Oficina 603, Bogotá D.C.

Tel: (571) 6228822 – 7450631

www.andeg.org





Comentario 5.

De: Juliana Buriticá Muñoz-Dirección Regulación Energía

Fecha: jueves, 16 mayo de 2019 a las 15:19

Asunto: Comentarios al proyecto de modificación del Decreto MME 1073 – EPM

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
ector:		Hidrocarburos	
Proyecto:		Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "	
ha inicio:		24/04/2019	
cha fin:		16/05/2019	
Comentario:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		EPM	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Contratos de Contingencia	Literal B art 222221 y parágrafo 8 del art 222216	Los contratos de Contingencia solo se formalizan cuando ocurre una contingencia. No se pueden activar contratos de contingencia si no se sabe que fuente tendrá gas disponible en el momento del evento. Se sugiere la siguiente redacción: "Se permitirán los contratos de contingencia de fuentes alternas en suministro y Transporte."
2	Priorización del gas de importación	Parágrafo 4 del art 2	Se entiende que la demanda termica que soporte OEF con líquidos y gas importado no tendrá prioridad en la asignación de GAS NACIONAL ante un IROG, porque efectivamente esta demanda cuenta con otra fuente de suministro de combustible. Bajo éste entendido, se sugiere que ante un IROG o declaratoria de racionamiento, el gas de una Termoelectrica que respalda sus OEF con GNL que no se encuentre dentro del programa de Despacho eléctrico, se priorice para la atención de la demanda esencial, conforme el artículo 5 del Decreto propuesto.
3	Inclusión de la demanda de GNV de transporte público	Art 5	Atendiendo a que la demanda GNV para Servicio publico de transporte (Taxis), no tiene una participación significativa en la demanda del país y su impacto a nivel político tuvo consecuencias en el pasado año 2015-2016, se sugiere incluirla junto con los vehículos dedicados o sistemas de transporte masivo, pues dichas cantidades no impactarían de manera importante la asignación del orden de prioridad ante IROG o Racionamiento programado.
4	Reporte de Información al Gestor	Parágrafo 9 y 10 del art 4	Entendemos que la obligación del reporte de información al Gestor establecida en el paragrafo 9 sobre cantidades adicionales disponibles para la venta, debería ir en el artículo 4, "Obligación de reporte de información al Gestor". De otra parte, estimamos que esta obligación aplicaría en igual forma para las fuentes de gas importado mencionadas en el paragrafo 10 del mencionado artículo.
5	Racionamiento programado	Paragrafo 2 art 3	No es entendible que un racionamiento programado sea considerado para todos sus efectos como "un evento eximente ". Lo anterior, porque de acuerdo con lo mencionado en el literal A del art 2, el racionamiento programado puede ser ocasionado por un IROG generado por acción u omisión de un agente operacional. En este sentido, tal excepción sólo debería aplicar en caso de eventos de Fuerza mayor.
6	Punto de entrega	Todos los artículos	A lo largo del documento se menciona la aplicación del IROG o el racionamiento programado, en un "punto de entrega". Sin embargo, se observa de las definiciones del Capítulo II del Decreto MME 1073, que la producción total o la PTDV o la producción comprometida -PC, se define en un "punto de entrada al SNT". Adicionalmente, el RUT menciona que el punto de entrada es aquel donde: "Punto en el cual se inyecta el gas al sistema de transporte desde la conexión del respectivo agente....". Por lo anterior, se sugiere unificar la terminología a lo largo del Decreto para aplicar la asignación de gas ante un IROG o un racionamiento programado, en un punto de entrada al SNT (campo productor o un punto de importación), o a un punto sobre el SNT de un Gasoducto troncal.



Comentario 6.

De: Walter Marino Ramírez Cerón

Fecha: jueves, 16 mayo de 2019 a las 15:16

Asunto: Envío comunicación BMC-1931-2019



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

Bogotá D.C., mayo 16 de 2019

BMC-1931-2019

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
pciudadana@minenergia.gov.co
Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios proyecto de “Decreto Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural”

Respetada ministra Maria Fernanda,

Dentro de la etapa de consulta del referido proyecto de Decreto, nos permitimos poner a consideración de ese Ministerio los comentarios que hemos preparado sobre la propuesta normativa, los cuales han sido elaborados a partir de la experiencia acumulada por la Bolsa Mercantil de Colombia, en su calidad de Gestor del Mercado de gas natural y con base en las discusiones sostenidas en diversas mesas sectoriales y gremiales con participación de operadores clave del mercado de gas natural, las cuales encontrará de manera puntual en el formato diseñado para el efecto y que se adjunta al presente escrito.

En primera instancia, queremos destacar la labor que se viene adelantando en materia de política energética desde Ministerio así como desde la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, para consolidar la figura del Gestor del Mercado de gas natural como fuente única de información del mercado, encargado de optimizar el uso de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural en Colombia. Esta labor cobra aún más relevancia cuando se promueve el uso de la información registrada ante el mismo, para los análisis requeridos en apoyo a la labor de priorización del abastecimiento nacional de gas natural que realiza el Ministerio de Minas y Energía, frente a situaciones que impliquen una restricción en la atención de la demanda de gas.



Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

No obstante lo anterior, queremos presentar algunos comentarios generales sobre aquellas disposiciones que consideramos de mayor relevancia dada su directa incidencia en las funciones que ejerce actualmente el Gestor del Mercado de gas natural y las responsabilidades que asumiría en virtud del proyecto de Decreto de cara al mercado energético colombiano, sobre las cuales nos referiremos como sigue:

i. Sobre las motivaciones del proyecto de Decreto para modificar la estructura de la Demanda Esencial

Consideramos importante complementar en los Considerandos de la norma, las motivaciones de la misma. Los cambios planteados son de gran importancia y el hacer asignaciones administrativas de derechos en el uso de un combustible escaso, alterando los adquiridos contractualmente, tiene implicaciones serias sobre los sectores que no quedan incluidos en las primeras prioridades. Por esa razón, sugerimos incluir en los considerandos, las razones más importantes por las cuales el Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Minas y Energía, ha decidido modificar la norma vigente y adoptar las medidas objeto del proyecto que nos ocupa.

Lo anterior se hace aún más relevante, pues como resultado de las medidas propuestas se estarían viendo potencialmente afectados algunos sectores de demanda de gas natural que ya conforman la denominada *Demanda Esencial*, entre ellos, la demanda de gas natural de las estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transporte, cuya consideración se encontraría sujeta a un concepto previo del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.

Al respecto de la propuesta, sin la debida justificación, a priori podría percibirse como un retroceso en la política sectorial pues para el mercado es claro que, salvo que las estaciones de compresión cuenten con sistemas de respaldo y operen alternativamente con energía eléctrica u otros combustibles, sin la asignación prioritaria de gas para estas, sería imposible garantizar las condiciones operativas del Sistema Nacional de Transporte así como la atención de la demanda nacional de gas natural.

En el mismo sentido, se plantea que dentro del sector de gas natural vehicular existe un potencial de sustitución de aquellos vehículos de operación dual mediante combustibles



Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

líquidos y GNCV; sobre el particular, se encuentra procedente priorizar la atención de la demanda de gas natural de aquellas flotas de vehículos dedicados a gas que pertenezcan a sistemas integrados de transporte masivo dado su impacto en materia de movilidad. No obstante lo anterior, surge la inquietud si en la práctica existirían los instrumentos para controlar la efectiva suspensión del despacho a vehículos particulares o públicos que operen de manera dual en las cerca de 810 estaciones de servicio de GNCV registradas ante el Ministerio de Minas y Energía¹.

Respecto a la prioridad que se asigna a la demanda de gas natural con destino a las plantas termoeléctricas con Obligaciones de Energía Firme respaldadas con gas natural, es entendible que se pretendan mitigar los efectos que se puedan derivar de un evento simultáneo en el sector eléctrico. Sin embargo, se plantean algunas inquietudes sobre la prelación que se daría entre dichas plantas en razón a que:

- Las plantas pueden tener respaldadas total o parcialmente sus obligaciones de energía en firme mediante contratos que garantizan firmeza.
- En la práctica, el despacho de una determinada unidad de generación termoeléctrica puede obedecer a más de un criterio (seguridad, calidad y/o confiabilidad)
- No se precisa en qué términos acreditarse la eficiencia térmica (el documento idóneo y su vigencia)

Por último, es preciso aclarar que en cualquier caso, el órgano encargado de brindar tal información en caso de requerirse, será el Centro Nacional de Despacho Eléctrico – CND, lo cual debe quedar explícito.

Por otra parte, actores que potencian la demanda de gas natural en el mercado colombiano, que han sido llamados a ser partícipes activos de la transición energética del país hacia una matriz energética más limpia, tal como lo es la demanda industrial, se verían desincentivados a utilizar el gas natural como insumo de sus procesos productivos dadas las nuevas condiciones a las que quedarían supeditados sus contratos (aun cuando estos garantizaran firmeza) frente a una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural No Transitoria, IROG-NT.

¹ Estadísticas Estaciones de Servicio de Gas Natural Vehicular – GNV, Diciembre 2017. www.minenergía.gov.co



Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

Finalmente, en cuanto a la necesidad de fortalecer las razones de derecho en que se sustenta el proyecto de Decreto, encontramos importante resaltar que los actos administrativos deben estar debidamente motivados en cualquiera de sus categorías, ya sean resoluciones o decretos. Lo anterior se hace imprescindible, pues los motivos que son expuestos por el gobierno muestran los efectos y objetivos de sus decisiones, las cuales minimizan el riesgo de que con posterioridad sea cuestionada la legalidad de la norma, bien por insuficiente o por inexistencia de las razones de derecho que lo motivan.

ii. *Sobre las condiciones requeridas para la puesta en marcha de las funciones asignadas al Gestor del Mercado de gas natural*

Sin duda alguna, consideramos que para llevar a cabo una adecuada implementación de las disposiciones establecidas en el Decreto con relación a las funciones asignadas al Gestor del Mercado de gas natural frente a una IROG-NT y la declaratoria de un Racionamiento Programado, se requiere un entendimiento uniforme de las autoridades, los participantes y el mismo Gestor.

En este sentido, es fundamental que la Regulación que se adopte para reglamentar el protocolo de asignación frente a Insalvables Restricciones en la oferta de gas natural sea suficientemente clara y rigurosa de manera que su proceso de implementación y aplicación sea transparente y sistemático, de tal forma que no haya lugar a interpretaciones.

Lo anterior, sólo será posible en la medida que:

- Se defina con mayor claridad el orden de atención de la demanda, en cada uno de los casos planteados a saber: IROG Transitoria, No Transitoria o Racionamiento Programado, detallando los sectores a atender así como el orden de prioridad de las modalidades contractuales.

En línea con lo anterior, es preciso aclarar en qué orden de prioridad quedarán los contratos de contingencia de suministro y/o capacidad de transporte vigentes al momento de que se presente una IROG-NT o una declaratoria de Racionamiento Programado.



Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

- Se defina un único medio para publicación de los programas definitivos priorizados de suministro y capacidad de transporte por parte del Gestor del Mercado de gas natural.
- Se brinde acceso al Gestor del Mercado a la información de mantenimientos e intervenciones que maneja el Consejo Nacional de Operación de gas natural o en su defecto se facilite su participación en los correspondientes comités o sub-comités operativos o en su defecto se prevea explícitamente la obligación al Consejo Nacional de Operación de gas natural de aportar toda aquella información de mantenimientos e intervenciones sobre la cual tenga conocimiento.
- Se acote debidamente la responsabilidad del Gestor del Mercado de gas natural en la labor de apoyo al Ministro de Minas y Energía dentro del proceso de priorización y asignación de la demanda de gas natural con base en la mejor información disponible, más aun si se tiene en cuenta que cualquier aproximación que se pueda hacer de los efectos sobre la población o la generación eléctrica exceden el alcance de las funciones asignadas al Gestor del Mercado.
- Se eliminan las ambigüedades respecto al entendimiento de evento eximente de responsabilidad, cuando se presente una insalvable restricción en la oferta de gas natural, toda vez que lo previsto en el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.4 (artículo 3 del proyecto de decreto) señala que la declaración de Racionamiento Programado del Ministerio de Minas y Energía, será considerada como un evento eximente de responsabilidad, en tanto que el parágrafo 3, del artículo 2.2.2.2.1 (artículo 2) establece que la declaratoria de un IROG-NT *“no lo eximirá del cumplimiento de sus obligaciones contractuales, salvo que dicho suceso obedezca a un evento de fuerza mayor, de caso fortuito, o un evento eximente de responsabilidad conforme a lo dispuesto en la regulación vigente”*.
- Por otro lado, se sugiere ajustar el literal B del artículo 2 del proyecto de decreto, en el sentido de precisar la duración del mantenimiento o labor programada cuando se presente una insalvable restricción en la oferta de gas natural no transitoria, de conformidad con lo señalado en el artículo 13 de la Resolución CREG 114 de 2017, que establece el término de la duración de la suspensión de los servicios, por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos.
De esta manera, con la redacción del proyecto de decreto, pareciera que la duración de estos mantenimientos quedara desregulada, al contemplar *“por el periodo que dure el mantenimiento o la labor programada, con el fin de brindar atención a la demanda esencial”*, pues no se está limitando la duración, en contraste con la resolución CREG



Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

114-2017, que establece el término permitido. Así las cosas, al ser el Decreto una norma de mayor jerarquía, la duración de estos mantenimientos sería indefinida, pues no se esta precisando su duración.

iii. Aspectos formales e inflexibilidades introducidas mediante el proyecto de Decreto

Ahora bien, respecto a los aspectos formales de manera respetuosa nos permitimos manifestar que la adopción en el Decreto de las definiciones previamente establecidas en la regulación del mercado mayorista de gas natural (Resolución CREG 114 de 2017) puede llegar a generar inflexibilidades innecesarias y contradicción en la aplicación de las normas, por lo que sugerimos evaluar la pertinencia de manejar tales conceptos con una referencia a la regulación vigente o utilizar la acepción “aquella que la modifique o sustituya” y cuya jerarquía facilitaría cualquier modificación posterior, en caso de requerirse.

De igual forma, se estima conveniente evaluar si las disposiciones contenidas en el proyecto normativo se pueden abordar en un acto administrativo de menor jerarquía; lo anterior, considerando que se prevé expedir una resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas para adoptar el protocolo de asignación frente a Insalvables Restricciones en la oferta de gas natural según se establece en el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.1 (Artículo 2 del Proyecto de Decreto) y el numeral 1.2. del artículo 2.2.2.2.10 (Artículo 4 del proyecto de Decreto).

En el contenido de los parágrafos 4 y 5 del Artículo 2.2.2.2.16 (Artículo 5 del proyecto de Decreto), no es claro de dónde provendrá el gas que se asignará para cubrir la Demanda Esencial que no esté cubierta por contratos en firme, ya que ésta no está incluida en ninguna de las prioridades de asignación de gas. El Parágrafo 5 habla de “tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este Artículo”, pero el Artículo no menciona ningún tipo de contrato.

En relación con la disposición contenida en el parágrafo 9 del Artículo 2.2.2.2.16 (Artículo 5 del proyecto de Decreto), en la que se limita la oferta de gas natural disponible cuando se presenten IROG-NT al potencial de producción, es válido recordar que las facilidades de producción de gas natural son capaces de inyectar por períodos cortos incluso cantidades superiores a dicho límite, por lo que parecería razonable pensar que frente a una eventual



El futuro
es de todos

Minenergía



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

situación de déficit, los productores-comercializadores pudieran estar en capacidad de inyectar cantidades más allá de su capacidad nominal.

Asimismo, solicitamos cambiar la acepción “de la presente resolución” del parágrafo 9 del artículo 5 del proyecto de decreto, por “presente decreto”.

Finalmente, es necesario aclarar el real significado práctico y aplicación del contenido del Parágrafo 10 del Art 5 del proyecto de decreto, porque como está escrito, permite diversas interpretaciones.

Sin otro particular, quedamos atentos a cualquier aclaración que al respecto se requiera.

Cordialmente,


Leydi Diana Rincón Rincón
Directora de Mercados Energéticos
Bolsa Mercantil de Colombia

Anexo: Un (1) CD. Formulario para Recepción de Comentarios de la Ciudadanía y Partes Interesadas, MinMinas



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "

Fecha inicio: 24/04/2019

Fecha fin: 16/05/2019

Fecha Comentario:

Datos de contacto:

Correo electrónico:

Nombre de la empresa o interesado:

BMC - Bolsa Mercantil de Colombia S.A.

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Forma de expedición de las disposiciones	General	Se sugiere evaluar si es viable la expedición de las disposiciones vía Resolución teniendo en cuenta que se prevé expedir un acto administrativo por parte de la CREG según el Parágrafo 2 del artículo 2.2.2.1 y el numeral 1.2. del artículo 2.2.2.10)
2	Motivación	Consideraciones y Memoria Justificativa	Se requiere mayor detalle en la parte motiva del acto administrativo sobre los análisis, consideraciones y evaluaciones de impacto de las medidas que se prevén adoptar con el acto administrativo.
3	Definiciones - Contrato de Contingencia	Artículo 1	Se recomienda mantener las definiciones de los contratos de contingencia en la regulación tal y como se encuentran en la actualidad, pues su introducción en el Decreto puede generar inflexibilidades para cambios a futuro
4	Definiciones - Contrato con Interrupciones	Artículo 1	Se sugiere aclarar que si bien los contratos con interrupciones se suscriben por razones diferentes a un periodo programado, la expresión "periodo determinado" se encuentra supeditada a las suspensiones máximas permisibles en la regulación vigente (Art. 13, Resolución CREG 114 de 2017)
5	Definiciones - IROG-NT e IROG-T	Artículo 1	Teniendo en cuenta que no se están modificando dichas definiciones se sugiere ajustar el artículo de siglas del Decreto Único Reglamentario - 1073 de 2015 para incorporar las mencionadas siglas.
6	Técnica de redacción de actos administrativos	Artículo 2, literal A (parágrafos 1 a 4)	Se sugiere dejar el texto de estos párrafos finalizando el artículo y no en medio de los literales A y B desarrollados en el artículo 2.2.2.1.
7	Prioridad Contratos de contingencia	Artículo 2, literal B	Se solicita aclarar en qué orden de prioridad se encuentran los contratos de contingencia; de otra parte, entendemos que los contratos de contingencia no sólo tendrán destinación a la atención de la demanda esencial, en tal caso, se plantea la inquietud si se priorizarían los contratos de contingencia con destino a la demanda esencial frente a la no esencial
8	Prioridad Infraestructura de Regasificación	Artículo 2, literal B	Se solicita precisar que las disposiciones de este aparte aplicarán a la infraestructura de regasificación de Buenaventura; lo anterior, toda vez que la destinación del gas importado a través de la FSRU de Cartagena tiene destinación específica a la demanda termoeléctrica de la costa; de otra parte, es importante recordar que para la infraestructura de Cartagena no se determinó la obligación de reporte de información de inventarios (almacenamiento).
9	Concordancia normativa	Artículo 3	Se hace notar que el artículo 2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015 no fue modificado por el Decreto 2345 de 2015
10	Funciones asignadas al Gestor del Mercado	Artículo 4, numerales 1.2	Se requiere que la regulación expedida por la CREG con el protocolo de asignación sea suficientemente claro y riguroso para que no haya lugar a interpretaciones en la asignación de gas natural frente a situaciones potenciales de desabastecimiento
11	Publicidad de la priorización en IROG-NT	Artículo 4, numerales 1.3 y 1.4	No es claro, si los productores - comercializadores y transportadores deben publicar información en función de la publicación del Gestor del Mercado o viceversa. Se sugiere unificar la publicación en cabeza del Gestor del Mercado.
12	Funciones asignadas al Gestor del Mercado	Artículo 4, numeral 2.3	Se requiere que la regulación expedida por la CREG con el protocolo de asignación sea suficientemente claro y riguroso para que no haya lugar a interpretaciones en la asignación de gas natural frente a situaciones potenciales de desabastecimiento; de otra parte, es importante solicitar que se acoten las obligaciones de apoyo del Gestor del Mercado de gas natural al Ministro de Minas y Energía, pues hacer una evaluación de los efectos en la población o las necesidades de generación eléctrica, claramente desborda el alcance de sus servicios.



13	Funciones asignadas al Gestor del Mercado	Artículo 4, numeral 2.3	Se requiere información completa para ejercer la función (operativa y de mantenimientos e intervenciones). Hoy no es posible con la información que se entrega al Gestor, por lo que se requiere un ajuste en la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas para incluir la participación del Gestor del Mercado de Gas Natural o en sus sub-comités, o en su defecto, que se establezca la obligación al Secretario Técnico de dicho Consejo de informar al Gestor del Mercado sobre todos aquellas situaciones de las que tenga conocimiento que puedan afectar el abastecimiento de gas natural. Al respecto, se recuerda que hubo una iniciativa en 2016 (publicada para consulta pública el 11 de febrero de 2016) de modificación de la conformación del Consejo Nacional de Operación de gas natural en la que se introducía al Gestor del Mercado de gas natural como invitado permanente a las sesiones del referido Consejo.
14	Demanda Esencial	Artículo 5	Se requiere una mayor motivación acerca de los análisis que condujeron al Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Minas y Energía, a supeditar la consideración de la demanda de las compresoras del SNT a un concepto previo del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, ahora bien, se sugiere establecer lineamientos sobre cual debe ser el entendimiento de "volumen de gas natural mínimo requerido para las estaciones de compresión"
15	Demanda Esencial	Artículo 5	Surgen inquietudes si en la práctica existen los instrumentos para controlar la suspensión del despacho a vehículos particulares o públicos de operación dual (con líquidos y GNCV) en las estaciones de servicio en caso de una restricción, es decir, ¿Cómo verificaría el operario de la estación de servicio a quién darle o no el combustible en restricción y qué sanción se le aplicaría por atender a un vehículo que no cumple con la condición para acceder al combustible?
16	Demanda Esencial	Artículo 5, parágrafo 2	Se sugiere aclarar que el concepto de Condición Crítica deberá entenderse en los términos de lo definido en la Resolución CREG 011 de 2015 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
17	Demanda Esencial	Artículo 5, parágrafos 4 y 5	No es claro de dónde provendrá el gas que se asignará para cubrir la Demanda Esencial que no esté cubierta por contratos en firme, ya que ésta no está incluida en ninguna de las prioridades de asignación de gas. El Parágrafo 5 habla de "tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este Artículo", pero el Artículo no menciona ningún tipo de contrato.
18	Oferta acotada al PP en caso de IROG-NT	Artículo 5, parágrafo 9	Se sugiere revisar la disposición al respecto, teniendo en cuenta que lo deseable ante una restricción no transitoria sería que los operadores de campos puedan inyectar cantidades incluso superiores a su capacidad nominal, tal como ha ocurrido en pasados eventos.
19	Demanda Esencial	Artículo 5, parágrafo 10	Se solicita aclarar el real significado práctico y cómo sería la aplicación del contenido en dicho parágrafo del proyecto de decreto, pues su redacción permite diversas interpretaciones.

Comentario 7.

De: Nelly Novoa

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 14:44

Asunto: CARTA COMENTARIOS AL DECRETO DE CONSULTA



NATURGAS

ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Bogotá D.C. 16 de mayo de 2019

Doctor

José Manuel Moreno C.

Director de Hidrocarburos (E)

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia

Ciudad



Referencia: Comentarios al decreto de consulta: "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural".

Respetado doctor Moreno:

A continuación, presentamos los comentarios de la agremiación sobre el documento de referencia.

1. **Discrecionalidad del Ministerio de Minas y Energía para definir el orden de atención de la demanda.** La modificación planteada al artículo 2.2.2.2.4 otorga total discrecionalidad al Ministerio de Minas y Energía, por lo que, a efectos prácticos, elimina el concepto de demanda esencial y el orden de atención establecido en el mismo decreto, dado al declarar racionamiento programado el ministerio no tendría necesariamente que priorizar la demanda esencial. Por lo anterior, sugerimos respetuosamente no aplicar esta modificación.
2. **Exclusión de la demanda de compresión del SNT de la demanda esencial (artículo 2.2.2.2.16).** Consideramos que en una situación de déficit lo primero que se tiene que atender es la demanda de los compresores del SNT dado que cualquier reducción en la demanda de estos elementos produce una disminución mucho mayor en el gas disponible para atender la demanda, por lo que no tiene lógica aumentar el déficit reduciendo la demanda de estos elementos o supeditándola a solamente lo necesario para atender la demanda esencial.

www.naturgas.com.co
Calle 72 #10 - 70, Torre A, Of.705
Bogotá D.C., Colombia

(571) 212 45 45
(571) 212 40 55



NATURGAS

ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

3. Exclusión de la demanda de GNVC de vehículos no dedicados de la demanda esencial (artículo 2.2.2.16).

La exclusión de la demanda esencial de GNVC de vehículos no dedicados es inconveniente por efecto de que permitiría que los comercializadores de GNVC atiendan su demanda con contratos interrumpibles, lo que podría ocasionar que se repitieran las situaciones complejas en materia de orden público y movilidad que se presentaron en el año 2009 con motivo de las protestas de los gremios de taxistas en varias ciudades del país.

Adicionalmente, no compartimos la mención realizada en el documento soporte acerca de que *“la demanda de gas natural comprimido vehicular hacer parte de la demanda esencial sin considerar que esta demanda en muchos casos cuenta con algún combustible líquido como sustituto perfecto”* (hemos subrayado) dado que no se puede hablar de “sustituto perfecto” cuando el sustituto cuesta alrededor del doble.

Por lo anterior, consideramos que la demanda de gnvc de vehículos no dedicados debe seguir siendo considerada como demanda esencial.

4. Inclusión de la demanda termoeléctrica como demanda esencial (artículo 2.2.2.16). Estamos de acuerdo en que se incluya dentro de la demanda esencial la demanda termoeléctrica que tienen el gas natural como combustible declarado para cubrir las obligaciones de energía firme y que se requieran por razones de seguridad.

No obstante, consideramos que en este caso se deben excluir expresamente las plantas que respaldan sus obligaciones de energía firme con Gas Natural Importado de la regasificadora de Cartagena, ya que no tendría sentido priorizar la asignación de gas natural local a estas plantas siendo que tienen la opción de importarlo. También es importante aclarar que en el caso de las plantas que declaran más de un combustible para respaldar las OEF, la demanda esencial es la correspondiente solamente al gas natural.

5. Contratos de contingencia. El decreto hace un énfasis en los contratos de contingencia de suministro y transporte como herramienta para incrementar la confiabilidad del servicio de gas natural. No obstante, en la mayoría de zonas del país la demanda es atendida mediante una sola ruta de tramos de transporte, por lo que no se incrementará la confiabilidad mediante contratos de contingencia.

www.naturgas.com.co
Calle 72 #10 - 70, Torre A, Of. 705
Bogotá D.C., Colombia

(571) 212 45 43
(571) 212 40 55



NATURGAS ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Por lo tanto, creemos importante desarrollar lo establecido desde el año 2011 en materia de reconocimiento tarifario de activos de distribución (artículo 2.2.2.2.29 del decreto 1073 de 2015 que inicialmente se expidió en el artículo 18 del decreto 2100 de 2011).

Cordialmente,

ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Presidente Asociación Colombiana de Gas Natural

Copia: Dra. Maria Fernanda Suarez, ministra de Minas y Energía

www.naturgas.com.co
Calle 72 #10 - 70, Torre A, Of.705
Bogotá D.C., Colombia

(571) 212 45 43
(571) 212 40 55



Comentario 8

De: **Alexander Sierra Vargas**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 14:11

Asunto: Comentarios decreto Priorización abastecimiento de gas natural



Bogotá D.C., 9 de mayo de 2019

Ministra
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Referencia: Comentarios proyecto de Decreto, "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural."

Respetada Ministra María Fernanda,

Agradecemos la oportunidad de compartir nuestros comentarios sobre el proyecto de Decreto, "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural". A continuación presentamos las observaciones por parte de TGI SA ESP en relación con su contenido y posible aplicación a futuro.

Es necesario contar con el gas de operación de transporte dentro de la demanda esencial que se menciona en el Artículo 2.2.2.16., ya que es fundamental para atender la Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG-NT o Racionamiento Programado. Si este gas se limitara únicamente a la demanda esencial, es posible que no se puedan atender los demás sectores en orden de prioridad.

Así mismo, consideramos que el concepto solicitado al Consejo Nacional de Operación de Gas – CNO Gas, es inoportuno y excede las funciones del Consejo. Lo anterior dado que bajo estas circunstancias de emergencia lo que requerirá el sector es agilidad en la toma de decisiones, para poder atender la demanda en el orden de prioridad y gestionar las acciones para superar las circunstancias que se presentan. De otra parte las actividades de coordinación e información actualmente se encuentran ampliamente reguladas por la CREG 115 de 2013 y garantizan que todos los agentes destinen el gas que realmente es necesario para la operación.

En cuanto a la demanda de GNCV, aunque es de común conocimiento la existencia de sustitutos, es preocupante que se le deje el gas únicamente a vehículos dedicados o transporte masivos, ya que en 2009 y 2010 cuando el sector se vio enfrentado a algunos eventos de restricción en la oferta, quedó en evidencia que los usuarios de este segmento no cambian sus preferencias por las pérdidas económicas que tienen por la indisponibilidad

Carrera 9 # 73-44
(57) 3138400
tgi.com.co



de GNCV. Adicionalmente las estaciones de servicio podrían tener problemas operativos para prestar el servicio de manera discriminada. De otra parte, para productores y transportadores será de difícil aplicación la disposición propuesta ya que los contratos y nominaciones se harían para GNCV en general, sin garantizar que esto cumpla con lo planteado. Con el fin de evitar tales situaciones, proponemos que la demanda de GNCV con contrato sea la que tenga la prioridad de atención.

Otro punto que se debe aclarar es cómo será la prioridad en el abastecimiento cuando entre en operación la futura planta de regasificación del Pacífico, activo de confiabilidad según lo menciona la UPME en el PTAGN. Si bien puede tener una parte de su capacidad contratada en firme, es pertinente definir cómo se asignará el gas importado en casos de contingencia, si éste activo es la única fuente alterna de suministro.

En cuanto a la operación en un evento IROG-NT, vemos necesario que los remitentes o clientes tengan la obligación de renombrar para tener un programa de suministro y transporte ajustado a la prioridad establecida en el Decreto, cuando el evento ocurra durante el día de gas.

Respecto a los contratos de contingencia, de los análisis realizados por el COMI para diferentes eventos y de análisis propios, se identifica que ante eventos, en especial en el interior del país, no existen fuentes alternas o capacidad disponible primaria desde las fuentes para que se puedan firmar estos contratos con anticipación.

Adicionalmente, el numeral 2.3. del artículo 2.2.2.2.10. del Decreto 1073 de 2015, cuya propuesta de modificación se encuentra en el artículo 4 del Decreto que se propone, no guarda sentido con el desarrollo práctico de la regulación en materia de Racionamiento Programado. Lo anterior, porque el texto propuesto establece: "2.3. *El Gestor del Mercado, con base en la información reportada por los Agentes, **presentará para consideración del Ministerio de Minas y Energía, el orden de atención de la demanda de gas natural con base en la información reportada por los Agentes**, siguiendo la regulación que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG...*" (resaltado fuera de texto). Esto porque si hay una situación de Racionamiento Programado, es porque el MME ya expidió un acto administrativo en el que determinó el orden de priorización del gas natural y la capacidad que se encuentra disponible mientras subsistan las causas que originaron el racionamiento programado. Esta presentación para consideración del MME del orden de atención de la demanda de gas se haría por parte del Gestor del Mercado posterior a la declaratoria del acto del MME, lo que podría generar confusión en los agentes en una situación que ya de por sí es crítica para el mercado. Esto es explícito en la misma norma puesta a consideración en el artículo 2.2.2.2.4

Otro comentario es relacionado con el hecho que la norma propuesta, no da las reglas concretas para asignar gas natural o transporte en los casos en que sean usuarios con las mismas características y con los mismos tipos contractuales. Si se deja a regulación posterior de la CREG, es posible que no llegue a ser expedida a tiempo, y que genere un impacto a la hora de asignar las cantidades y capacidad disponibles. Si se quiere modificar los criterios actuales y otorgarle a la CREG esas facultades de regulación, debe ser concomitante con la expedición de este Decreto, o en un período muy corto, de lo contrario, el riesgo de conflictos entre los agentes puede ser alto.

Carrera 9 # 73-44
(57) 3138400



Adicionalmente, vemos necesario mantener el parágrafo 2o del Decreto actual que dice:

"Parágrafo 2o El usuario al que se le asigne gas natural de un productor-comercializador o de un agente importador de gas con el que no tenga contrato firme no podrá nominar una cantidad de gas superior a la que requiera. En caso de que tenga excedentes tras la asignación, no podrá ofrecerlos en el mercado secundario. Lo mismo se predicará del servicio de transporte cuando se asigne a un remitente con el que un transportador no tiene contrato firme."

Agradecemos su atención y confiamos en que nuestras observaciones sean de utilidad dentro del desarrollo de esta importante iniciativa.

Cordialmente,

Mauricio Vera Maldonado
Presidente (E).

Elaboró: GRP/ Alexander Sierra. 
Revisó: GDC/ Heliodoro Mayorga, GRE/ Alfredo Serrato, Guillermo González, GOP/ Fernando Vargas
VJC/ Álvaro De Angulo. 
Aprobó: PRE/ Mauricio Vera Maldonado 



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Hidrocarburos
Proyecto:	Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "
Fecha inicio:	24/04/2019
Fecha fin:	16/05/2019
Fecha Comentario:	14/05/2019 0:00
Datos de contacto:	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	TGI SA ESP

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Prioridad en el abastecimiento de gas natural	Artículo 2.2.2.2.1. y artículo 2.2.2.2.16.	Es necesario contar con el gas de operación de transporte dentro de la demanda esencial que se menciona en el Artículo 2.2.2.2.16., ya que es fundamental para atender la Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG-NT o Racionamiento Programado. Si este gas se limitara únicamente a la demanda esencial, es posible que no se puedan atender los demás sectores en orden de prioridad.
2	Funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas – CNO	Artículo 2.2.2.2.16. Parágrafo 1	Consideramos que el concepto solicitado al Consejo Nacional de Operación de Gas – CNO Gas, es inoportuno y excede las funciones del Consejo. Lo anterior dado que bajo estas circunstancias de emergencia lo que requerirá el sector es agilidad en la toma de decisiones, para poder atender la demanda en el orden de prioridad y gestionar las acciones para superar las circunstancias que se presentan. De otra parte las actividades de coordinación e información actualmente se encuentran ampliamente reguladas por la CREG 115 de 2013 y garantizan que todos los agentes destinen el gas que realmente es necesario para la operación.
3	GNCV	Artículo 2.2.2.2.16.	En cuanto a la demanda de GNCV, aunque es de común conocimiento la existencia de sustitutos, es preocupante que se le deje el gas únicamente a vehículos dedicados o transporte masivos, ya que en 2009 y 2010 cuando el sector se vio enfrentado a algunos eventos de restricción en la oferta, quedó en evidencia que los usuarios de este segmento no cambian sus preferencias por las pérdidas económicas que tienen por la indisponibilidad de GNCV. Adicionalmente las estaciones de servicio podrían tener problemas operativos para prestar el servicio de manera discriminada. De otra parte, para productores y transportadores será de difícil aplicación la disposición propuesta ya que los contratos y nominaciones se harían para GNCV en general, sin garantizar que esto cumpla con lo planteado. Con el fin de evitar tales situaciones, proponemos que la demanda de GNCV con contrato sea la que tenga la prioridad de atención.
4	Planta de regasificación del Pacífico	Artículo 2.2.2.2.16. Parágrafo 10.	Otro punto que se debe aclarar es cómo será la prioridad en el abastecimiento cuando entre en operación la futura planta de regasificación del Pacífico, activo de confiabilidad según lo menciona la UPME en el PTAGN. Si bien puede tener una parte de su capacidad contratada en firme, es pertinente definir cómo se asignará el gas importado en casos de contingencia, si éste activo es la única fuente alterna de suministro.
5	Nominación en un evento IROG-NT	Artículo 2.2.2.2.10.	En cuanto a la operación en un evento IROG-NT, vemos necesario que los remitentes o clientes tengan la obligación de renombrar para tener un programa de suministro y transporte ajustado a la
6	Contratos de contingencia	Artículo 2.2.2.2.16. Parágrafo 8.	Respecto a los contratos de contingencia, de los análisis realizados por el COMI para diferentes eventos y de análisis propios, se identifica que ante eventos, en especial en el interior del país, no existen fuentes alternas o capacidad disponible primaria desde las fuentes para que se puedan firmar estos contratos con anticipación.
7	Orden de atención presentado por el Gestor del Mercado.	Artículo 2.2.2.2.10.	El numeral 2.3. del artículo 2.2.2.2.10. del Decreto 1073 de 2015, cuya propuesta de modificación se encuentra en el artículo 4 del Decreto que se propone, no guarda sentido con el desarrollo práctico de la regulación en materia de Racionamiento Programado. Lo anterior, porque el texto propuesto establece: "2.3. El Gestor del Mercado, con base en la información reportada por los Agentes, presentará para consideración del Ministerio de Minas y Energía, el orden de atención de la demanda de gas natural con base en la información reportada por los Agentes , siguiendo la regulación que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG..." (resaltado fuera de texto). Esto porque si hay una situación de Racionamiento Programado, es porque el MME ya expidió un acto administrativo en el que determinó el orden de priorización del gas natural y la capacidad que se encuentra disponible mientras subsistan las causas que originaron el racionamiento programado. Esta presentación para consideración del MME del orden de atención de la demanda de gas se haría por parte del Gestor del Mercado posterior a la declaratoria del acto del MME, lo que podría generar confusión en los agentes en una situación que ya de por sí es crítica para el mercado. Esto es explícito en la misma norma puesta a consideración en el artículo 2.2.2.2.4



8	Prioridad en el abastecimiento de gas natural	Artículo. 2.2.2.2.4.	Otro comentario es relacionado con el hecho que la norma propuesta, no da las reglas concretas para asignar gas natural o transporte en los casos en que sean usuarios con las mismas características y con los mismos tipos contractuales. Si se deja a regulación posterior de la CREG, es posible que no llegue a ser expedida a tiempo, y que genere un impacto a la hora de asignar las cantidades y capacidad disponibles. Si se quiere modificar los criterios actuales y otorgarle a la CREG esas facultades de regulación, debe ser concomitante con la expedición de este Decreto, o en un período muy corto, de lo contrario, el riesgo de conflictos entre los agentes puede ser alto.
9	Prioridad en el abastecimiento de gas natural	Artículo. 2.2.2.2.4.	Adicionalmente, vemos necesario mantener el párrafo 2o del Decreto actual que dice: "Párrafo 2o El usuario al que se le asigne gas natural de un productor-comercializador o de un agente importador de gas con el que no tenga contrato firme no podrá nominar una cantidad de gas superior a la que requiera. En caso de que tenga excedentes tras la asignación, no podrá ofrecerlos en el mercado secundario. Lo mismo se predicará del servicio de transporte cuando se asigne a un remitente con el que un transportador no tiene contrato firme."

Comentario 9.

De: **Sofía Patricia Rincón Pinzón**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 16:42

Asunto: COMENTARIOS LINEAMIENTO PARA PRIORIZACION DE ABASTECIMIENTO GAS

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto:		Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "	
Fecha inicio:		24/04/2019	
Fecha fin:		16/05/2019	
Fecha Comentario:		16/05/2019	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
	1. Artículo 1. Modificación artículo 2.2.2.1.4. Concepto Racionamiento programado de gas natural		En esta modificación, consideramos positivo que el racionamiento programado, se tipifique y consolide como tal a través de una declaración del Ministerio de Minas. Sin embargo, incluir en esta definición los eventos de fuerza mayor o de caso fortuito, se ve poco impreciso, sobre todo en la región Llano, donde según nuestro record anualmente se presentan por lo menos 6 eventos de fuerza mayor en mayor o menor escala. Teniendo en cuenta la infraestructura de transporte y suministro de las que gran parte de la región depende, consideramos esta inclusión riesgosa para un mercado que siempre desea la oportunidad en el servicio.



2. Artículo 2. Modificación artículo 2.2.2.1. Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG - NT.	En el numeral B de dicho artículo, se menciona que una vez se presente una insalvable restricción en la oferta de gas natural no transitoria, originada por labores o mantenimientos programado de infraestructura, se activarán los contratos de contingencia de las fuentes alternas de gas, por el período que dure el mantenimiento o la labor programado, para brindar atención a la demanda esencial. Durante el pasado mes de abril de 2019, Cusiana tuvo una fuerte restricción de gas, que si bien no constituyó una situación de insalvable oferta, significó una distorsión en el mercado nacional, vista no sólo en el gas disponible para venta diaria sino en los precios a las que las pocas cantidades disponibles fueron transadas. Desde nuestra experiencia en estos eventos, se buscó al productor de la zona, con el fin de negociar un contrato de contingencia en una fuente alterna que, de hecho está conectada al SNT. Sin embargo y después de varias exposiciones acerca de la situación, no fue posible la consecución de dicha negociación, ya que según el productor, no habían cantidades disponibles para poder transar. En ese orden, si bien el decreto propende porque la demanda esencial se pueda abastecer a cabalidad, vemos poco probable de aplicación en la práctica esta excelente premisa, teniendo en cuenta que las fuentes conectadas no siempre están disponibles o cuando están disponibles no es posible llegar a acuerdos de negociación con los agentes involucrados. Es preciso que para que funcione esta nueva disposición, se debe garantizar el conocimiento de las cantidades disponibles y destinación específica que tiene el productor por fuente alterna, ya sea a través del gestor del mercado como ente centralizador de la información del mercado del gas, o través de cada productor - comercializador que tenga a su cargo dicha fuente alterna. Lo anterior se resume en que debe haber una validación de las reservas de gas para que pueda existir los llamados contratos de contingencia.
3. Artículo 4. Modificación artículo 2.2.2.10. Obligación de suministro de información.	En el numeral 1.2. de dicho artículo, se menciona que el gestor del mercado, publicará la asignación del suministro y/o capacidad de transporte de gas natural para la fuente de suministro o sistemas de transporte afectadas, basado en la información reportada por los agentes. Sin embargo, no es claro si dicha información se refiere a la información operativa que se obligan a reportar los diferentes agentes del mercado por la Res. CREG 114 de 2017, o a la información que le reporte el productor, una vez se declare una IROG - NT.
4. Artículo 5. Modificación artículo 2.2.2.16. Componentes de la Demanda Esencial.	nacional y se hablará en término propio del mercado que nos atañe, como lo es la zona Llanos, en los siguientes términos: En esta nueva propuesta, la demanda de GNCV se considera esencial a los vehículos pertenecientes a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado dejando por fuera a los vehículos convertidos bajo el supuesto que cuentan con un combustible sustituto inmediato, que pueda suplir sus necesidades de movilidad. Al respecto es preciso señalar que existen unas limitaciones de tipo técnico y que imponen un sobre costo al vehículo convertido al momento de hacer la sustitución como se pudo evidenciar ahora en abril de 2019 en el evento de mantenimiento por parte de Ecopetrol, donde varios taxis de la ciudad de Villavicencio tuvieron que ser guardados porque les era imposible cambiar a gasolina debido a que hace mucho tiempo no usaban este combustible. Se debe tener en cuenta que si al momento de la sustitución a gasolina al vehículo no le funciona el sistema de combustible de líquidos, se le debe realizar una revisión completa de todo el sistema de inyección, el cual está conformado por: Bomba completa combustible, filtro de combustible, tubería principal y de retorno, e inyectores. De acuerdo al estado de los componentes del sistema de gasolina se procede a realizar el cambio de los componentes que estén en mal estado o reparar, además de hacer el lavado del tanque y cambio de filtros. Dependiendo del tiempo que se ha dejado de utilizar el sistema de combustible líquidos, el costo para un taxi es de \$1.000.000 y para poder realizar este mantenimiento en promedio se toma un día y medio. Lo anterior permite concluir que existen limitaciones económicas que impiden la sustitución a gasolina en un momento de desabastecimiento. De igual forma, en mercados como los nuestros la demanda de GNV representa en el mercado de Villavicencio un 65% del total de la demanda; los vehículos que usan actualmente este combustible se han dado por un proceso de conversión, año tras año la cantidad de vehículos se ha venido reduciendo como se aprecia en la siguiente tabla, y en 2018 se aprecia un leve mejoramiento, lo cual obedece a los numerosos planes y acuerdos de incentivos que desde varios años atrás vienen perfeccionándose a nivel nacional y sobre todo en la zona Llanos, donde ha sido particularmente llevar las partes a un mismo consenso, vemos negativa la señal de dejar por fuera esta demanda como esencial por: i) en primer lugar negativa por parte del usuario para convertirse, pese a los esfuerzos que están haciendo los agentes de la cadena por apoyar las conversiones, ii) tema social y de difícil manejo en la región frente a situaciones de priorización de abastecimiento y iii) incremento en la tarifa final al usuario dado que si la demanda de GNV empieza a caer,
	residenciales y comerciales, dado que se podría comprometer la suficiencia de la empresa al dejar por fuera el reconocimiento de las inversiones, hoy la demanda de GNV que está en decadencia ayuda a suavizar para que la tarifa que pagan los usuarios residenciales y comerciales sea razonable. A manera de ilustración presentamos la propuesta de cargo transitorio que fue presentada a la Comisión en junio de 2018 y el valor que tendríamos si esa demanda de GNV se reduce en un 70% para poder tener una idea del impacto de la medida. Con corte a 31 de diciembre de 2014 se registró una demanda de GNV para el mercado de Villavicencio de 27.889.232 m3; los valores de la propuesta de cargo presentado a la CREG en junio de 2018, fueron los siguientes: Cargo de Distribución aplicable a usuarios de uso residencial : \$598,93/m3 a pesos de dic-2014 Cargo de Distribución aplicable a los usuarios diferentes de uso residencial: \$192,86/m3 a pesos de dic-2014. Con corte a 31 de diciembre de 2018, se registró una demanda de GNV para el mercado de Villavicencio de 12.125.040 m3, es decir, frente al corte de 31 de diciembre de 2014 una reducción del 43% y si perdemos esa demanda en el tiempo el efecto en el cargo sería: Cargo de Distribución aplicable a usuarios de uso residencial : \$880/m3 a pesos de dic-2018 Cargo de Distribución aplicable a los usuarios diferentes de uso residencial: \$650,86/m3 a pesos de dic-2018. Como se puede apreciar con esos valores, perderíamos la poca demanda de GNV y la escasa demanda industrial, dado que un valor de \$ 650 resta competitividad. Por lo anterior solicitamos de manera respetuosa seguir manteniendo dentro de la priorización de abastecimiento, la demanda de GNCV que se ha sido convertida, dado que la situación que hoy le comunicamos a su Despacho afecta a



Conversión de vehículos a GNV Meta

Año	Vicio	Acacias	Granada	Total	%Crecimiento
Anteriores	5.712	0	0	5.712	
2007	2.122	41	7	2.170	-62,01%
2008	1.253	62	138	1.453	-33,04%
2009	755	47	48	850	-41,50%
2010	632	0	10	642	-24,47%
2011	905	0	57	962	49,84%
2012	793	0	55	848	-11,85%
2013	557	0	55	612	-27,83%
2014	371	0	3	374	-38,89%
2015	281	0	0	281	-24,87%
2016	120	0	0	120	-57,30%
2017	93	0	0	93	-22,50%
2018	132	0	0	132	41,94%
Total	13.726	150	373		
Total meta					14.249
Total colombia					583.688

Fuente : Minminas



Carrera 38 N° 26C - 95, Barrio Maizaro Sur,
Villavicencio - Meta - Colombia.
PBX: 57 (8) 681 9130



Villavicencio, 16 de mayo de 2019.

Doctora
MARIA FERNANDA SUAREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá D.C.



Referencia: Comentarios Proyecto de Decreto MME: Lineamiento para priorización de abastecimiento de Gas Natural

Respetada Ministra,

Dada la importancia que tiene la propuesta de Decreto sobre los lineamientos para la priorización del abastecimiento de Gas Natural en el país y en especial el impacto de nuevas medidas en nuestros mercados nos permitimos presentar algunos comentarios.

1. Artículo 1. Modificación artículo 2.2.2.1.4. Concepto Racionamiento programado de gas natural

En esta modificación, consideramos positivo que el racionamiento programado, se tipifique y consolide como tal a través de una declaración del Ministerio de Minas. Sin embargo, incluir en esta definición los eventos de fuerza mayor o de caso fortuito, se ve poco improcedente, sobre todo en la región Llano, donde según nuestro record anualmente se presentan por lo menos 6 eventos de fuerza mayor en mayor o menor escala. Teniendo en cuenta la infraestructura de transporte y suministro de las que gran parte de la región depende, consideramos esta inclusión riesgosa para un mercado que siempre desea la oportunidad en el servicio.

2. Artículo 2. Modificación artículo 2.2.2.2.1. Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG - NT.

En el numeral B de dicho artículo, se menciona que una vez se presente una insalvable restricción en la oferta de gas natural no transitoria, originada por labores o mantenimientos programados de infraestructura, se activarán los contratos de contingencia de las fuentes alternativas de gas, por el periodo que dure el mantenimiento o la labor programada, para brindar atención a la demanda esencial. Durante el pasado mes de abril de 2019, Cusiana tuvo una fuerte restricción de gas, que si bien no constituyó una situación de insalvable oferta, significó una distorsión en el mercado nacional, vista no sólo en el gas disponible para venta diaria sino en los precios a las que las pocas cantidades disponibles fueron transadas. Desde nuestra experiencia en estos eventos, se buscó al productor de la zona, con el fin de negociar un contrato de contingencia en una fuente alterna que, de hecho está conectada al SNT. Sin embargo y después de varias exposiciones acerca de la situación, no



Carrera 38 N° 26C - 95, Barrio Malzaro Sur,
Villavicencio - Meta - Colombia.
PBX: 57 (8) 681 9130



fue posible la consecución de dicha negociación, ya que según el productor, no habían cantidades disponibles para poder transar.

En ese orden, si bien el decreto propende porque la demanda esencial se pueda abastecer a cabalidad, vemos poco probable de aplicación en la práctica esta excelente premisa, teniendo en cuenta que las fuentes conectadas no siempre están disponibles o cuando están disponibles no es posible llegar a acuerdos de negociación con los agentes involucrados. Es preciso que para que funcione esta nueva disposición, se debe garantizar el conocimiento de las cantidades disponibles y destinación específica que tiene el productor por fuente alterna, ya sea a través del gestor del mercado como ente centralizador de la información del mercado del gas, o través de cada productor - comercializador que tenga a su cargo dicha fuente alterna. Lo anterior se resume en que debe haber una validación de las reservas de gas para que pueda existir los llamados contratos de contingencia.

3. Artículo 4. Modificación artículo 2.2.2.2.10. Obligación de suministro de información.

En el numeral 1.2. de dicho artículo, se menciona que el gestor del mercado, publicará la asignación del suministro y/o capacidad de transporte de gas natural para la fuente de suministro o sistemas de transporte afectadas, basado en la información reportada por los agentes. Sin embargo, no es claro si dicha información se refiere a la información operativa que se obligan a reportar los diferentes agentes del mercado por la Res. CREG 114 de 2017, o a la información que le reporte el productor, una vez se declare una IROG - NT.

4. Artículo 5. Modificación artículo 2.2.2.2.16. Componentes de la Demanda Esencial.

Acerca de este artículo, vemos con preocupación la nueva propuesta de conformación de la demanda esencial a nivel nacional y se hablará en término propio del mercado que nos atañe, como lo es la zona Llanos, en los siguientes términos:

- a) En esta nueva propuesta, la demanda de GNCV se considera esencial a los vehículos pertenecientes a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado dejando por fuera a los vehículos convertidos bajo el supuesto que cuentan con un combustible sustituto inmediato, que pueda suplir sus necesidades de movilidad. Al respecto es preciso señalar que existen unas limitaciones de tipo **técnico** y que imponen un sobre costo al vehículo convertido al momento de hacer la sustitución como se pudo evidenciar ahora en abril de 2019 en el evento de mantenimiento por parte de Ecopetrol, donde varios taxis de la ciudad de Villavicencio tuvieron que ser guardados porque les era imposible cambiar a gasolina debido a que hace mucho tiempo no usaban este combustible. Se debe tener en cuenta que si al momento de la sustitución a gasolina al vehículo no le funciona el sistema de combustible de líquidos, se le debe realizar una revisión completa de todo el sistema de inyección, el cual está conformado por: Bomba completa combustible, filtro de combustible, tubería principal y de retorno, e inyectores. De acuerdo al estado de los componentes del sistema de gasolina se



Carrera 38 N° 26C - 95, Barrio Maizaro Sur.
Villavicencio - Meta - Colombia.
PBX: 57 (8) 681 9130



procede a realizar el cambio de los componentes que estén en mal estado o reparar, además de hacer el lavado del tanque y cambio de filtros.

Dependiendo del tiempo que se ha dejado de utilizar el sistema de combustible líquidos, el costo para un taxi es de \$1.000.000 y para poder realizar este mantenimiento en promedio se toma un día y medio. Lo anterior permite concluir que existen limitaciones económicas que impiden la sustitución a gasolina en un momento de desabastecimiento.

De igual forma, en mercados como los nuestros la demanda de GNV representa en el mercado de Villavicencio un 65% del total de la demanda; los vehículos que usan actualmente este combustible se han dado por un proceso de conversión, año tras año la cantidad de vehículos se ha venido reduciendo como se aprecia en la siguiente tabla, y en 2018 se aprecia un leve mejoramiento, lo cual obedece a los numerosos planes y acuerdos de incentivos que desde varios años atrás vienen perfeccionándose a nivel nacional y sobre todo en la zona Llanos, donde ha sido particularmente llevar las partes a un mismo consenso, vemos negativa la señal de dejar por fuera esta demanda como esencial por :i) en primer lugar negativa por parte del usuario para convertirse, pese a los esfuerzos que están haciendo los agentes de la cadena por apoyar las conversiones, ii) tema social y de difícil manejo en la región frente a situaciones de priorización de abastecimiento y iii) incremento en la tarifa final al usuario dado que si la demanda de GNV empieza a caer,

Conversión de vehículos a GNV Meta

Año	Vicio	Acacias	Granada	Total	%Crecimiento
Anteriores	5.712	0	0	5.712	
2007	2.122	41	7	2.170	-62,01%
2008	1.253	62	138	1.453	-33,04%
2009	755	47	48	850	-41,50%
2010	632	0	10	642	-24,47%
2011	905	0	57	962	49,84%
2012	793	0	55	848	-11,85%
2013	557	0	55	612	-27,83%
2014	371	0	3	374	-38,89%
2015	281	0	0	281	-24,87%
2016	120	0	0	120	-57,30%
2017	93	0	0	93	-22,50%
2018	132	0	0	132	41,94%
Total	13.726	150	373		
Total meta					14.249
Total colombia					583.688

Fuente : Minminas

se tendrá que solicitar ante la CREG la revisión del cargo con el impacto fuerte en tarifa a los usuarios esenciales residenciales y comerciales, dado que se podría comprometer la suficiencia de la empresa al dejar por fuera el reconocimiento de las



Carrera 38 N° 26C - 95, Barrio Maizaro Sur,
Villavicencio - Meta - Colombia.
PBX: 57 (8) 681 9130



inversiones, hoy la demanda de GNV que está en decadencia ayuda a suavizar para que la tarifa que pagan los usuarios residenciales y comerciales sea razonable.

A manera de ilustración presentamos la propuesta de cargo transitorio que fue presentada a la Comisión en junio de 2018 y el valor que tendríamos si esa demanda de GNV se reduce en un 70% para poder tener una idea del impacto de la medida.

Con corte a 31 de diciembre de 2014 se registró una demanda de GNV para el mercado de Villavicencio de 27.889.232 m³; los valores de la propuesta de cargo presentado a la CREG en junio de 2018, fueron los siguientes:

Cargo de Distribución aplicable a usuarios de uso residencial : **\$598,93/m³** a pesos de dic-2014

Cargo de Distribución aplicable a los usuarios diferentes de uso residencial: **\$192,86/m³** a pesos de dic-2014.

Con corte a 31 de diciembre de 2018, se registró una demanda de GNV para el mercado de Villavicencio de 12.125.040 m³, es decir, frente al corte de 31 de diciembre de 2014 una reducción del 43% y si perdemos esa demanda en el tiempo el efecto en el cargo sería:

Cargo de Distribución aplicable a usuarios de uso residencial : **\$680/m³** a pesos de dic-2018

Cargo de Distribución aplicable a los usuarios diferentes de uso residencial: **\$650,86/m³** a pesos de dic-2018.

Como se puede apreciar con esos valores, perderíamos la poca demanda de GNV y la escasa demanda industrial, dado que un valor de \$ 650 resta competitividad.

Por lo anterior solicitamos de manera respetuosa seguir manteniendo dentro de la priorización de abastecimiento, la demanda de **GNVC que se ha sido convertida**, dado que la situación que hoy le comunicamos a su Despacho afecta a mercados de distribución que pueden tener similar comportamiento de esta demanda..

Agradecemos su atención y esperamos que lo anterior contribuya al fortalecimiento del sector.

SANDRA GIOVANNA GÓMEZ CASTAÑEDA
Gerente General

Preparó: Comercialización de Gas
Regulación y Tarifas

Comentario 10.

De: **Díaz Duran, Jimena - Grupo Vanti**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 16:53

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015_Priorizar el abastecimiento de gas natural.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "

Fecha inicio: 24/04/2019

Fecha fin: 16/05/2019

Fecha Comentario: 15/05/2019

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Gas		Grupo Vanti

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Contratos firmes o que garantizan firmeza	Artículo 2.2.2.2.1; literal A, párrafo 4.	Se sugiere complementar el párrafo o incluir uno adicional indicando los tipos de contratos que garantizan firmeza (e.g. CF; CF95; C1; OCG) que darían validez a los agentes para ser priorizados conforme a lo definido en componentes de demanda esencial. Es clave precisar que para el caso de las OCG, que para validar su condición de demanda esencial, debe estar activa su condición de entrega de gas (probable escasez).
2	Información + el gestor del mercado	Artículo 2.2.2.2.10	1.2 Hace falta dar claridad a que se refiere la información reportada, adicionalmente a las causas y efectos de las situaciones de insalvable restricciones a la oferta de gas natural, dado que se entiende que el Gestor del Mercado es quien hará la asignación del suministro y/o capacidad de transporte de acuerdo con la prioridad establecida en el Decreto pero no se establece si es con base en la información contractual o la información operativa que recopila el gestor relacionada con el tipo de demanda. En cualquier caso se considera pertinente incluir indicaciones, protocolos o lineamientos para que el gestor tome como referencia para hacer la asignación de las cantidades disponibles, la cual debe considerar las condiciones físicas del sistema y hacerse de forma económicamente eficiente.
3	Lineamientos para asignación		2.3 Se espera que la Comisión establezca entonces esos lineamientos para que se realice las asignaciones? en ese caso deberían ser generales (tanto si hay racionamiento programado o no) y se debería indicar cómo proceder mientras la CREG publica la regulación una vez se expida el decreto en firme
4	Información contractual a considerar		Creemos procedente revisar si se ha de considerar únicamente contratos firmes para demanda esencial en el mercado primario, o en su defecto en el mercado secundario también, ya que actualmente no existe una trazabilidad en el gestor de los contratos aguas abajo.
5	Definición usuarios comerciales	Artículo 2.2.2.2.16	No hay una definición de pequeños usuarios comerciales. Se sugiere eliminar pequeños y hacer referencia a "usuarios regulados", ya que de hecho no es muy clara la separación, operativamente hablando, de los usuarios industriales regulados
6	Vehículos dedicados		Se propone eliminar vehículos de uso dedicado, considerando que en la práctica no sería posible un control operativo para las EDS
7	Demanda esencial		Se solicita incluir como punto iii) El resto de la demanda GNVC desplazando al iv) la demanda termoeléctrica con gas natural como respaldo de OEF, y de v) la demanda de gas como materia prima en refinerías. Lo anterior se considera imperativo, en la medida en que la señal de gobierno y para el gas vehicular como actualmente está en demanda esencial, fue pilar fundamental para la contratación en firme en el largo plazo conforme a los requerimientos regulatorios para este tipo de demanda. Ver hoja Anexo
8	Definiciones	Contenidas en el título II del sector de Gas, artículo 2.2.2.1.4	Se considera más conveniente hacer referencia a las definiciones establecidas por la CREG contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, con el fin de evitar duplicidad, incongruencias o necesidad de modificar más normas en caso de ajustes
9	Compensaciones en caso de restricción de contratos firmes	Artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.4	Entendiendo que parte del proceso de asignación de cantidades en caso de IROG (de cualquier tipo) para atender demanda esencial pueda existir retricción de contratos de suministro/transporte en firme, se debe incluir un párrafo en el cual se establezca un reconocimiento económico y/o compensación por la afectación al remitente de demanda no esencial restringido. Por ejemplo, en caso de una limitación de suministro en Cusiana, que implique darle prioridad de entrega de gas de Guajira a demanda regulada en el interior del país a contraprestación de cortar una demanda contratada en firme en Guajira, debería verse compensada incluyendo, entre otros, el costo de su sustituto y el costo de transacción.



Comentario 11.

De: **Daniel Vicente Romero Melo**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 17:16

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto/Priorización abastecimiento de gas natural

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Hidrocarburos		
Proyecto:	Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "		
Fecha inicio:	24/04/2019		
Fecha fin:	16/05/2019		
Fecha Comentario:	16/05/2019 0:00		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	Asociación Nacional de Empresarios - Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	PLAZO COMENTARIOS	PLAZO COMENTARIOS	Solicitar 7 días más de plazo, para presentar obtener los comentarios de los afiliados a la Cámara que representan más del 75% de consumo industrial de gas natural. Los 36 afiliados consumen 192 MPCD, mientras el consumo industrial llega a 260MPCD.
2	Demanda Industrial de GAS NATURAL	Artículo 2	Consideramos importante que las acciones de mitigación de las situaciones de Insalvable restricción de la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, tanto transitoria como no transitoria, que buscan reducir la cantidad que es necesario racionar (si es del caso), contemple la demanda esencial más la demanda industrial contratada con condiciones de firmeza (que informa su voluntad de participar con un precio techo). Lo anterior, con el objetivo de que, al acceder a diferentes fuentes de suministro para mitigar la restricción, los costos de dicha gestión sean compartidos de manera transparente entre todos los beneficiados, siempre y cuando la demanda industrial que es la de mayor elasticidad precio de la demanda, quiera participar.

Comentario 12

De: **María Paola Tepedino Kaspersson**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 17:18

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto Priorización de Abastecimiento



4.2 – 141617

Barranquilla, 15 de mayo de 2019

Doctor

José Manuel Moreno

Director de Hidrocarburos (E)

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No 57 – 31 CAN

Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015.

Estimado Doctor Moreno,

A continuación, se exponen los comentarios al Proyecto de Decreto por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015, por el cual se modifican los lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural.

1. Definiciones

1.1 La norma propuesta incluye la definición de Contrato por Interrupciones, la cual difiere de lo definido en la Resolución CREG 114 de 2017:

- Norma en consulta: "Contrato con Interrupciones: 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, durante un período determinado y por eventos distintos de mantenimientos y labores programadas. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte."
- Resolución CREG 114 de 2017: "Contrato con Interrupciones: 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, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte."

Como se puede observar, la señal del Regulador para este tipo de contratos siempre ha sido, desde la expedición del marco de comercialización del mercado mayorista de gas natural en la Resolución CREG 089 de 2013 (hoy Resolución CREG 114 de 2017), que los Contratos con Interrupciones puedan

www.promigas.com



ser interrumpidos bajo cualquier circunstancia, incluso por paradas de mantenimiento y labores programadas sin un límite de horas para estos fines. Sin embargo, el decreto propuesto modifica esa señal y especifica que los mantenimientos y labores programadas no generarán interrupciones en el contrato.

Si bien la jerarquía normativa indica que un decreto prima sobre una resolución, la situación creará confusión en la interpretación de los agentes, y creará un vacío que a la fecha no existe. Por lo tanto es importante que se mantenga la definición de Contrato con Interrupciones contenida en la Resolución CREG 114 de 2017.

1.2. Racionamiento programado de gas natural está definido como:

"Declaración del Ministerio de Minas y Energía de una situación de déficit de gas natural originada en una insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, incluyendo los eventos de fuerza mayor o de caso fortuito, que implica que la producción, suministro y/o capacidad de transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda esencial".

Teniendo en cuenta que ante una "Insalvable Restricción de la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria" y ante un "Racionamiento programado de gas natural" el tratamiento para la prioridad en el abastecimiento son diferentes y que un racionamiento programado se origina por una insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, es importante que se aclare cuáles son las características que convierten un evento de insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, en un racionamiento programado de gas natural. Es decir, ¿Cuándo una insalvable restricción en la oferta permanecerá en esa "categoría" o el Ministerio lo declarará como un racionamiento programado?

1.3 Insalvable restricción en la oferta de gas o situación de grave emergencia, no transitoria (IROG-NT) está definido como:

"Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio".

La definición anterior contempla cualquier situación que genere déficit de gas en un punto de entrega, sin embargo, pueden existir eventos en los sistemas de transporte en los que se presente este déficit a una demanda puntual y les aplique la definición, sin embargo, no dan a lugar a una priorización en el abastecimiento. Por ejemplo, cuando se trate de demandas atendidas a través de Sistemas Regionales de Transporte donde no es posible la prestación del servicio por daños en esta infraestructura.

Ante estos eventos sugerimos que cuando se presente una IROG-NT que no requiera priorización de la oferta o capacidad de transporte de gas natural, el agente operacional que presente el evento sólo debe reportarlo de forma escrita al Ministerio de Minas y Energía y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, identificando claramente sus causas y efectos sobre la prestación

www.promigas.com



del servicio dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia del evento, sin ser necesario una sesión del COMI para el análisis de la situación como lo establece la Resolución CREG 124 de 2017, ya que el incidente está claramente identificado por el transportador y éste procurará solucionarlo a la mayor brevedad.

2. Cumplimiento de obligaciones contractuales ante eventos de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Racionamientos Programados

El artículo 1 define el racionamiento programado como la *“declaración del Ministerio de Minas y Energía de una situación de déficit de gas natural originada en una insalvable restricción en la oferta de gas, incluyendo los eventos de fuerza mayor o de caso fortuito, que implica que la producción, suministro y/o capacidad de transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda esencial”*.

Ante la ocurrencia de un evento de racionamiento programado el parágrafo 2 del artículo 3 establece que *“para todos los efectos, la declaración de Racionamiento Programado del Ministerio de Minas y Energía será considerada como un evento eximente de responsabilidad en los contratos de suministro y/o transporte afectados”*.

Sin embargo, cuando se presenta un evento de insalvable restricción en la oferta no transitoria, el parágrafo 3 del artículo 2 establece que *“la declaratoria de un IROG-NT, por la ocurrencia de un evento propio del ámbito de acción de un productor, transportador o comercializador, no lo eximirá del cumplimiento de sus obligaciones contractuales, salvo que dicho suceso obedezca a un evento de fuerza mayor, de caso fortuito, o un evento eximente de responsabilidad conforme a lo dispuesto en la regulación vigente”*.

Así las cosas, de acuerdo a su definición, si un evento de racionamiento programado se pudo generar por una insalvable restricción en la oferta no transitoria, resulta contradictorio que un racionamiento programado sea siempre considerado como un evento eximente de responsabilidad, mientras que si se trata de una situación de IROG-NT solo será considerada como eximente de responsabilidad si corresponde a un caso de fuerza mayor, caso fortuito o evento eximente de responsabilidad conforme a lo dispuesto en la regulación vigente.

Por último, se precisa que a la fecha, la única regulación que establece los casos que se consideran eventos eximentes de responsabilidad es el artículo 12 de la Resolución CREG 114 de 2017, por lo que no toda causa de un racionamiento programado, pudiera obedecer a alguna de los cinco (5) eventos tipificados de forma expresa en dicha norma.

Por lo anterior, se propone que el parágrafo 2 del artículo 3 guarde armonía con el parágrafo 3, siendo redactado de la siguiente manera:

- Parágrafo 2. Para todos los efectos, la declaración de racionamiento programado del Ministerio de Minas y Energía será considerada como un evento eximente de responsabilidad en los contratos de suministro y/o transporte afectados, siempre y cuando el agente pruebe que la situación cumple con los requisitos de irresistibilidad.

www.promigas.com



imprevisibilidad y exterioridad exigidas por la jurisprudencia o que la situación corresponda a un evento eximente del artículo 12 de la Resolución CREG 114 de 2017. En todos los casos dicha situación no se derivó de un evento propio del ámbito de acción de un productor, transportador o comercializador.

3. Componentes de la Demanda Esencial

El artículo 5 modifica los agentes que conforman la Demanda Esencial, sobre los cuales se tienen los siguientes comentarios:

- Hace parte de la demanda esencial *“la demanda de GNCV de los vehículos que pertenecen a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado”*.

Se solicita incluir toda la demanda de GNCV en los componentes de la demanda esencial, sin restringirla exclusivamente a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado. El cambio que se propone con relación a la prioridad vigente y que discrimina a algunos usuarios de GNCV, no solo resulta muy difícil de implementar, sino que tendría un impacto social importante en la medida que afectaría el resultado económico de una población mayoritariamente ubicada en estratos 1 y 2, posteriormente afectando de manera definitiva la demanda de GNCV:

- En los últimos años se han introducido al mercado vehículos tipo taxi que operan exclusivamente con gas natural, como referencia mencionamos las marcas Hyundai y FAW. Estos vehículos, al igual que otras tipologías dedicadas a GNCV como tractocamiones y volquetas o buses de servicio especial, se abastecen en las mismas Estaciones de Servicio (EDS) donde se abastecen los vehículos convertidos (biocombustible). El control para garantizar exclusivamente el tanqueo de los vehículos dedicados en EDS públicas no es posible actualmente y su implementación requeriría de desarrollos sofisticados.
- A diferencia de la demanda residencial o comercial, la demanda de GNCV es altamente elástica. La suspensión del servicio para vehículos convertidos podría inmediatamente resultar en la no renovación de certificaciones anuales obligatorias y posteriormente en la desertión de clientes imposibles de recuperar. Esta afectación de demanda no solo desincentivaría el uso de un combustible amigable con el medio ambiente, sino que en un mediano plazo presionarían al alza las tarifas de transporte y distribución. Es necesario recordar que desde 2015 esta demanda ya ha estado afectada de manera importante por la reducción de los precios de los combustibles líquidos, resultado del comportamiento de los precios internacionales y de la aplicación de subsidios locales.
- La mayor parte de la demanda de GNCV es actualmente generada por vehículos convertidos, principalmente tipo taxi, que representan la principal herramienta de trabajo para propietarios y conductores pertenecientes a estratos socio económicos

www.promigas.com



1 y 2. La suspensión del servicio para esta población podría representar un incremento en el gasto diario de hasta \$30,000.

- Hace parte de la demanda esencial *“la demanda de las plantas termoeléctricas que tienen el gas natural como combustible declarado para cubrir las obligaciones de energía firme, que estando en el despacho económico eléctrico se requieran en su orden por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del sistema, priorizando las de mayor eficiencia térmica”*

En el caso de un evento de racionamiento programado o insalvable restricción en la oferta, se sugiere que el CND informe a los agentes las plantas térmicas que fueron priorizadas.

- El párrafo 1 del artículo 5 establece que *“cuando para atender la demanda esencial se requiera contar con los servicios de compresión del SNT, se considerará en el primer orden de prioridad el volumen de gas natural mínimo requerido para la operación de las estaciones compresoras, previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas – CNO Gas”*.

Teniendo en cuenta el párrafo anterior, el gas utilizado para la operación de compresores del sistema de transporte fue eliminado del listado de priorización y es considerado como opcional previa aprobación del CNOGas. Se considera que el CNOGas, al no conocer al detalle la configuración de la infraestructura de cada transportador, podría tomar un mayor tiempo para la toma de decisiones de asignación del gas disponible. Se sugiere que no se realicen cambios en esta señal y que el gas de compresores siga siendo parte de la demanda esencial para la cual se prioriza su atención.

Se solicita al Ministerio modificar el numeral 2.2.2.2.6 del Decreto 1073 de 2015, para que los Distribuidores-Comercializadores, al igual que le declaran al Ministerio con copia a los Productores-Comercializadores los contratos suscritos para atender demanda esencial, se incluya también la obligación de reporte de dichos contratos a los transportadores.

Con estos comentarios esperamos contribuir al desarrollo del sector de gas natural en Colombia.

Cordialmente,


Eduardo García Piñeres
Representante Legal

P.c.d.: 3.0, 3.3, 3.3.0.0, 5.3, 5.3.1, 3.1, 3.1.0.4, 4.2.0.1

Eliana B.

www.promigas.com



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Hidrocarburos
Proyecto:	Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural "
Fecha inicio:	24/04/2019
Fecha fin:	16/05/2019
Fecha Comentario:	
Datos de contacto:	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	Promigas S.A. E.S.P

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones	Artículo 1	La norma propuesta incluye la definición de Contrato por Interrupciones, la cual difiere de lo definido en la Resolución CREG 114 de 2017: Norma en consulta: "Contrato con Interrupciones: 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, durante un período determinado y por eventos distintos de mantenimientos y labores programadas. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte." Resolución CREG 114 de 2017: "Contrato con Interrupciones: 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, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte." Como se puede observar, la señal del Regulador para este tipo de contratos siempre ha sido, desde la expedición del marco de comercialización del mercado mayorista de gas natural en la Resolución CREG 089 de 2013 (hoy Resolución CREG 114 de 2017), que los Contratos con Interrupciones puedan ser interrumpidos bajo cualquier circunstancia, incluso por paradas de mantenimiento y labores programadas sin un límite de horas para estos fines. Sin embargo, el decreto propuesto modifica esa señal y especifica que los mantenimientos y labores programadas no generarán interrupciones en el contrato. Si bien la jerarquía normativa indica que un decreto prima sobre una resolución, la situación creará confusión en la interpretación de los agentes, y creará un vacío que a la fecha no existe. Por lo tanto es importante que se mantenga la definición de Contrato con Interrupciones contenida en la Resolución CREG 114 de 2017.
2	Definiciones	Artículo 1	Racionamiento programado de gas natural está definido como: "Declaración del Ministerio de Minas y Energía de una situación de déficit de gas natural originada en una insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, incluyendo los eventos de fuerza mayor o de caso fortuito, que implica que la producción, suministro y/o capacidad de transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda esencial". Teniendo en cuenta que ante una "Insalvable Restricción de la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria" y ante un "Racionamiento programado de gas natural" el tratamiento para la prioridad en el abastecimiento son diferentes y que un racionamiento programado se origina por una insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, es importante que se aclare cuáles son las características que convierten un evento de insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, en un racionamiento programado de gas natural. Es decir, ¿Cuándo una insalvable restricción en la oferta permanecerá en esa "categoría" o el Ministerio lo declarará como un racionamiento programado?
3	Definiciones	Artículo 1	Insalvable restricción en la oferta de gas o situación de grave emergencia, no transitoria (IROG-NT) está definido como: "Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio". La definición anterior contempla cualquier situación que genere déficit de gas en un punto de entrega, sin embargo, pueden existir eventos en los sistemas de transporte en los que se presente este déficit a una demanda puntual y les aplique la definición, sin embargo, no dan a lugar a una priorización en el abastecimiento. Por ejemplo, cuando se trate de demandas atendidas a través de Sistemas Regionales de Transporte donde no es posible la prestación del servicio por daños en esta infraestructura. Ante estos eventos sugerimos que cuando se presente una IROG-NT que no requiera priorización de la oferta o capacidad de transporte de gas natural, el agente operacional que presente el evento sólo debe reportarlo de forma escrita al Ministerio de Minas y Energía y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, identificando claramente sus causas y efectos sobre la prestación del servicio dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia del evento, sin ser necesario una sesión del COMI para el análisis de la situación como lo establece la Resolución CREG 124 de 2017, ya que el incidente está claramente identificado por el transportador y éste procurará solucionarlo a la mayor brevedad.



4	Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presenten racionamiento programado	Artículo 3	Racionamientos Programados El artículo 1 define el racionamiento programado como la “declaración del Ministerio de Minas y Energía de una situación de déficit de gas natural originada en una insalvable restricción en la oferta de gas, incluyendo los eventos de fuerza mayor o de caso fortuito, que implica que la producción, suministro y/o capacidad de transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda esencial”. Ante la ocurrencia de un evento de racionamiento programado el parágrafo 2 del artículo 3 establece que “para todos los efectos, la declaración de Racionamiento Programado del Ministerio de Minas y Energía será considerada como un evento eximente de responsabilidad en los contratos de suministro y/o transporte afectados”.
5	Componentes de la Demanda Esencial	Artículo 5	El artículo 5 modifica los agentes que conforman la Demanda Esencial, sobre los cuales se tienen los siguientes comentarios: 1. Hace parte de la demanda esencial “la demanda de GNCV de los vehículos que pertenecen a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado”.
6	Otros	Otros	Se solicita al Ministerio modificar el numeral 2.2.2.2.6 del Decreto 1073 de 2015, para que los Distribuidores-Comercializadores, al igual que le declaran al Ministerio con copia a los Productores-Comercializadores los contratos suscritos para atender demanda esencial, se incluya también la obligación de reporte de dichos contratos a los transportadores.



Comentario 13.

De: **José Rosales Mendoza**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 18:12

Asunto: BP - CORRESPONDENCIA: Proyecto de Decreto "Por el cual se mo



COE_201900596

Barranquilla, 16 de mayo de 2019

Doctora
MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá

Asunto: Proyecto de Decreto "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"

Respetada doctora Suárez:

En atención al proyecto de Decreto que modifica el orden de prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presenten situaciones de insalvable restricción en la oferta de gas natural o de grave emergencia, no transitoria, tenemos los siguientes comentarios:

En primera instancia, mencionamos que en la definición presentada en el artículo 1:

"Insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria (IROG-NT) y Insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, transitoria (IROG-TR)"

sea agregado que la demanda de gas mencionada sea la demanda esencial. Lo anterior, con el fin de permitir que para la demanda no esencial las cláusulas de cumplimiento puedan ser ejecutadas por estos usuarios frente a los productores y transportadores ante incumplimientos producto de estos eventos.

En el Literal

"A. Cuando se presente una IROG-NT, originados por eventos diferentes a labores o mantenimientos programados de infraestructura."





COE_201900596

La priorización considera el tipo de contratación que tengan los diferentes agentes de la demanda esencial, iniciando por aquellos que tengan contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural, sin embargo, en el Parágrafo 4 se hace una excepción.

"Parágrafo 4. Las plantas termoeléctricas que respalden sus obligaciones de energía firme con contratos de gas natural importado o combustibles líquidos, no se considerarán como agentes para ser priorizados en esta categoría para la asignación de suministro de gas natural."

Al respecto, consideramos que tal excepción, desmotiva y distorsiona el significado de contratación de gas firme y por esta vía exonera al proveedor de gas natural en firme (suministro y transporte) responder por su obligación adquirida vía contractual, entendida esta que fue pactada bajo la legalidad de las normas de la CREG y en general de las Leyes de la República de Colombia.

Se observa que el hecho fundamental y determinante para la priorización de este aparte, es la existencia de contratación previa de contratos firmes de gas natural, sin embargo, con el parágrafo 4, excluye a unos participantes del mercado con gas natural firme que poseen igual derecho que el resto y pertenecientes a la demanda esencial, lo cual, consideramos resultaría discriminatorio.

En el Artículo 2 propuesto se incluye:

"C. Cuando se presente una IRGO-NT, originada en fuentes de suministro de gas importado

Cuando la IROG-NT se presente en fuentes de suministro de gas importado, el gas natural almacenado en la infraestructura de regasificación será priorizado y entregado conforme a lo establecido en el literal A de este artículo."

No se entiende la propuesta, toda vez que al presentarse un IRGO-NT (una situación de insalvable restricción en la oferta de gas natural o de grave emergencia) en la infraestructura que permite la entrega de gas importado, no existiría posibilidad de entrega de gas desde esta fuente.

Por otra parte, no guarda relación lo planteado en la instrucción propuesta de priorizar de acuerdo con el literal A el gas almacenado en la infraestructura de regasificación, cuando en el literal A, los titulares del gas, es decir, los





COE_201900596

térmicos que respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con gas importado no entran en la priorización, lo anterior según el parágrafo 4, comentado anteriormente.

Es decir, bajo este acápite el generador adquiere el gas importado, corre a su cargo con los costos de almacenamiento y disposición; y ante un evento no puede participar en la priorización; quedándose sin obtener gas natural contratado en firme de fuente nacional y tampoco participaría de su propio gas adquirido y almacenado en la infraestructura.

Adicionalmente, y para el caso de los agentes térmicos que consumen gas natural importado de la terminal de Cartagena, existe entre ellos un acuerdo de que reglamenta el uso de la terminal.

En la declaración de racionamiento programado del artículo 3, "Parágrafo 1. El Ministro de Minas y Energía declarará el inicio y el cese del racionamiento programado de gas natural en la fuente o fuentes de suministro, así como en los sistemas de transporte que sea necesarios, mediante acto administrativo, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas CNO-Gas, y cuando sea necesario, previo concepto del Centro Nacional de Despacho Eléctrico-CND". Consideramos que la autoridad adecuada no sería el CND, sino, Consejo Nacional de Operación (C.N.O.)

En el Artículo 5 se indican los componentes de la demanda esencial que incluyen lo siguiente:

"i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, ii) la demanda de GNCV de los vehículos que pertenecen a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado, iii) la demanda de las plantas termoeléctricas que tienen el gas natural como combustible declarado para cubrir las obligaciones de energía firme, que estando en el despacho económico eléctrico se requieran en su orden por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del sistema, priorizando las de mayor eficiencia térmica, (iv) la demanda de gas natural que se use como combustible para la operación de las refinerías, excluyendo aquellas con destino a la autogeneración de energía eléctrica conectada al Sistema Interconectado Nacional – SIN."

En el caso del ítem iii) consideramos pertinente incluir que la demanda esencial también debe comprender las plantas termoeléctricas que sean requeridas ante cualquier requerimiento del Sistema, y que no fueron llamadas inicialmente por despacho económico eléctrico. En el parágrafo 2 del mismo artículo, se indica que el ministerio bajo una condición crítica en el





COE_201900596

Mercado Mayorista de energía eléctrica, simultáneamente con un IROG-NT previa comunicación CND a la CREG, podrá establecer el orden de prioridad de la demanda esencial para minimizar el impacto a la población.

Al respecto consideramos que, ante cualquier acto administrativo de esta índole, se debe indicar que las responsabilidades a los agentes de la cadena para con su mercado se vean afectadas por los eventos eximentes correspondientes, eximiéndolos de su responsabilidad. Es preciso mencionar que al agente que no cuente con el gas para la operación y que incurra en desviaciones eléctricas por no cumplir con el despacho, le sea eximido de esta responsabilidad.

En el *parágrafo 5* se indica

"La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.26 de este decreto, definirá los mecanismos que permitan a los agentes que atiendan a la demanda esencial, tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo."

no se indica cuáles son los contratos a los que se refiere el artículo.

En el *parágrafo 8* del mismo artículo se indica que los agentes que atiendan o sean demanda esencial deberán contar con contratos de contingencia de suministro y transporte. Estos contratos deben ser de carácter NO OBLIGATORIO basado en que los contratos de contingencia, al representar firmeza, junto con los contratos denominados contratos en firme y que tenga el agente firmado, no debe superar la PTDV del agente productor, por consiguiente, no hay contratos suficientes en el mercado para que sean de contingencia. ¿Qué sucede si el agente en el mercado no encuentra este tipo de modalidad con los vendedores?. En cuanto al *parágrafo 9*, se debe indicar el tiempo con el que se dispondrá del gas en cuestión y el mecanismo.

Para finalizar, en el *parágrafo 10*, es importante que el mercado conozca cuales son las condiciones para estas situaciones y que las consecuencias acarreadas por estas restricciones, en las cuales, los agentes que deseen prestar el servicio y no puedan, no se les generen consecuencias algunas.

Para finalizar nuestros comentarios, hacemos énfasis en que la firmeza de un contrato no debe ser diferencial ya que desincentivaría a los agentes a tener contratación en firme de suministro o de transporte. Reiteramos que cualquier acción de IROG-NT para gas o transporte, deberá excluir al agente comprador de sus obligaciones que sean afectadas en suministro y transporte,





COE_201900596

de acuerdo como haya sido declarada esta Insalvable restricción no transitoria; sus obligaciones también deben ser eximidas.

Muy respetuosamente solicitamos a su despacho una citación para consolidar, validar y exponer comentarios referentes a los lineamientos de este decreto.

Atentamente,

JOSE ROSALES MENDOZA
Gerente Comercial

Anexo:
Copia:

Elaborado por: ANDREA MAURY
Revisado por:

Comentario 14.

De: Fredi Enrique López Sierra Secretario Técnico-Consejo Nacional de Operación de Gas Natural CNO-GAS

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 18:14

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015_Priorizar el abastecimiento de gas natural.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Bogotá D.C., 16 de Mayo de 2019

CNOGas-126-2019

Doctor
José Manuel Moreno
Director de Hidrocarburos
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015_Priorizar el abastecimiento de gas natural.

Respetado doctor Moreno,

Considerando la importancia que para los agentes del sector de gas natural representan las propuestas presentadas por el Ministerio de Minas y Energía tendientes a priorizar el abastecimiento de gas natural, el Consejo Nacional de Operación de Gas, CNOGas, en reunión celebrada entre los días 15 y 16 de mayo del presente año analizó los comentarios realizados por algunas de las empresas que lo conforman cuyos resultados se presentan como recomendación al Ministerio.

ARTÍCULO 1. Modifica y adiciona definiciones.

- El proyecto de decreto propone incluir las definiciones de "Contrato de Suministro de Contingencia – CSC", "Contrato de Transporte de Contingencia" y "Contrato Interrumpible". Dado que estas definiciones ya existen en la regulación CREG vigente, sugerimos, en aras de evitar contradicciones y eventuales confusiones, que el decreto se limite a hacer referencia directa a las definiciones de estas modalidades contractuales contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Se recomienda modificar la definición de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia-No Transitoria definida en el proyecto de Decreto, quedando de la siguiente manera:

Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria (IROG-NT): Limitación técnica que implica un déficit de gas en infraestructura de suministro o de transporte en un Punto de Entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho Punto pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio. Para efectos del presente Decreto, los eventos eximentes de responsabilidad contenidos o autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la regulación vigente serán considerados como una insalvable restricción de este tipo."

- En concordancia con la recomendación de modificar la definición de IROG-NT propuesta en el párrafo anterior, sugerimos la siguiente redacción para el título y texto del literal B) del numeral 2.2.2.1

B. "Cuando la declaración de una IROG-NT sea causada por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad:

Quando la declaración de una IROG-NT sea causada por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad de los contenidos o autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la regulación vigente, se activarán los contratos de contingencia durante el tiempo que dure dicho evento con el fin de atender la Demanda Esencial."



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



ARTÍCULO 2.2.2.2.1. Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG-NT.

- Literal A, parágrafo 4.

Se sugiere complementar el parágrafo 4 o incluir uno adicional indicando los tipos de contratos que garanticen firmeza (CF; CF95; C1; OCG) que darían validez a los agentes para ser priorizados conforme a lo definido en componentes de demanda esencial. En el caso de las OCG, se debe aclarar que para validar su condición de demanda esencial debe estar activa su condición de entrega de gas (presencia de la condición de probable escasez).

- Priorización ante IROG-NT diferentes a actividades de mantenimiento: Ante eventos de IROG-NT en los cuales la demanda esencial se encuentre contratada, pero su capacidad contratada sea en un sentido de flujo y la emergencia se produce en el sentido que él tiene contratado, ¿Cómo se haría la priorización de las cantidades? ¿Tiene prioridad en la aplicación del Decreto o la priorización sigue siendo a través de lo que está contratado? ¿Qué pasa si la demanda esencial no está contratada en firme y no consigue gas en el mercado secundario?

- Literal B. El proyecto de Decreto establece que cuando se presente una IROG-NT, originada por labores o mantenimientos programados de infraestructura, se activarán los contratos de contingencia. De acuerdo con esta condición descrita en este párrafo, el Consejo interpreta que la activación de los contratos de contingencias ocurrirá no solo para la condición prevista en el literal B anterior, sino también para la condición definida en el literal A, cuando se presente una IROG-NT, originados por eventos diferentes a labores o mantenimientos programados de infraestructura. Es preciso confirmar al Ministerio de Minas y Energía que los contratos de contingencia presentan retos importantes para su firma por cuanto se encuentran relacionados con las declaraciones de producción y la capacidad máxima de mediano plazo (CMMP) en transporte.

ARTÍCULO 2.2.2.2.4. Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente un racionamiento programado.

- Parágrafo 2. Se recomienda evaluar la adición en este parágrafo de un reconocimiento económico a los agentes con contratos en firme que han sido afectados por la aplicación de lo previsto en la declaración de racionamiento programado del Ministerio de Minas y Energía mediante la implementación de un Costo de Oportunidad.

ARTÍCULO 2.2.2.2.10. Obligación de suministro de información.

- 1.2 según lo establecido en este numeral que describe: "El Gestor del Mercado, con base en la información reportada por los Agentes, publicará la asignación del suministro y/o capacidad de transporte de gas natural... (...)", el CNOGas solicita aclarar la interpretación que la publicación que hará el Gestor del Mercado corresponde con las asignaciones de gas tanto en suministro como en capacidad de transporte que realizarán los productores-comercializadores y transportadores respectivamente, agentes conocedores de la operación de su infraestructura. Por otra parte, solicitamos al Ministerio aclaración en lo relacionado con la información que se tendrá en cuenta para la asignación, en el sentido de si se refiere a (i) contratos en firme que garanticen firmeza?, (ii) contratos firmes solamente del mercado primario? o (iii) información operativa? 

TEL: 3003415 - Cel: 316 6306034 - UBE: www.cnoogas.gov.co - Email: info@cnoogas.gov.co



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

ARTÍCULO 2.2.2.16. Componentes de la Demanda Esencial.

- (ii) la demanda de GNCV de los vehículos que pertenecen a los sistemas integrados de transporte masivo y vehículos de uso dedicado. Dada la connotación de la participación en esta demanda de los vehículos utilizados como taxis y al impacto social asociado a este tipo de transporte, el CNOGas recomienda al Ministerio de Minas y Energía adicionar en este literal (ii) a los taxis. Vanti-Gas Natural, TGI y Promigas no obstante proponen mantener la connotación de esencial al GNCV por los impactos sociales y ambientales, y debido a que los Comercializadores de GNCV se han contratado a largo plazo en firme siguiendo la señal regulatoria.

- En relación con lo previsto en el párrafo 1 de este artículo, el CNOGas recomienda la siguiente redacción: *"Cuando para atender la demanda (se eliminaría esencial) se requiera contar con los servicios de compresión del SNT, se considerará en el primer orden de prioridad el volumen de gas natural mínimo requerido para la operación de las estaciones compresoras"* (se eliminaría: previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas – CNO Gas). Como concepto técnico general, las estaciones compresoras se requieren para poder transportar el gas demandado por los agentes del mercado. Lo contrario pondría en riesgo la operación del sistema de transporte y por ende la atención de la demanda. Estas condiciones técnicas, permiten recomendar al Ministerio de Minas y Energía la no necesidad de que el CNO Gas emita concepto para el gas de las compresoras.

- Párrafo 8. Se recomienda al Ministerio de Minas y Energía la siguiente redacción: *"Cuando se presente una insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia, no transitoria, originada en un mantenimiento o labor programada en la infraestructura de producción y/o suministro y transporte de gas natural, los agentes que atienden o sean demanda esencial podrán (se eliminaría la expresión deberán) contar con contratos de contingencia de suministro y de contingencia de capacidad de transporte de gas, vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado para el periodo del mantenimiento o labor programada"*

OTROS ASPECTOS RECOMENDADOS AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.

- Establecer la obligación de renombrar por parte de los Agentes cuando se declare un evento, en función de las cantidades de gas y/o capacidad de transporte informados por los Productores y/o Transportadores, para volver a tener el programa en suministro y transporte.

- Demanda esencial. Si bien el numeral 2.2.2.6 del Decreto 1073 de 2015 (Declaración ante el Ministerio de Minas y Energía de los contratos de suministro y/o capacidad de transporte entre Distribuidores-Comercializadores y Productor-Comercializador y/o Transportador de gas natural) no es modificado en el proyecto de Decreto, el CNOGas recomienda adicionar la necesidad de que los Distribuidores/Comercializadores reporten la información de contratos de demanda esencial también a los Transportadores con el propósito de facilitar la revisión de asignaciones de gas ante la ocurrencia de un evento..

Algunos temas relevantes no incluidos en las recomendaciones en la presente comunicación serán compartidos con usted en la reunión presencial del próximo 23 de mayo de 2019, considerando la necesidad de explicar en detalle el alcance y entendimiento de los mismos.

SV



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Por último y considerando lo previsto en el Estatuto del CNOGas incluimos en la presente comunicación la posición de uno de sus miembros:

TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. como miembro activo del CONSEJO NACIONAL DE OPERACIONES DE GAS NATURAL (CNOGas), se acoge a lo establecido en el numeral 4.2: "Deliberaciones y Decisión" del estatuto del CNOGas, para aclarar su voto y justificar su desacuerdo con respecto a algunos puntos sobre la comunicación correspondiente al proyecto de decreto publicado por el Ministerio de Minas y Energía "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural". Lo anterior, basado en que los comentarios presentados por TEBSA en las discusiones previas, no fueron acogidos y que por su condición de votación, y que si bien estamos de acuerdo con algunos puntos de la comunicación generada, nos permitimos aclarar:

En las definiciones de IROG-NT e IROG-TR, debe hacer referencia únicamente cuando se comprometa la atención de la demanda esencial de gas natural en dicho punto. Lo anterior se base en que los contratos de los usuarios no regulados no esenciales con los productores y transportadores tienen cláusulas contractuales para atender dichos eventos basado en que el espíritu del contrato de la demanda esencial sea protegido.

Segundo, se solicitó en el ámbito institucional, aclarar que la firmeza para la atención de demanda esencial no regulada, térmica o industrial, debe tener las mismas consideraciones que están definidas en la resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para los contratos firmes y no debe existir una discriminación dado que desincentiva a la demanda para suscribir estos tipos de contratos y establecer que los contratos firmados anterior a la publicación del mencionado decreto, debe mantener la firmeza, en especial la del proyecto de Decreto en consulta haciendo énfasis en el parágrafo 4 del literal a del artículo 2.2.2.1, donde la firmeza de contrato termoelectrónicos tiene un trato diferencial.

Tercer punto, se debe establecer la liberación de responsabilidad de los agentes o de los usuarios que tengan contratos en firmes cuando se declare una IROG-NT o IROG-TR en suministro, en el transporte o viceversa y adicionalmente, al retirar la firmeza de sus contratos, también liberario sin afectaciones económicas de sus responsabilidad con el sector eléctrico como obligación de energía en firme o, cumplimiento del despacho eléctrico entre otras.

Cordial saludo

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico-CNOGas

Copia Dra. Claudia Garzón- Coordinadora Grupo de Gas-Minminas
Dra. Sara Velez- Dirección de Hidrocarburos-Minminas

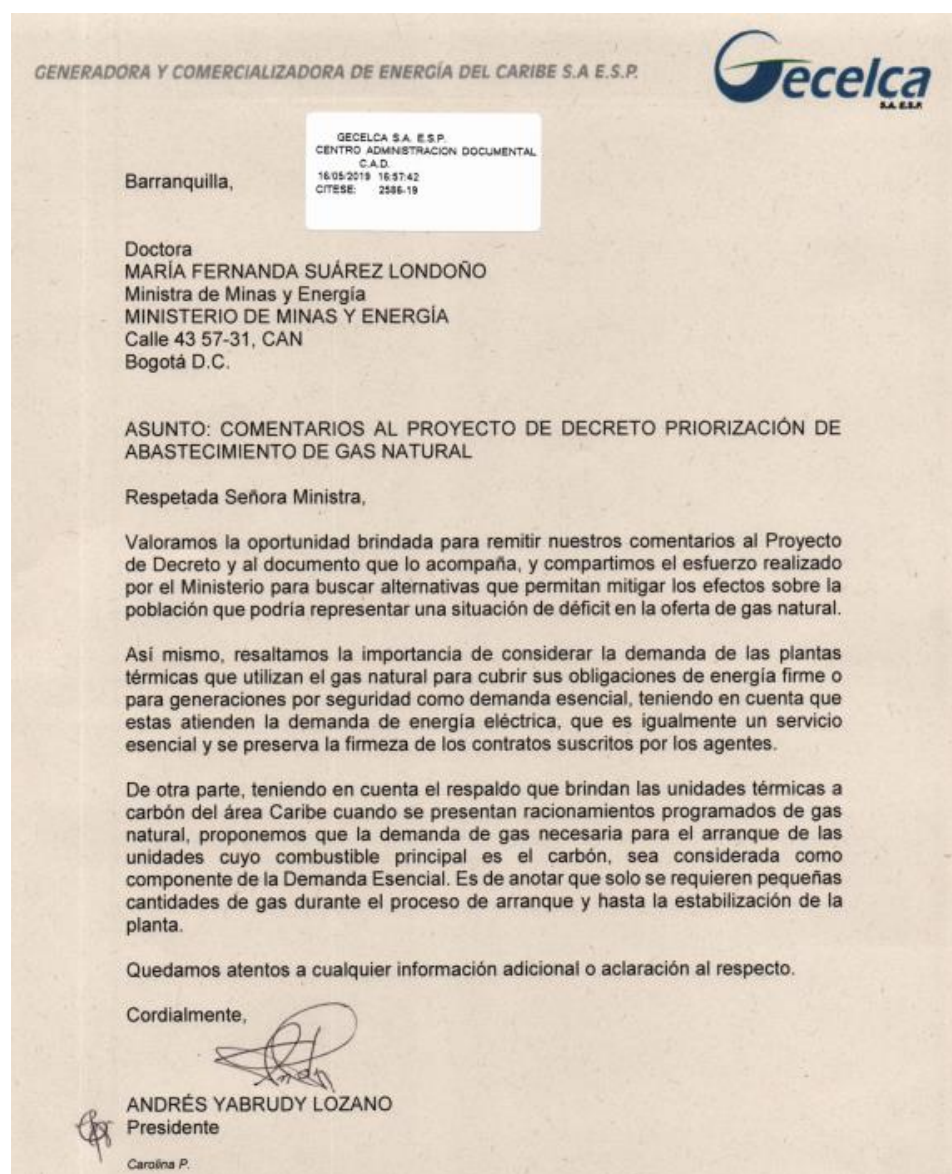


Comentario 15.

De: **Andes Yabrubí Lozano**

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 18:31

Asunto: Carta 2586-19 - Comentarios al proyecto de decreto
"Priorización abastecimiento de gas natural"





Comentario 16

De: Fabián Andrés Conde Ocampo

Fecha: jueves, 16 de mayo de 2019 a las 19:16

Asunto: Comentarios Ecopetrol: modificación Decreto 1073 de 2015
(Priorización abastecimiento de gas natural)



Bogotá D.C., 16 de mayo de 2019

Doctor
JOSÉ MANUEL MORENO
Director de Hidrocarburos
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto, "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015 con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural"

Respetado doctor Moreno,

De manera atenta les presentamos los comentarios de Ecopetrol al proyecto de Decreto del asunto.

A continuación destacamos algunos aspectos que sugerimos sean precisados o ajustados, pues, en nuestra opinión, pueden generar incertidumbre al momento de priorizar la demanda de gas natural. Adicionalmente, en el documento anexo a esta comunicación, exponemos otros puntos específicos relevantes.

1. Prioridad en la atención de la demanda que utiliza gas natural como combustible para la operación de las refinerías ante una situación de insalvable restricción en la oferta de gas natural, no transitoria (IROG-NT)

En primer lugar, es pertinente recordar que en virtud de los artículos 2.2.2.2.4¹ y 2.2.2.2.20² del Decreto 1073 de 2015 los productores comercializadores deben

¹ "Producción Comprometida de un Productor - PC: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.21 de este Decreto" (subrayas propias).

² "Consumo de gas natural por productores. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo"



Gerencia de Estrategia Regulatoria

declarar como producción comprometida los volúmenes destinados a su propio consumo. Así, y según lo establecido en el mencionado Decreto y en la Resolución CREG 114 de 2017, estos volúmenes no son incorporados en la PTDV y en la PTDVF, esto es, en las cantidades disponibles para la venta y para la venta en firme.

Cerca del 75% del gas natural que se declara como consumo propio de Ecopetrol se destina a atender las refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja, principalmente, como combustible para procesos de refinación. En razón a que desabastecer a las refinerías de gas natural significaría una afectación al abastecimiento de combustibles líquidos en el país, el Gobierno Nacional optó por incluir en la demanda esencial los volúmenes de gas natural destinados a la refinación de hidrocarburos, tal y como lo establece el artículo 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015, hoy vigente.

Entendemos que el Ministerio de Minas y Energía tiene la intención de continuar con esta política, según la propuesta de modificación del artículo 2.2.2.2.16 en donde el gas natural destinado a procesos de refinación sigue incluido en la demanda esencial.

No obstante, el numeral 1 del literal A del artículo 2.2.2.2.1 de la propuesta establece que *"tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan **contratos firmes o que garanticen firmeza** de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural para la atención de la demanda esencial, **que se encuentren vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas**".*

Al respecto debe tenerse en cuenta que el marco normativo vigente no establece obligación alguna para registrar los descuentos de gas para consumo del productor ante el Gestor de Mercado, los cuales deben ser declarados anualmente según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015. En efecto, en la medida en que el gas destinado a consumos propios del productor no está incluido en la PTDV, este no se encuentra disponible para comercializar y, por tanto, no hace parte del objeto de la Resolución CREG 114 de 2017. Lo que es más, el mismo artículo 1º de la Resolución CREG 114 de 2017 excluye del objeto de la misma la comercialización del gas natural destinado al consumo de los productores:

***"Parágrafo.** 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*



Gerencia de Estrategia Regulatoria

exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes”.

En ese sentido, ni el artículo 6 ni el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 aplica a estos volúmenes, razón por la que no existe obligación alguna para, entre otros, registrar transacciones asociadas a los volúmenes destinados al consumo propio.

Así las cosas, dado que el artículo propuesto condiciona la priorización de la demanda esencial ante una situación de insalvable restricción en la oferta de gas natural, no transitoria, a aquellos contratos en firme registrados ante el Gestor del Mercado, puede interpretarse que los volúmenes destinados a la refinación no tendrán prioridad de atención.

Por otra parte, la refinería de Barrancabermeja es un activo de propiedad de Ecopetrol S.A., esto es, no es una persona jurídica distinta al productor-comercializador y, por tanto, no es jurídicamente posible suscribir contratos de suministro de gas natural que medien el abastecimiento de dicho energético a la refinería. Similar al caso expuesto anteriormente, los consumos de la refinería de Barrancabermeja estarían excluidos de la priorización propuesta en el decreto en consulta en la medida en que no habría suscrito contrato alguno para el efecto.

Finalmente debe considerarse que hay volúmenes que se destinan a otros procesos por parte del productor, pero que por el uso de los mismos no hacen parte de la demanda esencial. Para algunos de estos consumos y por las mismas razones, no se suscriben contratos y contratos en firme. Sin embargo, como está propuesto en los numerales 2 y 3 del literal A, podría interpretarse que en el caso de una IROG-NT estos autoconsumos no tendrán prioridad para ser atendidos, pues por estos no existen contratos vigentes ni contratos registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. Tampoco se considerarían contratos firmes en los términos del parágrafo 3 del artículo 2.2.2.2.16 propuesto en tanto no hacen parte de la demanda esencial.

Todo lo anterior podría comprometer, entonces, el abastecimiento de gas natural de las refinerías y, por tanto, el abastecimiento de combustibles líquidos del país. En este sentido, solicitamos que se precise que esta demanda en efecto será atendida en caso de una IROG-NT, como lo haría el resto de la demanda esencial o cualquier otra contratada en firme, sin que se condicione su aplicación a la existencia de contratos y al registro de los mismos ante el Gestor del Mercado.



Gerencia de Estrategia Regulatoria

2. Suspensión de los compromisos de exportación pactados en firme ante una situación de IROG-NT

Como lo expone el proyecto de Decreto en el artículo 2, que modifica el artículo 2.2.2.2.1. del Decreto 1073 de 2015, cuando se presente una IROG-NT que sea originada por eventos diferentes a labores o mantenimientos programados de infraestructura, después de dar prioridad a la atención de la demanda esencial contratada en firme, la demanda diferente a la esencial contratada en firme y los contratos con interrupciones, serán atendidas las exportaciones pactadas en firme.

Al respecto, cabe mencionar que desde Ecopetrol estamos de acuerdo que en el caso en que se deban suspender los compromisos de exportaciones en firme, se reconozca al comercializador el costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de la interrupción. Sin embargo, consideramos importante mencionar que uno de los mayores retos que enfrenta la industria de exploración y producción en Colombia, en especial frente al último escenario de reservas publicado por el MME, consiste en lograr monetizar los recursos hidrocarburíferos existentes en áreas costa afuera, sobre todo teniendo en cuenta la estrechez del mercado nacional de gas natural.

En la consecución de este objetivo, las exportaciones de gas natural juegan un rol fundamental, pues se posicionan como una opción para la comercialización del gas natural, que puede facilitar el cierre financiero de algunos proyectos que de otra manera serían inviables y, por esta vía, asegurar la incorporación de reservas de gas al país y la atención de la demanda nacional de gas natural.

A pesar de lo anterior, vemos que la posibilidad de suspender las exportaciones tiene el potencial de castigar el precio al que se podría vender este gas en los mercados internacionales, pues no se podría garantizar una firmeza total de este gas, con lo cual el producto se vuelve menos atractivo. Esto tendría impacto negativo en la monetización de dichos recursos y consecuentemente en la viabilidad financiera de los proyectos.

En este sentido, proponemos que en el decreto se establezca que, en caso de que sea necesario acudir al gas destinado a exportaciones para atender la demanda interna (esto es, suspender las exportaciones), en primera instancia se permita a los agentes exportadores realizar gestiones comerciales para atender la demanda nacional; y que en caso de tener que acudir a importaciones por parte del productor comercializador o un agente importador diferente, este gas sea remunerado al costo real de la importación bajo la misma lógica del artículo 2.2.2.2.15 hoy vigente según el cual “[c]uando se deban suspender compromisos en firme de exportaciones, se aplicará lo establecido en el artículo 2.2.2.2.38 de

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia



Gerencia de Estrategia Regulatoria

este Decreto en cuanto a la remuneración del costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción".

Lo anterior permitiría a los agentes exportadores implementar las diferentes acciones comerciales que estén a su alcance con el fin de cumplir sus compromisos y aportar a la atención de la demanda nacional, sin afectar los compromisos de exportación adquiridos.

Esto teniendo en cuenta que el mercado de gas natural en Colombia está evolucionando a estar más integrado con el mundo, pues el avance en la tecnología de licuefacción y regasificación así lo ha permitido. Esto hace que la posibilidad de importar el gas natural para atender la demanda interna sea una realidad, y mitigaría parte del riesgo antes mencionado sobre la viabilidad financiera de la explotación costa afuera.

Finalmente, agradecemos que se evalúe la posibilidad de dejar los contratos firmes de exportación en un orden de prioridad anterior a los contratos con interrupciones. Aquellos agentes dispuestos a contratar el suministro de gas natural mediante contratos con interrupciones son conocedores de que están expuestos a no recibir el gas por cualquier circunstancia, entre otras las que no están bajo su control. No es el mismo caso el de los compradores que asumen un compromiso firme, con lo cual asumen la obligación de pagar permanente el precio del gas con la condición de que el suministro sea continuo. Si el destino del gas contratado en firme es el mercado nacional o el mercado internacional, debería ser indiferente, más aún cuando existen opciones comerciales para abastecer el mercado local.

3. Demanda de gas natural de las refinerías como demanda esencial

El artículo 2.2.2.2.4 hoy vigente define la demanda esencial e incluye en la misma al gas destinado a atender la demanda de las refinerías. En efecto, allí se establece que hace parte de la demanda esencial *"la demanda de gas de las refinerías"*. Subrayamos el hecho de que solo se excluya de la demanda esencial aquellos volúmenes que se utilizan como combustible para la generación de energía eléctrica de plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

Debe tenerse en cuenta que el gas natural que consumen las refinerías es utilizado en diferentes procesos, no solo como combustible. Por ejemplo, el gas natural es un insumo para los procesos de hidrotratamiento del diésel a través del cual se separa el azufre en procesos petroquímicos específicos.

Teniendo en cuenta lo anterior, con la expedición del Decreto 2345 de 2015 el Gobierno Nacional incluyó en la demanda esencial todo el gas con destino a las



Gerencia de Estrategia Regulatoria

refinerías, excluyendo únicamente aquél destinado a la generación eléctrica, según se comentó.

El artículo 2.2.2.2.16 propuesto modifica esta disposición y establece que se considerará demanda esencial *"la demanda de gas natural que se use como combustible para la operación de las refinerías"*. Esta modificación implica un riesgo importante en la medida en que podría comprometer el abastecimiento de combustibles líquidos con ocasión de una IROG-NT.

Por tal motivo, solicitamos respetuosamente que no se modifique la definición mencionada. Es más, aprovechamos la ocasión para sugerirle al Ministerio que evalúe la pertinencia de extender esta figura al gas natural requerido para el funcionamiento de las estaciones de bombeo de crudo y de combustibles líquidos, pues la continuidad de su operación es crucial para garantizar el abastecimiento permanente de la demanda de estos hidrocarburos, cuya distribución también es un servicio público.

4. Contratos firmes en el marco de racionamientos programados

El artículo 2.2.2.2.4 propuesto establece la posibilidad de que el Ministerio de Minas y Energía establezca la prioridad del abastecimiento en el evento de una declaratoria de un racionamiento programado, el cual solo podrá declararse en caso de una situación de IROG-NT. Para fijar el orden de prioridad, el Ministerio debe tener en cuenta, entre otros, *"las necesidades de generación eléctrica"* y *"los contratos debidamente perfeccionados"*.

Dado que la causa del racionamiento programado sería la misma que aquella que daría lugar a la priorización establecida *a priori* en el artículo 2.2.2.2.1 propuesto, no es claro el alcance que tendría la declaración de un racionamiento por parte del Ministerio.

Sugerimos, entonces que, por un lado, se incluya un párrafo que aclare que el Ministerio de Minas y Energía solo podrá apartarse de la priorización establecida en el artículo 2.2.2.2.1 en casos excepcionales y debidamente motivados. Por otro, que se aclare que en ningún caso y para preservar la seguridad jurídica y la confianza legítima, podrá intervenir, suspender o cancelar contratos firmes debidamente suscritos y perfeccionados.

5. Asignación del gas natural en una situación de IROG-NT por parte del Gestor del Mercado de Gas Natural.

El numeral 1.2 del artículo 2.2.2.2.10 propuesto establece que "[e]l Gestor del Mercado, con base en la información reportada por los Agentes, publicará la



Gerencia de Estrategia Regulatoria

asignación del suministro y/o capacidad de transporte de gas natural para la fuente de suministro o sistemas de transporte afectadas conforme a lo establecido en este Decreto y siguiendo la regulación que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG” (subrayas y negrillas propias).

No es claro si el objetivo del Ministerio de Minas y Energía con esta disposición es la de asignar al Gestor la responsabilidad de asignar los volúmenes en aplicación directa de la priorización preestablecida en el Decreto, o solo una función de recopilación y publicación de lo reportado por los agentes del mercado como resultado de la aplicación de la norma, para fines de transparencia y publicidad.

Agradecemos aclarar la redacción.

6. Contratación en firme para atender la demanda esencial

En la modificación propuesta del artículo 2.2.2.2.16. del Decreto 1073 de 2015, se listan qué componentes de la demanda hacen parte de la demanda esencial. Además, en el parágrafo 3 del mismo, se establece que “[l]os agentes que atiendan o se consideren demanda esencial **tienen la obligación de contar con contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y de capacidad de transporte de gas natural para la atención total de dicha demanda, según corresponda, con agentes que cuenten con respaldo físico de producto o capacidad de transporte**”.

Consideremos que esta disposición no es oportuna, pues podría tener impacto en la liquidez y, así, en la eficiencia del mercado de gas natural. Adicionalmente, esto tendría impacto en las tarifas que se cobran a los usuarios regulados.

Debe tenerse en cuenta la sobrecontratación que hoy experimenta el mercado primario de gas natural, lo que ha llevado a la sobreoferta en el mercado secundario y, por tanto, una reducción ostensible de la liquidez del mercado. Asimismo, esto ha aumentado el costo relativo del gas natural para los usuarios finales, haciéndolo menos competitivo frente a otros energéticos. Esta situación es consecuencia de medidas con motivaciones y efectos similares a los que persigue la norma que propone el decreto en consulta.

En efecto, Ecopetrol ha mostrado al Ministerio de Minas y Energía³ y a todos los miembros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que disposiciones como la planteada puede tener efectos nocivos para el mercado. En efecto, la fórmula tarifaria hoy vigente (Resolución CREG 137 de 2013), permite trasladar a los usuarios regulados el costo total de las compras de gas mediante contratos firmes

³ Comunicación radicada en el MME en diciembre de 2018, con número 2018095993.



Gerencia de Estrategia Regulatoria

que cubran los picos máximos de demanda y, aún más, retener el 20% de las ventas que hagan en el mercado secundario.

Lo anterior incorpora la interpretación que hizo el Ministerio de Minas y Energía, de la definición de "*respaldo físico*" contenida en el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015. Bajo esta interpretación, y en el mismo espíritu de la propuesta que se comenta, los comercializadores que atienden demanda regulada deben contratar cantidades en firme que cubran los picos máximos de demanda.

En este sentido, sugerimos, en primer lugar, que esta interpretación sea revisada. Adicionalmente, sugerimos que se elimine este párrafo y se establezcan incentivos más adecuados en la regulación de tal forma que se permita a los agentes cubrir las necesidades de la demanda con diferentes modalidades contractuales.

Ahora bien, en caso de mantener la disposición comentada, sugerimos que se precise en el Decreto que la obligación de suscribir contratos firmes no supone que los mismos deban pactarse para un volumen equivalente al pico de la demanda proyectada por los comercializadores. Esto es precisamente lo que está llevando a una contratación de volúmenes que superan con creces las necesidades de la demanda esencial.

Agradecemos de antemano la atención a esta comunicación y quedamos atentos a responder las preguntas que tengan al respecto.

Cordial saludo,

CARLOS FERNANDO ERASO CALERO
Gerente de Estrategia Regulatoria

Anexo: Lo anunciado.



Artículo	Proyecto de Decreto	Comentario
Artículo 1. Modificar y adicionar las siguientes definiciones, contenidas en el Título II del Sector de Gas, artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015:	Contrato de transporte de contingencia: contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia. Contrato de suministro de contingencia: contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.	Vemos que las definiciones establecidas en este artículo para "contrato de transporte de contingencia" y "contrato de suministro de contingencia" son las mismas de la Resolución CREG 114 de 2017. Además, entendemos que la regulación sobre los mecanismos de comercialización del gas natural está definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en dicha Resolución y aquellas que la modifican. En este sentido, de manera respetuosa sugerimos mantener estas definiciones en la Resolución mencionada o aquellas que la modifiquen. Esto debido a que en la práctica mantener las definiciones en un Decreto estaría flexibilidad al Gobierno en el caso en que considere modificar alguna de estas definiciones; pues tendría que ajustar ambos actos administrativos para que las definiciones sean consistentes.
	Contrato con interrupciones: 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, durante un período determinado y por eventos distintos de mantenimientos y labores programadas. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.	En esta definición en particular, vemos que el Decreto introduce algunos ajustes con respecto a la definición establecida en la Resolución CREG 114 de 2017. Como mencionamos anteriormente, para mantener consistencia normativa, es necesario ajustar la definición en todos los actos administrativos en donde se encuentre contenida. Además, consideramos que los ajustes que introduce el Decreto en consulta no son apropiados. En primer lugar, consideramos que se desnaturaliza la esencia de los contratos interrumpibles, que, precisamente, permiten a los agentes suspender el suministro o capacidad de transporte según lo consideren. Cabe recordar que esto no se hace de forma unilateral, ya que en un contrato bilateral las dos partes pactan las condiciones de dichos contratos, y lo hacen de acuerdo con las necesidades particulares de los agentes del mercado. Así, de forma respetuosa sugerimos que se mantenga la definición de "contrato con interrupciones" de la Resolución CREG 114 de 2017 y que no sea incluida en las modificaciones al Decreto.
Artículo 2. Modificar el Artículo 2.2.2.1 del Capítulo 2–Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural, del Título II del Sector de Gas del Decreto 1073 de 2015 modificado por el Decreto 2345 de 2015, el cual quedará así:	Artículo 2.2.2.1. Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG-NT: Ante la declaración de un agente de una situación de insalvable restricción en la oferta de gas natural o de grave emergencia, no transitoria, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte de gas, que impidan la prestación continua del servicio público domiciliario de gas natural, los agentes deberán atender a la demanda en el siguiente orden de prioridad: A. Cuando se presente una IROG-NT, originados por eventos diferentes a labores o mantenimientos programados de infraestructura. 1. En primer lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural para la atención de la demanda esencial, que se encuentren vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. La demanda esencial será atendida en el orden establecido por el artículo 2.2.2.2.16. del presente Decreto. 2. En segundo lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural para la atención de la demanda diferente a la esencial en cualquiera de sus modalidades, vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. 3. En tercer lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos con interrupciones de suministro de gas natural y/o capacidad de transporte, vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. 4. En cuarto lugar, se atenderán las exportaciones pactadas en firme. Cuando se deban suspender compromisos en firme de exportaciones, se aplicará lo establecido en el artículo 2.2.2.2.38 de este Decreto en cuanto a la remuneración del costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establecerá la metodología para determinar: qué tipo de Agentes operacionales deberán pagar el mencionado costo de oportunidad, así como la forma en la que deberá asumirse dichos costos entre ellos mismos.	Ver comentario completo en el punto 1 de la comunicación En primer lugar, es pertinente recordar que en virtud de los artículos 2.2.2.2.4 y 2.2.2.2.20 del Decreto 1073 de 2015 los productores comercializadores deben declarar como producción comprometida los volúmenes destinados a su propio consumo. Así, y según lo establecido en el mencionado Decreto y en la Resolución CREG 114 de 2017, estos volúmenes no son incorporados en la PTDV y en la PTDF, esto es, en las cantidades disponibles para la venta y para la venta en firme. Cerca del 75% del gas natural que se declara como consumo propio de Ecopetrol se destina a atender las refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja, principalmente, como combustible para procesos de refinación. En razón a que desabastecer a las refinerías de gas natural significaría una afectación al abastecimiento de combustibles líquidos en el país, el Gobierno Nacional optó por incluir en la demanda esencial los volúmenes de gas natural destinados a la refinación de hidrocarburos, tal y como lo establece el artículo 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015, hoy vigente. Entendemos que el Ministerio de Minas y Energía tiene la intención de continuar con esta política, según la propuesta de modificación del artículo 2.2.2.2.16 en donde el gas natural destinado a procesos de refinación sigue incluido en la demanda esencial. No obstante, el numeral 1 del literal A del artículo 2.2.2.2.1 de la propuesta establece que "tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural para la atención de la demanda esencial, que se encuentren vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas". Al respecto debe tenerse en cuenta que el marco normativo vigente no establece obligación alguna para registrar los descuentos de gas para consumo del productor ante el Gestor de Mercado, los cuales deben ser declarados anualmente según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015. En efecto, en la medida en que el gas destinado a consumos propios del productor no está incluido en la PTDV, este no se encuentra disponible para comercializar y, por tanto, no hace parte del objeto de la Resolución CREG 114 de 2017. Lo que es más, el mismo artículo 1º de la Resolución CREG 114 de 2017 excluye del objeto de la misma la comercialización del gas natural destinado al consumo de los productores: (...)



	Artículo 2.2.2.2.1. Prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presente una IROG-NT: Ante la declaración de un agente de una situación de insalvable restricción en la oferta de gas natural o de grave emergencia, no transitoria, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte de gas, que impidan la prestación continua del servicio público domiciliario de gas natural, los agentes deberán atender a la demanda en el siguiente orden de prioridad: A. Cuando se presente una IROG-NT, originados por eventos diferentes a labores o mantenimientos programados de infraestructura. 1. En primer lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural para la atención de la demanda esencial, que se encuentren vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. La demanda esencial será atendida en el orden establecido por el artículo 2.2.2.2.16. del presente Decreto. 2. En segundo lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y/o de capacidad de transporte de gas natural para la atención de la demanda diferente a la esencial en cualquiera de sus modalidades, vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. 3. En tercer lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega donde se presente el déficit de gas, aquellos agentes que tengan contratos con interrupciones de suministro de gas natural y/o capacidad de transporte, vigentes y debidamente registrados ante el Gestor del Mercado de Gas. 4. En cuarto lugar, se atenderán las exportaciones pactadas en firme. Cuando se deban suspender compromisos en firme de exportaciones, se aplicará lo establecido en el artículo 2.2.2.2.38 de este Decreto en cuanto a la remuneración del costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establecerá la metodología para determinar: qué tipo de Agentes operacionales deberán pagar el mencionado costo de oportunidad, así como la forma en la que deberá asumirse dichos costos entre ellos mismos.	Ver comentario completo en el punto 2 de la comunicación Como lo expone el proyecto de Decreto en el artículo 2, que modifica el artículo 2.2.2.2.1. del Decreto 1073 de 2015, cuando se presente una IROG-NT que sea originada por eventos diferentes a labores o mantenimientos programados de infraestructura, después de dar prioridad a la atención de la demanda esencial contratada en firme, la demanda diferente a la esencial contratada en firme y los contratos con interrupciones, serán atendidas las exportaciones pactadas en firme. Al respecto, cabe mencionar que desde Ecopetrol estamos de acuerdo que en el caso en que se deban suspender los compromisos de exportaciones en firme, se reconozca al comercializador el costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de la interrupción. Sin embargo, consideramos importante mencionar que uno de los mayores retos que enfrenta la industria de exploración y producción en Colombia, en especial frente al último escenario de reservas publicado por el MME, consiste en lograr monetizar los recursos hidrocarbúricos existentes en áreas costa afuera, sobre todo teniendo en cuenta la estrechez del mercado nacional de gas natural. En la consecución de este objetivo, las exportaciones de gas natural juegan un rol fundamental, pues se posicionan como una opción para la comercialización del gas natural, que puede facilitar el cierre financiero de algunos proyectos que de otra manera serían inviables y, por esta vía, asegurar la incorporación de reservas de gas al país y la atención de la demanda nacional de gas natural.
	Parágrafo 4. Las plantas termoelectricas que respalden sus obligaciones de energía firme con contratos de gas natural importado o combustibles líquidos, no se considerarán como agentes para ser priorizados en esta categoría para la asignación de suministro de gas natural.	Consideramos que la inclusión de este parágrafo es positiva, pues genera un incentivo para la contratación en firme. Esto quita una presión al mercado de gas natural, que es cada vez más estrecho, sobre todo en épocas de hidrología baja.
Artículo 4. Modificar el Artículo 2.2.2.2.10 del Decreto 1073 de 2015 del Capítulo 2- Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural, del Título II del Sector de Gas del Decreto 1073 de 2015, el cual quedará así:	Artículo 2.2.2.2.10. Obligación de suministro de información. Para efectos de la verificación de la adecuada aplicación de lo previsto en el presente decreto, los Agentes, estarán sujetos a obligaciones de suministro de información, así: 1. En situaciones de IROG-NT: 1.1. Los productores-comercializadores, comercializadores de gas importado, agentes importadores y/o los transportadores de gas natural informarán dicha situación, inmediatamente y por escrito, tanto al Ministerio de Minas y Energía, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Centro Nacional de despacho CND, al Gestor del Mercado de Gas Natural y al Consejo Nacional de operación de Gas CNO-Gas, identificando claramente sus causas y efectos sobre la prestación del servicio. 1.2. El Gestor del Mercado, con base en la información reportada por los Agentes, publicará la asignación del suministro y/o capacidad de transporte de gas natural para la fuente de suministro o sistemas de transporte afectadas conforme a lo establecido en este Decreto y siguiendo la regulación que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.	El numeral 1.2 del artículo 2.2.2.2.10 propuesto establece que “[e]l Gestor del Mercado, con base en la información reportada por los Agentes, publicará la asignación del suministro y/o capacidad de transporte de gas natural para la fuente de suministro o sistemas de transporte afectadas conforme a lo establecido en este Decreto y siguiendo la regulación que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG” (subrayas y negillas propias). No es claro si el objetivo del Ministerio de Minas y Energía con esta disposición es la de asignar al Gestor la responsabilidad de asignar los volúmenes en aplicación directa de la priorización preestablecida en el Decreto, o solo una función de recopilación y publicación de lo reportado por los agentes del mercado como resultado de la aplicación de la norma, para fines de transparencia y publicidad. Agradecemos aclarar la redacción.
Artículo 5. Modificar el Artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015 del Capítulo 2- Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural, del Título II del Sector de Gas del Decreto 1073 de 2015 modificado por el Decreto 2345 de 2015, el cual quedará así:	Artículo 2.2.2.2.16. Componentes de la Demanda Esencial. Corresponde en su orden a: i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, ii) la demanda de GNCV de los vehículos que pertenecen a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado, iii) la demanda de las plantas termoelectricas que tienen el gas natural como combustible declarado para cubrir las obligaciones de energía firme, que estando en el despacho económico eléctrico se requieran en su orden por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del sistema, priorizando las de mayor eficiencia térmica, (iv) la demanda de gas natural que se use como combustible para la operación de las refinerías, excluyendo aquellas con destino a la autogeneración de energía eléctrica conectada al Sistema Interconectado Nacional – SIN.	Adicionalmente y de forma respetuosa sugerimos que en el numeral iv), se especifique que en el caso que las refinerías deban acudir al SIN para bastecer sus necesidades de electricidad por cuenta de la imposibilidad de hacer uso del gas para autogeneración, el costo en exceso de la electricidad deberá ser compensado al agente.



El futuro
es de todos

Minenergía

	Artículo 2.2.2.16. Componentes de la Demanda Esencial. Corresponde en su orden a: i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, ii) la demanda de GNCV de los vehículos que pertenecen a los sistemas integrados de transporte masivo o vehículos de uso dedicado, iii) la demanda de las plantas termoeléctricas que tienen el gas natural como combustible declarado para cubrir las obligaciones de energía firme, que estando en el despacho económico eléctrico se requieran en su orden por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del sistema, priorizando las de mayor eficiencia térmica, (iv) la demanda de gas natural que se use como combustible para la operación de las refinerías, excluyendo aquellas con destino a la autogeneración de energía eléctrica conectada al Sistema Interconectado Nacional – SIN.	El artículo 2.2.2.4 hoy vigente define la demanda esencial e incluye en la misma al gas destinado a atender la demanda de las refinerías. En efecto, allí se establece que hace parte de la demanda esencial "la demanda de gas de las refinerías". Subrayamos el hecho de que solo se excluya de la demanda esencial aquellos volúmenes que se utilizan como combustible para la generación de energía eléctrica de plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Debe tenerse en cuenta que el gas natural que consumen las refinerías es utilizado en diferentes procesos, no solo como combustible. Por ejemplo, el gas natural es un insumo para los procesos de hidrotratamiento del diésel a través del cual se separa el azufre en procesos petroquímicos específicos. Teniendo en cuenta lo anterior, con la expedición del Decreto 2345 de 2015 el Gobierno Nacional incluyó en la demanda esencial todo el gas con destino a las refinerías, excluyendo únicamente aquí destinado a la generación eléctrica, según se comentó. El artículo 2.2.2.16 propuesto modifica esta disposición y establece que se considerará demanda esencial "la demanda de gas natural que se use como combustible para la operación de las refinerías". Esta modificación implica un riesgo importante en la medida en que podría comprometer el abastecimiento de combustibles líquidos con ocasión de una IROG-NT. Por tal motivo, solicitamos respetuosamente que no se modifique la definición mencionada. Es más, aprovechamos la ocasión para sugerirle al Ministerio que evalúe la pertinencia de extender esta figura al gas natural requerido para el funcionamiento de las estaciones de bombeo de crudo y de combustibles líquidos, pues la continuidad de su operación es crucial para garantizar el abastecimiento permanente de la demanda de estos hidrocarburos, cuya distribución también es un servicio público.
	Parágrafo 3. Los agentes que atiendan o se consideren demanda esencial tienen la obligación de contar con contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y de capacidad de transporte de gas natural para la atención total de dicha demanda, según corresponda, con agentes que cuenten con respaldo físico de producto o capacidad de transporte. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 2.2.2.21 de este decreto y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural como combustible para la operación de las refinerías tendrán el tratamiento de contratadas en firme de suministro para los efectos de este artículo.	Ver comentario completo en el punto 6 de la comunicación En la modificación propuesta del artículo 2.2.2.16, del Decreto 1073 de 2015, se listan qué componentes de la demanda hacen parte de la demanda esencial. Además, en el parágrafo 3 del mismo, se establece que "[l]os agentes que atiendan o se consideren demanda esencial tienen la obligación de contar con contratos firmes o que garanticen firmeza de suministro y de capacidad de transporte de gas natural para la atención total de dicha demanda, según corresponda, con agentes que cuenten con respaldo físico de producto o capacidad de transporte". Consideremos que esta disposición no es oportuna, pues podría tener impacto en la liquidez y, así, en la eficiencia del mercado de gas natural. Adicionalmente, esto tendría impacto en las tarifas que se cobran a los usuarios regulados. Debe tenerse en cuenta la sobrecontratación que hoy experimenta el mercado primario de gas natural, lo que ha llevado a la sobreoferta en el mercado secundario y, por tanto, una reducción ostensible de la liquidez del mercado. Asimismo, esto ha aumentado el costo relativo del gas natural para los usuarios finales, haciéndolo menos competitivo frente a otros energéticos. Esta situación es consecuencia de medidas con motivaciones y efectos similares a los que persigue la norma que propone el decreto en consulta.
	Parágrafo 9. Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural, o situaciones de grave emergencia, no transitorias, los productores de gas natural tendrán la obligación de priorizar la producción de este hidrocarburo para la atención de servicio público domiciliario. Para este efecto, los productores-comercializadores de gas natural tendrán la obligación de reportar al Gestor del Mercado las cantidades disponibles de gas natural adicionales que serán ofrecidas para la venta a los agentes durante el periodo en que se mantenga tal circunstancia, las cuales no podrán superar el potencial de producción declarado al Ministerio de Minas y Energía según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.21, de la presente resolución.	Sugerimos que se precise este parágrafo. Esto debido a que, en nuestra consideración, el alcance del mismo es muy amplio. Se podría entender que en los casos mencionados, se debe priorizar la atención del servicio público domiciliario sobre los consumos priorizados en el artículo 2.2.2.1.
	Parágrafo 10. Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural, o situaciones de grave emergencia, no transitorias, los comercializadores de gas importado tendrán la obligación de optimizar y priorizar las entregas de este hidrocarburo para la atención de servicio público domiciliario.	Mismo comentario anterior

Dichos comentarios se enviaron al Grupo de Hidrocarburos área de su competencia, para ser tenidos en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.

En constancia firma,


Julián Eduardo Páez Gil

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Julián Eduardo Páez Gil