



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CONTENIDO DE CO₂ DEL GAS PUESTO EN PUNTO DE ENTRADA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

DOCUMENTO CREG-130
3 de diciembre de 2009

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

CONTENIDO DE CO₂ DEL GAS PUESTO EN PUNTO DE ENTRADA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 se adoptó el Reglamento Único de Transporte de gas natural, RUT. En el numeral 6.3 del RUT, modificado mediante las resoluciones CREG 054 de 2007 y 131 de 2009, se establecen las especificaciones de calidad del gas natural entregado al transportador por parte del remitente en el punto de entrada al sistema de transporte así:

“6.3 CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido <i>(Nota 2)</i>	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen <i>(Nota 3)</i>	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión <i>(Nota 4)</i>	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de

Entrada hasta las 1200 Psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

(...)

6.3.3 Cumplimiento de las Especificaciones de CO₂

Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO₂ en el gas natural entregado por un Agente al Transportador, se establece un período de transición de dos (2) años contados a partir de la expedición del presente Reglamento.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley. (Se destaca).

(...)"

La exigencia de especificaciones mínimas de calidad del gas inyectado al Sistema Nacional de Transporte, SNT, tiene dos objetivos principales:

- i) Proteger la integridad del sistema de transporte y de las instalaciones de los agentes. En particular, se controla el contenido de dióxido de carbono, CO₂, y agua para evitar corrosión interna en las tuberías. También se controla la formación de líquidos hidrocarburos ya que causan, entre otros efectos, pérdida de eficiencia en los sistemas de transporte.
- ii) Permitir el intercambio de gases de tal forma que no se afecte la combustión en quemadores diseñados para la segunda familia de combustibles gaseosos¹.

En el artículo 4º de la Resolución No. 18 2074 del 23 de noviembre de 2009, adoptada por el Ministerio de Minas y Energía, se establece que "durante el racionamiento programado declarado mediante Resolución 18 1654 de 2009, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, ajustará las disposiciones regulatorias vigentes para permitir que se pueda comercializar gas natural por fuera de especificaciones hasta donde técnica y económicamente sea factible". (Se destaca).

Algunos agentes manifiestan que ante situaciones de restricción en el suministro de gas es conveniente flexibilizar la especificación del contenido máximo de CO₂. En este documento se analiza y desarrolla una propuesta regulatoria tendiente a flexibilizar la especificación del contenido máximo de CO₂ ante eventos de racionamiento programado de gas.

¹ Los gases combustibles se han caracterizado en tres familias: i) gases manufacturados; ii) gases naturales y; iii) gases licuados. El gas natural pertenece al grupo H de la segunda familia.

2. SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN DEL RUT

En el numeral 1.3 del RUT se establecen las siguientes disposiciones relacionadas con el seguimiento y modificación del RUT:

“Cuando lo considere conveniente el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural revisará la experiencia en la aplicación de los aspectos operativos, y comerciales del RUT, y enviará a la Comisión un informe sobre el resultado de las revisiones, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier observación o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de los Agentes, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La Comisión examinará las propuestas y las demás observaciones e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, modificará el RUT después de haber oído al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural sobre las modificaciones propuestas. La iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si esta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados.

...”

(Se destaca).

La Comisión puede tomar la iniciativa de reformar el RUT cuando se estime que, entre otros aspectos, es necesario para adecuarse a la evolución de la industria. Un mantenimiento programado puede producir restricciones en la oferta cuando ésta (oferta) está muy ajustada a la demanda. Este ha sido el caso de la industria del gas natural en Colombia en los últimos años debido al crecimiento del sector.

Así mismo, mediante la Resolución CREG No. 18 2074 del 23 de noviembre de 2009, el Ministerio de Minas y Energía estableció que durante el racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009, la CREG “ajustará las disposiciones regulatorias vigentes para permitir que se pueda comercializar gas natural por fuera de especificaciones hasta donde técnica y económicamente sea factible”.

Con base en lo anterior se propone modificar o complementar una de las especificaciones de calidad del gas establecidas en el RUT.

3. ANÁLISIS DEL CASO

Las restricciones en el suministro de gas al consumidor final se pueden originar en la producción o en el transporte. Por ejemplo, un mantenimiento programado en producción podría ocasionar restricciones en la oferta, o incluso exacerbar una situación de restricción existente. Esta última situación puede ocurrir, por ejemplo, cuando hay racionamiento programado de gas natural, declarado por el Ministerio de Minas y Energía, y se reduce la producción por un mantenimiento en la infraestructura de producción.

De otra parte, una condición de restricción se podría aliviar si se utilizan corrientes adicionales de gas que tengan especificaciones de calidad inferiores a las establecidas en el RUT. Este es el caso que estudian algunos agentes del interior del país donde existe la

posibilidad de incrementar la oferta de gas en el nodo de Cusiana, entre 10 y 20 mpcd, utilizando gas sin tratamiento para retirar el CO₂².

La disposición del artículo 4º de la Resolución 18 2074 de 2009, adoptada por el Ministerio de Minas y Energía, dispuso que, bajo la condición de racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009, la CREG debe ajustar “las disposiciones regulatorias vigentes para permitir que se pueda comercializar gas natural por fuera de especificaciones hasta donde técnica y económicamente sea factible”. Sobre esta disposición se puede señalar lo siguiente:

- a) La disposición no hace referencia a una especificación de calidad en particular. De acuerdo con lo manifestado por algunos agentes, se entiende que por el momento es necesario analizar la especificación de calidad relacionada con el contenido máximo de CO₂.
- b) La CREG debe ajustar las disposiciones regulatorias del caso durante el racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009. Esto quiere decir que los ajustes que adopte la CREG aplicarían únicamente durante el racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2006 del Ministerio de Minas y Energía.

3.1 Contenido máximo de CO₂

En la tabla 7 del numeral 6.3 de RUT se establece un contenido máximo de CO₂ del 2% por volumen para el gas que se inyecta al SNT. En el numeral 6.3.3 del RUT, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007, se establece que:

“Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley”.

La anterior disposición abre la posibilidad de comercializar gas natural por fuera de especificaciones. Sin embargo, esta comercialización dependerá del acuerdo entre el remitente y el transportador sobre el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de especificaciones. Es decir, si no hay acuerdo entre las partes el transportador no estaría obligado a transportar el gas y por tanto no sería posible la comercialización del gas en estas condiciones. La citada Resolución 18 2074 de 2009 ordenó ajustar las disposiciones regulatorias vigentes para permitir que se pueda comercializar gas natural por fuera de especificaciones hasta donde técnica y económicamente sea factible, lo cual, se entiende, no puede depender del acuerdo entre las partes.

3.2 Contenido máximo de CO₂ bajo la condición de racionamiento programado

De acuerdo con lo establecido en el párrafo del artículo 5º del Decreto 880 de 2007, modificado mediante el Decreto 4500 de 2009, el Ministro de Minas y Energía declara, mediante acto administrativo, el inicio y el cese de un racionamiento programado de gas natural. De acuerdo con lo ordenado por la Resolución 18 2074 de 2009, adoptada por el

² Comunicaciones E-2009-011313 y E-2009-011369 remitidas por BP Exploration Company (Colombia) Ltd.

Ministerio de Minas y Energía, se propone establecer un valor máximo del contenido de CO₂ aplicable durante la vigencia del racionamiento programado declarado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 18 1654 de 2009.

Para establecer el valor máximo del contenido de CO₂ conviene tener en cuenta que parte de los mantenimientos en producción se hacen sobre la infraestructura requerida para adecuar el gas a la especificación de CO₂ establecida en el RUT (i.e. contenido máximo de 2%). El mantenimiento a esta infraestructura (i.e. plantas de tratamiento) afecta la especificación de CO₂ exigida en el RUT, como ha sucedido con mantenimientos recientes realizados en la planta de tratamiento del gas de los principales campos de producción del interior del país (i.e. Cusiana y Cupiagua).

Generalmente los mantenimientos se hacen en parte de la infraestructura de tal forma que se afecta el contenido de CO₂ a una parte de la corriente de gas. El resultado será la producción temporal de un gas con contenido de CO₂ superior al límite establecido en el RUT, pero inferior al contenido de CO₂ de todo el gas sin tratamiento. Por ejemplo, el gas producido en Cusiana y Cupiagua, sin tratamiento, tiene un contenido de CO₂ alrededor del 5% por volumen³. De acuerdo con lo manifestado por la industria, el mantenimiento en parte de la planta de tratamiento de Cusiana lleva a que el total de gas producido allí pueda tener contenidos de CO₂ de hasta 3.5% por volumen⁴. La inyección al punto de entrada de Cusiana de cantidades adicionales sin tratamiento (e.g. 10 a 20 mpcd), como lo estudian actualmente algunos agentes, puede generar una corriente con contenido de CO₂ de hasta 2.5%⁵.

Cabe anotar que BP Exploration Company (Colombia) Ltd. solicitó a la Comisión modificar la tabla 7 del numeral 6.3 del RUT de tal forma que se aumente el contenido de CO₂ de 2% a 3.5% por volumen.

De acuerdo con lo anterior, se propone que bajo la condición de racionamiento programado, declarado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 18 1654 de 2009, el valor máximo de contenido de CO₂ sea de hasta 3.5% por volumen. Lo anterior será aplicable ante cualquier evento que afecte el contenido de CO₂ bajo la condición de racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009. Estos eventos pueden ser de dos clases: i) mantenimientos programados en las plantas de tratamiento existentes y; ii) inyección de nuevas corrientes de gas que no son sometidas a tratamiento pues aún no existe la respectiva infraestructura.

Cabe anotar que el gas natural del principal campo de abastecimiento de gas del país (i.e. campo mar adentro en la Guajira) tiene contenidos de CO₂ por debajo del límite máximo establecido en la tabla 7 del numeral 6.3 del RUT.

3.3 Costos asociados al mayor contenido de CO₂ durante condición de racionamiento programado

El mayor contenido de CO₂ en la corriente de gas natural disminuye el poder calorífico del gas que recibe el usuario y aumenta la posibilidad de corrosión en tuberías de acero.

1. Disminución del poder calorífico del gas que recibe el usuario

³ Amell A. et ál. (2006). "Efectos del cambio de composición química del gas natural sobre el comportamiento en turbinas a gas: Una aproximación al caso colombiano". Revista Energética 35 (2006) 23 -31. 2006 Universidad Nacional de Colombia - sede Medellín.

⁴ Comunicación E-2009-011313.

⁵ Comunicación E-2009-011369.

En general la disminución del poder calorífico no tiene efectos físicos prácticos perceptibles por parte de la mayoría de usuarios (e.g. residenciales).

En cuanto al costo del producto (i.e. gas) puede decirse que los remitentes, tales como distribuidores comercializadores, continúan pagando por la energía útil del gas, como lo hacen actualmente, ya que las transacciones del producto se hacen en unidades de energía. Los usuarios finales que tienen medida en volumen (e.g. m³), atendidos por distribuidores comercializadores, están sujetos a una corrección por poder calorífico a partir de las lecturas de sus medidores.

En cuanto a las actividades de transporte y distribución se puede esperar un leve aumento en costos para el usuario dado que la remuneración de estas actividades se hace en volumen (e.g. kpc en transporte y m³ en distribución). Es decir, al aumentar el contenido de CO₂ se aumenta el volumen transportado para tener la misma energía que se tenía sin aumentar el contenido de CO₂. Este mayor costo es facturado por los transportadores y distribuidores con base en las cantidades transportadas y los cargos regulados vigentes.

2. Aumento de niveles de corrosión en tuberías de acero

La combinación de CO₂ con otros elementos, entre ellos el agua, causa mayor corrosión en las tuberías de acero. La vida útil de los gasoductos se reduce si la corrosión no se controla adecuadamente. Este es un fenómeno real implica mayores costos para los transportadores en actividades como la operación y el mantenimiento. En este sentido el RUT permite comercializar gas natural por fuera de especificaciones siempre y cuando haya acuerdo entre el remitente y el transportador sobre el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de especificaciones.

De acuerdo con el mandato de la Resolución 18 2074 de 2009, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, durante el racionamiento programado, declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, la comercialización de gas por fuera de especificaciones no es opcional de los agentes. Es decir, para que sea posible la comercialización de gas en las condiciones previstas en dicha resolución, la misma no deberá depender del acuerdo entre remitentes y el transportador sobre el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de especificaciones.

De acuerdo con la información reportada a la Comisión, en la tabla 1 se indican los costos que han negociado los agentes.

Tabla 1. Costos unitarios de transportar gas con contenido de CO₂ superior a 2%

Gasoductos	Contenido de CO ₂	Costo variable (US\$/kpc)	Costo fijo (USD por mes)	Promedio (US\$/kpc)
Apiay y Ariari	2% a 3,5%	0,10	21.483	0,18
Apiay y Ariari	3,5% a 5,5%	0,17	21.483	
Cusiana – El Porvenir	hasta 3,5%	0,32	-	-
Cusiana – El Porvenir	hasta 2,5%	0,30	-	-

Fuentes: radicados E-2009-011313 y E-2009-011369.

Un agente anota que la tarifa unitaria del sobrecosto por transportar gas con alto contenido de CO₂ puede variar de acuerdo con: i) el volumen realmente transportado; ii) la concentración de CO₂ en el gas, iii) las características del gasoducto y; iv) el período considerado para el transporte, entre otras. De la información indicada en la anterior tabla se observa que:

- a) los mayores costos se presentan en el gasoducto Cusiana – El Porvenir. Este gasoducto lleva gas al interior y sur occidente del país a través de una red de más de 1.200 km. Los gasoductos de Apiay y Ariari tienen su área de influencia en el oriente del país con menos de 400 km de longitud. Puede decirse que la longitud es uno de los factores que más afecta el costo.
- b) el costo unitario aumenta en la medida en que aumenta la concentración de CO₂.

De acuerdo con lo anterior se puede establecer una aproximación general del costo en función de concentración de CO₂, y para rangos de longitudes como se indica en la tabla 2.

Tabla 2. Costos unitarios según concentración de CO₂ y rangos de longitud de gasoducto

Longitud de gasoducto (km) [1]	Contenido de CO ₂ = C	Costo (US\$/kpc)
0 – 500 km	2% a 3,5%	0,18
Más de 500 km	2% < C < 2,5%	0,30
	2,5% <= C <= 3,5%	0,32

Fuentes: radicados E-2009-011313 y E-2009-011369 y estimativos CREG.

[1] se refiere a la longitud del gasoducto que transporta el gas que tiene concentración de CO₂ superior a 2% por volumen.

Al tener en cuenta que, bajo la condición de racionamiento programado, los remitentes y el transportador no tienen opción frente a si reciben o no un gas por fuera de especificaciones, y al considerar que el contenido de CO₂ es un aspecto directamente relacionado con el productor, es adecuado que los costos que demande transportar gas con mayores contenidos de CO₂ hagan parte del precio del gas. Para ello el transportador y el productor deben establecer los costos según la longitud de gasoducto afectado y el grado de concentración de CO₂, que no podrán ser mayores a los indicados en la tabla 2 de este documento. El productor deberá incorporar estos costos en el precio del gas a los usuarios que reciben gas en el punto de entrada donde se inyecte el gas con mayor contenido de CO₂. El productor y el transportador harán un acuerdo para la transferencia de los recursos correspondientes.

Estas medidas están en concordancia con el hecho de que los campos de producción donde se hace tratamiento por CO₂ tienen precio libre, de tal forma que los productores pueden incorporar los mayores costos sin necesidad de adelantar expedientes tarifarios ante la CREG.

3. PROPUESTA A LA CREG

Con base en el anterior análisis se propone a la CREG someter a consulta, durante tres (3) días hábiles, la incorporación de las siguientes disposiciones en el numeral 6.3 del RUT, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007, las cuales serán aplicables únicamente durante el periodo de racionamiento programado declarado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 18 1654 de 2009:

1. Adoptar un valor máximo de contenido de CO₂ de 3,5% por volumen según los rangos indicados en la tabla 2 de este documento.
2. Exigir que el transportador y los remitentes deben recibir gas con contenido de CO₂ hasta 3,5% por volumen.
3. Asignar al precio del gas los costos que demande transportar gas con contenido de CO₂ de hasta 3,5% por volumen así:

El transportador y el productor deben establecer los costos según la longitud de gasoducto afectado y el grado de concentración de CO₂, que no podrán ser mayores a

Sesión No.431

los indicados en la tabla 2 de este documento. El productor deberá incorporar estos costos en el precio del gas a los usuarios que reciben gas en el punto de entrada donde de se inyecte el gas con contenido de CO₂ superior a 2% por volumen. El productor y el transportador harán un acuerdo para la transferencia de los recursos correspondientes.

