



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

# **COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

## **ANÁLISIS COMENTARIOS DE LA RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2019**

**DOCUMENTO CREG-149  
23 DE SEPTIEMBRE DE 2020**

## Contenido

1.	ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL .....	6
2.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	7
3.	OBJETIVOS .....	7
4.	ALTERNATIVA SELECCIONADA .....	7
5.	ANÁLISIS DE IMPACTOS .....	8
6.	CONSULTA PÚBLICA .....	8
6.1	Resumen de la propuesta consultada mediante la Resolución CREG 082 de 2019 .....	8
6.1.1	Mercado Primario .....	8
6.1.2	Mercado Secundario .....	12
6.1.3	En el rol del gestor del mercado:.....	13
6.2	Lista empresas que registraron comentarios .....	13
6.3	Principales temas comentados .....	14
6.3.1	Rondas Trimestrales para negociar oferta existente .....	15
6.3.2	Futuros .....	16
6.3.3	Swaps .....	16
6.3.4	Contrato con interrupciones .....	16
6.3.5	Úselo o véndalo de largo plazo .....	17
6.3.6	Úselo o véndalo de corto plazo .....	17
6.3.7	Precio acotado del mercado secundario .....	18
6.3.8	Compra de transporte por parte del productor .....	18
6.3.9	Reglamento de las Subastas .....	19
7.	PRINCIPALES AJUSTES A LA PROPUESTA.....	19
7.1	Capacidad temporal, CTEMP .....	19
7.2	Ampliaciones de capacidad .....	19
7.3	Futuros .....	19
7.4	Precio cargos en el mercado secundario.....	21
7.5	Precio de reserva del úselo o véndalo de corto plazo .....	21
7.6	Subastas del úselo o véndalo de corto plazo .....	21
7.7	Precio de los contratos diarios de ventas de transportador en el corto plazo .....	22
7.8	Periodo de transición para aplicación de las medidas .....	22
7.9	Separación de las resoluciones de las actividades de comercialización de suministro y capacidad de transporte en la Resolución CREG 114 de 2017 .....	23
8.	INDICADORES DE SEGUIMIENTO .....	23
9.	CONCLUSIONES .....	24
	ANEXO 1 - EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA .....	25
	ANEXO 2 - ANÁLISIS DE COMENTARIOS.....	30

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL Análisis comentarios de la Resolución Creg 082 De 2019

### 1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

Mediante Resolución CREG 082 de 2019 la Comisión sometió a consulta el proyecto de resolución “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural, y se ajustan disposiciones de la resolución CREG 114 de 2017”.

Esta propuesta regulatoria establece una serie de medidas en relación con la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural a efectos de que: i) se lleve a cabo su asignación de manera eficiente a nivel de precios y cantidades; ii) se elimine la falta de transparencia en la información relacionada con la disponibilidad y acceso de la capacidad de transporte existente, como aquella que se deriven de expansiones a través de mecanismos de mercados o esquemas centralizados; y iii) se incorporen mecanismos de asignación más ágiles y eficientes que respondan a las necesidades del mercado.

Lo anterior se motivó en la necesidad de adoptar reglas asociadas a la comercialización de la capacidad de transporte en el mercado primario tendientes a: i) hacer más transparente los mecanismos de asignación de capacidad de transporte; ii) agilizar las asignaciones de capacidad de transporte cuando el total de solicitudes supere la capacidad disponible del sistema; y iii) fijar los mecanismos para asignar la capacidad de transporte resultante de la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, lo cual incluye proyectos IPAT y otros del plan de gas.

Así mismo, en el caso del mercado secundario de capacidad de transporte se observó la necesidad de ajustar reglas vigentes e introducir nuevas tendientes a: i) mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte; e ii) incentivar la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado secundario.

El presente documento se organiza de la siguiente manera: en los numerales 2, 3, 4 y 5 está la definición del problema, los objetivos, las alternativas y el impacto de los análisis de impacto normativo que la CREG hizo y que justificaron la expedición de la resolución CREG 082 de 2019. En el numeral 6 se indica que teniendo en cuenta la alternativa dos se desarrolló la consulta y se presenta un resumen de la propuesta, el listado de las empresas que hicieron comentarios y los principales temas comentados. En el numeral 7 se exponen los principales ajustes a la propuesta que se consultó, en el numeral 8 un indicador de seguimiento, para el análisis expost de la intervención, y en el numeral 9, las conclusiones.

Por otra parte, en el ANEXO 1 se presenta el diligenciamiento del cuestionario de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia del acto administrativo. En esta sección están las respuestas de la CREG a las observaciones que hizo la Superintendencia de Industria y Comercio. En el ANEXO 2 - ANÁLISIS DE COMENTARIOS se presenta en detalle la respuesta a los principales comentarios que se registraron en la CREG en el periodo de consulta, agrupados por artículos.

D-149-2020 COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

## 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Se está presentando una asignación ineficiente de la capacidad de transporte de gas natural originada por la falta de información, la ausencia de mecanismos de asignación claros y la no disponibilidad en el mercado de la capacidad de transporte no utilizada en los contratos vigentes, lo cual ocasiona restricciones en el acceso a las capacidades disponibles de transporte y distorsiones en los precios en el mercado.

## 3. OBJETIVOS

### Objetivo general

Implementar un esquema de comercialización de capacidad de transporte que permita una asignación eficiente y oportuna de la capacidad, así como contribuir a la formación eficiente de precios en el mercado secundario.

### Objetivos específicos

- Mejorar la disponibilidad y calidad de la información
- Hacer visible la información de Capacidad Disponible Primaria, CDP, para todos los participantes del mercado
- Contar con un mecanismo de asignación ordenado y transparente
- Fijar reglas para asignar capacidad bajo congestión de manera ágil
- Fijar reglas para asignaciones transparentes de capacidad futura, i.e. contratos futuros
- Contribuir a coordinar contratación de suministro y de transporte

## 4. ALTERNATIVA SELECCIONADA

En la Resolución CREG 082 de 2019, como consecuencia del análisis de impacto normativo se encontró que la alternativa más conveniente era las dos; sobre ella se hizo el desarrollo de la regulación propuesta.

Teniendo en cuenta que la alternativa seleccionada para la regulación de este tema fue la alternativa dos y que luego de recibidos los comentarios junto con los análisis de la Comisión se hicieron unos ajustes a esta alternativa en los temas de cargos máximos, negociación de futuros, periodo de transición mientras dura la implementación y la separación en dos resoluciones para la comercialización del suministro y del transporte.

En síntesis, esta alternativa que se planteó en el Documento CREG 050 de 2019 consistió en organizar todo el proceso de asignación de la capacidad de transporte de gas natural, tanto en el mercado primario como en el secundario, de manera que la información fuera más visible y la asignación más transparente para todos los participantes. Esto es, para vendedores, compradores, autoridades y terceras partes interesadas. Adicionalmente, las disposiciones regulatorias que se consultaron estuvieron encaminadas para evitar las posibles prácticas que tienen por objeto o efecto el acaparamiento de la capacidad de transporte para impedir la competencia por el mercado de usuarios finales.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

## 5. ANÁLISIS DE IMPACTOS

El beneficio real que permite la alternativa seleccionada es que el usuario final tenga la oportunidad de tener precios eficientes cuando utilice el servicio de transporte del gas que necesita. Al tener un proceso de asignación de capacidad eficiente, transparente y competitivo se logra que el suministro de gas pueda ser puesto en el mercado en condiciones de mayor competencia, y por lo tanto, de precio.

La implementación de esta medida puede implicar algunos costos no relevantes a los transportadores, los remitentes y el gestor del mercado en la adecuación de sus sistemas de información para reportar y publicar información. Sin embargo, los beneficios que se esperan obtener justifican la medida para todos los agentes y los usuarios.

## 6. CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta la alternativa dos, mediante la Resolución CREG 082 de 2019 se ordenó hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural, y se ajustan disposiciones de la resolución CREG 114 de 2017”.

### 6.1 Resumen de la propuesta consultada mediante la Resolución CREG 082 de 2019

En resumen, la propuesta consignada en la Resolución CREG 082 de 2019 contenía lo siguiente:

#### 6.1.1 Mercado Primario

##### 6.1.1.1 Modalidades de contratos y requisitos mínimos

- i. Contrato de transporte firme
- ii. Contrato de transporte con firmeza condicionada
- iii. Contrato de opción de compra de transporte
- iv. Contrato de transporte de contingencia
- v. Contrato con interrupciones
- vi. Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales

Este último contrato tendría el perfil variable por trimestres y por lo tanto las capacidades contratadas pueden cambiar de un trimestre a otro, pero dentro de cada trimestre definido las cantidades contratadas no deben cambiar.

##### 6.1.1.2 Vendedores y compradores de capacidad de transporte

Los vendedores son únicamente los transportadores

Los compradores son:

- Los comercializadores

- Los usuarios no regulados. Los productores o los productores-comercializadores pueden comprar como usuario no regulado únicamente cuando se trate de capacidad de transporte exclusivamente para su gas de consumo propio.
- Los productores-comercializadores únicamente cuando se trate de ampliaciones de capacidad de transporte requeridas por el productor-comercializador para poner nuevo gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible.

### 6.1.1.3 Procedimientos para comercializar CDP

A continuación, se muestran los mecanismos para comercializar la CDP, quiénes comercializan la capacidad y la magnitud estimada que se espera comercializar en cada mecanismo.

**Ilustración 1. Responsable de la comercialización o asignación de capacidad disponible primaria**



Los mecanismos de comercialización propuestos son: negociaciones bilaterales cuando la demanda de capacidad es inferior a la CDP, y subasta cuando la demanda supera la CDP<sup>1</sup>.

### 6.1.1.4 Procedimientos para comercializar CDP asociada a infraestructura del transportador incumbente y proyectos de IPAT

La propuesta planteó realizar negociaciones de CDP por tramos o grupos de gasoductos cada tres meses con base en información disponible, publicada por el gestor, para todos los participantes del mercado.

#### Trimestres estándar

Los trimestres para las negociaciones se establecen de tal manera que empalmen con el año de gas, del 1 diciembre al 30 de noviembre del año siguiente como sigue: dic-enero-febrero, marzo-abril-mayo, junio-julio-agosto, septiembre-octubre-noviembre.

<sup>1</sup> El mecanismo de asignación en congestiones es materia de otra disposición, tal como se anunció en la Resolución CREG 082 de 2019.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

## Duración de contratos

Tendrán la duración que acuerden las partes con sujeción a lo siguiente:

- Fecha de inicio del servicio de transporte: primer día de cualquiera de los 5 trimestres estándar siguientes al trimestre en que se celebre el contrato.
- Fecha de terminación del servicio de transporte: el último día de un trimestre estándar.
- Duración mínima: un trimestre estándar.

## Futuros

Transacción de contratos de transporte de capacidad firme con fecha de inicio del servicio no más allá de un año contado a partir del primer día del trimestre estándar siguiente al trimestre en que se celebre el contrato<sup>2</sup>. Sin embargo, los contratos sobre CDP asociada a expansiones de capacidad de transporte tendrán la duración que acuerden las partes con sujeción a lo siguiente:

- Fecha de inicio del servicio de transporte: primer día de cualquier trimestre estándar.
- Fecha de terminación del servicio de transporte: último día de un trimestre estándar.
- Duración mínima: un trimestre estándar.

## Negociación o asignación de CDP

### • Caso 1: Capacidad solicitada menor que la CDP

El transportador y los remitentes negocian la CDP de manera bilateral en las modalidades de contratos establecidas por la Comisión. Los precios se determinan conforme a lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

### • Caso 2: Capacidad solicitada para primer año supera la CDP

El transportador asigna mediante subasta la CDP del primer año y negocia bilateralmente con los remitentes la CDP para el período en el que la capacidad solicitada es menor o igual que la CDP. En la negociación bilateral los precios se determinan conforme a lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Cuando se apliquen subastas en tramos o grupos de gasoductos donde haya proyectos de IPAT, los beneficiarios de los proyectos de IPAT tendrán prioridad en la asignación de la CDP<sup>3</sup>.

### • Caso 3: Capacidad solicitada supera la CDP en años futuros<sup>4</sup>

El transportador negocia bilateralmente con los remitentes la CDP para el período en el que la capacidad solicitada es menor o igual que la CDP. En esta negociación los precios se determinan

<sup>2</sup> Esta disposición se ajustó. Ver numeral 7.3.

<sup>3</sup> Esta disposición se eliminó y se anunció que en la resolución que sale a consulta con el mecanismo de asignación cuando hay congestiones se expone en detalle el proceso que debe seguirse.

<sup>4</sup> Esta disposición se ajustó. Ver numeral 7.2

conforme a lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Para el año o años en los que la capacidad solicitada supere la CDP, el transportador abrirá un proceso de *open season* tendiente a determinar la necesidad de expansión de su sistema de transporte para atender la capacidad solicitada en esos años. En el proceso de *open season* los precios se determinan conforme a lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

- **Caso 4: Capacidad solicitada supera la CDP en el primer año y en años futuros**

El transportador aplica las reglas descritas en los casos anteriores, así:

- i. Subastas para primer año en el que la CDP es inferior a las solicitudes de capacidad.
- ii. Negociación bilateral para la CDP de los años 2 y 3.
- iii. Proceso *open season* para la CDP del año 4.

En todos los casos la CDP que no se negocie, o se asigne mediante subastas, estará disponible para que el transportador la comercialice diariamente mediante contratos firmes, diarios, a precio libre publicado previamente en el BEO<sup>5</sup>. Los ingresos generados por la comercialización de este producto por parte del transportador corresponderán a los ingresos de corto plazo del transportador.

### **Registro de contratos**

Los contratos resultantes de negociaciones bilaterales y de subastas se deberán registrar ante el gestor del mercado a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria. Así mismo, los contratos de ampliación se deberán registrar en el gestor.

#### **6.1.1.5 Procedimientos para asignar CDP asociada a proyectos del plan de abastecimiento de gas natural distintos de IPATs**

Se propuso que la CDP de los proyectos “PAG no embebidos” la asigne el gestor del mercado mediante el contrato firme de capacidades trimestrales<sup>6</sup>.

#### **6.1.1.6 Negociación de contratos de transporte con interrupciones**

Los contratos con interrupciones los podrán negociar directamente los transportadores con los remitentes. En estas negociaciones se deberá observar lo siguiente:

- Período de la negociación: En cualquier momento dentro del trimestre estándar en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.
- Duración del contrato: La duración que acuerden las partes y como máximo un trimestre estándar.

<sup>5</sup> Boletín Electrónico de Operaciones.

<sup>6</sup> El detalle que se consultó en la Resolución CREG 082 de 2019 se eliminó y se anuncia que el paso a paso de la asignación es objeto de la regulación que se someterá a consulta.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

- Inicio del contrato: En cualquier momento dentro del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.
- Terminación del contrato: Último día del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.
- Cargos: Cargos regulados adoptados por la CREG para los tramos o grupos de gasoductos involucrados en el contrato, correspondientes a la pareja 100% variable que remunera inversión<sup>7</sup>.

## 6.1.2 Mercado Secundario

### 6.1.2.1 Modalidades de contratos y requisitos mínimos

- i. Contrato de transporte firme
- ii. Contrato de transporte con firmeza condicionada
- iii. Contrato de opción de compra de transporte
- iv. Contrato de transporte de contingencia
- v. Contrato de transporte con interrupciones.

### 6.1.2.2 Vendedores y compradores de capacidad de transporte

Se mantiene la disposición mediante la cual los comercializadores, y los usuarios no regulados a través del gestor del mercado en los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo, son los únicos participantes del mercado que podrán vender o comprar capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. En tanto que los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar o vender capacidad de transporte de manera bilateral (directa) en el mercado secundario.

### 6.1.2.3 Procedimientos para comercializar capacidad de transporte

Los mecanismos de negociación continuarán siendo las Negociaciones bilaterales y los dos esquemas de cierre úselo o véndalo de corto y de largo plazo.

### 6.1.2.4 Proceso de negociación bilateral

- El precio máximo para las capacidades firmes contratadas en las negociaciones directas será el 110% de la pareja de cargos 100% fijo – 0% variable aprobada por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad<sup>8</sup>.
- El precio máximo para las capacidades contratadas mediante contratos con interrupciones en las negociaciones directas será el correspondiente a la pareja de cargos 0% fijo – 100% variable aprobada por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad.

<sup>7</sup> Esta disposición se ajustó precisando que incluye el cargo de AOM.

<sup>8</sup> Esta disposición se ajustó. Ver numeral 7.4

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

### 6.1.2.5 Proceso de úselo o véndalo de largo plazo

- En el caso del proceso de úselo o véndalo de largo plazo eliminar los *swaps* para el cálculo de la capacidad excedentaria, y reducir al 1% el incremento en la proyección de la cantidad de energía demandada frente a la que se tiene respaldada con contratos de suministro.

### 6.1.2.6 Proceso de úselo o véndalo de corto plazo

- El establecimiento de un contrato marco
- El establecimiento de un mecanismo de pago del contrato, mediante transferencia electrónica que sea más sencillo al esquema de prepagado vigente.
- Reducción en 15 minutos el tiempo de que dispone el gestor para realizar la subasta de sobre cerrado (actualmente dispone de 25 minutos) de tal manera que disponga de 10 minutos que es un tiempo adecuado para aplicar el algoritmo de la subasta. Los 15 minutos de reducción corren el inicio del proceso de subasta de transporte lo cual da tiempo para que los agentes observen los resultados de la subasta de suministro<sup>9</sup>.

### 6.1.3 En el rol del gestor del mercado:

- Toda la información centralizada en el Boletín Económico Central, BEC.
- En las asignaciones de las capacidades de los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural que no son proyectos IPAT (i.e. embebidos como compresores y *loops*) las asignaciones las realiza el gestor con las reglas que establece el regulador.

## 6.2 Lista empresas que registraron comentarios

Durante el periodo de consulta las siguientes empresas realizaron comentarios:

#	Radicado	Comentario de:
1	E-2019-009538	GNI GAS NATURAL INDUSTRIAL DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
2	E-2019-009607	MC2 S.A.S. E.S.P.
3	E-2019-0009903	ISAGEN S.A. E.S.P.
4	E-2019-009922	DINAGAS S.A. E.S.P.
5	E-2019-009972	MC2 S.A.S. E.S.P.
6	E-2019-009978	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
7	E-2019-009981	ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS GENERADORAS - ANDEG
8	E-2019-009991	ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO
9	E-2019-009993	EFIGAS S.A. E.S.P.
10	E-2019-009997	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. - EEPD DE MEDELLIN
11	E-2019-009998	ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.
12	E-2019-010000	ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.
13	E-2019-010001	ASOCIACION COLOMBIANA DE GAS NATURAL – NATURGAS
14	E-2019-010002	ASOCIACION COLOMBIANA DE PETROLEO

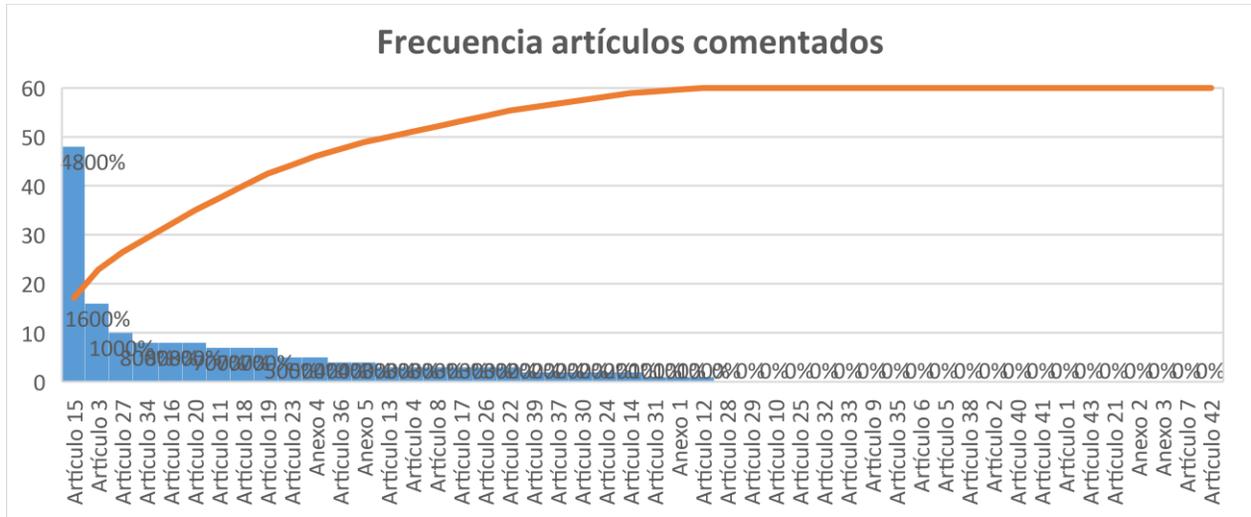
<sup>9</sup> Esta disposición se ajustó. Ver sección 7.6

#	Radicado	Comentario de:
15	E-2019-010003	EMGESA S.A. E.S.P.
16	E-2019-010004	GASES DE OCCIDENTE S.A E.S.P.
17	E-2019-010007	LLANOGAS S.A. E.S.P.
18	E-2019-010009	BMC BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA
19	E-2019-010010	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P. - SURTIGAS S.A. E.S.P.
20	E-2019-010013	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A E.S.P. TGI S.A. E.S.P.
21	E-2019-010016	MANSAROVAR ENERGY
22	E-2019-010022	PROMIGAS S.A. E.S.P.
23	E-2019-010023	ASOCIACION NACIONAL DE INDUSTRIALES – ANDI
24	E-2019-010025	ASOCIACION COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES COMERCIALES - ASOENERGIA
25	E-2019-010027	GRUPO VANTI
26	E-2019-010028	ASOCIACION COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELECTRICA -ACOLGEN
27	E-2019-010031	HEMBERTH SUAREZ LOZANO
28	E-2019-010035	CORPORACION EFINETICO
29	E-2019-010036	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - GECELCA S.A. E.S.P.
30	E-2019-010038	EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS – ECOPETROL
31	E-2019-010039	EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS – ECOPETROL
32	E-2019-010040	FERRO COLOMBIA S.A.S.
33	E-2019-010044	BMC BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA
34	E-2019-010055	POSTOBON S.A.
35	E-2019-010071	GRUPO VANTI
36	E-2019-010075	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A E.S.P. TGI S.A. E.S.P.
37	E-2019-010285	PROMIGAS S.A. E.S.P.
38	E-2019-010325	CRISTALERIA PELDAR S.A.
39	E-2019-010789	ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO

### 6.3 Principales temas comentados

De la propuesta se recibieron un gran número de comentarios los cuales han sido atendidos uno por uno. En este numeral se resumen los principales temas comentados y la forma que fueron respondidos de forma general. No obstante, la descripción de cada uno de ellos, así como sus respuestas, se pueden detallar en el ANEXO 2 - ANÁLISIS DE COMENTARIOS de este documento.

En el siguiente gráfico se presenta la frecuencia de los artículos comentados de la Resolución CREG 082 de 2019.



Los principales temas comentados se han agrupado en aspectos del mercado primario, mercado secundario y otros.

Para el Mercado primario: (i) Rondas trimestrales para negociar oferta existente, (ii) futuros, (iii) swaps, (iv) contrato con interrupciones; Para el mercado secundario (v) úselo o véndalo de largo plazo, (vi) úselo o véndalo de corto plazo, (vii) precio acotado en mercado secundario y para Otros temas (viii) compra de transporte por parte del productor – comercializador y (ix) reglamento de la subasta.

A continuación, se resumen los principales comentarios.

### 6.3.1 Rondas Trimestrales para negociar oferta existente

En relación con este tema de las rondas trimestrales en general los agentes solicitan:

- Indicar la justificación para que el periodo de negociación corresponda a trimestres
- Hacer que estos periodos sean coordinados con los de suministro
- Tener en cuenta que las necesidades del mercado muchas veces son menores a los tres meses

Al respecto, la Comisión aclara que es necesario definir periodos de negociación para la capacidad de transporte que permitan tener la información disponible para el mercado, en tal sentido el periodo trimestral tiene en cuenta el tiempo mínimo para que los agentes dispongan de la información, hagan la negociación y el trámite del registro de los contratos de capacidad de transporte que se negocian de forma bilateral. Así mismo, el contrato trimestral es flexible y no riñe con el año de gas (i.e. 1 diciembre a 30 de noviembre)

De otro lado y en relación con las necesidades del mercado menores a un trimestre, estas siempre podrán ser atendidas con contratos con interrupción y contratos diarios con el transportador.

Por lo anterior se considera apropiado mantener la señal de negociaciones trimestrales.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

### 6.3.2 Futuros

Sobre la disposición relacionada con el acotamiento en el tiempo de los futuros, la industria recalca que con la propuesta realizada en la Resolución CREG 082 de 2019 se organiza el mercado y por lo tanto ya no sería necesario restringir los futuros de contratos de capacidad de transporte de gas.

Con respecto a este comentario, la Comisión ha realizado un ajuste a la propuesta donde se permite la suscripción de contratos cuya fecha de inicio del servicio sea una fecha futura, es decir, cuya fecha de inicio del servicio sea como máximo el último trimestre del año 2025.

### 6.3.3 Swaps

Con respecto a los swaps las empresas en sus comentarios solicitan incluirlos como modalidad contractual y sin respaldo físico. Así mismo, se pide que se tengan en cuenta en el cálculo de la capacidad excedentaria.

Sobre este aspecto se han identificado la existencia de swaps contractuales (intercambio de gases) y swaps operativos, estos últimos aplicados por el transportador y los cuales cuentan con respaldo físico. No obstante, la regulación no tiene previsto la figura del swap contractual y la Resolución CREG 114 de 2017 que considera las modalidades de contratos de suministro y transporte, no incluye la modalidad de swaps.

Ahora bien, es claro que para el periodo antes de la Resolución CREG 089 de 2013 se conoce la existencia de contratos de suministro con la figura de “intercambio de gases”.

De acuerdo con lo anterior, la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 082 de 2019 hace referencia a no considerar en el cálculo de la capacidad excedentaria la figura de swaps contractuales por parte del gestor del mercado, esto teniendo en cuenta que esta figura no incentiva el uso y la asignación eficiente de la capacidad en el mercado secundario en el UVLP y que existen mecanismos idóneos para atender estas necesidades como los previstos en el mercado secundario.

Con respecto a la solicitud de tener en cuenta las capacidades de swaps dentro del cálculo de la capacidad excedentaria, se considera que estas no se deben incluir dado que no están contempladas dentro de un contrato reconocido entre las modalidades contractuales establecidos en la Resolución CREG 114 de 2017.

### 6.3.4 Contrato con interrupciones

Al respecto se pregunta cuáles son las motivaciones para regular el precio para estos contratos. Así mismo, algunos agentes solicitan que se permita vender contratos con interrupciones por encima de la CMMP.

Al respecto, se señala que la consideración que tiene la CREG para regular el precio de estos contratos es evitar ineficiencias en la formación del precio en el mercado primario y secundario, teniendo en cuenta que se trata de un monopolio natural donde existen cargos regulados en el mercado primario, por lo cual no tiene sentido en el mercado secundario permitir la especulación. El precio que se propuso es fijo 0% y variable 100% lo que permite remunerar este tipo de contratos en igualdad de condiciones que las demás modalidades contractuales.

Esta figura del contrato con interrupciones está dirigida para contratar capacidades en firme que no se asignen en los periodos trimestrales.

Es claro que cuando el transportador vende un contrato con interrupciones debe tener la capacidad disponible primaria para poderlo ofrecer. Con la propuesta de los trimestrales, al final de cada periodo las capacidades que se hayan vendido como interrumpibles podrán ofrecerse en el nuevo periodo como firmes.

Ahora bien, en ninguna modalidad contractual está permitida la venta por encima de la CMMP, lo cual aplica en este tipo de contrato. Se recuerda que la metodología de transporte siempre ha considerado que se debe tener respaldo físico para todos los tipos de contratos, incluido el de interrupciones, considerando que este es un mercado físico y no financiero.

### 6.3.5 Úselo o véndalo de largo plazo

Para el tema del úselo o véndalo de largo plazo se solicita mantener la posibilidad de comprar capacidad de transporte de 1,2 veces por encima de la contratación de suministro con el fin de respaldar demanda regulada y no regulada.

También se pide que en este mecanismo para el cálculo de la capacidad excedentaria se utilice un perfil diario de demanda y de picos de consumo y que se consideren los swaps.

Al respecto, la CREG considera que el 1% de la capacidad de transporte sobre la energía respaldada en contratos de suministro es suficiente y permite que se encuentre disponibilidad de esta capacidad para quien la necesite. En consecuencia, se considera necesario impedir que se retenga capacidad especulativamente.

En relación con el cálculo de la capacidad excedentaria, se señala que la contratación de capacidad de transporte debería estar alineada con la de suministro, por lo tanto, la diferencia de un porcentaje del 20% entre suministro y transporte puede llevar a que quede capacidad sin utilizar.

De otro lado, solo se debe incluir para este cálculo la modalidad de contratos establecidos en la Resolución CREG 114 de 2017 y por lo tanto no se consideran los swaps como ya se explicó.

### 6.3.6 Úselo o véndalo de corto plazo

El comentario sobre la propuesta en este mecanismo se relaciona con el margen del 20% del precio definido el cual no permite recuperar todos los costos en que incurre el vendedor.

También para el úselo o véndalo de corto plazo, los agentes solicitan revisar los productos de la subasta de corto plazo a fin de que se comercialice por tramos y no por rutas, dado que esto optimiza el uso de la infraestructura. Adicionalmente también solicita se cambie la regla de lo no nominado por lo no autorizado.

Sobre estos comentarios sea lo primero señalar que el costo de oportunidad para quien tiene los derechos es cero y en ese sentido se mantiene la señal de precio de reserva como el 20% variable. Sin embargo, del análisis de los impuestos de transporte y de cuota de fomento derivó en realizar un ajuste a este precio de reserva.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

En relación con los tramos y las rutas, la Comisión considera válido el comentario y hace un ajuste a la propuesta el cual se describe en el numeral 7 de este documento.

### 6.3.7 Precio acotado del mercado secundario

Frente a la propuesta de acotamiento del precio de los contratos de capacidad en el secundario, algunos agentes señalaron que limitar a 1,1 veces el precio del cargo en el secundario no permite recuperar el costo asociado a los riesgos adquiridos cuando compraron la capacidad en el mercado primario, circunstancia en la cual los precios de los cargos en el secundario eran libres, y en contraposición, otros agentes critican el factor de 1,1 veces el precio del cargo del primario argumentando que es muy alto y permite continuar con la práctica de comprar capacidad de transporte para su reventa en el mercado secundario.

En las evaluaciones hechas por la Comisión se encontró necesario desincentivar el negocio de comprar capacidad con el objetivo único de reventa en el mercado secundario o la retención de capacidad con el objetivo de mantener cautivos usuarios finales. A partir de estos análisis se concluyó prudente la siguiente señal: los precios de los cargos de capacidad de transporte en el mercado secundario son los mismos del primario. Es claro que a partir de esta disposición los agentes cuando vendan capacidad de transporte en el mercado secundario asumirán una pérdida por los costos transaccionales de comprar en el primario y revender en el secundario.

### 6.3.8 Compra de transporte por parte del productor

El comentario al respecto es que se limita la participación de productores – comercializadores en el mercado primario poniéndolos en desventaja comercial frente a los comercializadores. Adicionalmente, se señala que se limita su participación en el mercado secundario sin que exista explicación.

Al respecto la Comisión aclara que la disposición se toma dado que la compra de transporte por parte del productor – comercializador puede generar bloqueos o limitaciones en el mercado de suministro. Esto ocurre cuando en la misma zona geográfica hay más de un productor y el incentivo que cada uno tiene para poner su gas a la demanda final es comprar la capacidad de transporte, impidiendo la competencia.

Por supuesto, tal como se consultó, en la anterior disposición si el productor comercializador requiere comprar capacidad de transporte de forma directa para su propio consumo lo puede hacer sin ningún inconveniente como un usuario no regulado en el mercado primario.

Sobre la restricción en el mercado secundario, se considera que los productores comercializadores no compran capacidad de transporte para la atención del servicio público domiciliario, por lo tanto, deben limitarse a comercializar el gas en la fuente de suministro.

Adicionalmente en el caso de requerirse los productores - comercializadores tienen mecanismos para poner el gas en el SNT (gasoducto de conexión, 'open season' y/o ampliaciones privadas de red existente). Esta circunstancia lo diferencia de la gestión de intermediación que realiza un comercializador para la atención de demanda.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

### 6.3.9 Reglamento de las Subastas

Las empresas recalcan que el reglamento de la subasta se encuentra pendiente y no se debe expedir la resolución definitiva de comercialización de transporte hasta que se haga público el reglamento de subasta.

Por tanto, previa la expedición de la eventual resolución definitiva en materia de comercialización de capacidad de transporte de gas natural, es necesario conocer las reglas de estas subastas y el destino de los recursos mencionados en el artículo en comento.

Al respecto se indica que en resolución aparte se definirán las siguientes reglas del mecanismo de asignación y esta se publicará para comentarios de manera paralela con estas disposiciones.

## 7. PRINCIPALES AJUSTES A LA PROPUESTA

En esta sección se ilustran los principales ajustes a la propuesta que se consultó con la Resolución REG 082 de 2019.

### 7.1 Capacidad temporal, CTEMP

Se ajusta definición y proceso de comercialización de la Capacidad Temporal, CTEMP, de tal manera que sea diaria y no trimestral. Sobre esta los transportadores deberán reportar esta información al gestor y su forma de comercialización será a través de contratos diarios.

### 7.2 Ampliaciones de capacidad

En consideración a que las ampliaciones de capacidad toman más de un año para su puesta en operación, se hizo un ajuste en la resolución para que dichos procesos se refieran a las ampliaciones de tres (3) años en adelante, conforme al procedimiento que se describe en el artículo 18 de la resolución que se soporta mediante el presente documento.

### 7.3 Futuros

Con respecto a los futuros se ajusta lo siguiente:

- Los periodos de negociación corresponden a trimestres y los contratos que se deriven de dicha negociación pueden iniciar en cualquier momento a partir del siguiente trimestre y por el horizonte de tiempo que acuerden las partes, con las siguientes dos disposiciones: (i) la fecha de ejecución del servicio debe ocurrir en cualquier momento hasta el último trimestre del año de gas de 2025, y (ii) todos los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.

Lo anterior se encuentra en el artículo 16. Adicionalmente, es pertinente mencionar que en materia de la duración de los contratos del mercado secundario (artículo 24) las disposiciones contenidas en el artículo 16 también le aplican, de acuerdo con el ajuste que se le hizo al texto consultado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

- Por otra parte, es preciso mencionar que en el análisis de los futuros (i.e. entendidos como contratos que se registran en el trimestre de negociación y que tienen una ejecución de prestación del servicio en una fecha futura, por ejemplo en tres años), en aras de alinear las señales para que quien compra la capacidad de transporte realmente tenga una necesidad, en la resolución se realiza un ajuste para que ocurra lo siguiente: si seis (6) meses antes del inicio de la ejecución del servicio el dueño de los derechos de la capacidad no cuenta con demanda final, de manera obligatoria, deberá poner esa capacidad en el BEC para que cualquier remitente pueda solicitar interés por esa capacidad. Esta disposición está alineada con la solicitud en la resolución de que la capacidad que se transa en el mercado secundario en contratos de más de una semana debe ser puesta en el BEC.

Este procedimiento se puede observar en la siguiente ilustración:

**Ilustración 2**



Ahora bien, en consideración a que es posible que el agente dueño de los derechos de capacidad no haya cerrado contrataciones con los usuarios finales o tenga capacidad excedentaria (i.e. suministro o demanda de sus clientes menos derechos de capacidad de transporte), la Comisión encontró conveniente permitir un margen del 3% sobre la obligación de poner en el BEC la capacidad que tiene ese agente en el BEC. Se estima que este margen es suficiente para que el agente pueda gestionar con sus clientes la atención del servicio.

En conclusión, (i) la disposición de acotar los precios de los cargos en el secundario, y (ii) la que se describe en este numeral, están encaminadas a que los agentes compren solo la capacidad de transporte que requieren, según la atención de los usuarios finales. La Comisión espera que este diseño permitirá una mayor competencia por la atención de los usuarios finales.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

### 7.4 Precio cargos en el mercado secundario

Del análisis interno de la Comisión se consideró necesario desincentivar la práctica de compra de capacidad de transporte para su reventa a precios mayores a los regulados. Por esta razón, en la propuesta se ajusta la señal para que los precios en el mercado regulado sean los mismos precios del primario.

La Comisión considera que de esta manera se evita la práctica de algunos agentes de buscar mayores precios en el secundario sobre un producto que es un monopolio natural y que en consecuencia el regulado fija unos cargos. Si la capacidad de transporte fuera un bien en competencia está bien que los precios en el secundario fueran libres.

### 7.5 Precio de reserva del úselo o véndalo de corto plazo

Para este precio se hizo un análisis general de los impuestos de transporte y de cuota de fomento y se ajusta de tal manera que el precio de reserva se construya así:

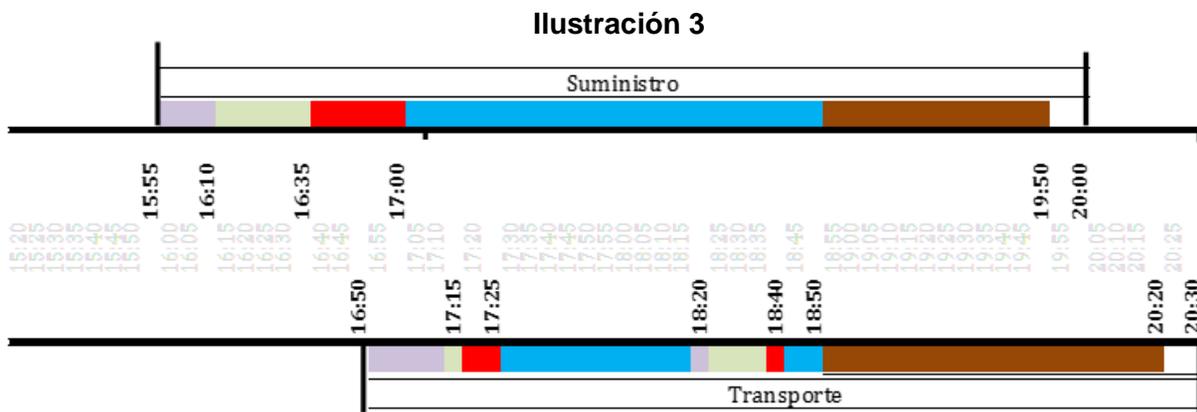
$$\text{Precio de Reserva} = 1,1 \times \text{parte variable de la pareja 80 Fijo y 20 Variable}$$

Por otra parte, en el texto también se aclara que cuando hubiere el pago de estampillas en la construcción del precio de reserva el gestor también incluirá esa información.

### 7.6 Subastas del úselo o véndalo de corto plazo

En aras de la utilización de la optimización de la utilización de la capacidad de transporte se ajusta en la subasta para que sean dos etapas la primera para que sea por rutas y la segunda por tramos.

Así mismo, se ajusta el proceso para que se tome en la segunda subasta (por tramos) lo no nominado por el dueño de los derechos de capacidad, lo no adjudicado en la primera subasta y lo no autorizado por el transportador, incluyendo tramos no nominados cuando hay desvíos. Tal y como se explica en la siguiente ilustración.



Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

### 7.7 Precio de los contratos diarios de ventas de transportador en el corto plazo

Del análisis del comentario y comprendiendo que la actividad del transporte de gas natural tiene características monopolísticas se ajustó la disposición del valor de los cargos a la pareja 100% variable que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM. Este ajuste está en línea con los ajustes que en la propuesta contenida en la Resolución CREG 082 de 2019 se consultó sobre (i) los cargos en el mercado secundario, y (ii) los cargos de los contratos con interrupciones.

Es importante resaltar que quien tiene acceso a los contratos diarios es aquel remitente que ya tiene un contrato de transporte de gas con el transportador y que por circunstancias puntuales requiere en el corto plazo de una mayor capacidad de transporte. Si el transportador la tiene, se la puede ofrecer a través de contratos diarios.

Adicionalmente, es oportuno señalar que no se encontró justificación económica en la observación de los diferentes precios que cada transportador pone a la contratación de corto plazo. En general los precios son bastante superiores a los cargos regulados y la Comisión comprende que esa práctica la adoptan los transportadores para incentivar la contratación de largo plazo y no que los remitentes todos los días hagan contratos. Sin embargo, la Comisión considera que el incentivo de los remitentes es a cubrir sus necesidades con visión de mediano y largo plazo porque irse al corto plazo tiene el riesgo de que en algún momento el transportador no tenga CDP.

### 7.8 Periodo de transición para aplicación de las medidas

El gestor del mercado seleccionado mediante la Resolución CREG 038 de 2020 deberá desarrollar todas las disposiciones que tiene a su cargo en la resolución que se soporta mediante el presente documento. El plazo para su implementación empezará a correr desde la entrada en vigencia de la presente resolución y como fecha máxima el 5 de enero de 2021.

**Ilustración 4 Fechas del Periodo de transición**



Lo anterior quiere decir que el gestor del mercado contará con un tiempo prudencial desde la entrada en vigencia de la resolución y como máximo el 5 de enero de 2021 para adecuar e implementar las disposiciones a que tengan lugar para la aplicación de la regulación que se soporta mediante el presente escrito. Hasta tanto, las disposiciones de la Resoluciones CREG

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

114 de 2017 seguirán rigiendo en el mercado para la comercialización de capacidad de transporte y sólo en la fecha en que se implementen las disposiciones antes señaladas, se entenderá derogadas las disposiciones que se describen en el artículo 40 de la resolución.

## 7.9 Separación de las resoluciones de las actividades de comercialización de suministro y capacidad de transporte en la Resolución CREG 114 de 2017

La Resolución CREG 114 de 2017 (modificada mediante las resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019), contiene disposiciones de suministro y transporte de gas natural en Colombia.

Para lograr lo anterior, la Comisión señaló los ajustes a la Resolución CREG 114 de 2017 mediante un capítulo en la propuesta resaltando en verde y tachado los apartes que debían ser modificados o eliminados para coherencia de las disposiciones<sup>10</sup>, toda vez que muchas de las disposiciones descritas en la resolución CREG114 de 2017 se consideraron tanto para suministro como para transporte.

Para la definición de las reglas de comercialización de capacidad de transporte, la Comisión analizó las diferentes alternativas para separar las actividades y coherencia de las disposiciones que se emitirían. En este sentido, tomando como elemento esencial la transparencia, coherencia y claridad de la información para el mercado sobre las reglas aplicables a cada una de las actividades, se analizaron dos (2) posibilidades. La primera, la de dejar la resolución 114 con las disposiciones que se eliminarían y se modificarían tachadas en verde. Esta posibilidad se descartó, teniendo en cuenta que no se consideró claro y legible una resolución con disposiciones tachadas, atentando así contra el principio de simplicidad de la información al mercado y el público en general.

La segunda posibilidad consideró la emisión de dos (2) resoluciones por separado. Una resolución para suministro y otra para transporte, cada una con las disposiciones que le son aplicables. En este caso la resolución de suministro replicaría las disposiciones vigentes contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, con las modificaciones y ajustes que hasta el momento se han realizado, y la de comercialización de capacidad de transporte tomaría las disposiciones que le serían aplicables de la Resolución CREG 114 de 2017, teniendo en cuenta los ajustes al proyecto que se consultó con la Resolución CREG 082 de 2019 y que son el resultado de los análisis de cada uno de los comentarios que de dicho proyecto los agentes registraron en la CREG por escrito y manifestaron en reuniones.

## 8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

El siguiente indicador, cuyo cálculo estará a cargo del gestor del mercado de gas natural, en forma anual, cuando termina cada año de gas (i.e. noviembre 30), descubre por tramos cómo es la utilización efectiva de las capacidades que contratan los agentes.

El fenómeno de capacidades contratadas ociosas en un tramo, es decir cuando el dueño de los derechos de capacidad no utiliza la capacidad, se debe corregir cuando hay demandas de remitentes que necesitan en ese tramo capacidad y no la logran contratar. En este fenómeno se identifica que puede haber una herramienta para que aguas abajo se limite la competencia.

<sup>10</sup> [###texto de transporte##]

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

Indicador	Fórmula	Qué mide	Meta
Utilización infraestructura	$\frac{\text{Volumen transportado en KPCD del tramo } i}{\text{Capacidad contratada en KPCD del tramo } i}$	Qué tanto se utilizan los contratos	Senda a 5 años (línea base – 90%)

En la red de tramos regulatorios de transporte la circunstancia de cada tramo es diferente. Cuando el proyecto de resolución quede en firme, le corresponderá al gestor del mercado de gas natural establecer la línea base y de manera trimestral calcular el indicador<sup>11</sup>. El objetivo es que en un periodo tarifario los remitentes lleguen a utilizar sus contratos de capacidad de transporte en un 90%.

## 9. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta lo anterior la Comisión aprobó la resolución propuesta “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural”.

<sup>11</sup> Después de la consulta, cuando quede el indicador definitivo, en la parte resolutive de la resolución se le ordenará al gestor del mercado de gas natural su cálculo periódico.

## ANEXO 1 - EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA

Con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010<sup>12</sup>, reglamentario de la Ley 1340 de 2009, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados.

### SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC

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

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:** Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

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

<sup>12</sup> Se debe precisar que estas disposiciones se encuentran recogidas actualmente en los numerales 2.2.2.30 y siguientes del Decreto 1074 de 2015.

D-149-2020 COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	X			
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.	X		Considerando que el transporte de gas natural tiene características de monopolio y en consecuencia en el mercado primario la CREG determina cargos regulados, la Comisión, en el mercado secundario encuentra necesario regular los precios también (hoy son libres).	
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos	X		En aras de organizar el mercado mayorista de capacidad de transporte para lograr un mercado primario y secundario más eficiente, en la resolución se ajusta cómo es el proceso de asignación (i.e. rondas trimestrales), los contratos futuros, la capacidad temporal, algunos aspectos de los mecanismos de última instancia en las subastas de úselo o véndalo de corto y largo plazo, y cómo son los cargos en el mercado secundario.	

D-149-2020 COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su firma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		

## D-149-2020 COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

4.0	CONCLUSIÓN FINAL	X	A partir de los comentarios recibidos a la consulta contenida en la Resolución CREG 082 de 2019 y de los análisis hechos por CREG, la Comisión encuentra necesario emitir la definitiva la Resolución CREG 082 de 2019 con los ajustes señalados en este documento.	
-----	------------------	---	---	--

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto compilatorio 1074 de 2015 la Comisión informó mediante comunicación S-2020-004273 a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de resolución “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural”.

Una vez revisada la comunicación con radicado E-2020-011594 allegado por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, se realizan las siguientes recomendaciones:

*(i) Enviar para revisión en sede de abogacía de la competencia el proyecto regulatorio al que hace mención el artículo 15 del Proyecto.*

En relación con esta recomendación, la Comisión enviará a la Superintendencia de Industria y Comercio el proyecto de resolución definitivo incluyendo los comentarios allegados a la propuesta (Resolución CREG 149 de 2020 por el cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual) y previo a la aprobación final de esta propuesta por parte de la CREG.

*(ii) Adoptar en el Proyecto mecanismos que mitiguen el efecto de transmisión del riesgo cambiario de la TRM hacia la tarifa final que pagan los usuarios de gas natural que se presenta en la liquidación del servicio de transporte para proyectos del PAG.*

Al respecto, nos permitimos aclarar que la recomendación emitida por la SIC no hace parte del alcance de esta resolución. Sin embargo, la Comisión considerará su análisis en el marco de la Resolución CREG 107 de 2017 para determinar si es conducente este ajuste en dicha resolución. Es de anotar que ya se cuenta con un concepto sobre la incidencia en la competencia de dichas disposiciones.

Vale la pena mencionar que la presente resolución considera que la liquidación y facturación de los contratos de comercialización de transporte asociados a los proyectos PAG tendrán en cuenta, entre otras, las modificaciones y sustituciones de la Resolución CREG 107 de 2017, la cual, en nuestro entendimiento, se relaciona con el objeto de la recomendación de la SIC.

*(iii) Adoptar en el Proyecto los lineamientos generales que deberá observar el regulador de cara a la definición de los criterios de asignación de capacidad primaria en proyectos PAG, así como a los lineamientos para la fijación de los cargos máximos para estos proyectos.*

La recomendación de la SIC entendemos se relaciona con la asignación de capacidad y precios máximos en escenarios de congestión. Al respecto, aclaramos que con la Resolución CREG 149

D-149-2020 COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

de 2020 en consulta, los agentes del mercado ya tienen los lineamientos básicos y el mecanismo asociado para la asignación eficiente de la capacidad de transporte.

Respecto a la definición de los precios máximos, se precisa que la Resolución CREG 149 de 2020 en consulta, define claramente estos cargos asociándolos a los cargos regulados vigentes cuando se asigna a prorrata o al valor resultante de la puja de los interesados en el caso del mercado no regulado.

Tal como ya se mencionó en la respuesta a la recomendación i) de la SIC, el proyecto definitivo de la Resolución CREG 149 de 2020 será enviado para el análisis correspondiente a la SIC.

Adicionalmente a las precitadas recomendaciones por parte de la SIC, se considera conveniente precisar, una vez analizado el concepto de la SIC integralmente por parte de la Comisión, que la presente resolución no modifica los cargos derivados de la aplicación de la metodología de remuneración del transporte de gas natural vigente (Resolución CREG 126 de 2020), por lo tanto, no se debe considerar como una modificación tarifaria.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

## ANEXO 2 - ANÁLISIS DE COMENTARIOS

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
1	Ecopetrol S.A.	Artículo 3	De la definición no es claro si la capacidad temporal es un promedio del trimestre o un valor constante. En la práctica esta disponibilidad podría tenerse en periodos inferiores a un trimestre y podría generar beneficios a mercados que requieran el transporte en condiciones puntuales.	Se solicita aclarar definición y en caso de tratarse para un trimestre soportar cómo se comercializaría disponibilidad en periodos inferiores.	Se ajusta definición y proceso de comercialización de la CTEMP. Comprendiendo que no se trata de una capacidad de largo plazo se modificó el concepto de CTEMP para que sea diario. Los transportadores deberán reportar esta información al gestor y su forma de comercialización será a través de contratos diarios.
2	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 3	¿Qué sustento hay para el entendimiento sobre que los trimestres estándar (definiciones: "Capacidad Temporal CTEMP" darán mayor eficiencia o transparencia en la asignación de capacidades primarias y no un semestre o año estándar o dejar ambas posibilidades?		Se ajusta definición y proceso de comercialización de la CTEMP. La CTEMP es diaria y los transportadores deberán reportar esta información al gestor. Los trimestres permiten organizar y hacer visible las capacidades de transporte disponibles para todos los agentes y son flexibles para hacerlos compatibles con los periodos de contratación del año de gas.
3	ENEL EMGESA	Artículo 3	Dentro del proceso operativo del día a día no solamente la nominación garantiza la necesidad y uso efectivo de la capacidad de transporte	Proceso úselo o véndalo de corto plazo de capacidad de transporte: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario de capacidad de transporte y no haya sido nominada por el Remitente y autorizada por el Transportador para el siguiente día de gas.	Se acepta comentario, ver modificación de la resolución.
4	ENEL EMGESA	Artículo 3	Se sugiere incluir al remitente de largo plazo en asociación con el participante o resultado del Proceso Uselo o Vendalo de Largo Plazo; para evitar diferentes interpretaciones con el remitente secundario	Remitente: Será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario, el remitente de corto plazo o el remitente de largo plazo, según sea el caso.	No se acepta el comentario. En la definición del proceso de úselo o véndalo de largo plazo no está el término de remitente ni se hace referencia en la resolución.
5	ISAGEN	Artículo 3	Eliminar: "el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o" Este aparte se refiere a contratos de suministros de gas y la resolución solo trata de transporte.	Contrato firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
6	ISAGEN	Artículo 3	Incluir a los vendedores del mercado secundario, toda vez que el transportador no es el único agente que tiene capacidad de transporte disponible. Esta inclusión le da mayor liquidez al mercado secundario. Por otro lado en muchos casos el transportador no tiene capacidad de transporte disponible para las fechas o los tramos requeridos en estos eventos.	Contrato de transporte de contingencia, CTC: Contrato escrito en el que Los vendedores a los que se hace referencia en los artículos 7 y 25 de esta resolución garantizan el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
7	Promigas	Artículo 3	La resolución hace referencia a diferentes tipos de transportadores: transportador, transportador incumbente y transportador PAG, sin embargo éstos no se encuentran definidos en la resolución y puede generar confusiones en la interpretación de las normas a lo largo de la resolución. Para mayor claridad y entendimiento de la resolución se sugiere incluir las definiciones para transportador incumbente, transportador IPAT y transportador PAG.	Se proponen incluir las siguientes definiciones: Transportador Incumbente: Transportador que cuenta con infraestructura de transporte con cargos regulados aprobados y presta el servicio público de transporte de gas natural. Transportador IPAT: Transportador que realiza una inversión en proyectos prioritarios del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (IPAT) en un sistema de transporte existente y presta el servicio público de transporte de gas natural. Puede ser una persona jurídica distinta al Transportador Incumbente. Transportador PAG: Transportador que realiza una inversión en proyectos del Plan de Abastecimiento (PAG) y presta el servicio público de transporte de gas natural. Cuando en la resolución se haga mención a un transportador, debe utilizar alguna de las definiciones sugeridas anteriormente para especificar a que transportador hace referencia.	No se acepta el comentario. En la resolución CREG 107 de 2017 se encuentra definido el transportador incumbente. Del comentario se entiende que las demás definiciones están relacionadas con planes específicos de abastecimiento.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
8	Promigas	Artículo 3	Se requieren precisiones en las definiciones de capacidad disponible primaria. Por un lado, la capacidad disponible primaria es aquella asociada al transportador incumbente. Sin embargo, la resolución incluye una nueva definición para la capacidad disponible asociada al transportador incumbente, que no corresponde a la capacidad asociada a dicho transportador sino a la capacidad disponible total del sistema, al ser definida como la suma de la capacidad disponible y la capacidad disponible asociada al IPAT.	Para mayor claridad y entendimiento de la resolución se sugiere al regulador que incluya una definición para la Capacidad Disponible Primaria de cada transportador descrito en la resolución. Es decir, la Capacidad Disponible primaria asociada al Transportador Incumbente, la Capacidad Disponible Primaria asociada al Transportador IPAT y la Capacidad Disponible Primaria asociada al Transportador PAG. Cuando en la resolución se haga mención al término de Capacidad Disponible Primaria, debe utilizar alguna de las definiciones sugeridas anteriormente para especificar a la capacidad de que transportador hace referencia. Asimismo, se deben incluir definiciones separadas para la Capacidad Maxima de Mediano Plazo (CMMP). Es decir, la Capacidad Maxima de Mediano Plazo asociada al Transportador Incumbente, la Capacidad Maxima de Mediano Plazo asociada al Transportador IPAT y la Capacidad Maxima de Mediano Plazo asociada al Transportador PAG.	No se acepta el comentario. En el momento de la operación no es posible distinguir estas capacidades.
9	Promigas	Artículo 3	Es posible que por razones operativas del sistema el transportador pueda garantizar una CMMP temporal por periodos inferiores a un trimestre. Por lo tanto, se solicita que el transportador esté habilitado a comercializar la CTEMP por periodos mensuales como mínimo, y así el mercado tenga la oportunidad de acceder a capacidades adicionales en el corto plazo.	Se sugiere modificar la definición de la siguiente manera:  "Capacidad temporal, CTEMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas que supera la CMMP durante un mes del trimestre como mínimo, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujos de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como las presiones de operación de entrada y de salida esperadas durante el trimestre."	Se ajusta definición y proceso de comercialización de la CTEMP. Comprendiendo que no se trata de una capacidad de largo plazo se modificó el concepto de CTEMP para que sea diario. Los transportadores deberán reportar esta información al gestor y su forma de comercialización será a través de contratos diarios.
10	Promigas	Artículo 3	Teniendo en cuenta que el transportador debe reservar una capacidad para la operación de las estaciones de compresión, la cual no estará disponible al mercado para su contratación, se propone que el transportador incluya dentro de la proyección de demanda utilizada para el cálculo del factor de utilización las capacidades reservadas para la operación de compresoras.		No se acepta el comentario. Este tema no es objeto de análisis de la presente resolución. Se trata de un tema que debe definirse en la metodología de transporte de gas natural.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
11	Promigas	Artículo 3	Teniendo en cuenta que la definición de Capacidad de Transporte de Expansión hace referencia al Artículo 18 de la norma propuesta que determina la necesidad de ampliaciones de capacidad, se requiere aclarar si la capacidad de expansión sólo incluirá la capacidad de transporte generada por ampliaciones de capacidad, o de acuerdo a la Resolución 126 de 2010 con respecto a expansiones, incluirá tanto las ampliaciones de capacidad como las extensiones de redes de transporte.		Se aclara el concepto de expansión por ampliación. Ver Resolución.
12	Promigas	Artículo 3	La "congestión contractual" podría presentarse en la infraestructura del transportador incumbente, en la infraestructura del transportador IPAT o en la infraestructura del transportador PAG. En este sentido, se sugiere incluir en dicha definición que la "congestión contractual" podría presentarse cuando hay mas solicitudes de capacidad firme que la Capacidad Disponible Primaria asociada al transportador incumbente, o cuando hay mas solicitudes de capacidad firme que la Capacidad Disponible Primaria asociada al transportador IPAT o cuando hay mas solicitudes de capacidad firme que la Capacidad Disponible Primaria asociada al transportador PAG.	Se sugiere modificar la definición de la siguiente manera:  "Congestión contractual: Condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente, o la capacidad disponible primaria asociada al transportador IPAT o la capacidad disponible primaria asociada al transportador PAG, para el mismo período."	No se acepta el comentario dado que la resolución no diferencia el tipo de transportador.
13	Promigas	Artículo 3	El acaecimiento de la condición pactada en este tipo de contratos podrá interrumpir parcial o totalmente el servicio de transporte de la capacidad contratada. En este sentido, de interrumpir parcialmente la capacidad contratada de transporte, se podría seguir prestando el servicio de transporte de la capacidad contratada no afectada por la condición.	Se sugiere modificar la definición de la siguiente manera:  "Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT: Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Se debe entender que el acaecimiento de la condición podrá interrumpir parcial o totalmente el servicio de transporte de la capacidad contratada. En este sentido, de interrumpir parcialmente la capacidad contratada de transporte, se debe entender que se prestará el servicio de transporte de la capacidad contratada no afectada por la condición."	No se acepta el comentario. La finalidad del contrato de firmeza condicionada está supeditada a la ejecución del contrato de opción de compra. En ese sentido, la firmeza condicionada que se pacta para un contrato deberá ser simétrica y concordante con el ejercicio de la condición que se pacte en el contrato de suministro.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
14	Promigas	Artículo 3	De acuerdo a la norma propuesta, el contrato de transporte firme de capacidades trimestrales corresponde al producto a negociar para los proyectos PAG. Por lo tanto, se sugiere para mayor claridad y comprensión de la resolución, que se indique en dicha definición que esta modalidad de contratos aplican unicamente para los proyectos PAG distintos a IPAT.		No se acepta el comentario. La comercialización de la capacidad máxima de transporte abarca la capacidad existente en una infraestructura de transporte independientemente si en ella exista capacidades asociadas a los planes de abastecimiento.  En la resolución se regula la comercialización tanto para la inversión existente, en donde pueden haber proyectos de IPAT (i.e. compresores o loops), como para los proyectos que no son IPAT (i.e. Buenaventura - Yumbo).
15	Promigas	Artículo 3	Al ser el transportador el responsable del servicio contratado por el remitente, dicho agente debe garantizarle al comprador el servicio que fue pactado en el contrato. En este sentido, la disponibilidad de la capacidad de transporte contratada en ningún momento podrá estar supeditada a aspectos técnicos y operativos propios del agente responsable del servicio. Es decir, una vez pactado el contrato, el transportador debe garantizarle al comprador el servicio superando cualquier circunstancia técnica u operativa. Por lo anterior, es importante que la definición del contrato OCT establezca que la condición pactada entre el comprador y el vendedor no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos u operativos del transportador. La norma como está escrita podría interpretarse que se refiere a condiciones técnicas y/u operativas del remitente, lo cual no tendría sentido.	Se sugiere modificar la definición así: "Contrato de opción de compra de transporte, OCT: Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos del transportador. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción."	Se acepta el comentario. Ver modificación de la resolución

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
16	Promigas	Artículo 3	<p>De acuerdo a la propuesta, la fecha de congestión contractual de largo plazo corresponde al primer día del quinto trimestre siguiente al trimestre de negociación. Ante situación de congestión de largo plazo, la CREG propone que se realice un proyecto de ampliación de capacidad (Artículo 18), el cual debe negociarse y construirse durante los siguientes cuatro trimestres para entrar en operación el primer día del quinto trimestre, propuesta que presenta los siguientes inconvenientes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La experiencia en los proyectos de ampliación de capacidad realizados en el país, considerando los tiempos para el desarrollo de proyectos en los últimos años, demuestra que es muy poco probable que un proyecto pueda iniciar operación en 1 año. Las últimas dos expansiones realizadas por Promigas para ampliar la capacidad de transporte fueron ejecutadas en 2 años y 9 meses, donde solo la obtención de permisos socio ambientales y arqueológicos tomaron 2 años. Por lo tanto, considerar que el transportador podrá aliviar la congestión a un año mediante un proyecto de ampliación, es una premisa imposible de cumplir.</li> <li>- Como la expansión no estaría disponible, en el nuevo periodo de negociación el transportador tendría que realizar una subasta para asignar la capacidad teniendo en cuenta que en el quinto trimestre pasaría a ser el cuarto trimestre. Como se ilustra a continuación.</li> </ul> <p>Se propone que la Fecha de Congestión Contractual de Largo Plazo se defina a partir del treceavo trimestre, es decir a partir del tercer año, teniendo en cuenta que solo hasta ese momento el proyecto de ampliación entrará en operación.</p>	<p>Se sugiere modificar la definición así "Fecha de congestión contractual de largo plazo: Será la fecha del primer día calendario del primer trimestre estándar, siguiente al doceavo trimestre estándar en el que se realiza negociación de capacidad disponible primaria, en el que se presenta congestión contractual".</p>	<p>Se acepta el comentario. Se ajusta la resolución para que sea en el decimosegundo trimestre</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
17	Promigas	Artículo 4	<p>Establecer que la suma de las capacidades comprometidas a través de las diferentes modalidades contractuales no podrá superar la capacidad máxima del gasoducto y la capacidad temporal, restringe al transportador de negociar contratos interrumpibles cuando éstos superen la CMMP y CTEMP. Se considera que éste párrafo debe excluir la modalidad de contratos interrumpibles, teniendo en cuenta que el transportador solo los honrará cuando su capacidad disponible no supere su CMMP y CTEMP. Dicha restricción afecta las posibilidades de contratación en firme e impide que el transportador pueda suscribir acuerdos para cubrir eventuales fallas de la demanda en el consumo de transporte de gas. En la medida que los contratos interrumpibles pueden ser "interrumpidos" por cualquier condición deberán ser descontados de la Capacidad Disponible Primaria. Por otro lado, la suma de las capacidades comprometidas por el transportador deberá ser igual o inferior al valor de la CMMP mas la CTEMP, restándose el valor de la CCOMP que no se podrá contratar, al igual como se especifica en la fórmula del Anexo 1 de la resolución. Teniendo en cuenta que la Capacidad de Transporte de Expansión contratada por los productores no hará parte de la CMMP (Parágrafo 2 Artículo 18), se sugiere que el literal i especifique que la CMMP podrá ajustarse cuando el transportador realice inversiones no previstas en aumento de capacidad, a excepción de los proyectos de aumento de capacidad contratados por productores. Adicionalmente, el literal iii indica que la CMMP podrá ajustarse cuando se presenten cambios en las fuentes de suministro debido al "agotamiento total" de uno o varios campos de producción. Sin embargo, la CMMP puede también variar cuando el agotamiento es parcial por la declinación de los campos. En este sentido, se sugiere incluir en este literal iii que la CMMP podrá ajustarse también por la declinación de los campos de producción.</p>	<p>Se sugiere modificar el párrafo 1 del Artículo 4 de la siguiente manera: "La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales a excepción de los contratos de transporte con interrupciones, deberá ser igual o inferior, en todo momento, al valor de la capacidad máxima de mediano plazo más el valor de la capacidad temporal menos el valor de la capacidad para las estaciones de compresión. Para esto se tomará el valor de la capacidad máxima de mediano plazo establecido en las resoluciones particulares en las que se aprueben cargos de transporte y la capacidad temporal publicada en el BEC. El valor de la capacidad máxima de mediano plazo podrá ser objeto de ajustes cuando se presente uno o varios de los siguientes eventos: i) el transportador realice inversiones no previstas en las inversiones en aumento de capacidad a excepción de las ampliaciones realizadas a productores; ii) se presenten cambios en la localización de la demanda; o iii) se presenten cambios en las fuentes de suministro de gas natural debido al agotamiento total o declinación de uno o varios campos de producción o al surgimiento de nuevos campos que inyecten gas al respectivo sistema de transporte o a importaciones de gas que se inyecten al respectivo sistema de transporte. En cualquiera de estos casos, antes de comprometer la nueva capacidad máxima de mediano plazo mediante contratos, el transportador deberá publicarla en su boletín electrónico de operaciones y solicitar su publicación en el BEC, previa verificación de la misma por parte una firma auditora que cumpla los requisitos definidos por el CNOG".</p>	<p>No se acepta el comentario, cuando el transportador vende un contrato con interrupciones tiene que tener la capacidad disponible primaria para poderlo ofrecer. El modelo regulatorio de capacidad de transporte que se ha construido es físico y cuando el transportador vende capacidad en cualquier modalidad siempre debe ser posible el transporte de la molécula.</p> <p>Ahora con la propuesta de los trimestrales, al final de cada periodo las capacidades que se hayan vendido como interrumpibles podrán ofrecerse en el nuevo periodo como firmes.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
18	Anónimo	Artículo 4	<p>Aclaración de Contratos Interrumpibles</p> <p>Si bien los contratos interrumpibles no formaron parte de las modificaciones principales que propone el regulador, considerando que está interviniendo la comercialización de la actividad de transporte, resulta importante que se aclare lo siguiente respecto la Resolución 114 de 2017.</p> <p>Al momento de calcular la capacidad disponible de un transportador, el Anexo I de la Resolución 114 obliga a incluir las cantidades contratadas como interrumpibles, lo que en la práctica implica que el contrato interrumpible afecta las posibilidades de contratación en firme, e impide que un transportador pueda suscribir acuerdos para cubrir eventuales fallas de la demanda en el consumo el transporte de gas. Consideramos que estos contratos interrumpibles deben ser excluidos en el cálculo de la Capacidad Disponible Primaria.</p>	Excluir del Cálculo de la Capacidad Disponible Primaria, los contratos interrumpibles.	<p>No se acepta el comentario, cuando el transportador vende un contrato con interrupciones tiene que tener la capacidad disponible primaria para poderlo ofrecer. El modelo regulatorio de capacidad de transporte que se ha construido es físico y cuando el transportador vende capacidad en cualquier modalidad siempre debe ser posible el transporte de la molécula.</p> <p>Ahora con la propuesta de los trimestrales, al final de cada periodo las capacidades que se hayan vendido como interrumpibles podrán ofrecerse en el nuevo periodo como firmes.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
19	Anónimo	Artículo 4	<p>Aclaración de Contratos Interrumpibles</p> <p>Si bien los contratos interrumpibles no formaron parte de las modificaciones principales que propone el regulador, considerando que está interviniendo la comercialización de la actividad de transporte, resulta importante que se aclare lo siguiente respecto la Resolución 114 de 2017.</p> <p>Al momento de calcular la capacidad disponible de un transportador, el Anexo I de la Resolución 114 obliga a incluir las cantidades contratadas como interrumpibles, lo que en la práctica implica que el contrato interrumpible afecta las posibilidades de contratación en firme, e impide que un transportador pueda suscribir acuerdos para cubrir eventuales fallas de la demanda en el consumo el transporte de gas. Consideramos que estos contratos interrumpibles deben ser excluidos en el cálculo de la Capacidad Disponible Primaria.</p>	<p>Excluir del Cálculo de la Capacidad Disponible Primaria, los contratos interrumpibles.</p>	<p>No se acepta el comentario, cuando el transportador vende un contrato con interrupciones tiene que tener la capacidad disponible primaria para poderlo ofrecer. El modelo regulatorio de capacidad de transporte que se ha construido es físico y cuando el transportador vende capacidad en cualquier modalidad siempre debe ser posible el transporte de la molécula.</p> <p>Ahora con la propuesta de los trimestrales, al final de cada periodo las capacidades que se hayan vendido como interrumpibles podrán ofrecerse en el nuevo periodo como firmes.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
20	ISAGEN	Artículo 6	Eliminar: "6. Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales" Entendemos que los contratos tendrían la misma definición que la contenida en la Resolución CREG 114 de 2017, lo que cambia es la duración de los mismos, no se ve necesario definir el Contrato de Transporte firme de capacidades trimestrales. En este sentido entendemos que en el mercado primario no se podrían firmar contratos con duraciones superiores a tres meses.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contrato de transporte firme</li> <li>2. Contrato de transporte con firmeza condicionada</li> <li>3. Contrato de opción de compra de transporte</li> <li>4. Contrato de transporte de contingencia</li> <li>5. Contrato de transporte con interrupciones</li> </ol>	<p>No se acepta el comentario. Los contratos de transporte firme de capacidades trimestrales son los que resultan de la aplicación de la presente propuesta regulatoria los cuales difieren de los contratos de transporte firme que se encuentren vigentes antes de la expedición de la presente resolución.</p> <p>Por claridad es necesario incluir los trimestrales.</p>
21	Promigas	Artículo 6	Actualmente en el mercado puede existir la necesidad de realizar swaps comerciales de suministro entre remitentes, sin embargo, la regulación no establece una modalidad contractual de transporte para llevar a cabo este tipo de operaciones que no requieren respaldo físico. Por lo tanto, se propone incluir una nueva modalidad contractual de transporte a través de la cual se pueda viabilizar la prestación de este servicio. Esta propuesta permitirá aliviar situaciones de desabastecimiento al aprovechar los excedentes de gas en algunas zonas del país y contribuirá a generar un mercado con mayor liquidez, permitiendo que la demanda encuentre precios eficientes, sin necesidad de asumir los costos en infraestructura de transporte redundante.		<p>No se acepta el comentario. La regulación no tiene previsto de manera expresa la figura del swap comercial. La Comisión entiende que esta figura existe dentro de contratos de transporte celebrados con anterioridad a la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013. Estos acuerdos contractuales definidos con anterioridad a la Resolución 089 se respetan en aquello que estuviese acordado, pero se deben ajustar a la regulación en la medida que estas condiciones se vean modificadas por las partes.</p> <p>La Comisión ha identificado que el swap comercial no incentiva el uso y la asignación eficiente de la capacidad, principalmente en el mercado secundario para el mecanismo de UVLP y la capacidad excedentaria.</p> <p>De acuerdo con la metodología de transporte de gas, todos los contratos de capacidad de transporte de gas natural deben tener respaldo físico.</p>

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 39

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
22	SURTIGAS	Artículo 6 y Artículo 15	<p>Registro de Contratos</p> <p>Entendemos que uno de los objetivos de la comisión es prevenir que comercializadores, sin ánimo distinto a la especulación, adquieran capacidad futura de transporte para posteriormente vendérselas al que verdaderamente tiene la demanda. Este tipo de comportamientos se produce, por la forma como actualmente se maneja la información, que hace que todos los agentes deban estar pendientes de las modificaciones diarias que puedan existir en las capacidades contratadas. No obstante las capacidades excedentarias de algunos agentes es producto de la necesidad de contratar capacidad de transporte de largo plazo para viabilizar ampliaciones en el SNT, basados en unas proyecciones de demanda que se han visto afectadas por efectos que no necesariamente están bajo su control (Imposibilidad de contratar gas a largo plazo, devaluación, pérdida de competitividad, entre otros) que traen como consecuencia la necesidad de vender dichas capacidades futuras para evitar pérdidas operacionales o sobrecostos al mercado)</p> <p>La limitación al registro de contratos para que estos deban darse dentro del mismo año de gas, pudiera afectar las señales de largo plazo, y en ese sentido, la expansión de la demanda actualmente existente, ésta sí con un consumo real que conectar o que atender. Al mismo tiempo, desde el punto de vista de la competencia en el mercado, este tipo de medidas impide que un comercializador pueda realizar operaciones futuras para atender determinados mercados, y que tenga que centrarse exclusivamente en el mecanismo del úselo o véndalo de largo plazo.</p>	<p>- Remover la restricción del registro del contrato de transporte de gas en el mismo año de gas en que se pretenda ejecutar.</p> <p>- Como alternativa establecer un período de transición para el registro de contratos ya negociados y que no han podido registrarse.</p>	<p>Uno de los objetivos principales es contar con información que haga transparente las negociaciones de capacidad de transporte y que muestre la verdadera cantidad disponible para el mercado. Lo anterior es posible siempre y cuando el registro de los contratos se realice en el trimestre de negociación.</p> <p>Con respecto al segundo comentario, con la Resolución CREG 146 de 2019, la CREG estableció un plazo para que los contratos negociados con anterioridad se pudieran registrar.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 40

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
23	SURTIGAS	Artículo 6 y Artículo 15	<p>Registro de Contratos Entendemos que uno de los objetivos de la comisión es prevenir que comercializadores, sin ánimo distinto a la especulación, adquieran capacidad futura de transporte para posteriormente venderse las al que verdaderamente tiene la demanda. Este tipo de comportamientos se produce, por la forma como actualmente se maneja la información, que hace que todos los agentes deban estar pendientes de las modificaciones diarias que puedan existir en las capacidades contratadas. No obstante las capacidades excedentarias de algunos agentes es producto de la necesidad de contratar capacidad de transporte de largo plazo para viabilizar ampliaciones en el SNT, basados en unas proyecciones de demanda que se han visto afectadas por efectos que no necesariamente están bajo su control (Imposibilidad de contratar gas a largo plazo, devaluación, pérdida de competitividad, entre otros) que traen como consecuencia la necesidad de vender dichas capacidades futuras para evitar pérdidas operacionales o sobrecostos al mercado)La limitación al registro de contratos para que estos deban darse dentro del mismo año de gas, pudiera afectar las señales de largo plazo, y en ese sentido, la expansión de la demanda actualmente existente, ésta sí con un consumo real que conectar o que atender. Al mismo tiempo, desde el punto de vista de la competencia en el mercado, este tipo de medidas impide que un comercializador pueda realizar operaciones futuras para atender determinados mercados, y que tenga que centrarse exclusivamente en el mecanismo del úselo o véndalo de largo plazo.</p>	<p>- Remover la restricción del registro del contrato de transporte de gas en el mismo año de gas en que se pretenda ejecutar. - Como alternativa establecer un período de transición para el registro de contratos ya negociados y que no han podido registrarse.</p>	<p>Uno de los objetivos principales es contar con información que haga transparente las negociaciones de capacidad de transporte y que muestre la verdadera cantidad disponible para el mercado. Lo anterior es posible siempre y cuando el registro de los contratos se realice en el trimestre de negociación. Con respecto al segundo comentario, con la Resolución CREG 146 de 2019, la CREG estableció un plazo para que los contratos negociados con anterioridad se pudieran registrar.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 41

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
24	SURTIGAS	Artículo 6	Agentes del Mercado y transparencia  Dentro del esquema a partir del cual se organizó el mercado de gas, según se estableció inicialmente en la Resolución 89 de 2013 y posteriormente se ratificó en la 114 de 2017, se partía del supuesto que los mercados de gas y de transporte, si bien se organizaban de manera independiente, debían funcionar coordinadamente. En ese sentido, el contrato de suministro de gas no podría ser nunca mezclado con uno de transporte, ni siquiera en aquellos eventos en los cuales el productor se comprometiera a entregar el gas en un punto determinado dentro del sistema, diferente de la boca de pozo. Por lo anterior, según se establece en la regulación vigente, el productor que entregue en un punto diferente de la boca de pozo, y que desee transferirle el costo del transporte a su comprador, debe suscribir de manera independiente un contrato de suministro de gas, y al mismo tiempo, un contrato de transporte por las cantidades equivalentes. Sin embargo ya hemos visto algunas operaciones dentro del mercado donde se vende de manera conjunta y en un solo contrato el suministro de gas y de transporte, lo cual disminuye la transparencia del mercado.	Se incluya de manera expresa que el contrato de suministro de gas no puede mezclarse con un contrato de transporte en un mismo documento.	En la propuesta, los productores - comercializadores no pueden comprar capacidad de transporte para la atención del servicio público domiciliario. De lo anterior, se entiende que no es posible que un mismo contrato el productor - comercializador venda suministro con transporte incluido.
25	Promigas	Artículo 8	Para la prestación del servicio de recibo, almacenamiento y regasificación de GNL el Agente de Infraestructura - "AI" definido en la Resolución 062 de 2013 requiere adquirir gas en el mercado primario para su propio consumo y para compensar pérdidas generadas en la operación, como por ejemplo las pérdidas de gas por evaporación conocido como Boil Off Gas ("BOG"). Por tanto, es necesario incluir al Agente de Infraestructura como comprador de capacidad de transporte en el mercado primario, o especificar que el Agente de Infraestructura puede actuar como usuario no regulado en el mercado primario de capacidad de transporte.	Se sugiere modificar el Artículo 8 de la siguiente manera: "Artículo 8. Compradores de capacidad de transporte. Los comercializadores, el Agente de Infraestructura y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural, estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en los artículos 15 y 18 de la presente resolución". El regulador también podría modificar el parágrafo 2 de este artículo de la siguiente manera: "Parágrafo 2. Los productores de gas natural, los productores-comercializadores o el Agente de Infraestructura podrán actuar como usuarios no regulados para comprar capacidad de transporte en el mercado primario cuando requieran esa capacidad exclusivamente para transportar gas para su propio consumo. La venta de esta capacidad en el mercado secundario se hará únicamente a través del gestor del mercado mediante los procesos úselo o véndalo de largo y de corto plazo establecidos en los artículos 32 y 33 de la presente resolución."	No se acepta comentario, se entiende que el agente de infraestructura actúa como un usuario no regulado.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 42

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
26	Promigas	Artículo 8	La Resolución 114 de 2017 define al Productor-Comercializador así: "Es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo, en un punto de entrada al SNT, o en un punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios". En este sentido, se debe ajustar dicha definición a la luz de ésta resolución donde el productor no podrá comprar capacidad de transporte para la prestación del servicio público, por lo tanto estará inhabilitado para vender gas con entrega en un tramo del sistema nacional de transporte con cargos regulados.	Se sugiere modificar la definición de Productor-Comercializador de la Resolución 114 de 2017 así:  "Productor-comercializador: es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo o en un punto de entrada al SNT, o en un punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios (...)"	Se acepta el comentario. Ver resoluciones de suministro y comercialización de capacidad de transporte.
27	Ecopetrol S.A.	Artículo 8	La resolución no refleja lo expresado en el documento soporte en cuanto no permitir que los comercializadores de gas natural sean compradores en el mercado primario. Además, limita la participación de productores-comercializadores en dicho mercado, poniéndolos en desventaja comercial frente a los comercializadores. Los párrafos 1 y 2, además, limitan la participación de productores-comercializadores en el mercado secundario, sin que exista explicación para el efecto. Ver comunicación principal.	Se solicita i) permitir a los productores comercializadores participar en el mercado primario en igualdad de condiciones con los comercializadores, ii) permitir la participación libre de productores-comercializadores en el mercado secundario.	La propuesta considera que los productores comercializadores no compren capacidad de transporte para la atención del servicio público domiciliario, sino que se limiten a comercializar del gas en la fuente de suministro o que se cuenten con mecanismos para que puedan poner el gas en el SNT. Esta circunstancia lo diferencia de la gestión de intermediación que realiza un comercializador para la atención de demanda. Adicionalmente se ha identificado que la compra de transporte por parte del productor puede generar bloqueos o limitaciones en el mercado de suministro. Frente a la participación en el mercado secundario se debe considerar previamente que el productor - comercializador podrá comprar capacidad de transporte de forma directa para su propio consumo como un usuario no regulado para efectos de evitar una especulación de esa capacidad su comercialización en el mercado secundario se debe hacer a través de mecanismos que permitan hacer una trazabilidad de esa capacidad. En concordancia con esto a medida que el productor - comercializador no compre capacidad de transporte en el mercado primario para su propio consumo este podrá acudir al mercado secundario como usuario no regulado a través de un comercializador. No se considera razonable que un productor comercializador ya sea en el mercado primario o secundario compre de forma directa capacidad de transporte cuando su objeto se debe limitar a la venta de suministro de gas en el campo o buscar esto en algún punto de entrada en el SNT.
28	Organización Terpel	Artículo 11	Solicitamos evaluar la posibilidad de que las restricciones de servicio del productor le permitan al usuario a su vez declarar evento eximente al transportador. Actualmente el transportador rechaza estas declaraciones y hemos incurrido en costos ociosos de transporte por la imposibilidad de usar la capacidad contratada por falta de suministro durante restricción.	na	No se acepta el comentario. Se considera que los eventos eximentes de suministro no son extensibles al transporte con excepción del caso fortuito y fuerza mayor, debido a que el agente productor y transportador son agentes diferentes por lo tanto las obligaciones de suministro son diferentes a las de transporte.
29	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 11	¿Es posible que la notificación de los eventos eximentes (Artículo11) sea con menor anticipación, dado que la periodicidad de los contratos es menor a 1 año?		No se acepta el comentario. Se considera que los plazos previstos son suficientes para la aplicación de estos eventos. No hay una propuesta justificada para modificar estos periodos.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 43

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
30	Ecopetrol S.A.	Artículo 11	Esta salvedad está abierta desde la publicación de la Resolución CREG 089-2013.	Se solicita a la Comisión abordar estas salidas forzadas en la resolución definitiva.	La Comisión sigue estudiando el tema razón por la cual no es objeto de inclusión en la presenta resolución.
31	Ecopetrol S.A.	Artículo 11	No se incluye la salida de campos de producción como evento eximente. Ver comunicación principal.	Evaluar la pertinencia de incluir como evento eximente la salida de la fuente de producción.	No se acepta el comentario. Se considera que los eventos eximentes de suministro no son extensibles al transporte con excepción del caso fortuito y fuerza mayor, debido a que el agente productor y transportador son agentes diferentes por lo tanto las obligaciones de suministro son diferentes a las de transporte.
32	ENEL EMGESA	Artículo 11	Es importante que la regulación contemple la participación y afectación de los diferentes agentes de la cadena y su incidencia en la prestación del servicio público sea como oferta o como demanda, durante la ocurrencia de suspensiones programadas en infraestructura de Producción y de Consumo Final	Sugerimos incorporar en el clausulado del Artículo 11 de manera detallada y en igual sentido a que se refiere la infraestructura para el Transporte, la infraestructura del Productor y del Usuario Final	La Comisión sigue estudiando el tema razón por la cual no es objeto de inclusión en la presenta resolución.
33	Promigas	Artículo 11	Se sugiere adicionar el aparte propuesto conforme a la jurisprudencia y el Código Civil. Como se trata de un evento eximente contractual, se considera necesario aclararlo.	Se sugiere modificar al numeral 2 del artículo 11 lo siguiente: "2. Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de cualquiera de las partes para cumplir con sus obligaciones. En este caso el no cumplimiento de las obligaciones debido a la cesación ilegal de actividades será considerado como Evento Eximente de responsabilidad para la otra Parte, esto es, la Parte que sufre la cesación ilegal de actividades de sus propios trabajadores, funcionarios, empleados o contratistas no puede alegar a su favor y como Evento Eximente dicha situación".	No se acepta el comentario. Se considera que la redacción del numeral es suficiente para dar aplicación al evento eximente.
34	Promigas	Artículo 11	Desde la Resolución 089 de 2013 se tenía esta misma disposición, y hoy 6 años después, la regulación aparte nunca se dio. Por esta razón se solicita se elimine dicho aparte.	Se propone la eliminación del numeral 4: "4. Las salidas forzadas de la infraestructura de transporte, que serán objeto de regulación aparte."	La Comisión sigue estudiando el tema razón por la cual no es objeto de inclusión en la presenta resolución.
35	Promigas	Artículo 12	Se solicita la eliminación de este párrafo. Los sistemas de transporte requieren de mantenimientos, sean programados o no, pues con ellos es la única forma de procurar asegurar un servicio confiable, seguro y continuo, como lo ordena la Ley 142 de 1994.	Se propone la eliminación del párrafo 1 del Artículo 12: "Párrafo 1. La CREG podrá reducir gradualmente la duración máxima señalada en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para reducir la duración permisible para estas interrupciones y/o se viabilice la importación de gas natural. Dichas reducciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de esa medida."	No se evidencia que el comentario genere una propuesta relacionada con la aplicación del párrafo.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 44

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
36	Promigas	Artículo 13	Por un lado, se entiende que el transportador no puede autorizar una nominación por encima de la capacidad contratada, sin embargo, sucede que en la operación el remitente toma mayor volumen de lo nominado o autorizado, lo cual es ajeno al control del transportador. Por ello, si luego de que el transportador autoriza un volumen dentro de la capacidad contratada y el remitente toma más, no se puede endilgar responsabilidad del transportador ni establecer que dicha conducta puede ser considerada como contraria a la libre competencia. Máxime cuando la regulación no establece dicha única circunstancia como causal de suspensión o interrupción del servicio, pues solo se pueden dar órdenes operacionales o interrumpir el servicio cuando el consumo esté causando afectaciones a la estabilidad del sistema.	Se sugiere modificar el parágrafo 1 del Artículo 13 de la siguiente manera:  "Parágrafo 2. Los transportadores deberán acotar las cantidades de energía autorizada a la equivalencia energética de la capacidad contratada. La entrega por parte del Transportador al Remitente de cantidades de energía por encima de las contratadas, para efectos de ser transportadas en desarrollo de un contrato de transporte, podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia. En los casos en que el Remitente toma del sistema de transporte un mayor volumen de gas del autorizado por el Transportador en el ciclo de Nominación, no se considera incumplimiento del Transportador o la incursión en una práctica contraria a la libre competencia el transporte dichos volúmenes de gas superiores a la capacidad contratada."	No se acepta el comentario. Como esta redactado el parágrafo se entiende que la responsabilidad del transportador se limita a la cantidad autorizada por el, la cual correspondería a la que efectivamente se debe transportar.
37	Ecopetrol S.A.	Artículo 13	Límite de responsabilidad. Algunos transportadores interpretan que pueden limitar la responsabilidad y por eso incluyen en los contratos fórmulas adicionales para indicar que la artículo 15 Compensaciones y el numeral 2 del anexo 3 se aplicarán hasta un máximo valor. (...)	Se solicita aclarar si es posible para un transportador aplicar dichas fórmulas con un límite definido por el transportador.	Entendemos que estas negociaciones corresponden a un acuerdo de voluntades entre las partes. En caso que se considere un abuso de posición dominante en la definición de las condiciones, las partes pueden denunciar esto ante la Superintendencia de Industria y Comercio.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 45

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
38	Ecopetrol S.A.	Artículo 13 y artículo 14.	<p>Aplicación de la cláusula de compensaciones y del Anexo 3: Algunos transportadores interpretan que los componentes CFI y CFAOMm de las formulas del Anexo 3 aplican en la medida que el remitente haya pagado por el Servicio de transporte mientras hubo una falla del servicio. Si el remitente pagó el servicio incluyen en la compensación estos componentes pero si el remitente no pagó el servicio expresan que dichos componentes no se incluyen para el pago de la compensación. Esto implica que el Transportador ve estos componentes aplicable solamente si debe hacerse devolución del pago que realizo al transportador. Ejemplo de redacción de la cláusula propuesta por un transportador:</p> <p>Si EL TRANSPORTADOR no cobra a EL REMITENTE PRIMARIO la Tarifa durante el periodo en que se presentó el Servicio Reducido por causas imputables a El TRANSPORTADOR, al momento del pago de la indemnización, los componentes [CFI] _m y [CFAOM] _m consagrados en el numeral 3 del Anexo 3 de la Resolución 114 de 2017 serán equivalentes a cero, por no constituir, en el presente caso, rubro de indemnización, en razón de que dichos valores no fueron pagados por EL REMITENTE PRIMARIO.</p> <p>Si EL TRANSPORTADOR cobra a EL REMITENTE PRIMARIO la Tarifa durante el periodo en que se presentó el Servicio Reducido por causas imputables a El TRANSPORTADOR y EL REMITENTE PRIMARIO procede a su pago, al momento del pago de la indemnización consagrada en el numeral 3 del Anexo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017, se dará aplicación a lo dispuesto en dicha cláusula de la forma allí establecida.</p>	Se solicita aclarar la interpretación correcta de lo dispuesto en la regulación.	Los eventos de compensación cuando hay interrupción en el servicio no tiene relación con el pago del servicio de transporte.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 46

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
39	Promigas	Artículo 14	<p>Con respecto a este artículo, la primera solicitud es eliminarlo, teniendo en cuenta que conforme las reglas del ordenamiento jurídico, las partes tienen autonomía para establecer las reglas y limitaciones a la responsabilidad en sus contratos. En adición, la norma incurre en un error de derecho, en el sentido en que los perjuicios que se indemnizan deben ser 1) probados y 2) no se puede indemnizar más allá del daño. Al establecerse una fórmula fija, el resultado que arroje la fórmula puede ser una suma mayor al perjuicio sufrido, con lo cual se estaría contrariando las reglas del derecho de la responsabilidad.</p> <p>No obstante, de no acogerse la anterior petición, se solicita se incorporen las siguientes modificaciones:</p> <p>"Artículo 14. Compensaciones. En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el Artículo 13 de la presente resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones, a título de indemnización de perjuicio y según los perjuicios causados y probados (...)"</p>		<p>La definición de las compensaciones por parte de la regulación se encuentra dentro del marco de configuración que tiene la autoridad reguladora para definir las reglas de comercialización. En el evento en que el regulador defina la forma en que deba llevarse a cabo las compensaciones se hace con el fin de equilibrar las relaciones contractuales y establecer un mecanismo eficaz para su liquidación.</p>
40	Promigas	Artículo 14	<p>No solo en el artículo 992 del Código de Comercio es donde se establece las normas jurídicas aplicadas a los contratos de transporte de gas, en distintos capítulos del Título IV se encuentran normas aplicables a dicho tipo de contrato. Adicionalmente, el Código de Comercio no es la única norma aplicable al contrato de transporte ni es la única norma del ordenamiento jurídico aplicable al contrato de transporte. El ordenamiento jurídico colombiano se integra, conforme lo ha validado la Corte Constitucional, por distintas normas, incluyendo la jurisprudencia reiterada de las Altas Cortes. Con lo cual, la presente resolución, no debe establecer redacciones que pudieran entender la exclusión a la actividad de transporte de gas natural de las reglas del ordenamiento jurídico colombiano o crear confusión en los administrados.</p>	<p>Se sugiere modificar el parágrafo 2 del Artículo 14 de la siguiente manera:</p> <p>"Parágrafo 2. Lo establecido en el presente artículo no excluye la aplicación de las normas del Código de Comercio para los contratos de transporte de gas natural, pudiendo las partes del contrato de transporte pactar límites de responsabilidad, indemnización e indemnidad distintos a los indicados en el presente artículo.</p>	<p>La inclusión de este parágrafo y su referencia al artículo 992 corresponde principalmente a la imposibilidad de que el transportador se exonere parcialmente o totalmente de sus responsabilidades, se reitera que el regulador cuando define el mecanismo de compensaciones se hace con el fin de equilibrar una relación contractual.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 47

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
41	SURTIGAS	Artículo 15	Visión de largo plazo vs la imposibilidad de contratación de largo plazo con una congestión trimestral En el evento de que exista un agente que necesite una contratación de largo plazo, pero que, en un trimestre determinado se encuentre con otro agente con interés en la misma capacidad de transporte pero únicamente por trimestres específicos, éste no podría sino contratar hasta ese momento, y después del agotamiento del trimestre de congestión respectivo. Esto implicaría que el agente con vocación de contratación de largo plazo, no pudiera contratar en el plazo deseado y al mismo tiempo, se vería obligado a participar en la subasta del trimestre de congestión, con el riesgo evidente de no quedar asignado. Ese agente particular entonces, no podría cerrar el resto de los trimestres, sin asegurar el trimestre en disputa.	- Se establezca una preferencia para la demanda que haya contratado dos trimestres anteriores y dos trimestres posteriores al trimestre de congestión. - Una alternativa es asignar una capacidad de reserva y asignación a la demanda regulada (sin participar en la subasta) a tarifa regulada de las cantidades solicitadas por los comercializadores que atienden demanda regulada.	La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.
42	SURTIGAS	Artículo 15	Demanda oportunista de corto plazo El esquema genera un riesgo importante para la demanda ya que permitiría que un agente, con una muy alta disposición a pagar (como por ejemplo un térmico que se hubiese respaldado con combustibles líquidos, pero que requiriera gas natural para cubrir sus Obligaciones de Energía Firme), estuviese interesado en uno o dos trimestres al año, generando de esta manera un trimestre de congestión y un proceso de subasta. Ese agente de corto plazo estaría impidiendo que aquellos remitentes permanentes no pudieran contratarse de largo plazo, y al mismo tiempo, estaría encareciendo el valor del servicio por un trimestre específico, buscando maximizar una renta de corto plazo, en contra de los intereses de largo plazo que viabilizan el servicio continuo y permanente.	Se excluya de la subasta a la demanda térmica que no esté respaldada con gas en su cargo por confiabilidad, de manera que deba adquirir su capacidad de transporte temporal en el mercado secundario.	El comentario parte de la consideración de que la participación de la demanda térmica en el mercado primario se considera especulativa, la propuesta permite la participación de la demanda térmica en las condiciones de un usuario no regulado, teniendo en cuenta que tienen el mismo nivel de interés que el resto de la demanda. Por lo tanto no se acepta el comentario. No obstante lo anterior, para el mercado secundario se desincentiva la especulación dado que en la resolución se establece un precio de venta regulado.
43	SURTIGAS	Artículo 15	Necesidad de mecanismos complementarios de garantías de demanda, sobre la capacidad existente. Al no existir ningún tipo de barrera para solicitar la capacidad disponible, es posible que se creen congestiones inexistentes (por que la demanda no sería real), que serían completamente inconvenientes para todo el sector. Lo anterior implicaría que, la totalidad de los interesados respecto de un tramo, se vieran obligados a entrar en un proceso de subasta iniciado por una demanda que en realidad no tiene la intención de quedarse con esa capacidad de transporte.	Ante situación de congestión, se exija presentar garantías para participar en la subasta.	La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 48

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
44	TGI	Artículo 15	las modalidades de contratación de la Capacidad Temporal, la resolución exige en el proceso para comercializar capacidad disponible primaria, que el reporte de esta capacidad al Gestor del mercado "deberá corresponder a un único valor para el trimestre". De conformidad con los comentarios expuestos en este documento, cordialmente solicitamos a la Comisión que el valor reportado sea flexible dado que estas cantidades dependen de la operación del sistema, y su disponibilidad está sujeta a los aspectos técnicos del sistema, los cuales varían periódicamente, por lo cual no se puede asegurar su disponibilidad en los términos requeridos por la Comisión	La CTEMP para el mes siguiente, expresada en KPCD. Esta capacidad deberá corresponder a un único valor para un periodo indicado por el transportador y hará parte de la capacidad disponible primaria del numeral iv anterior.  Antes del primer día hábil del mes, el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado la capacidad temporal, sin embargo, esta podrá variar dependiendo de las condiciones operativas del sistema de cada transportador. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado y podrá modificarse cuando se presenten situaciones que alteren el reporte inicial.	Se modifica las disposiciones de la comercialización de la CTEMP. Ver resolución.
45	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 15	De la redacción del artículo se entendería que el Gestor del Mercado tan sólo debe hacer la publicación de la información, sin embargo, se solicita aclarar si respecto al ordinal (iii), éste deberá determinar y publicar la capacidad total comprometida en contratos que garantizan firmeza con base en la información transaccional registrada o si tal información será objeto de declaración a cargo del transportador para ser estrictamente publicada por parte del Gestor del Mercado.		El propósito es que el Gestor del Mercado calcule con base la información transaccional registrada y la publique así como la reportada por el transportador. Ver resolución literal a) del numeral 1 del artículo 15.
46	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 15	Al respecto agradecemos validar nuestro entendimiento o de ser el caso ajustar la redacción, pues entendemos que dicho periodo corresponde al comprendido entre el primer día del trimestre inmediatamente siguiente a aquel en que culmina el "corto plazo" (1 año) y el trimestre en el que se observa la congestión contractual; a continuación, graficamos el referido entendimiento y el periodo de "Negociación Bilateral" a que hace referencia el citado ordinal (i):		La interpretación es correcta y se modificó el periodo para la ampliación de la capacidad de transporte al decimosegundo trimestre. Así mismo se aclara que para dar aplicación a este artículo se debe considerar lo dispuesto en el artículo 16 frente a la duración de los contratos y a que un contrato de transporte debe iniciar por lo menos el último trimestre del año de gas del año de 2025.
47	ACOLGEN	Artículo 15	De igual manera, consideramos que el esquema de remuneración de transporte definido en el Artículo 15, a través de una pareja de cargos fijo del 80% y variable del 20% para proyectos no embebidos – PAGne (en la condición que la demanda no supere la capacidad disponible primaria), desincentiva la participación de la demanda térmica, la cual requiere de condiciones mucho más flexibles de contratación para participar	Por lo anterior, sugerimos a la Comisión revisar la conveniencia de definir esquemas de remuneración que consideren las necesidades y riesgos de cada tipo de demanda en el mercado de gas natural, similar a como se consideró en recientes propuestas como las del Proyecto de Resolución CREG 182 de 2017.	La Comisión no ha identificado justificación para dar algún tratamiento diferencial a la demanda térmica. La pareja 80% fijo y 20% es típica en transporte de gas que propende por una remuneración y un uso equilibrado entre las partes.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 49

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
48	ACOLGEN	Artículo 15	<p>Por otra parte, teniendo en cuenta las disposiciones del Proyecto de Resolución que establecen que las negociaciones deben realizarse de manera trimestral, vemos necesario que la Comisión evalué la posibilidad de permitir negociaciones con una menor periodicidad, dado que algunos agentes pueden requerir productos negociados de manera mensual.</p> <p>De igual forma, sugerimos a la Comisión revisar las condiciones frente a la Capacidad Temporal CTEMP, dado que el Artículo 15 establece que la comercialización de dicho gas se dará de manera trimestral, lo que puede suponer una limitación para la contratación de CTEMP que únicamente está disponible en un periodo "mes".</p> <p>Igualmente, es conveniente que se revise la limitación de un año para el inicio del servicio de transporte, lo cual puede llevar a inviabilizar proyectos que requieran garantizar a mediano plazo el suministro y transporte de gas, esto acompañado de medidas que eviten el acaparamiento.</p>	<p>Por otra parte, teniendo en cuenta las disposiciones del Proyecto de Resolución que establecen que las negociaciones deben realizarse de manera trimestral, vemos necesario que la Comisión evalué la posibilidad de permitir negociaciones con una menor periodicidad, dado que algunos agentes pueden requerir productos negociados de manera mensual.</p> <p>De igual forma, sugerimos a la Comisión revisar las condiciones frente a la Capacidad Temporal CTEMP, dado que el Artículo 15 establece que la comercialización de dicho gas se dará de manera trimestral, lo que puede suponer una limitación para la contratación de CTEMP que únicamente está disponible en un periodo "mes".</p> <p>Igualmente, es conveniente que se revise la limitación de un año para el inicio del servicio de transporte, lo cual puede llevar a inviabilizar proyectos que requieran garantizar a mediano plazo el suministro y transporte de gas, esto acompañado de medidas que eviten el acaparamiento.</p>	<p>Los trimestres permiten organizar y hacer visible las capacidades de transporte disponibles para todos los agentes y son flexibles para hacerlos compatibles con los periodos de contratación del año de gas. Adicionalmente los agentes podrán negociar contratos con interrupciones, contratos de corto plazo y contratos de CTEMP para una periodicidad menor a un trimestre.</p> <p>En relación con las condiciones de la CTEMP, se modifica las disposiciones de la comercialización de la CTEMP. Ver resolución.</p> <p>En relación con la limitación de inicio de los contratos se modifica las disposiciones y estas deberán iniciar como máximo dentro del último trimestre del año de gas del año 2025.</p>
49	Andesco	Artículo 15	<p>Es relevante tener en cuenta capacidades que resultan para periodos inferiores al que se propone. Esto, en procura de optimizar el uso de la infraestructura existente, atendiendo al objetivo que busca la resolución.</p>		<p>Los trimestres permiten organizar y hacer visible las capacidades de transporte disponibles para todos los agentes y son flexibles para hacerlos compatibles con los periodos de contratación del año de gas. Adicionalmente los agentes podrán negociar contratos con interrupciones, contratos de corto plazo y contratos de CTEMP para una periodicidad menor a un trimestre.</p> <p>En relación con las condiciones de la CTEMP, se modifica las disposiciones de la comercialización de la CTEMP. Ver resolución.</p>
50	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	<p>La desagregación trimestral no evidencia la realidad mensual de las solicitudes. La demanda podría requerir cantidades en periodos inferiores a un trimestre que pueden generar señales erróneas.</p>	<p>La información debería reportarse de manera mensual aunque los análisis y definiciones finales se realicen en trimestres.</p>	<p>Es necesario definir periodos de negociación para la capacidad de transporte que permitan tener la información disponible para el mercado. El periodo trimestral tiene en cuenta el tiempo mínimo para que los agentes dispongan de la información, hagan la negociación y el trámite del registro de los contratos de capacidad de transporte que se negocian de forma bilateral. El contrato trimestral es flexible y no riñe con el año de gas. Las necesidades menores de 3 meses pueden ser atendidas con contratos con interrupción y contratos diarios con el transportador.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 50

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
51	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	No es claro que los beneficiarios de la infraestructura IPAT efectivamente resulten con capacidad asignada. Ver comunicación principal.		La Comisión estima que la forma en que se garantiza que los beneficiarios de los proyectos tengan acceso a la capacidad de transporte de un proyecto IPAT es que estos puedan participar en primera medida para acceder a dicha capacidad. La propuesta incluye un mecanismo para asignar dicha capacidad cuando las solicitudes están por encima de la capacidad del proyecto. Adicionalmente, en regulación aparte se está proponiendo como se asignará la capacidad de transporte en caso de congestión.
52	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	¿Cómo se determinan los beneficiarios de un proyecto IPAT? ¿Qué pasa si estos beneficiarios no tienen acceso? ¿Es posible dar prioridad a estos beneficiarios? ¿Si los beneficiarios no tienen acceso a la capacidad de transporte deben entonces remunerar la inversión? ¿Si la capacidad de un proyecto IPAT se asigna al 100%, esta remuneración se descuenta de la obligación de los beneficiarios? Ver comunicación principal.		-Los beneficiarios de un proyecto IPAT se determinan por parte de la UPME. -Los beneficiarios tienen acceso en primera instancia. No obstante si no acceden a la capacidad que necesitan para eso esta la subasta la cual se definirá en resolución aparte. -La comisión entiende que la definición de los beneficiarios y que estos tengan que remunerar los IPAT es una decisión de la UPME y del MME. - Con referencia a si la capacidad de un proyecto IPAT se asigna al 100% si esa remuneración se descuenta de la obligación de los beneficiarios esta Comisión señala que este es un tema que corresponde resolverse en la metodología de transporte.
53	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	Dado que este literal hace referencia a los excedentes de capacidad primaria excedentaria ¿cuál es la motivación para que su comercialización sea diaria? Las transacciones diarias podrían dificultar la operatividad de la comercialización.	Se sugiere permitir duración en plazos mayores a un día y que la fecha de terminación no supere el trimestre vigente.	Las disposiciones propenden por que se comercialice la CDP durante un trimestre. Sin embargo, si el transportador después de la ronda de negociación trimestral cuenta con capacidad este podrá negociarla en contratos diarios.
54	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	¿Qué implicaciones tiene que los ingresos sean de corto plazo? ¿Tiene algún efecto en la remuneración final? ¿Cuál es?		En la metodología de transporte, los ingresos producto de las contrataciones diarias son de corto plazo y hacen parte de la remuneración del transportador.
55	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	¿Qué quiere decir que los ingresos no harán parte de los ingresos del transportador incumbente? Es necesario conocer la regulación mencionada, previa la expedición definitiva de la resolución que se comenta. Ver comunicación principal.		La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.
56	Ecopetrol S.A.	Artículo 15	Implementar el procedimiento descrito en el artículo 15 no tendrá efecto práctico si no se tienen las reglas de la subasta claras. La publicación sin la definición del mecanismo es básicamente lo que se tiene actualmente. Ver comunicación principal.	Se sugiere que la Comisión defina el mecanismo de subasta en la resolución definitiva dado que implementar el procedimiento descrito en el artículo 15 no tendrá efecto práctico si no se tienen las reglas de la subasta claras. La publicación sin la definición del mecanismo es básicamente lo que se tiene actualmente.	Para la Comisión la definición y aplicación de las reglas de comercialización implican expedir el reglamento de subasta el cual será de conocimiento y consulta para todos los agentes.
57	ENEL EMGESA	Artículo 15	En los procesos de comercialización de capacidad de Transporte (bilateral, subastas, otro) no se observa disponibilidad ni efectividad en la transacción y acceso a capacidades por tramos (de ser así requeridas por un agente)	Ajustar el texto en la resolución completa cuando se haga referencia a "tramo o grupo de gasoductos"; por "ruta, tramo y grupo de gasoductos"	No se acepta el comentario. La Comisión considera que en la regulación es claro cuando se aplica el concepto de tramo o grupo de gasoductos. Estos tramos están definidos en las actuaciones particulares. La ruta es un concepto que se deriva de la agrupación de los tramos que cuentan con capacidad disponible de transporte.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 51

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
58	ENEL EMGESA	Artículo 15	Corrección de texto, en relación con el "numeral anterior"	La CTEMP para el trimestre siguiente, expresada en KPCD. Esta capacidad deberá corresponder a un único valor para el trimestre y hará parte de la capacidad disponible primaria del numeral i anterior.	Se ajusta definición y proceso de comercialización de la CTEMP. Comprendiendo que no se trata de una capacidad de largo plazo se modificó el concepto de CTEMP para que sea diario. Los transportadores deberán reportar esta información al gestor y su forma de comercialización será a través de contratos diarios.
59	ENEL EMGESA	Artículo 15	Solicitamos a la Comisión aclarar la razón de aplicar la pareja de cargos 80-20 propuesta. Los agentes de acuerdo con su factor de carga de consumo, políticas internas de contratación pueden tener diferentes necesidades	La remuneración debe ser libre entre los Agentes, respetando la pareja de cargos regulada al Transportador	En las negociaciones bilaterales los agentes pueden escoger libremente las parejas de cargos. Cuando exista subasta y con fines de estandarizar el producto se escoge la pareja utilizada con mayor frecuencia la cual es 80 -20. En aras de tener un diseño de subasta eficiente se encuentra necesario concentrar las pujas en un producto y no en varios productos.  No obstante lo anterior, en el mecanismo de asignación que saldrá a consulta, están los detalles de cómo es el proceso de asignación.
60	Gases del Llano SA ESP	Artículo 15	Con respecto a la capacidad disponible restante, la cual será asignada por medio de subasta, se sugiere indicar si se tiene contemplado dar prioridad de asignación de esa capacidad a los comercializadores que tienen como destino abastecer la demanda esencial y a los comercializadores que tienen mayor cobertura en el tramo de asignación de esa capacidad.	Dar prioridad a los comercializadores que atienden demanda esencial.	La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.
61	Gases del Llano SA ESP	Artículo 15	Se sugiere a la Comisión, asegurar la demanda esencial ante un eventual crecimiento del mercado, debido a que actualmente la escasez de capacidad de transporte es muy notoria en algunas rutas a nivel del País, por tanto respetuosamente se solicita mantener lo establecido en la resolución Creg 114 de 2017, numeral 5.4 literal C del anexo 6, en la cual se permite incrementar la demanda hasta en un 20%, de la energía total que se tenga respaldada en contratos de suministro.	Protección de la demanda hasta en un 20%, de la energía total que se tenga respaldada en contratos de suministro.	Se entiende que este comentario hace referencia al cálculo de la capacidad excedentaria. Se considera que el 1% de la capacidad de transporte sobre la energía respaldada en contratos de suministro es suficiente y permite que se encuentre disponibilidad de esta capacidad para quien la necesite.
62	ISAGEN	Artículo 15	Es claro que para la divulgación de capacidad disponible primaria se debe realizar de forma separada en cada dirección del gasoducto cuando haya condición de contraflujo, pero para definir la CMMP del tramo tarifario, y en consecuencia la definición de las tarifas de transporte, no es claro si la CMMP total del tramo, con los dos flujos, es la sumatorio del CMMP sentido normal y la CMMP del contraflujo o CMMP diferentes con tarifas independientes.  Ejemplo: Un tramo A-B tiene capacidades en sentido A-B por 100 unidades y en contraflujo B-A por 50 unidades, la pregunta es: La CMMP del tramo tarifario A-B es 100 o 150 unidades. Es muy relevante tener esta claridad ya que esto afecta directamente las tarifas que aplicarían para la remuneración del tramo y en consecuencia las negociaciones, comercialización y asignación de las capacidades primarias, lo cual en el caso de que la CMMP del ejemplo anterior sea 150 unidades se crean	Respetuosamente le solicitamos a la Comisión aclarar este tema, dado que entendemos que hay libertad regulada para la negociación de capacidades de contraflujo, lo cual facilitaría y viabilizaría la participación de los generadores térmicos en los proyectos de infraestructura asociados a la regasificación del Pacífico.	De acuerdo con la metodología de transporte vigente cuando en un gasoducto hay contraflujo la capacidad máxima de ese gasoducto corresponde a la suma de las capacidades en ambos sentidos. En este sentido, las disposiciones de la comercialización de capacidad de transporte aplican para los contraflujos también, cuando en un tramo ello es posible. Por otra parte, en el cálculo de los cargos se tienen en cuenta las sumas de las demandas en ambos sentidos.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 52

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
			inflexibilidades en la negociación de las capacidades de contraflujo.		
63	ISAGEN	Artículo 15	Solicitamos se permita la negociación de otras modalidades contractuales y que para los Generadores Térmicos se pueda dar la opción de negociar otras parejas de cargos diferentes a la 80% CF / 20% CV, toda vez que para los generadores térmicos con factores de carga bajos una pareja con un cargo fijo alto es económicamente inviable.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modalidad de contrato: Firme, Firmeza Condicionada, Opción de Compra de Transporte.</li> </ul>	Cuando hay congestión y se requiere del mecanismo de asignación a través de subasta resulta necesario homogenizar el producto. Se escoge la pareja 80F - 20V porque esta es la pareja con mayor frecuencia en los contratos de transporte de gas. Los mecanismos de asignación a través de subasta son objeto de regulación aparte.
64	ISAGEN	Artículo 15	Solicitamos que se permita la negociación en otras modalidades contractuales, a mayores plazos y que el precio sea acordado entre las partes. Esto permitirá mayor dinamismo y liquidez al mercado y la demanda pueda acceder capacidad primaria según sus particularidades.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modalidad de contrato: Firme, Firmeza Condicionada, Opción de Compra de Transporte, o Con Interrupciones.</li> <li>• Duración del contrato: máximo trimestral</li> <li>• Precio: De común acuerdo entre las partes.</li> </ul>	Las disposiciones propenden por que se comercialice la CDP durante un trimestre. Sin embargo, si el transportador después de la ronda de negociación trimestral cuenta con capacidad este podrá negociarla en contratos diarios.
65	ISAGEN	Artículo 15	Solicitamos se modifique la redacción con el objetivo de que los contratos existentes se puedan finalizar el último día de uno de los trimestres estándar anterior o posterior a la fecha de terminación inicialmente pactada, esto fundamentado en que en la actualidad hay muchos contratos de transporte de largo plazo (5, 10, 15 años) que vencen un 31 de diciembre, fecha que no corresponde a la finalización de un trimestre estándar y como está redactada la norma actualmente se podría ampliar el plazo hasta marzo (2 meses adicionales), pero lo que proponemos es que se pueda modificar la fecha de terminación del contrato para el trimestre anterior o sea el 30 de noviembre en concordancia con el trimestre estándar y el año del CxC.	Parágrafo 1. Los contratos de transporte que estén vigentes al momento de la expedición de la presente resolución y que tengan fecha de vencimiento diferente al último día de uno de los trimestres estándar podrán ser modificados, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el último día del trimestre estándar anterior o posterior a la fecha de vencimiento inicial.	Se acepta el comentario y se incluye en la resolución la posibilidad de que sea por acuerdo de las partes en el trimestre posterior o anterior.
66	Promigas	Artículo 15	La participación del Gestor de Mercado en los procesos de comercialización de capacidad de transporte no se considera necesaria. La señal del regulador debe buscar la transparencia en la declaración de capacidades y en los procesos de asignación a través de la herramienta del BEO del transportador y no a través del Gestor de Mercado, quien solo actuaría como un intermediario del proceso. Adicionalmente, incluir al Gestor de Mercado en la comercialización de transporte del mercado primario incrementaría los costos de transacción para éste agente, como también, incrementaría las labores operativas de los transportadores. Por lo anterior, sólo se considera necesario que el Gestor de Mercado actúe exclusivamente en la comercialización del mercado secundario donde la figura de un tercero es realmente requerida.	Se considera necesario eliminar la participación del Gestor en el proceso de comercialización de capacidad disponible primaria establecido en el Artículo 15. La divulgación de dichas capacidades debe realizarse directamente por el transportador a través de la plataforma del BEO.	La Comisión considera que hay un Gestor y que en aras de la transparencia y oportunidad de la información esta se centralice en una sola plataforma para visibilidad de todos los interesados.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 53

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
67	Promigas	Artículo 15	Se sugiere que la desagregación de la CMMP y la CCOMP sea trimestral, que coincida con la desagregación solicitada para la CTEMP, la capacidad total comprometida y la capacidad disponible primaria.	Se sugiere modificar el literal i de la siguiente manera:  "i. La CMMP y la CCOMP con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo."	Se acepta el comentario se modifica mensual por trimestral
68	Promigas	Artículo 15	Es posible que por razones operativas del sistema el transportador pueda garantizar una CMMP temporal por periodos inferiores a un trimestre. Por lo tanto, se solicita que el transportador esté habilitado a comercializar la CTEMP por periodos mensuales como mínimo, y así el mercado tenga la oportunidad de acceder a capacidades adicionales en el corto plazo.  Se debe eliminar "del numeral iv anterior". Dicho numeral no existe.  Tambien existe un error en el segundo parrafo. El transportador incumbente es el único transportador que podría ofrecer una capacidad temporal.	Se sugiere modificar el literal ii de la siguiente manera:  "ii. La CTEMP para el trimestre siguiente, expresada en KPCD. Esta capacidad deberá corresponder a un único valor para cada mes del trimestre y hará parte de la capacidad disponible primaria. del numeral iv anterior.  Antes del primer día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado la capacidad temporal. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado."	Se ajusta definición y proceso de comercialización de la CTEMP. Comprendiendo que no se trata de una capacidad de largo plazo se modificó el concepto de CTEMP para que sea diario. Los transportadores deberán reportar esta información al gestor y su forma de comercialización será a través de contratos diarios.
69	Promigas	Artículo 15	El segundo parrafo del literal iii está repetido, se debe eliminar.	"iii. La capacidad total comprometida en contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte y contratos de transporte de contingencia, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades comprometidas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.  Dentro de la capacidad total comprometida se deberán mostrar las cantidades comprometidas en contratos de contingencia".	No se acepta el comentario. El párrafo busca hacer visible del total de la capacidad comprometida cual es la capacidad contratada en contratos de contingencia.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 54

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
70	Promigas	Artículo 15	Se entiende que un tema es la solicitud de capacidad disponible primaria y otro tema es la capacidad de transporte que se puede asignar. Si el remitente requiere mayor capacidad que la disponible, dicho remitente y el transportador podrán llevar a cabo un proceso de Open Season para ejecutar un proyecto de ampliación y poder atender los requerimientos de transporte en el largo plazo. De incluirse dicha restricción el transportador incumbente no podría detectar las necesidades de ampliación de capacidad.		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
71	Promigas	Artículo 15	Pasada la etapa descrita en el literal e donde los remitentes interesados en capacidad ajustan las capacidades solicitadas, se propone que dicha solicitud esté acompañada de una garantía de seriedad. De no existir este requerimiento, los remitentes podrían tener el incentivo de retirar las solicitudes al no contar con ningún tipo de barrera o costo asociado, generándole al transportador la pérdida de los recursos invertidos en la operatividad de la negociación trimestral, como también congestiones que obliguen a realizar subastas innecesarias. Incluso, al no aportar garantías, luego del desarrollo de la subasta el transportador podría no tener asegurada la firma de un contrato de transporte, dejando de atender demanda realmente interesada en la capacidad.	Se propone adicional el siguiente aparte al literal e, numeral 1 del artículo 19:  "e. (...) Toda solicitud de capacidad debe ser respaldada al transportador incumbente con una garantía de seriedad por parte de remitente".	La Comisión considera la necesidad de exigencia de garantías solo en los mecanismos de subastas. Cualquier otro tipo de garantías son libres de estipulación. Por lo tanto no se acepta el comentario

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 55

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
72	Promigas	Artículo 15	<p>La CREG propone que en caso de congestión los remitentes beneficiarios del IPAT tengan prioridad. Esto puede ocasionar que los remitentes originales queden sin acceso a la capacidad que normalmente tenían contratada. Con el fin de ilustrar este riesgo se propone el siguiente caso hipotético (ver figura). Supongamos que la infraestructura original de transporte consistía en un gasoducto con capacidad desde A hasta B por 100 MPCD. Con esta capacidad de transporte se atendían los remitentes 1, 2 y 3 conectados a la red de transporte original que no fueron identificados por la UPME como beneficiarios. En el Plan de Abastecimiento la UPME estableció la necesidad de instalar un compresor por abastecimiento en el tramo para aumentar la capacidad del sistema por 50 MPCD y atender la demanda beneficiada en B. Para el caso del ejemplo, la demanda beneficiada de B que tiene prioridad en la asignación frente a los remitentes originales solicita 130 MPCD de capacidad dejando solo 20 MPCD disponibles para los remitentes 1, 2 y 3 que utilizaban los 100 MPCD de capacidad original. ¿Los beneficiarios de C deben tener prioridad sobre los remitentes 1, 2 y 3 en la asignación de la CDP? ¿Por qué los remitentes actuales tienen menos prioridad sobre la CDP que hoy utilizan? Con el fin de solucionar este inconveniente, los remitentes originales no podrán acceder a la capacidad IPAT ya que en el momento que los remitentes beneficiarios del IPAT requieran de dicha capacidad, ésta no estaría disponible. Asimismo, los remitentes beneficiarios IPAT no podrán acceder a la capacidad de la infraestructura existente porque los remitentes usuarios de la infraestructura existente quedarían sin capacidad. Por lo tanto, se sugiere que la congestión se identifique para cada capacidad de manera independiente y se realicen subastas por separado. Solo en los casos en los que los beneficiarios IPAT sean los mismos remitentes del sistema existente, la subasta podría realizarse de manera conjunta. Por otra parte, teniendo en cuenta que la infraestructura del IPAT hace parte de una decisión centralizada y está basada en proyecciones de demanda de la UPME, la norma propuesta debe especificar que los proyectos IPAT no afectarán el cálculo del factor de utilización de la infraestructura del transportador incumbente.</p>	<p>Se propone modificar el literal i, literal b, numeral 2 del artículo 15 de la siguiente manera: "b) Si en uno o varios de los cuatro trimestres estándar siguientes al trimestre en el que se realiza la negociación se presenta congestión contractual el transportador incumbente procederá así: La capacidad disponible primaria asociada al transportador IPAT de los trimestres estándar donde haya congestión la asignará mediante subastas a los remitentes beneficiarios de los proyectos de IPAT. La capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente de los trimestres estándar donde haya congestión la asignará mediante subastas a los remitentes de la infraestructura existente. Parágrafo 1: Los proyectos IPAT no reiniciarán el cálculo del Factor de Utilización de la infraestructura del Transportador Incumbente, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución 126 de 2010 o aquellas normas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.</p>	<p>En las situaciones en donde haya proyectos IPAT hay unos beneficiarios (definidos por la UPME). Este aspecto se tendrá en cuenta en la resolución de subastas en resolución aparte.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 56

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
73	Promigas	Artículo 15	La propuesta establece que se debe realizar una subasta por cada trimestre donde exista congestión. Si el periodo de congestión es mayor a un trimestre se deben realizar el número de subastas que sean necesarias para asignar la capacidad disponible trimestralmente, generando esfuerzos operativos y transaccionales innecesarios al transportador. Se sugiere realizar una sola subasta por el periodo de congestión generando una señal de contratación adecuada, permitiéndole a la demanda acceder a contratos para los plazos requeridos.		La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.
74	Promigas	Artículo 15	Si en el trimestre siguiente a la negociación no hay capacidad disponible primaria, las capacidades que no se registraron durante el trimestre de la negociación no podrán hacer parte de las capacidades para negociar el siguiente trimestre. Las capacidades no registradas durante el trimestre de negociación podrán ofrecerse en el siguiente trimestre solo cuando se cuente con capacidad disponible primaria en el próximo trimestre.	Se propone modificar el numeral 3 del artículo 15 de la siguiente manera:  "3. Registro de contratos: (...) Las capacidades disponibles primarias que no se contraten, o que correspondan a contratos que no se registraron a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación, harán parte de las capacidades disponibles para negociar en el siguiente trimestre estándar siempre y cuando exista capacidad disponible primaria".	La capacidad que se puede negociar en un trimestre es toda aquella que no ha sido objeto de negociación y registro.
75	Promigas	Artículo 15	La CREG propone que en resolución aparte definirá los términos y condiciones de las subastas, con el fin de fijar reglas ágiles para los agentes, teniendo en cuenta que en las pocas subastas que han intentado realizarse se presentó la dificultad para definir la variable que despejaría la asignación. Por ejemplo, variables como plazos, cantidades y número de tramos fueron consideradas como restrictivas de la competencia o que iban en detrimento de los intereses de los usuarios, por lo que destacamos positivamente la definición del precio como la variable de asignación. Se proponen los siguientes términos y condiciones para las subastas:  i) Reserva y asignación a la demanda regulada (sin participar en la subasta) a tarifa regulada.  ii) Asignación por medio de subasta a usuarios no regulados. En este caso la variable para el despeje de la asignación sería el precio, entendiendo que los usuarios no regulados pueden pactar las tarifas resultantes de las negociaciones con el transportador distintas a las reguladas. Se solicita eliminar la propuesta de devolver los ingresos por encima del ingreso regulado generado por este tipo de usuarios (Concepto CREG 170 de 2014).	Se propone modificar el parágrafo 6 del artículo 15 de la siguiente manera:  "Parágrafo 6. Se asignará la capacidad disponible primaria solicitada por la demanda regulada aplicando los cargos regulados aprobados por la CREG para el respectivo sistema de transporte. Luego de asignar la capacidad disponible primaria a los remitentes de demanda regulada, se realizará una subasta para asignar la capacidad disponible primaria a los remitentes de demanda no regulada y se asignará aquel remitente que ofrezca un mayor precio".	La capacidad que se puede negociar en un trimestre es toda aquella que no ha sido objeto de negociación y registro.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 57

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
76	ISAGEN	Artículo 15	Dentro de los procesos de comercialización de la capacidad de transporte se define que en condiciones de Congestión Contractual se debe asignar la capacidad primaria mediante subastas. Consideramos que este mecanismo no es totalmente adecuado para toda la demanda, toda vez que la demanda esencial podría no acceder al transporte requerido para atender a sus usuarios, lo cual representa un riesgo alto para la atención de la demanda esencial del país.	Proponemos que en cualquier proceso de comercialización con Congestión Contractual se priorice o se asigne la capacidad primaria disponible inicialmente a la demanda esencial, la cual debe demostrarse. Y las cantidades remanentes sean asignadas de forma eficiente entre la demanda no esencial.	En las situaciones en donde haya proyectos IPAT hay unos beneficiarios (definidos por la UPME). Este aspecto se tendrá en cuenta en la resolución de subastas en resolución aparte.
77	TGI	Artículo 15	La propuesta plantea que se realicen negociaciones trimestralmente, con base en la información disponible y publicada por el gestor del mercado. Basado en la experiencia del sector vemos que un producto trimestral no se ajusta a las necesidades manifestadas por los remitentes en sus solicitudes, históricamente la menor unidad de los productos ofrecidos deben tener temporalidad mensual, lo cual permitirá a la oferta y la demanda, encontrar capacidad para sus necesidades. Por otro lado, la modalidad expresa por la CREG en donde se indica que la capacidad solicitada podrá ser distinta en los trimestres, es acogida por TGI pero aplicada a la estandarización mensual propuesta. Al respecto, consideramos que la propuesta regulatoria se puede mejorar, acotando ciertos aspectos al cronograma propuesto para que los tiempos de ejecución se puedan desarrollar mensualmente. De otra parte, la medida de limitar la fecha de inicio de los contratos hasta un año después a la celebración del contrato afecta adversamente la compañía y no es congruente con la metodología tarifaria. Este acotamiento afecta la contratación a futuro que realizarán los remitentes y por ende aumenta los riesgos al transportador.	El Diecisieteavo día hábil y hasta el último día del mes: el transportador y los remitentes que solicitaron capacidad de transporte negociarán la capacidad solicitada y reportarán los contratos firmados en la plataforma del gestor del mercado. § Se deberá asegurar que la plataforma de registro de contratos del Gestor del Mercado este habilitada las 24 horas 7 días a la semana los 365 días del año con el fin de registrar contratos en cualquier día calendario del mes. - los contratos podrán iniciar en cualquier mes de los 20 o 30 años (según aplique) de CDP reportada al gestor del mercado	El periodo trimestral tiene en cuenta el tiempo mínimo para que los agentes dispongan de la información, hagan la negociación y el trámite del registro de los contratos de capacidad de transporte que se negocian de forma bilateral. La resolución establece un periodo de transición en el cual el gestor del mercado deberá adecuar su plataforma para garantizar que se de cumplimiento a las disposiciones regulatorias.
78	TGI	Artículo 15	Al respecto, nos parece muy importante que la solicitud de capacidad no se limite de esa manera, ya que no se permitirá al transportador identificar de manera clara la capacidad real y al remitente manifestar la necesidad real de su necesidad comercial. Respetuosamente pedimos que las solicitudes se realicen por la necesidad identificada por el remitente	no hay limite de la solicitud a contratar.	Se acepta el comentario y se ajusta la resolución eliminando los apartes que ponen limite a la capacidad solicitada.
79	TGI	Artículo 15	respetuosamente expresamos a la Comisión no estar de acuerdo con lo estipulado en el "texto comentado" puesto que limita la facultad de negociación de la capacidad existente, dado que se restringen las cantidades negociables para el periodo comprendido entre el primer día del trimestre quinto siguiente al trimestre en el que se realiza la negociación y la fecha de congestión contractual de largo plazo, por lo cual consideramos que la congestión contractual de largo plazo únicamente debe habilitar los	"el transportador, negociará la capacidad disponible primaria de ese periodo aplicando lo establecido en el literal a) del numeral 2 del presente artículo, y los contratos no tendrán limite para su inicio, dentro de los 20 o 30 años de información reportada, según aplique"	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 58

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
			<p>procedimientos descritos en el artículo 18, sin limitar la comercialización de CDP en todo el periodo, dado que esta medida esta restringiendo la capacidad comercial de la empresa. El cruce de oferta con demanda, que se presenta en la congestión contractual, únicamente indica la necesidad de una capacidad adicional, por lo cual no debería limitar las cantidades existentes, potenciales de comercializar.</p> <p>Adicional, a la luz del documento de soporte y con relación a la fecha de inicio de los contratos, se interpreta que, para este caso particular, existe la potestad de iniciar contratos de transporte en fecha posterior al quinto trimestre. Este precepto es acogido por TGI, pero considera que la redacción debe especificar exegéticamente que esta actuación es permitida.</p>		
80	Gas Natural SA ESP	Artículo 15	<p>Coincidimos en que es conveniente tener un mecanismo ya preestablecido. Sin embargo, la Comisión deja para regulación aparte la reglamentación de la subasta, al igual que la asignación/repartición de las rentas adicionales que se generen a través de este mecanismo. Ante este escenario de subasta, surge la inquietud de cómo la CREG podría garantizar la demanda real para solicitud de capacidad de transporte y evitar generar precios excesivos de diferentes agentes pujando por un mismo mercado. Más aún cuando no se tiene claridad sobre cómo se recupera el sobrecosto, el cual si se va a devolver a la demanda no tendría sentido cobrar de más en un principio, particularmente cuando se trata de una actividad de cargos regulados.</p>	<p>Sugerimos a la Comisión analizar la implementación de otras opciones y/o mecanismos para la asignación de la capacidad ante congestión. Por ejemplo, considerar establecer un protocolo con elementos de priorización (i.e. cantidades para demanda esencial, necesidad de transporte para contratos de suministro ya adquiridos, plazo contractual solicitado), asignación a prorrata e incluso sorteo de ser necesario.</p>	<p>La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 59

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
81	EPM	Artículo 15	1.riesgos para la demanda regulada que, estando contratada desde una fuente de suministro, no se le garantice en un determinado trimestre la capacidad de transporte requerida 2. la demanda regulada como la no regulada denen recibir la señal de escasez de transporte cuando la misma se presente.	Se sugiere realizar una asignación centralizada de la demanda regulada, en donde ésta sea precio aceptante del mecanismo de subasta que se realice exclusivamente para la demanda no regulada:- El Gestor del Mercado realizaría un balance de suministro contratado vs transporte contratado y determina, de acuerdo con la capacidad solicitada total, la magnitud de la congestión contractual presentada en un tramo de gasoducto durante un determinado trimestre.- Posteriormente, el Gestor del Mercado determinará cuáles son las capacidades que requiere la demanda regulada y le informa al transportador para su reserva, con miras a su asignación en el periodo donde haya congestión. - Para la capacidad en exceso de la requerida por la demanda regulada se realizaría una subasta según el reglamento que defina la Creg, la cual determinará el precio de la congestión en donde la demanda regulada sería precio aceptante.- El valor obtenido por encima de los cargos regulados en dicho tramo se utilizaría como anticipo al costo de la eliminación de la congestión en el tramo de gasoducto	La Comisión evaluará en el reglamento de subasta la necesidad y razonabilidad de establecer alguna prelación para la asignación de una demanda específica.
82	EPM	Artículo 15	El mecanismo de subasta propuesto debería tener un horizonte anual y no trimestral	1. De esta forma se garantiza una asignación de la capacidad escasa como mínimo para los cuatro trimestres siguientes a la fecha de la subasta, y a la par se avanzaría en el cronograma para la realización de la expansión vía Open Season. 2.se evitaría que en trimestres consecutivos haya diferentes remitentes asignados, generando mayor incertidumbre a una determinada demanda. Según el análisis de la Comisión, los faltantes de capacidad en periodos inferiores a un año, deberían poder encontrarse en el mercado secundario	No se acepta el comentario. Se considera que la definición de subastas por trimestres da mayor oportunidad a todos los remitentes de adquirir la capacidad requerida.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 60

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
83	TGI	Artículo 15 inciso i, literal c, numeral 2	Es necesario que la redacción sea clara par que en los procesos de ampliación de capacidad se permita la contratación futura. A la luz del documento de soporte y con relación a la fecha de inicio de los contratos, se interpreta que, para este caso particular, existe la potestad de iniciar contratos de transporte en fecha posterior al quinto trimestre. Este precepto es acogido por TGI, pero considera que la redacción debe especificar exegéticamente que esta actuación es permitida.	El transportador incumbente, podrá negociar la capacidad disponible primaria aplicando lo establecido en el literal a) del numeral 2 del presente artículo, iniciando los contratos en cualquier fecha	La resolución establece que los contratos deberán tener como fecha máxima de inicio el último trimestre del año de gas del 2025. Lo anterior aplica para la infraestructura de transporte de gas natural que se encuentre en operación a la fecha de inicio de cada trimestre estándar.
84	TGI	Artículo 15 Paragrafo 5 y Artículo 19 Paragrafo, numeral 5	Consideramos que en los proyectos de confiabilidad, la capacidad disponible de estos proyectos pueda ser asignada al mercado, si así lo requiere. Existen el "Contrato con interrupciones", que ante la presencia de un evento en el sistema que requiera de esta infraestructura bajo la naturaleza de activo de confiabilidad, el mismo pueda estar disponible. Adicionalmente, este mecanismo permitiría que la remuneración aportada por parte de la demanda beneficiada se reduzca.	Parágrafo 5. La capacidad de un proyecto IPAT que se determine para confiabilidad se incluirá en la capacidad disponible primaria asociada a transportador incumbente para negociar y/o asignar con base en el procedimiento establecido en el presente artículo  Parágrafo. La capacidad de un proyecto del PAG, distinto de IPAT, que se determine para confiabilidad se incluirá en la capacidad disponible primaria que debe asignar el gestor del mercado con base en el procedimiento establecido en el presente artículo.	La Comision entiende que para dar correcta aplicación al concepto de confiabilidad la capacidad de tranporte debe estar disponible en cualquier momento para atender las restricciones de corto plazo, (redundancia) se considera que darle otro uso a esa capacidad de transporte no cumple con ese concepto de confiabilidad.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 61

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
85	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 16	En referencia al inicio de los contratos de gas dentro de un trimestre estándar propuesto en la resolución, se genera la duda de la fecha real de inicio de los contratos, pues se habla que la asignación de las cantidades se realiza dentro del mismo trimestre, por lo cual al momento de formalizar el contrato ya ha transcurrido un lapso y no se aclara si en este lapso se realizaran entregas o no por parte del transportador. Entendemos que en el mercado secundario no se pueden firmar contratos más allá de 3 años, hay algún tipo de contrato que permita ampliar dicho plazo, cuales fueron las bases para establecer este tiempo máximo?		<p>Los periodos de negociación corresponden a trimestres y los contratos que se deriven de dicha negociación pueden iniciar a partir del siguiente trimestre y por el horizonte de tiempo que acuerden las partes, con las siguientes dos disposiciones: (i) la fecha de ejecución del servicio debe ocurrir antes de último trimestre del año de gas de 2025, y (ii) todos los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.</p> <p>Las anteriores disposiciones se encuentran en el artículo 16. Adicionalmente, es pertinente mencionar que en materia de la duración de los contratos del mercado secundario (artículo 24) las disposiciones contenidas en el artículo 16 también le aplican, de acuerdo con el ajuste que se le hizo al texto consultado.</p> <p>Por otra parte, es preciso mencionar que en el análisis de lo futuros (i.e. entendidos como contratos que se registran en el trimestre de negociación y que tienen una ejecución de prestación del servicio en una fecha futura, por ejemplo en tres años), en aras de alinear las señales para que quien compra la capacidad de transporte realmente tenga una necesidad, en la resolución se realiza un ajuste para que si 6 meses antes del inicio de la ejecución el dueño de los derechos de la capacidad no cuenta con demanda final, de manera obligatoria debe poner esa capacidad en el BEC para los efectos de que cualquier remitenta pueda solicitar interés por esa capacidad.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 62

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
86	Promigas	Artículo 16	<p>Para evitar el "acaparamiento" de la capacidad de transporte por parte de comercializadores sin demanda asociada, la CREG establece como fecha máxima de inicio de los contratos un año después de la negociación. Sin embargo, esta medida no se considera necesaria ante la propuesta de la CREG de establecer periodos de negociación trimestrales donde toda la demanda tendrá acceso a la información de capacidades disponibles futuras y tendrán la oportunidad de participar en dichas contrataciones. El esquema de negociación trimestral propuesto es adecuado para evitar comportamientos tendientes a "acaparar" las capacidades de transporte, y en ese sentido, que los verdaderos interesados en las capacidades de transporte puedan participar en la contratación de las mismas. Esta restricción podría desincentivar la formación de nueva demanda que requiere gas y transporte para proyectos que tengan un horizonte de inicio superior a un año, como también impediría la contratación de gas por parte de la demanda térmica para proyectos que reciban su Cargo por Confiabilidad en periodos posteriores. Teniendo en cuenta la metodología vigente para la remuneración de transporte, solo a través de una gestión comercial a largo plazo el transportador puede garantizar la remuneración de sus inversiones, por lo que una medida que impida contrataciones de vigencias futuras estaría limitando dicha gestión comercial, aumentando el riesgo para el transportador y afectando las proyecciones de demanda en las solicitudes tarifarias. Con respecto al parágrafo 2, no puede ser una obligación que los contratos de capacidad de transporte de expansión inicien el primer día de un trimestre, teniendo en cuenta que es muy probable que la terminación de un proyecto de ampliación no coincida el primer día de un trimestre. (...)</p>	<p>Se propone modificar el artículo 16 de la siguiente manera:</p> <p>"Artículo 16. Duración de contratos. Los contratos celebrados en las negociaciones trimestrales tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre a de los 5 trimestres estándar siguientes al trimestre en que se celebró el contrato y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.</p> <p>Parágrafo 1. Los contratos de transporte de contingencia se podrán negociar en cualquier momento y podrán tener cualquier duración.</p> <p>Parágrafo 2. Los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el día de inicio de operación de la expansión y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar".</p>	<p>Los periodos de negociación corresponden a trimestres y los contratos que se deriven de dicha negociación pueden iniciar a partir del siguiente trimestre y por el horizonte de tiempo que acuerden las partes, con las siguientes dos disposiciones: (i) la fecha de ejecución del servicio debe ocurrir antes de último trimestre del año de gas de 2025, y (ii) todos los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.</p> <p>Las anteriores disposiciones se encuentran en el artículo 16. Adicionalmente, es pertinente mencionar que en materia de la duración de los contratos del mercado secundario (artículo 24) las disposiciones contenidas en el artículo 16 también le aplican, de acuerdo con el ajuste que se le hizo al texto consultado.</p> <p>Por otra parte, es preciso mencionar que en el análisis de lo futuros (i.e. entendidos como contratos que se registran en el trimestre de negociación y que tienen una ejecución de prestación del servicio en una fecha futura, por ejemplo en tres años), en aras de alinear las señales para que quien compra la capacidad de transporte realmente tenga una necesidad, en la resolución se realiza un ajuste para que si 6 meses antes del inicio de la ejecución el dueño de los derechos de la capacidad no cuenta con demanda final, de manera obligatoria debe poner esa capacidad en el BEC para los efectos de que cualquier remitenta pueda solicitar interés por esa capacidad.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 63

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
87	Andesco	Artículo 16	Limitar las contrataciones a largo plazo al estandarizar el inicio del contrato máximo a un año después de la negociación, puede aumentar el riesgo para el transportador, ya que el mecanismo de remuneración del sistema de transporte es por incentivos y el esquema de transporte por contrato exige la gestión por parte del agente para vender la capacidad disponible.		<p>En la propuesta el transportador puede negociar capacidades de transporte por el horizonte que acuerden las partes. Frente a la restricción de los contratos futuros (i.e. los que se registran e inician su ejecución del servicio en una fecha posterior) el texto de la resolución se ajusta para que la fecha máxima de inicio de la prestación del servicio ocurra el último trimestre del año de gas de 2025.</p> <p>Por otra parte, las ampliaciones y los contratos correspondientes también pueden suscribirse por el horizonte de tiempo que acuerden las partes con sujeción a que todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.</p> <p>En los anteriores términos, debe señalarse que si bien se están organizando las disposiciones que rigen la comercialización de la capacidad de transporte, los transportadores con la contratación de largo plazo siguen gestionando el riesgo asociado a la demanda.</p>
88	Efigas S.A.E.S.P.	Artículo 16	Sobre la duración de los contratos consideramos que puede replantearse la duración mínima, consideramos que en el mercado primario ha existido oferta para periodos menores a tres meses, razón por la cual, una duración de tres meses como mínimo obligaría a acudir al mercado de ajuste cuando se tengan necesidades de transporte por uno o dos meses.	Duración mínima de un mes	<p>Es necesario definir periodos de negociación para la capacidad de transporte que permitan tener la información disponible para el mercado. El periodo trimestral tiene en cuenta el tiempo mínimo para que los agentes dispongan de la información, hagan la negociación y el trámite del registro de los contratos de capacidad de transporte que se negocian de forma bilateral.</p> <p>El contrato trimestral es flexible y no riñe con el año de gas. Las necesidades menores de 3 meses pueden ser atendidas con contratos con interrupción y contratos diarios con el transportador.</p>
89	Anónimo	Artículo 16	Consideramos que dicha medida que propone la CREG resulta inconveniente por su desarticulación con la metodología de remuneración vigente. La Resolución CREG 126 de 2010 basa sus principios en aspectos como la gestión que debe realizar el transportador para obtener la remuneración regulada. Esa responsabilidad se endilga al transportador y es utilizada de manera permanente por el regulador en múltiples documentos para explicar el riesgo asignado al transportador e incluso es expresa en apartes de la resolución en mención: "Artículo 10. Costo de Capital. (...) En todos los casos, la obtención de las tasas de costo del capital será responsabilidad de la empresa y dependerá principalmente de la labor comercial que adelante el transportador." Restringir la capacidad de gestión comercial que tiene el transportador para comercializar la capacidad de	No hay fecha limite para el inicio de contratos	<p>En la propuesta el transportador puede negociar capacidades de transporte por el horizonte que acuerden las partes. Frente a la restricción de los contratos futuros (i.e. los que se registran e inician su ejecución del servicio en una fecha posterior) el texto de la resolución se ajusta para que la fecha máxima de inicio de la prestación del servicio ocurra el último trimestre del año de gas de 2025.</p> <p>Por otra parte, las ampliaciones y los contratos correspondientes también pueden suscribirse por el horizonte de tiempo que acuerden las partes con sujeción a que todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 64

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
			<p>transporte y obtener la remuneración, es una medida que va en contra de los riesgos asignados y las condiciones de mitigación plasmadas en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, lo que causaría un desequilibrio evidente. Aún más si se considera la materialización de riesgos que se han presentado en el actual periodo tarifario, como el agotamiento de fuentes de producción que dificultan la comercialización de capacidad en algunos gasoductos. A continuación, y aunque no son todos, presentamos un par de casos donde se evidencian los efectos de la restricción que propone la CREG:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La comercialización de la capacidad en el tramo Ballena-Barrancabermeja depende en gran medida de la disponibilidad de gas en Ballena. Como es conocido por todos, dicho campo ha tenido una declinación mucho más acelerada que la esperada y la expectativa de nuevos campos cerca a dicho activo no se cumplió. El estado de la oferta ha causado que a partir de 2021 la contratación de la capacidad en dicho tramo sea muy baja.</li> </ul> <p>(...)</p>		<p>En los anteriores términos, debe señalarse que si bien se están organizando las disposiciones que rigen la comercialización de la capacidad de transporte, los transportadores con la contratación de largo plazo siguen gestionando el riesgo asociado a la demanda.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 65

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
90	Gases del Llano SA ESP	Artículo 16	Se solicita aclarar las siguientes inquietudes: 1. ¿Cuál es la duración máxima para la suscripción de las negociaciones trimestrales en el mercado primario?2. ¿Los contratos que ya se encuentran negociados y registrados ante el gestor del mercado, y que la fecha de inicio es posterior a el 01 de Diciembre de 2020, continuarán vigente o se debe surtir nuevamente la contratación de acuerdo a lo establecido en la presente resolución?.	Aclaración.	Los periodos de negociación corresponden a trimestres y los contratos que se deriven de dicha negociación pueden iniciar a partir del siguiente trimestre y por el horizonte de tiempo que acuerden las partes, con las siguientes dos disposiciones: (i) la fecha de ejecución del servicio debe ocurrir antes de último trimestre del año de gas de 2025, y (ii) todos los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.Las anteriores disposiciones se encuentran en el artículo 16. Adicionalmente, es pertinente mencionar que en materia de la duración de los contratos del mercado secundario (artículo 24) las disposiciones contenidas en el artículo 16 también le aplican, de acuerdo con el ajuste que se le hizo al texto consultado.Por otra parte, los contratos que estén vigentes y registrados en el gestor mantendrán los horizontes de tiempo acordados. En este sentido, debe indicarse que las disposiciones de la resolución aplican a partir de su vigencia. Adicionalmente, los contratos de transporte que estén vigentes al momento de la expedición de la resolución y que tengan fecha de vencimiento anterior al último día de uno de los trimestres estándar podrán ser acortados o extendidos, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el último día del trimestre estándar anterior o posterior en que terminen.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 66

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
91	Gas Natural SA ESP	Artículo 16	potenciales clientes que quieran desarrollar nuevos proyectos se les introduciría un importante componente de incertidumbre de difícil gestión para los comercializadores, que no dispondrían ante tales proyectos de importancia y envergadura de un adecuado margen de maniobra al momento de generar sus ofertas comerciales. Lo anterior sin duda, plantearía un escenario en el que la regulación impondría limitaciones a nuevos procesos productivos que plantean como insumo el gas natural o un excesivo e innecesario riesgo adicional al comercializador.	incorporar excepciones para nuevos proyectos de demanda, como existe en el caso de contratación de suministro. El propósito es poder contar con viabilidad de contratación a futuro para clientes industriales de volumen significativo que requieran tomar decisiones de inversión con una antelación superior a un año.	<p>En la propuesta el transportador puede negociar capacidades de transporte por el horizonte que acuerden las partes. Frente a la restricción de los contratos futuros (i.e. los que se registran e inician su ejecución del servicio en una fecha posterior) el texto de la resolución se ajusta para que la fecha máxima de inicio de la prestación del servicio ocurra el último trimestre del año de gas de 2025.</p> <p>Por otra parte, las ampliaciones y los contratos correspondientes también pueden suscribirse por el horizonte de tiempo que acuerden las partes con sujeción a que todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.</p> <p>En los anteriores términos, debe señalarse que si bien se están organizando las disposiciones que rigen la comercialización de la capacidad de transporte, los transportadores con la contratación de largo plazo siguen gestionando el riesgo asociado a la demanda.</p>
92	Promigas	Artículo 17	<p>No es viable para el transportador que cuando el remitente requiera mayor servicio de transporte al consagrado en la capacidad contratada, que normalmente son requerimientos que suceden de imprevisto y de atención inmediata, se lo contrate al transportador. El transportador no podrá realizar un contrato de transporte ni un otro si de forma inmediata para que rija para ese mismo día. Por lo anterior, lo que normalmente ocurre es que el remitente, bajo un contrato ya celebrado, toma más capacidad de la nominada y autorizada. Sin embargo el parágrafo 2 del artículo 13 de la propuesta establece que "el transporte de cantidades de energía por encima de las contratadas podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia".</p> <p>Por lo anterior, debe permitirse al remitente adquirir esa capacidad mediante la nominación sin considerarse una práctica contraria a la libre competencia.</p>	<p>Se propone modificar el artículo 17 de la siguiente manera:</p> <p>"Artículo 17. Servicios de transporte que exceden la capacidad contratada. Si un remitente prevé o presenta una demanda máxima de capacidad en un día de gas superior a su capacidad contratada con el transportador o con otro remitente, podrá contratar este excedente en el mercado secundario o a través del transportador, en cuyo caso el transportador podrá establecer libremente los cargos por el servicio adicional de transporte. En caso de que el remitente adquiera dicha capacidad a través del transportador, lo podrá hacer válidamente mediante la suscripción de un otro si o mediante el proceso de Nominación, caso en el cual, aún sin suscribirse el otro si, el transportador podrá autorizar el transporte de volúmenes de gas superiores a la capacidad contratada, sin considerarse una práctica contraria a la libre competencia (...)"</p>	<p>Entendiendo que los contratos diarios son de corto plazo, del análisis del comentario se precisa en el parágrafo del artículo 17 lo siguiente: los otros si en los contratos que se deriven entre el transportador y el remitente, en aplicación del presente artículo, deberán quedar registrados en el gestor del mercado de gas natural dentro de los dos (2) días hábiles siguiente a la suscripción del otro si.</p> <p>Es pertinente señalar que en aras de la transparencia de la información es necesario que todas las contrataciones queden registradas en el gestor.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 67

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
93	Ecopetrol S.A.	Artículo 17	No es claro por qué los transportadores podrían establecer libremente los cargos cuando se supera la capacidad contratada. Si lo que pretende la Comisión es desestimular que un agente se subcontrate y por tanto sea habitual que use transporte por encima de lo contratado se sugiere acotar desviaciones permisibles y tarifas asociadas.	Se sugiere que exista una holgura por trimestre y mientras se cumpla esta condición se cobre la pareja del contrato o un porcentaje razonable por encima. Una vez se supere la holgura el transportador podría cobrar las tarifas libres.	Del análisis del comentario y comprendiendo que la actividad del transporte de gas natural tiene características monopolísticas se ajustó la disposición del valor de los cargos a la pareja 100% variable que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM. Este ajuste está en línea con los ajustes que en la propuesta contenida en la Resolución CREG 082 de 2019 se consultó sobre (i) los cargos en el mercado secundario, y (ii) los cargos de los contratos con interrupciones. Es importante resaltar que quien tiene acceso a los contratos diarios es aquel remitente que ya tiene un contrato de transporte de gas con el transportador y que por circunstancias puntuales requiere en el corto plazo de una mayor capacidad de transporte. Si el transportador la tiene, se la puede ofrecer a través de contratos diarios. Adicionalmente, es oportuno señalar que no se encontró justificación económica en la observación de los diferentes precios que cada transportador pone a la contratación de corto plazo. En general los precios son bastante superiores a los cargos regulados y la Comisión comprende que esa práctica la adoptan los transportadores para incentivar la contratación de largo plazo y no que los remitentes todos los días hagan contratos. Sin embargo, la Comisión considera que los incentivos de los remitentes es a cubrir sus necesidades con visión de mediano y largo plazo porque irse al corto plazo tiene el riesgo de que en algún momento el transportador no tenga CDP.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 68

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
94	ENEL EMGESA	Artículo 17	Con el fin de tener armonía entre las transacciones de mercado primario y secundario y no generar desequilibrios para los Agentes y liquidez en cada uno de estos. Se propone aplicar un techo en los cargos a cobrar por el servicio adicional de transporte.	Si un remitente prevé o presenta una demanda máxima de capacidad en un día de gas superior a su capacidad contratada con el transportador o con otro remitente, podrá contratar este excedente en el mercado secundario o a través del transportador, en cuyo caso el transportador podrá cobrar un precio máximo para las capacidades contratadas en estas negociaciones del 110% de la pareja de cargos 100% fijo – 0% variable aprobada por la CREG	<p>Del análisis del comentario y comprendiendo que la actividad del transporte de gas natural tiene características monopolísticas se ajustó la disposición del valor de los cargos a la pareja 100% variable que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM. Este ajuste está en línea con los ajustes que en la propuesta contenida en la Resolución CREG 082 de 2019 se consultó sobre (i) los cargos en el mercado secundario, y (ii) los cargos de los contratos con interrupciones.</p> <p>Es importante resaltar que quien tiene acceso a los contratos diarios es aquel remitente que ya tiene un contrato de transporte de gas con el transportador y que por circunstancias puntuales requiere en el corto plazo de una mayor capacidad de transporte. Si el transportador la tiene, se la puede ofrecer a través de contratos diarios.</p> <p>Adicionalmente, es oportuno señalar que no se encontró justificación económica en la observación de los diferentes precios que cada transportador pone a la contratación de corto plazo. En general los precios son bastante superiores a los cargos regulados y la Comisión comprende que esa práctica la adoptan los transportadores para incentivar la contratación de largo plazo y no que los remitentes todos los días hagan contratos. Sin embargo, la Comisión considera que los incentivos de los remitentes es a cubrir sus necesidades con visión de mediano y largo plazo porque irse al corto plazo tiene el riesgo de que en algún momento el transportador no tenga CDP.</p>
95	Anónimo	Artículo 18	Estas reglas son claves para viabilizar oferta potencial y no debería existir incertidumbre en su expedición. Ver comunicación principal.	Se sugiere incluir las reglas en la resolución definitiva.	La disposición comentada se eliminó del texto de la resolución. Las ampliaciones entre los productores - comercializadores y el transportador se pueden realizar, y de requerirse y solicitarse su inclusión en los cargos de transporte, esa es una disposición que debe estar en la metodología de transporte de gas natural.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 69

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
96	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 18	Cuando se presente congestión contractual cuales serían los ítems o criterios a evaluar para asignar capacidades, como visualiza la CREG el esquema de subasta? Esta nueva metodología aplicaría para el 2019 o iniciaría el 2020?		<p>Debe tenerse en cuenta que de acuerdo con las disposiciones del artículo 15, si en alguno o varios de los trimestres estándar del horizonte de 10 años, siguientes al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza la negociación de capacidad disponible primaria, se presenta congestión contractual, el transportador, o el transportador incumbente, identificará la fecha de congestión contractual de largo plazo y procederá así:</p> <p>El transportador, o el transportador incumbente, aplicará el procedimiento establecido en el Artículo 18 de la presente resolución con el fin de determinar la necesidad de ampliación en su sistema de transporte para atender las necesidades de capacidad a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, las disposiciones contenidas en el artículo 18 aplican precisamente cuando se presenta congestión en algún punto de la red de transporte. El propósito del artículo es contar con un mecanismo ordenado y visible para todas las partes interesadas en el procedimiento para solucionar ampliaciones.</p>
97	Promigas	Artículo 18	Adicionalmente, ante congestión de largo plazo la propuesta de la CREG no especifica como se asignaría la capacidad disponible primaria. Se sugiere que esta se asigne mediante subastas y el proyecto de ampliación sólo se negocie por la capacidad adicional requerida.		<p>Siempre que exista congestión en algún tramo de la red se seguirá el procedimiento de asignación que en regulación aparte la CREG determinará. Esta disposición es independiente del mecanismo que se señala en el artículo 18 en el cual se establece un procedimiento ordenado para solucionar las ampliaciones que se requieren.</p>
98	Promigas	Artículo 18	El único transportador habilitado para realizar ampliaciones de capacidad es el transportador incumbente, propietario de la infraestructura. Si existe un transportador IPAT en el sistema, éste solo podría realizar proyectos del Plan de Abastecimiento establecidos por la UPME. Por lo anterior, es necesario que se elimine el "transportador" de este aparte y cada vez que sea nombrado en este artículo.	<p>Se propone modificar el artículo 18 de la siguiente manera:</p> <p>"Artículo 18. Procedimiento para determinar ampliación de capacidad del SNT ante congestión contractual. Para determinar la necesidad de realizar ampliación de capacidad de transporte a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo, el transportador, o el transportador incumbente, aplicarán el siguiente procedimiento (...)"</p>	<p>Todas las disposiciones en la metodología de transporte vigente apuntan a que efectivamente las ampliaciones en un sistema de transporte están a cargo del transportador incumbente. Sin embargo, comprendiendo la posibilidad de que un transportador diferente sea el que efectivamente hace la ampliación no se acepta la propuesta de eliminar "el transportador".</p> <p>Por otra parte, como está señalado en el comentario, es claro que otro transportador, producto de los planes de abastecimiento de gas y de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 107 de 2017, otro transportador ejecute la ampliación.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 70

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
99	Ecopetrol S.A.	Artículo 18	El procedimiento parece insuficiente para viabilizar las ampliaciones que requiera la demanda interesado en un tramo con congestión contractual. Lo que puede ocurrir en la práctica es que la demanda interesada no pueda asumir las inversiones asociadas a la ampliación en los tiempos requeridos o que deba contratarse en plazos considerables para su viabilización. Ver comunicación principal.		Debe tenerse en cuenta que de acuerdo con las disposiciones del artículo 15, si en alguno o varios de los trimestres estándar del horizonte de 10 años, siguientes al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza la negociación de capacidad disponible primaria, se presenta congestión contractual, el transportador, o el transportador incumbente, identificará la fecha de congestión contractual de largo plazo y procederá así: El transportador, o el transportador incumbente, aplicará el procedimiento establecido en el Artículo 18 de la presente resolución con el fin de determinar la necesidad de ampliación en su sistema de transporte para atender las necesidades de capacidad a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo. De acuerdo con lo anterior, las disposiciones contenidas en el artículo 18 aplican precisamente cuando se presenta congestión en algún punto de la red de transporte. El propósito del artículo es contar con un mecanismo ordenado y visible para todas las partes interesadas en el procedimiento para solucionar ampliaciones.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 71

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
100	Promigas	Artículo 18	<p>Se destacan y se encuentran convenientes las disposiciones frente a la contratación de capacidad de transporte por parte de los productores sólo para uso propio y para ampliaciones de capacidad que permitan inyectar gas al SNT. A través de los ajustes propuestos se lograría la alineación de los intereses de los diferentes agentes que participan en el mercado, por un lado, el productor encontrará mayores alternativas para inyectar el gas en el mercado generando una mayor competencia de suministro, el transportador contará con los incentivos adecuados para poder realizar las expansiones y la demanda se beneficiará de precios competitivos. Se solicita a la Comisión que en los casos en que sea viable y eficiente para el mercado, dichas ampliaciones puedan seguir realizándose bajo esquemas regulados respaldados por los productores, las cuales estarán sujetas a los ajustes que realice la Comisión en la metodología de transporte, como la reducción del horizonte de remuneración y ajustes a los factores de utilización.</p> <p>Por otra parte, el numeral 5 del parágrafo 2 establece que "la capacidad de transporte asociada a esta ampliación hará parte de la CMMP para efectos de calcular la CDP0 de que trata el Artículo 4 de la presente resolución cuando la Comisión incluya en la base de activos de transporte, para calcular los cargos regulados de transporte, inversiones y gastos de AOM asociados a la ampliación de capacidad". Sobre este numeral se sugiere aplicar lo dispuesto en el Artículo 28 la Resolución 155 de 2017 de Open Season.</p> <p>Finalmente, teniendo en cuenta que la capacidad de expansión es producto de una negociación aparte de la infraestructura regulada, la norma propuesta debe especificar que dichos proyectos no afectarán el cálculo del factor de utilización de la infraestructura del transportador incumbente.</p>	<p>Se propone modificar el numeral 5 del parágrafo 2 del artículo 18 de la siguiente manera:</p> <p>La capacidad de transporte asociada a esta ampliación hará parte de la CMMP para efectos de calcular la CDP0 de que trata el Artículo 4 de la presente resolución cuando el transportador incumbente incluya en la base de activos de transporte, para calcular los cargos regulados de transporte, inversiones y gastos de AOM asociados a la ampliación de capacidad".</p>	<p>Se ajusta texto de resolución de la siguiente manera: La capacidad de transporte asociada a esta ampliación hará parte de la CMMP para efectos de calcular la CDP0 de que trata el Artículo 4 de la presente resolución cuando (i) el transportador haga la solicitud de acuerdo con la metodología que esté vigente de transporte, y (ii) la Comisión concluya la necesidad y en consecuencia incluya en la base de activos de transporte los correspondientes valores eficientes de inversión, para calcular los cargos regulados de transporte, inversiones y gastos de AOM asociados a la ampliación de capacidad.</p> <p>Lo anterior es necesario porque el transportador debe formalmente hacer la solicitud, la CREG debe evaluar la necesidad para la prestación del servicio, y si así es, los valores que se incluyen en los cargos son los eficientes.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 72

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
101	EPM	Artículo 18	<p>Los recientes proyectos de expansión de los últimos gasoductos construidos en Colombia evidencian duraciones de alrededor de 2.5 a 3 años.</p> <p>Lo anterior debido a que normalmente los temas de licenciamiento, consulta previa y medidas cautelares, ocasionan demoras prolongadas en este tipo de proyectos.</p>	<p>Se solicita revisar y ajustar el plazo del período de planeación para el año 2 y 3 del horizonte de proyección, lo cual implicaría que las subastas propuestas no fueran solo para el primer año sino también para el año t+1 o incluso t+2.</p>	<p>Debe tenerse en cuenta que de acuerdo con las disposiciones del artículo 15, si en alguno o varios de los trimestres estándar del horizonte de 10 años, siguientes al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza la negociación de capacidad disponible primaria, se presenta congestión contractual, el transportador, o el transportador incumbente, identificará la fecha de congestión contractual de largo plazo y procederá así:</p> <p>El transportador, o el transportador incumbente, aplicará el procedimiento establecido en el Artículo 18 de la presente resolución con el fin de determinar la necesidad de ampliación en su sistema de transporte para atender las necesidades de capacidad a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, las disposiciones contenidas en el artículo 18 aplican precisamente cuando se presenta congestión en algún punto de la red de transporte. El propósito del artículo es contar con un mecanismo ordenado y visible para todas las partes interesadas en el procedimiento para solucionar ampliaciones.</p>
102	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	artículo 19	<p>Teniendo en cuenta que la asignación de capacidad disponible primaria en cabeza del Gestor del Mercado para el corto plazo (año 1) deberá realizarse considerando en primera instancia los remitentes beneficiarios de los proyectos PAG, es preciso señalar que para ejercer tales funciones es preciso conocer con antelación a las respectivas subastas la relación de remitentes beneficiarios.</p>		<p>De acuerdo con las disposiciones emitidas por el MME la definición de los beneficiarios está en cabeza de la UPME.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 73

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
103	TGI	Artículo 19	TGI considera que los productos ofrecidos por el Gestor del Mercado deben manejar la misma discrecionalidad de la infraestructura asignada y comercializada por parte del transportador, negociaciones mensuales. Por lo anterior, contrataciones con duración mínima de 1 mes y máxima de 20 o 30 años (según aplique la vida útil del proyecto a asignar) se debería permitir. Adicionalmente, la fecha de inicio de los contratos proponemos sea abierta, para habilitar negociaciones de proyectos futuros, evitando así el favorecimiento de sectores particulares	<p>Divulgación de capacidad disponible primaria y de capacidad demandada: Durante el trimestre en el que se realice la asignación se ejecutarán los siguientes pasos para determinar la capacidad disponible y la capacidad demandada: El primer día hábil del mes el gestor del mercado publicará en el BEC la siguiente información para cada tramo o grupo de gasoductos correspondientes a proyectos del PAG distintos de IPAT: La CMMP con desagregación mensual y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo. Para estos efectos los transportadores responsables de los proyectos del PAG distintos de IPAT declararán al gestor del mercado la CMMP de cada proyecto. La capacidad total comprometida en contratos firmes, con desagregación trimestral y para un horizonte de 20 o 30 años conforme a la vida útil del proyecto, desde el primer día del siguiente mes, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades comprometidas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo. La capacidad disponible primaria, determinada como la diferencia entre la CMMP y la capacidad total contratada en contratos firmes, con desagregación mensual y para un horizonte de 20 o 30 años conforme a la vida útil desde el primer día del siguiente mes, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades disponibles en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.</p> <p>(...)</p>	<p>Lo primero a señalar es que la organización por trimestres debe mantenerse, en aras de la transparencia y visibilidad de la información. Por otra parte, se ajusta texto de la resolución para que las asignaciones puedan ser por el horizonte de tiempo que requieran los compradores, con sujeción a las disposiciones del parágrafo 2 del artículo 16, de la siguiente manera:</p> <p>Todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 74

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
104	Promigas	artículo 19	Se propone que al momento de presentar las solicitudes de capacidad, los remitentes entreguen una garantía de seriedad. De no existir este requerimiento, los remitentes podrían tener el incentivo de retirar las solicitudes al no existir ningún tipo de barrera o costo asociado, generándole al transportador la pérdida de los recursos invertidos en la operatividad de la negociación trimestral, como también generar congestiones que obligue a realizar subastas innecesarias. Incluso, al no aportar garantías, luego del desarrollo de la subasta el transportador podría no tener asegurada la firma de un contrato de transporte, dejando de atender demanda realmente interesada en la capacidad.	Se propone adicionar el siguiente párrafo al numeral 1 del artículo 19:  "Párrafo 1. Toda solicitud de capacidad debe ser respaldada al transportador PAG con una garantía de seriedad por parte de remitente".	En el Artículo 20 está la disposición de las garantías.
105	Promigas	artículo 19	El paso 2 establece que "si al aplicar el paso 1 queda capacidad disponible primaria, esta se asignará a los remitentes que no son beneficiarios de los proyectos de IPAT a través de subastas". La norma establece que se harán asignaciones por subasta que pueda que no sea necesario realizar, teniendo en cuenta que éstas solo se desarrollarían si existe congestión. Adicionalmente, existe un error de redacción, se debe reemplazar "proyectos de IPAT" por "proyectos PAG distintos de IPAT".	Se propone modificar el literal i, literal b, numeral 2 del artículo 19 de la siguiente manera:  "i (...) Paso 2. Si al aplicar el paso 1 queda capacidad disponible primaria, esta se asignará a los remitentes que no son beneficiarios de los proyectos PAG distinto de IPAT. En caso de ser necesario se asignarán a través de subastas cuyo reglamento lo definirá la Comisión en resolución aparte".	Las disposiciones que rigen qué hacer cuando hay congestión es objeto de regulación aparte. En esa resolución se presentará en detalle el procedimiento.
106	Promigas	artículo 19	Se sugiere que la desagregación de la CMMP sea trimestral, que coincida con la desagregación solicitada para la capacidad total comprometida y la capacidad disponible primaria.	Se sugiere modificar el literal i de la siguiente manera: "i. La CMMP con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo".	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
107	Promigas	artículo 19	Si en el trimestre siguiente a la negociación no hay capacidad disponible primaria, las capacidades que no se registraron durante el trimestre de la negociación no podrán hacer parte de las capacidades para negociar el siguiente trimestre. Las capacidades no registradas durante el trimestre de negociación podrán ofrecerse en el siguiente trimestre solo cuando se cuente con capacidad disponible primaria en el próximo trimestre.	Se propone modificar el numeral 3 del artículo 15 de la siguiente manera:  "3. Registro de contratos: (...) Las capacidades disponibles primarias que no se asignen, o que correspondan a contratos que no se registraron a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la asignación, harán parte de las capacidades disponibles para asignar en el siguiente trimestre estándar cuando exista capacidad disponible primaria".	La disposición busca que todas las asignaciones que no queden registradas en los plazos previstos la correspondiente capacidad debe aparecer como disponible en el siguiente trimestre. Ésta disposición es simétrica con la que está en el artículo 15.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 75

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
108	EPM	Artículos 19 y 20	1. Si bien es claro que el período de planeación es de cuatro trimestres para su inicio, no observamos cual sería la duración máxima de los mismos. 2. los Generadores Térmicos, un período de planeación de 4 trimestres es insuficiente. Estos agentes requieren contratos de transporte y suministro de gas en firme para efecto de respaldar el Cargo por Confiabilidad que se asigna con 4 años de anterioridad y por una duración entre 5 y 20 años, por lo cual sería necesario que los contratos de capacidad de transporte tengan este mismo horizonte de planeación y de duración.		Lo primero a señalar es que la organización por trimestres debe mantenerse, en aras de la transparencia y visibilidad de la información. Por otra parte, se ajusta texto de la resolución para que las asignaciones puedan ser por el horizonte de tiempo que requieran los compradores, con sujeción a las disposiciones del parágrafo 2 del artículo 16, de la siguiente manera: Todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.
109	Andesco	Artículo 20	Sugerimos, la definición de esquemas que permitan armonizar la comercialización de capacidad de transporte con las contrataciones a largo plazo de suministro desde dicha infraestructura, considerando un esquema de remuneración que sea viable para los agentes de mercado. Al respecto, entendemos que para los proyectos embebidos (IPATs), el transportador podrá realizar la negociación directamente con el remitente siempre y cuando la capacidad demandada sea inferior o igual a la capacidad disponible primaria, mientras que para los proyectos no embebidos (PAGne), en el mismo caso expuesto, se establece un esquema de remuneración con pareja de cargos 80% fijo y 20% variable, lo que, por las características de demanda como la de los generadores térmicos, desestimula la participación.		En el Artículo 20 están las disposiciones generales para la asignación de la CDP de los proyectos PAG distintos de IPAT. En primer término, la pareja 80F - 20V ya contiene una flexibilidad para la compra de capacidad. Del comentario se entiende que se solicita una mayor flexibilidad para los térmicos. Es decir, un componente variable más alto. En esta discusión debe tenerse en cuenta que hay un ingreso anual esperado que debe recogerse para el adjudicatario. Si no se asigna capacidad, de todos los beneficiarios se recogerá el 100% del ingreso anual esperado. En la medida que se asigne capacidad, los recursos monetarios producto de esas asignaciones disminuirán el valor que deben pagar los beneficiarios. Nótese que en la medida que se aumente la componente variable puede ocurrir que se asigne el 100% de la capacidad de la infraestructura y de todas maneras los beneficiarios tienen que seguir periódicamente pagando parte del ingreso anual esperado.
110	Promigas	Artículo 20	Se solicita aclarar ¿Para que se adiciona una nueva modalidad de contrato firme trimestral (CCT) si los contratos firmes pueden negociarse por un trimestre (Artículo 15)?		Los contratos son trimestrales y en consecuencia es necesario mantener esa señal. La disposición de trimestral es necesaria porque en el tiempo convivirán contratos firmes y contratos firmes trimestrales.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 76

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
111	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 20	<p>Frente a la incertidumbre macroeconómica que han generado temas como la guerra comercial de Estados Unidos y China, los ataques a la infraestructura petrolera en medio oriente y las decisiones respecto a la viabilización del fracking en Colombia que se ha reflejado en una alta volatilidad de la Tasa Representativa del Mercado – TRM en los últimos días, sugerimos evaluar la posibilidad de que se atenúe el impacto de dicha volatilidad considerando que el Costo de prestación del servicio de transporte, Ct, sea determinado con base en el promedio mensual de la TRM y no como está propuesto, con base en la TRM registrada al último día del mes en que se prestó el servicio.</p> <p>Sobre el particular, es importante mencionar que, pese a que históricamente el riesgo cambiario se ha diluido entre la demanda, frente a las nuevas condiciones de los mercados internacionales debería repensarse si es el agente transportador el llamado a gestionar de manera eficiente dicho riesgo.</p>		EL mecanismo de pago está sincronizado con las disposiciones de la Resolución CREG 107 de 2017.
112	ACOLGEN	Artículo 20	Si bien el Artículo 20 del Proyecto de Resolución 082 de 2019 dispone que: “En resolución aparte la Comisión podrá establecer un mecanismo particular para determinar los cargos máximos aplicables al servicio de transporte en proyectos del PAG distintos de IPAT para transportar gas proveniente de la infraestructura de importación de gas del Pacífico”, mencionamos la importancia, que tanto la metodología de cargos de transporte del gasoducto Buenaventura-Yumbo como la metodología de remuneración de la Planta de Regasificación del Pacífico sean conocidas de manera simultánea.	Particularmente, la incertidumbre actual acerca del cargo por uso de los servicios asociados a la Planta de Regasificación del Pacífico, así como la posibilidad de un cobro fijo del 80% en los cargos de transporte de este gas, puede inviabilizar la contratación por parte del parque térmico. En este sentido y como lo hemos mencionado mediante comunicación (A-506-27-11-2018 y A-029-31-01-2019), consideramos que en la determinación de los cargos de transporte se debe tener en cuenta: i) los limitados ingresos por confiabilidad de los generadores térmicos y ii) la condición de inflexibilidad y baja predictibilidad en el consumo de este tipo de demanda, con el interés de garantizar el acceso efectivo por parte del generador térmico al servicio de transporte.	El artículo 20 contiene un párrafo en donde se indica que en el caso de la infraestructura de importación del Pacífico podrán adoptarse otras disposiciones.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 77

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
113	Andesco	Artículo 20	Sugerimos, la definición de esquemas que permitan armonizar la comercialización de capacidad de transporte con las contrataciones a largo plazo de suministro desde dicha infraestructura, considerando un esquema de remuneración que sea viable para los agentes de mercado. Al respecto, entendemos que para los proyectos embebidos (IPATs), el transportador podrá realizar la negociación directamente con el remitente siempre y cuando la capacidad demandada sea inferior o igual a la capacidad disponible primaria, mientras que para los proyectos no embebidos (PAGne), en el mismo caso expuesto, se establece un esquema de remuneración con pareja de cargos 80% fijo y 20% variable, lo que, por las características de demanda como la de los generadores térmicos, desestimula la participación.		En el Artículo 20 están las disposiciones generales para la asignación de la CDP de los proyectos PAG distintos de IPAT. En primer término, la pareja 80F - 20V ya contiene una flexibilidad para la compra de capacidad. Del comentario se entiende que se solicita una mayor flexibilidad para los térmicos. Es decir, un componente variable más alto. En esta discusión debe tenerse en cuenta que hay un ingreso anual esperado que debe recogerse para el adjudicatario. Si no se asigna capacidad, de todos los beneficiarios se recogerá el 100% del ingreso anual esperado. En la medida que se asigne capacidad, los recursos monetarios producto de esas asignaciones disminuirán el valor que deben pagar los beneficiarios. Nótese que en la medida que se aumente la componente variable puede ocurrir que se asigne el 100% de la capacidad de la infraestructura y de todas maneras los beneficiarios tienen que seguir periódicamente pagando parte del ingreso anual esperado.
114	Promigas	Artículo 20	Se solicita aclarar ¿Por qué para los proyectos de la infraestructura de importación de gas del Pacífico la CREG establecerá un mecanismo de remuneración aparte? Si es así ¿Qué proyectos PAG distintos a la infraestructura de importación de gas del Pacífico le aplicaría lo dispuesto en el Artículo 20?		La disposición aplica a todos los proyectos PAG distintos de IPAT.  El proyecto de importación de gas del Pacífico aún está pendiente por definición y por esta razón es que en el artículo 20 está un parágrafo que indica que para esta infraestructura se podrá adoptar otra disposición.
115	ENEL EMGESA	Artículo 20	Solicitamos a la Comisión aclarar la razón de aplicar la pareja de cargos 80-20 propuesta. Los agentes de acuerdo con su factor de carga de consumo, políticas internas de contratación pueden tener diferentes necesidades	La remuneración debe ser libre entre los Agentes, respetando la pareja de cargos regulada al Transportador	En el Artículo 20 están las disposiciones generales para la asignación de la CDP de los proyectos PAG distintos de IPAT. En primer término, la pareja 80F - 20V ya contiene una flexibilidad para la compra de capacidad. Del comentario se entiende que se solicita una mayor flexibilidad para los térmicos. Es decir, un componente variable más alto. En esta discusión debe tenerse en cuenta que hay un ingreso anual esperado que debe recogerse para el adjudicatario. Si no se asigna capacidad, de todos los beneficiarios se recogerá el 100% del ingreso anual esperado. En la medida que se asigne capacidad, los recursos monetarios producto de esas asignaciones disminuirán el valor que deben pagar los beneficiarios. Nótese que en la medida que se aumente la componente variable puede ocurrir que se asigne el 100% de la capacidad de la infraestructura y de todas maneras los beneficiarios tienen que seguir periódicamente pagando parte del ingreso anual esperado.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 78

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
116	EPM	Artículo 20	1.No es claro si este procedimiento se aplicaría a las capacidades disponibles remanentes de transporte, una vez firmados los contratos de largo plazo mencionados en el proyecto de Resolución Creg 182 de 2017, o también aplicaría para los contratos iniciales que viabilicen la infraestructura de importación de Pacífico. 2. Para el generador Térmico del interior no es Posible comprometerse con una remuneración con un cargo fijo-variable 80-20 en los contratos de largo plazo que remuneran los servicios para esta infraestructura, debido a su alta variabilidad en el despacho eléctrico que depende del nivel de los embalses en el país y en general de la disponibilidad de los recursos renovables (solar, eólico e hídrico).	Para este tipo agentes no limitar la remuneración de capacidad de proyectos del PAG en el corto ni en el largo plazo, a un esquema 80-20. Aplicar la propuesta Creg 182 de 2017, estos ingresos incluían una parte fija-variable 50*IAE-50*IAE, con la cual los Generadores térmicos han venido realizando sus evaluaciones de factibilidad y participación en dicho proyecto	En el Artículo 20 están las disposiciones generales para la asignación de la CDP de los proyectos PAG distintos de IPAT. En primer término, la pareja 80F - 20V ya contiene una flexibilidad para la compra de capacidad. Del comentario se entiende que se solicita una mayor flexibilidad para los térmicos. Es decir, un componente variable más alto. En esta discusión debe tenerse en cuenta que hay un ingreso anual esperado que debe recogerse para el adjudicatario. Si no se asigna capacidad, de todos los beneficiarios se recogerá el 100% del ingreso anual esperado. En la medida que se asigne capacidad, los recursos monetarios producto de esas asignaciones disminuirán el valor que deben pagar los beneficiarios. Nótese que en la medida que se aumente la componente variable puede ocurrir que se asigne el 100% de la capacidad de la infraestructura y de todas maneras los beneficiarios tienen que seguir periódicamente pagando parte del ingreso anual esperado.
117	Anónimo	Artículo 22	En cuanto al periodo de negociación, resulta inflexible establecer que durante un trimestre no se puedan realizar contrataciones en modalidad interrumpible cuando el transportador tiene la posibilidad de ofrecer este tipo de contrato que podría ser una solución a requerimientos puntuales de la demanda o solventar el no acceso a la capacidad de transporte en un periodo particular. Con relación a la tarifa, ¿cuál es la motivación de remunerar esta capacidad a una tarifa 0-100% y evitar que las partes definan una tarifa?		El Art. 22 describe la temporalidad de negociación de contrato con interrupciones de la siguiente forma: • Período de la negociación: En cualquier momento dentro del trimestre estándar en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.  Por otra parte, la motivación de la determinación de los cargos 0% fijo - 100% variable para las capacidades contratadas mediante contratos con interrupciones en las negociaciones directas, se debe, tal como se señaló en del documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2019, propender por evitar ineficiencias en la formación del precio en el mercado secundario, teniendo en cuenta que para el mercado primario la CREG determina unos cargos regulados eficientes para que el transportador no le extraiga toda la renta al consumidor y, en el secundario los precios son libres, permitiéndose la reventa de capacidad de transporte con niveles superiores a los cargos regulados.
118	ISAGEN	Artículo 22	Con el objetivo de dar mayor dinamismo y liquidez al mercado primario de capacidad disponible, solicitamos se permita a los Generadores Térmicos la negociación de contratos en cualquier momento y en el plazo que las partes acuerden, toda vez que estas condiciones de negociación flexibiliza la comercialización y optimiza el uso eficiente de la infraestructura de transporte, más aun en condiciones de alta demanda o de ocurrencia del fenómeno de El Niño.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Duración del contrato: La duración que acuerden las partes.</li> <li>• Inicio del contrato: En cualquier momento dentro un trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.</li> <li>• Terminación del contrato: Último día de un trimestre estándar.</li> <li>• Cargos: De común acuerdo entre las partes.</li> </ul>	Ya existen condiciones especiales para atender necesidades de los térmicos como: - Contrato de Opción de compra en casos de gas importado, el cual puede tomarse para efectos de definir el perfil de demanda de capacidad sin exceder el CMMP. - El no tomar la capacidad no utilizada para el UOVCP - En las subastas sólo se tomará la demanda excedentaria que los térmicos voluntariamente quieran declarar.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 79

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
119	Promigas	Artículo 22	<p>Existe una inconsistencia en la duración y en la terminación de los contratos con interrupciones. Si la duración de este tipo de contratos es la que acuerden las partes, ¿Por qué la terminación del contrato tiene que ser el último día de un trimestre?</p> <p>Con respecto a los cargos, se deben incluir los cargos que remuneran los gastos de operación y mantenimiento (AOM).</p>	<p>Se propone modificar el artículo 22 de la siguiente manera: "Artículo 22. Características del contrato de transporte con interrupciones: Los contratos de transporte con interrupciones que pacte el transportador con sus remitentes tendrán las siguientes características: (...) Duración del contrato: La duración que acuerden las partes y como máximo un trimestre estándar (...)"</p>	<p>Se ajusta resolución para que termine en cualquier día del trimestre y se precisa que en el precio se incluye el cargo de AOM.</p>
120	Anónimo	Artículo 23	<p>¿Por qué los contratos firmes trimestrales no tendrían obligaciones permanentes y por el 100% de la capacidad contratada como lo sugiere el párrafo citado?</p>	<p>Se sugiere revisar si esto es un error en la redacción o explicar la motivación.</p>	<p>Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución.</p>
121	Promigas	Artículo 23	<p>Sobre este artículo se tienen las siguientes inquietudes: ¿Por qué no se incluye el contrato firme de capacidades trimestrales (CCT) como modalidad permitida en el mercado secundario? Según lo dispuesto, ¿No se podría vender en dicho mercado la capacidad de transporte de proyectos PAG distintos a IPAT?</p>		<p>Se ajusta en la resolución. No obstante, es preciso señalar que los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración e intervalos de tiempo que acuerden las partes y se sujetan a los lineamientos a que hace referencia el Artículo 16 de la presente resolución.</p>
122	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 23	<p>Al respecto, solicitamos aclarar la razón por la que se exceptúan los contratos firmes de capacidades trimestrales negociados en el mercado primario de los contratos que se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada. Sobre el particular entendemos, que los contratos que se suscriban en el mercado secundario y eventualmente se deriven de contratos firmes de capacidades trimestrales del mercado primario, igualmente deberán considerarse permanentes y por el 100% de las capacidades contratadas; agradecemos su confirmación sobre el entendimiento planteado.</p>		<p>Se ajusta Resolución de manera que la excepción sólo aplique a los contratos con interrupciones así: Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada.</p>
123	Promigas	Artículo 23	<p>Tenemos la inquietud de ¿Por qué incluyen en este párrafo los contratos firmes de capacidades trimestrales (CCT) si no hacen parte del mercado secundario?</p>		<p>Se ajusta Resolución de manera que la excepción sólo aplique a los contratos con interrupciones así:  Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 80

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
124	ENEL EMGESA	Artículo 23	Agradecemos a la Comisión aclarar en cuanto a "las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada" si es correcto el entendimiento que la capacidad contratada es una sola para toda la vigencia del contrato; o esta capacidad podrá ser diferente con la periodicidad trimestre estandar aplicable dentro de la vigencia completa del contrato.	Se solicita aclaración, concepto de la Comisión.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
125	ENEL EMGESA	Artículo 24	Agradecemos a la Comisión aclarar si efectivamente los contratos referidos en el Artículo 24, tendrán como máxima duración tres (03) años, es decir, hasta el doceavo (12) trimestre que se menciona en el artículo	El mercado (demanda final industrial) puede necesitar capacidad a más largo plazo, adicional a las fechas de contratación en mercado primario o secundario de suministro y en relación con los contratos del mercado minorista (que no se regulados), pero donde la demanda puede requerir garantizar plazos mayores a tres (03) años.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
126	Anónimo	Artículo 24	En las reglas actuales no se limita la duración de los contrato de capacidad de transporte en el mercado secundario. ¿Cuál es la razón para acotar esta duración?	Se sugiere permitir que la duración sea la que acuerden las partes.	<p>Los periodos de negociación corresponden a trimestres y los contratos que se deriven de dicha negociación pueden iniciar a partir del siguiente trimestre y por el horizonte de tiempo que acuerden las partes, con las siguientes dos disposiciones: (i) la fecha de ejecución del servicio debe ocurrir antes de último trimestre del año de gas de 2025, y (ii) todos los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.</p> <p>Las anteriores disposiciones se encuentran en el artículo 16. Adicionalmente, es pertinente mencionar que en materia de la duración de los contratos del mercado secundario (artículo 24) las disposiciones contenidas en el artículo 16 también le aplican, de acuerdo con el ajuste que se le hizo al texto consultado.</p> <p>Por otra parte, es preciso mencionar que en el análisis de lo futuros (i.e. entendidos como contratos que se registran en el trimestre de negociación y que tienen una ejecución de prestación del servicio en una fecha futura, por ejemplo en tres años), en aras de alinear las señales para que quien compra la capacidad de transporte realmente tenga una necesidad, en la resolución se realiza un ajuste para que si 6 meses antes del inicio de la ejecución el dueño de los derechos de la capacidad no cuenta con demanda final, de manera obligatoria debe poner esa capacidad en el BEC para los efectos de que cualquier remitenta pueda solicitar interés por esa capacidad.</p>

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 81

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
127	Anónimo	Artículo 26	La limitación en la definición de los compradores genera ineficiencias en usuarios no regulados que requieran comprar capacidad de transporte en el mercado secundario y deban acceder a las tarifas que defina un comercializador. Esta medida no presenta una solución eficiente y no es clara la motivación para limitar el acceso. Ver comunicación principal.	En el caso del productor comercializador se solicita permitir la compra en el mercado secundario cuando se destine para su propio consumo.	<p>En el mercado primario se limita a los productores - comercializadores comprar capacidad de transporte para la atención del servicio público domiciliario. Las razones que justifican en el secundario la misma disposición son las mismas de las del primario:</p> <p>La propuesta considera que los productores comercializadores no compren capacidad de transporte para la atención del servicio público domiciliario, sino que se limiten a comercializar del gas en la fuente de suministro o que se cuenten con mecanismos para que puedan poner el gas en el SNT.</p> <p>Esta circunstancia lo diferencia de la gestión de intermediación que realiza un comercializador para la atención de demanda. Adicionalmente se ha identificado que la compra de transporte por parte del productor puede generar bloqueos o limitaciones en el mercado de suministro. Frente a la participación en el mercado secundario se debe considerar previamente que el productor - comercializador podrá comprar capacidad de transporte de forma directa para su propio consumo como un usuario no regulado para efectos de evitar una especulación de esa capacidad su comercialización en el mercado secundario se debe hacer a través de mecanismos que permitan hacer una trazabilidad de esa capacidad.</p> <p>En concordancia con esto a medida que el productor - comercializador no compre capacidad de transporte en el mercado primario para su propio consumo este podrá acudir al mercado secundario como usuario no regulado a través de un comercializador. No se considera razonable que un productor comercializador ya sea en el mercado primario o secundario compre de forma directa capacidad de transporte cuando su objeto se debe limitar a la venta de suministro de gas en el campo o buscar esto en algún punto de entrada en el SNT.</p>
128	Corporación Efinético	Artículo 26	Los usuarios no regulados también pueden participar en el mercado secundario como compradores	"Los comercializadores y usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado secundario"	Se mantiene la disposición de la Res. 114 de 2017. Los usuarios no regulados a través del gestor del mercado en los procesos de úselo o véndalo de corto y largo plazo podrán vender capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario.
129	Gas Natural SA ESP	Artículo 26	Se hace necesario incluir la posibilidad de habilitarlos como compradores en el mercado secundario para uso propio, de forma equivalente al mercado primario.	Incluir en el artículo de compradores del mercado secundario un párrafo que establezca "Los productores de gas natural podrán comprar capacidad de transporte en el mercado secundario cuando requieran esa capacidad exclusivamente para transportar gas para su propio consumo".	Se mantiene la disposición de la Res. 114 de 2017. Los usuarios no regulados a través del gestor del mercado en los procesos de úselo o véndalo de corto y largo plazo podrán vender capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 82

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
130	SURTIGAS	Artículo 27	La Resolución establece un precio máximo en la comercialización de capacidad de transporte de 110% para reducir el incentivo de acaparamiento en los tramos más críticos. Consideramos que lo anterior es positivo para el mercado pero proponemos que el precio máximo establecido sea reducido. La infraestructura de transporte es, por su naturaleza, limitada, por lo cual la regulación debe buscar el uso eficiente de estas inversiones. No vemos los beneficios de promover el mercado secundario de transporte ya que permitir un margen solo promueve el acaparamiento en los tramos más críticos. Adicionalmente el productor puede recibir una renta adicional en el mercado secundario con la venta de capacidad de transporte de ampliaciones. Todo lo anterior podría generar mayores precios a la demanda.	Eliminar el margen en la venta de capacidad de transporte en el mercado secundario o reducir el precio máximo del 110% establecido.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
131	Anónimo	Artículo 27	Considerando que un agente puede adquirir una determinada capacidad de transporte en el mercado primario a una tarifa con un componente fijo menor al 80% y por tanto con un mayor valor, resulta recomendable establecer un porcentaje sobre la tarifa del contrato del mercado primario.	110% de la pareja de cargos pactada en el contrato del mercado primario del cual se deriva la disponibilidad para comercializar en el mercado secundario.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
132	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 27	¿Al definir en el artículo 27 que se puede incluir en el 10% de la tarifa de transporte firme, incluye impuestos? Podrían evaluar que el vendedor recupere su costo de acuerdo con la pareja contratada y un margen de comercialización de máximo 10%?		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
133	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 27	Consideramos inconveniente definir pareja de cargos para el tramo o grupo de gasoductos sobre los que se contratará la capacidad de transporte en el mercado secundario (ver comentarios generales "De la relevancia de la titularidad y la liberación de los remitentes en la venta de sus derechos de capacidad") y sugerimos respetuosamente mantener la disposición establecida en el artículo 38 de la Resolución CREG 114 de 2017, donde se permite la negociación directa con precio máximo fijado libremente por las partes.		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 83

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
134	Andesco	Artículo 27	Sugerimos analizar las implicaciones que podría tener dicha medida, en especial para los contratos vigentes que fueron suscritos incluso antes de la Resolución CREG 089 de 2013 y sobre los cuales los agentes tomaron posiciones de riesgo bajo las condiciones regulatorias que existían en su momento. En relación a lo anterior, es importante que el valor que se defina, garantice la recuperación de la tarifa de transporte, por ejemplo, de un contrato que tiene establecida la pareja de cargos 80% fijo – 20% variable o menor y cubra entre otros, los impuestos que se deben asumir por la utilización del servicio de transporte, teniendo en cuenta la ubicación de la prestación del servicio. En la misma línea, sugerimos evaluar la vigencia de aplicación de la disposición.		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
135	Andesco	Artículo 27	Sugerimos analizar las implicaciones que podría tener dicha medida, en especial para los contratos vigentes que fueron suscritos incluso antes de la Resolución CREG 089 de 2013 y sobre los cuales los agentes tomaron posiciones de riesgo bajo las condiciones regulatorias que existían en su momento. En relación a lo anterior, es importante que el valor que se defina, garantice la recuperación de la tarifa de transporte, por ejemplo, de un contrato que tiene establecida la pareja de cargos 80% fijo – 20% variable o menor y cubra entre otros, los impuestos que se deben asumir por la utilización del servicio de transporte, teniendo en cuenta la ubicación de la prestación del servicio. En la misma línea, sugerimos evaluar la vigencia de aplicación de la disposición.		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
136	Efigas S.A.E.S.P.	Artículo 27	Por diferentes razones históricas (Contratos suscritos como requisito para adelantar inversiones en infraestructura de transporte) existen contratos suscritos hace mucho tiempo, con fecha de inicio muy posterior a la suscripción y a largo plazo, es decir, capacidades contratadas con una finalidad razonable en su momento y no como una oportunidad especulativa, sin embargo, por razones propias del mercado esta capacidad contratada resulta excedentaria para los agentes que asumieron esos compromisos, por esta razón el límite en el precio castiga de manera desproporcionada a estos agentes.	Limitar el precio en el mercado secundario para las capacidades compradas a partir de la vigencia de esta resolución.	En el análisis se encontró necesario desincentivar la práctica de compra de capacidad de transporte para su reventa a precios mayores a los regulados. Por esta razón, en la propuesta se ajusta la señal para que los precios en el mercado regulado sean los mismos precios del primario.  La Comisión considera que de esta manera se evita la práctica de algunos agentes de buscar mayores precios en el secundario sobre un producto que es un monopolio natural y que en consecuencia el regulado fija unos cargos. Si la capacidad de transporte fuera un bien en competencia está bien que los precios en el secundario fueran libres.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 84

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
137	ISAGEN	Artículo 27	Con el objetivo de dar mayor dinamismo y liquidez al mercado secundario, solicitamos se permita la negociación de contratos en cualquier momento, en el plazo que las partes acuerden, toda vez que estas condiciones de negociación flexibiliza la comercialización y optimiza el uso eficiente de la infraestructura de transporte, más aun en condiciones de alta demanda o de ocurrencia del fenómeno de El Niño. Respecto a los precios, se solicita que sean definidos entre las partes, toda vez que muchos de los agentes (Generadores Térmicos) que participamos en el mercado secundario como comercializadores buscamos la recuperación de los costos asociados a los contratos firmes, los cuales pueden tener variadas y diferentes parejas de cargos y costos. Adicionalmente con la libertad de acordar los precios se incentiva la libre competencia y la optimización de los recursos. La regulación en cuestión de precios no le garantiza al mercado liquidez, tal como se puede evidenciar en los Procesos Úselo o Vendalo de Corto Plazo en donde se regula el precio base de dicha subasta creando desequilibrios económicos para una de la partes.	Los precios se acordarán de común acuerdo entre las partes, el precio incluirá todos los costos asociados al pago del servicio del transporte tales como: cargos fijos, cargos variables, AOM, estampillas, cuota de fomento e impuesto de transporte. Dichos precios no podrán exceder los siguientes precios máximos: El precio máximo para las capacidades contratadas en estas negociaciones directas será el 105% de la pareja de cargos 0% fijo – 100% variable aprobada por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
138	ENEL EMGESA	Artículo 27	Compartimos la intención de la Comisión en establecer una tarifa que no sea ni discriminatoria, no permita la especulación por parte de quienes tienen capacidad contratada y no se generen barreras de entrada a nuevos agentes o agentes o demanda que requiere capacidad excedentaria o no usada de transporte. Es claro que existen situaciones de mercado y posición de agentes incumbentes que limitan la participación de otros encareciendo los precios.	Proponemos que los precios máximos definidos para contratos en firme o con interrupciones, sean precios techo (hasta la pareja de cargos 100% fijo - 0% variable ó 0% fijo - 100% variable, respectivamente) y así dado el caso se puedan negociar y realizar transacciones en beneficio para la demanda, sin especulación de los Agentes y en proporcionalidad con los cargos regulados aprobados al Transportador.	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 85

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
139	Grupo Vanti	Artículo 27	Entendemos el desincentivo que la CREG quiere dar a la especulación en el mercado secundario con la limitación de precio del mercado secundario al 110% de la pareja de cargos 100%F-0%V. No obstante, tal disposición no considera una recuperación del costo asociado a los riesgos adquiridos en la firma de los contratos años atrás, momento en el cual el mercado secundario como hasta hoy era libre. Así, esta disposición estaría limitando el costo de oportunidad de los contratos en periodos, por ejemplo, de alta generación térmicas. Adicionalmente, dicha regla no permitiría recuperar de manera eficiente los costos asociados a los contratos que fueron suscritos antiguamente en el mercado primario y sobre los cuales se soporta la venta en el mercado secundario, como consecuencia de tres aspectos que se detallan en el Anexo-numeral 4, que consisten básicamente, en que es poco frecuente que los contratos en el mercado primario tengan pareja de cargos 100%F-0%V, no incluye los impuestos y ni la cuota de fomento, desconoce costos de transacción.	Consideramos que incorporar esta limitación debería aplicar exclusivamente a nuevos contratos ya que, de lo contrario, se estaría materializando una expropiación por vía regulatoria en detrimento de los derechos adquiridos de los agentes, o en su defecto permitir y/o tramitar una reestructuración de las cantidades y compromisos contractuales vigentes	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 86

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
140	DINAGAS S.A. E.S.P.	Artículo 27	<p>El aparte del artículo 27, que se ha resaltado, podrá eventualmente dar lugar a interpretar que el Agente que pretenda vender transporte en el mercado secundario está obligado a hacerlo a pérdida, interpretación a todas luces contraria a la lógica, la costumbre mercantil y la legislación comercial. Ante esta posible e hipotética interpretación, es conveniente precisar lo siguiente:</p> <p>a. ¿Se pretende mediante este artículo impedir la recuperación de la totalidad de los cargos que pagan los Comercializadores en el mercado primario, para de esta forma intervenir los precios en el mercado secundario de transporte de Gas?</p> <p>Analizando el Documento Soporte, podría suponerse que tiene sentido económico establecer “un límite a los cargos que se negocian en el mercado secundario” interviniendo la libertad de precios existente en el mercado secundario de transporte de Gas. Lo que no tiene sentido ni lógica alguna es imponer un “precio máximo” que impida recuperar la totalidad de los cargos regulados de Transporte, obligando a los Agentes del mercado, debidamente habilitados, a vender a pérdida capacidad de transporte en el mercado secundario. en contravía de lo establecido en las prácticas y normas legales comerciales de cualquier mercado.</p> <p>b. Así las cosas, es evidente entonces y se infiere sin lugar a dudas que la expresión “precio máximo” a que se refiere este inciso no incluye el resto de los cargos regulados, que hacen parte de la estructura tarifaria de Transporte del mercado primario, tales como el Cargo Fijo Regulado para remunerar los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), además de los cargos impositivos relacionados con el transporte. En consecuencia, solicitamos comedidamente aclarar, sin que haya lugar a equívocos o interpretaciones erróneas, que el cargo AOM y demás cargos impositivos deben ser recuperados sin ningún margen comercial, cuando se comercialice transporte en el mercado secundario.</p>	<p>De conformidad con lo anteriormente expresado, sugerimos con el mayor respeto que el mencionado inciso segundo del artículo 27, establezca como <b>límite un margen comercial</b> del 10% del valor de la pareja de Cargos 80% Fijo – 20% variable, pareja muy utilizada en las negociaciones de transporte en el mercado primario, puesto que de esta forma, se establece un límite máximo razonable a los cargos que se negocien en el mercado secundario con lo cual se afectarían mínimamente las tarifas a usuarios finales.</p>	<p>Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 87

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
141	Corporación Efinetico	Artículo 29	Con el propósito de hacer mas efectiva la labor del gestor de mercado, proponemos la negociación se haga directamente en la plataforma del gestor de Mercado, sin necesidad de otorga información de contacto. Nos llama la atención la poca pluralidad de participantes de este mercado. En especial, si los Usuarios NO regulados no pueden participar directamente en el mercado secundario tanto para comprar como para vender.	"(ii) cantidades por vendedor "	Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
142	Corporación Efinetico	Artículo 29	Consideramos que parte de la labor del gestor de mercado no es solo recibir la información sobre la capacidad en venta. Con los históricos de consumo y otra información de mercado, puede proponer la capacidad que se deberá colocar en venta. Con ello, tendrá criterio de cual podrá ser la capacidad máxima en venta.	"(ii) cantidades por vendedor "	De acuerdo con la regulación, el gestor recibe y publica una información, entre otros aspectos. Sin embargo, ello no impide que el gestor le de valor agregado a la información que tiene a su cargo para producir reportes del interés de los participantes. De hecho, en el sitio de internet del gestor hay varios reportes que ellos hacen que no están exigidos en la regulación.
143	Corporación Efinetico	Artículo 30	Consideramos que a pesar de lo mencionado en el punto anterior, si finalmente, la negociación se realiza por fuera de la plataforma de gestor de mercado, que diferencia tiene que se haga en otra plataforma?	Se propone eliminar este articulo	La Comisión no tiene elementos que deriven en la necesidad de eliminar la disposición.
144	ENEL EMGESA	Artículo 30	Si bien la regulación permite la constitución de plataformas alternativas de negociación en el mercado secundario, tales plataformas deberán respetar y cumplir con los principios y reglas definidas en las Resoluciones del mercado mayorista de Gas y demás normas complementarias, en particular con los principios generales de las subastas, de modo que la subasta sea un proceso de negociación eficiente tanto en formación de precios como en asignación de productos, tal como lo establece el marco regulatorio	Algunos aspectos sobre los cuales queremos llamar la atención de la Comisión en relación con la existencia de otras plataformas y que a nuestro juicio deben ser atendidos regulatoriamente encontramos el manejo y limitaciones al acceso de la información, la restricción que se permite a los agentes para limitar o condicionar la participación de otros agentes en operaciones de venta y/o compra y la limitación y desplazamiento a la participación del Gestor de Mercado en operaciones de mercado secundario, convirtiéndolo en un simple recopilador y administrador de información, apartándolo de los objetivos para los cuales fue concebido	Los aspectos mencionados no son objeto de análisis de la presente resolución.
145	Anónimo	Artículo 32	De la redacción se entiende que no se incluyen los impuestos en la remuneración lo cual es parte integral del uso de una capacidad de transporte.	Se solicita incluir en las obligaciones de pago los impuestos asociados a transporte.	De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.5 del Anexo 4 de la presente resolución, en la construcción del precio de reserva se debe tener en cuenta que en su cálculo se debe incorporar las tarifas del impuesto de transporte y de la cuota de fomento que correspondan, según las normas vigentes. En estos términos, el precio de cierre de la subasta, tiene incluidos los impuestos.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 88

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
146	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 32	De acuerdo con el artículo 32, parágrafo 5, dada la solicitud de cuenta bancaria para reportar al administrador de las subastas, y que está pudiera ser una práctica fuera de las políticas de alguna compañía, solicitamos evaluar que las garantías que actualmente están otorgadas al gestor para fines de participar en las subastas bimestrales firmes se pudieran tomar a ser respaldo o como garantía de las transacciones realizadas en la plataforma del Gestor.		Entendemos que Ud. hace referencia al artículo 33. Adicionalmente, en la propuesta mezcla garantías de suministro con las del úselo o véndalo de corto plazo de transporte.
147	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 32	Con relación al proceso de subasta de úselo o véndalo de largo plazo de transporte, solicitamos revisar la propuesta, en la parte del cálculo de capacidad excedentaria, en cual actualmente se permite multiplicar cantidad de energía demandada por 1,2 y la propuesta está en 1.01. Solicitamos considerar no modificar este factor, dado que es importante continuar conservando un pico que permita respaldar la demanda regulada y no regulada como Distribuidor, o proponemos analizar y evaluar distintos factores de carga de acuerdo con su rol en el mercado.	En consideración a que se busca que no haya capacidad sin utilizar de transporte, la Comisión consideró que el 1% de la capacidad de transporte sobre la energía respaldada en contratos de suministro es suficiente y permite que se encuentre disponibilidad de esta capacidad.  La disposición vigente del 20% permite que no se asignen capacidades que no están asociadas a un contrato de suministro, lo cual conlleva a ineficiencias especialmente cuando un remitente requiere de esa capacidad.	Se considera que el 1% de la capacidad de transporte sobre la energía respaldada en contratos de suministro es suficiente y permite que se encuentre disponibilidad de esta capacidad para quien la necesite
148	ENEL EMGESA	Artículo 32	En las subastas de comercialización de capacidad de Transporte no se observa en consecuencia con la disponibilidad real, excedentes para el mercado, pocas transacciones y acceso limitado a capacidades por tramos (de ser así requeridas por un agente). Por otra parte las vigencias requeridas por los Agentes interesados y por la demanda en general, superan el año (01) de duración. Por lo que para que exista acoplamiento con los contratos de suministro, con los contratos del mercado minorista y con proyectos de grandes consumidores industriales se hace necesario ampliar la vigencia de los contratos a suscribir resultado de este proceso.	Productos de las subastas. En cada subasta se negociará la capacidad de transporte excedentaria por ruta y tramos, bajo la modalidad de contrato firme, con la duración que acuerden las partes hasta un máximo de doce (12) trimestres estándar. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar. En igual sentido se sugiere ajuste del Anexo 4.	De acuerdo con las disposiciones de suministro, la Comisión no encuentra elementos que señalen la necesidad de aumentar el periodo del producto de la subasta del úselo o véndalo de largo plazo, teniendo en cuenta que hay diferentes posibilidades de contratación. Adicionalmente, este mecanismo es de cierre (i.e. de última instancia).
149	ENEL EMGESA	Artículo 32	Se deben garantizar medidas a efectos de que los usuarios no regulados, en aplicación de la libre escogencia del prestador del servicio, puedan ejercer la posibilidad de elegir cualquier comercializador titular de derechos de suministro de gas natural, en aplicación de lo dispuesto en el numeral 2 del artículo 9 de la Ley 142 de 1994. En este sentido y afectos de dar cumplimiento a los fines y objetivos en materia regulatoria previstos en los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994, así como a fin de promover la competencia en la actividad de comercialización se considera necesario y razonable adoptar de manera permanente el mecanismo previsto durante el período de transición mediante el cual el distribuidor-comercializador está obligado a permitir el uso de la capacidad contratada a los usuarios no regulados que estaban haciendo uso de dicha capacidad.		La disposición transitoria que se indica aplicó hasta que el gestor del mercado empezó a realizar las subastas de úselo o véndalo de largo plazo.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 89

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
150	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 33	¿A qué se debe que no haya ajustes en la remuneración de las capacidades de transporte que salen a la SUVCP, no sería más eficiente al menos que el vendedor recupere su costo?		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
151	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 33	Teniendo en cuenta que en la actualidad el diseño de los productos de la subasta úselo o véndalo de corto plazo considera la comercialización de rutas conformadas por varios tramos, que en oportunidades pueden presentar excedentes de capacidad de manera aislada, sugerimos revisar la posibilidad de replantear los productos de manera que se comercialice por tramos optimizando el uso de la infraestructura. Así mismo y conforme lo manifestado por algunos participantes, resulta importante revisar el diseño del producto a subastar por cuanto éste no considera las tarifas del impuesto de transporte y de la cuota de fomento como si se hace para la subasta úselo o véndalo de largo plazo.		Se ajustan las disposiciones. Ver resolución.
152	ENEL EMGESA	Artículo 33	Dentro del proceso operativo entre Remitente - Transportador - Productor del día a día, no solamente la nominación garantiza la necesidad y uso efectivo de la capacidad de transporte.	Proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. La capacidad de transporte de gas natural que haya sido contratada y no haya sido nominada por el Remitente y aceptada por el Transportador para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores (.....)	Se ajustan las disposiciones. Ver resolución.
153	ISAGEN	Artículo 33	Respetuosamente y como lo hemos manifestado en varias ocasiones, solicitamos que el precio de reserva de las subastas diarias (PUoVCPT) se reconozca la componente variable de la tarifa del contrato más la cuota de fomento y el impuesto de transporte. Lo anterior debido a que el pago por parte del comprador de la componente variable de la pareja de cargos 80% fijo 20% variable generalmente no cubre los costos variables incurridos y pagados al transportador, lo cual genera una pérdida para las empresas vendedoras.	El administrador de la subasta calculará el precio de reserva, $[(PR)]_{(C_r)}$ , para cada uno de los productos $C_r$ a subastar, como el valor de los cargos variables que remuneran el costo de inversión de la pareja de cargos 80% Fijo – 20% Variable más el costo total pagado por concepto de cuota de fomento e impuesto de transporte, para todos los tramos y/o grupo de gasoductos de la ruta $C_r$ . Este precio no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.	Se ajustan las disposiciones. Ver resolución.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 90

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
154	Organización Terpel	Artículo 33	El precio de reserva de la subasta Uselo o Véndalo de Corto Plazo debería ser como mínimo la parte variable de la pareja 80-20 más el valor de los impuestos de los cargos fijo, variable y AOM. Esto debido que actualmente el vendedor es quien está asumiendo los impuestos e incurre en una pérdida económica mayor a la de dejar esa capacidad ociosa sin vender.		Se ajustan las disposiciones. Ver resolución.
155	Gas Natural SA ESP	Artículo 33	no contribuye de forma efectiva a solucionar la falta de cierre de transacciones en este mercado. Lo anterior, debido a que el mecanismo de prepago al vendedor igual hoy hace parte de las opciones de garantías, pero por los tiempos es poco probable registrar cuentas y efectuar transferencias bancarias de manera inmediata, y además, esto no solucionaría posibles problemas de contratación entre partes por políticas de empresa (compliance) y verificación sarlaft por ejemplo	creemos que la Comisión debería reforzar el propósito establecido en la Resolución CREG 089 de 2013, compilada en la Resolución CREG 114 de 2017, en el que el gestor debía fungir como intermediario para el proceso de prepago, pero que lamentablemente al gestor del mercado actual no le fue posible implementar de forma práctica para la demanda. Esta alternativa, con los ajustes regulatorios que la CREG estime necesarios, realmente permitiría tener mayor cierre de transacciones ya que los compradores sólo requerirían (un mínimo) tener una contraparte a la cual podrían hacer transferencia o prepago de forma expedita	La justificación de la disposición propuesta es brindar mayor dinamismo al mecanismo, de manera que puedan haber mayores transacciones.
156	EPM	Artículo 33	1.a. Para incentivar la participación de los agentes en este esquema y que exista liquidez, es necesario modificar la forma de estimación del precio de reserva de este mecanismo. El costo de oportunidad de la capacidad diaria no nominada es el Cf de inversión + el Cf de AOM y este valor no genera impuesto al transporte ni cuota de fomento, mientras no exista gas efectivamente transportado. Si se vende una capacidad excedentaria diaria no nominada por la variación de la demanda del remitente primario, se debería permitir, como mínimo, recuperar el pago de los costos fijos.	Por lo anterior se sugiere, para la definición del Precio de reserva, la misma redacción del precio de reserva del mecanismo UVLP de largo plazo, establecida en el Numeral 5.5 del anexo 4 de la propuesta. En este se menciona que "...El cálculo del precio de reserva deberá incorporar las tarifas del impuesto de transporte y de la cuota de fomento que correspondan, según las normas vigentes. Para esto el administrador de las subastas aplicará estas tarifas de impuestos a cada una de las variables $\{ [CF]_{Inv} \}_j$ , $\{ [CF]_{AOM} \}_j$ y $\{ [CV]_{Inv} \}_j$ utilizadas para el cálculo del precio de reserva descrito en el presente numeral." Posteriormente y pensando en un futuro cercano, este mecanismo debería permitir transar las cantidades de gas de los desbalances diarios, originados por los cambios en la demanda, lo cual daría mayor liquidez.	Se ajustan las disposiciones. Ver resolución.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 91

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
157	ACOLGEN	ARTICULO 33,34,44 y ANEXO 5	Para incentivar la participación de los agentes en este esquema y garantizar una mayor liquidez, y pensando a futuro incluso en ampliar el mecanismo a las cantidades de gas de los desbalances diarios originados por los cambios en la demanda, es necesario modificar la forma de estimación del precio de reserva de este mecanismo. El costo de oportunidad de la capacidad diaria no nominada es el CF de inversión + el CF de AOM (este valor no genera impuesto al transporte ni cuota de fomento mientras no exista gas efectivamente transportado). Por lo tanto, si se vende una capacidad excedentaria diaria no nominada, por la variación de la demanda del remitente primario, debería tratarse como mínimo de disminuir el pago de dichos costos fijos. De la propuesta establecida por la Comisión, no es claro cuál es el beneficio para el remitente primario si el "PR" es igual a la parte variable de la pareja 80-20 y la subasta termina en la ronda "0", pues el vendedor termina pagando para dicho día los costos fijos de inversión y AOM, más el impuesto al transporte, es decir aumenta sus costos. Dada esta condición, se sugiere a la Comisión que para la definición del Precio de reserva del UVCP, se considere la misma redacción del precio de reserva del mecanismo UVLP de largo plazo, Anexo 4, numeral 5.5., que dispone que: "El cálculo del precio de reserva deberá incorporar las tarifas del impuesto de transporte y de la cuota de fomento que correspondan, según las normas vigentes (...)". Propuesta de suscripción de contratos en este mecanismo. De igual forma, se propone eliminar la obligación de suscribir contratos para estas transacciones de corto plazo, teniendo en cuenta su naturaleza consensual y con el interés de simplificar el cierre de las mismas. Lo anterior, de manera que el perfeccionamiento de la transacción se logre con el registro de asignación de la subasta por parte del mismo Gestor de Mercado, similar a como se hace en otros mercados internacionales de gas natural. .	Para incentivar la participación de los agentes en este esquema y garantizar una mayor liquidez, y pensando a futuro incluso en ampliar el mecanismo a las cantidades de gas de los desbalances diarios originados por los cambios en la demanda, es necesario modificar la forma de estimación del precio de reserva de este mecanismo. El costo de oportunidad de la capacidad diaria no nominada es el CF de inversión + el CF de AOM (este valor no genera impuesto al transporte ni cuota de fomento mientras no exista gas efectivamente transportado). Por lo tanto, si se vende una capacidad excedentaria diaria no nominada, por la variación de la demanda del remitente primario, debería tratarse como mínimo de disminuir el pago de dichos costos fijos. De la propuesta establecida por la Comisión, no es claro cuál es el beneficio para el remitente primario si el "PR" es igual a la parte variable de la pareja 80-20 y la subasta termina en la ronda "0", pues el vendedor termina pagando para dicho día los costos fijos de inversión y AOM, más el impuesto al transporte, es decir aumenta sus costos. Dada esta condición, se sugiere a la Comisión que para la definición del Precio de reserva del UVCP, se considere la misma redacción del precio de reserva del mecanismo UVLP de largo plazo, Anexo 4, numeral 5.5., que dispone que: "El cálculo del precio de reserva deberá incorporar las tarifas del impuesto de transporte y de la cuota de fomento que correspondan, según las normas vigentes (...)". Propuesta de suscripción de contratos en este mecanismo. De igual forma, se propone eliminar la obligación de suscribir contratos para estas transacciones de corto plazo, teniendo en cuenta su naturaleza consensual y con el interés de simplificar el cierre de las mismas (...)	Con respecto al precio de reserva y las garantías del mecanismo de úselo o véndalo de corto plazo, se ajustan las disposiciones en la resolución.  Por otra parte, en relación con la disposición de contar con contratos marco en este mecanismo, la Comisión considera necesario su estipulación para trazabilidad y celeridad del mismo. La propuesta de contrato marco flexibiliza y agiliza las operaciones incluyendo el prepagó y en general el acuerdo entre partes.
158	Anónimo	Artículo 34	Se considera pertinente incluir en la remuneración los impuestos.		Entendemos que el comentario hace alusión al artículo 33. En este sentido, se hacen ajustes a la resolución. Ver resolución.
159	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 34	¿Con la implementación del contrato marco (Artículo 34) por parte del Gestor para las negociaciones, sería posible dar inicio a los contratos digitales, con firmas electrónicas?		El gestor del mercado podrá considerar dentro del procedimiento establecer este tipo de suscripción de los contratos.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 92

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
160	Gases del Llano SA ESP	Artículo 34	Teniendo en cuenta la intención del Regulador en estandarizar un formato de contrato con términos mínimos, se solicita a la Comisión claridad en, ¿cuáles son las modificaciones que tendrán los términos mínimos con respecto a los que se están llevando actualmente?.	Definición de cambios en los términos mínimos	El gestor del mercado contará con un término de tres meses para implementar la disposición. En este sentido, éste deberá publicar el contrato marco en el BEC y podrá ajustarlo o actualizarlo en la medida que el mercado lo requiera o que sea necesario para ajustarse a la normatividad vigente.
161	Gases del Llano SA ESP	Artículo 34	Solicitamos definir en esta Resolución, las garantías que se deben aplicar para las adjudicaciones en la subasta diaria del mercado secundario.	Garantías a aplicar en la adjudicación de subasta diaria.	No se acepta el comentario. El mecanismo de UOVE de CP no opera como un mecanismo de compensación. La propuesta de contrato marco flexibiliza y agiliza las operaciones incluyendo el prepago y en general el acuerdo entre partes.
162	Promigas	Artículo 34	Desde la Resolución 089 de 2013 se tenía esta misma disposición. Por esta razón se solicita eliminar ya que su plazo expiró.	Se propone modificar el parágrafo del artículo 34 de la siguiente manera: "Parágrafo. El gestor del mercado, en desarrollo de la Resolución 114 de 2017 ha definido el contrato marco con términos estándar mínimos aplicable a las negociaciones del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. El gestor podrá ajustarlo o actualizarlo en la medida que el mercado lo requiera o que sea necesario para ajustarse a la normatividad vigente".	No se acepta el comentario. Se mantiene la obligación del gestor del mercado para que publique el contrato marco al que hace referencia el artículo 34 de la resolución.
163	ISAGEN	Artículo 34	Teniendo en cuenta que los riesgos asociados a los eventos descritos en este parágrafo son trasladados en su totalidad a los remitentes con contratos en firme, y que el transportador en esas condiciones de la materialización del riesgo no tiene ningún incentivo económico o regulatorio para ajustar la CMMP de sus gasoductos (ejemplo Ballena Barrancabermeja factor de utilización menor al 30%), toda vez que los contratos en el actual esquema de remuneración aseguran la recuperación de la inversión con una tasa de retorno importante, incluso pagando un AOM fijo que no se causa en su totalidad, consideramos necesario que la Comisión establezca criterios de eficiencia para la gestión de los riesgos asociados a los eventos descritos. En el pasado hubo un caso exitoso de la reubicación de una capacidad de compresión de Ballena hacia el transporte de gas de Cusiana, lo cual pudo aliviar la congestión física que se presentaba a inicios de los años 2000 para el mercado de Gas Natural en Bogotá y se redujo la ineficiencia del uso de la infraestructura en otro tramo de gasoducto en el mismo sistema de transporte.	Se propone a la Comisión establecer criterios de eficiencia en la expansión para los sistemas de transporte que tengan gasoductos con bajos factores de utilización. Por ejemplo, solicitar a los transportadores, previo a la expansión de su sistema de transporte, valore la situación operativa de todos sus gasoductos, y que a partir de la identificación de la infraestructura subutilizada y que esté remunerada por la CREG, presente una alternativa de reconfiguración de su sistema atendiendo las ineficiencias que se identifiquen y se pueda proponer la reubicación de capacidad de compresión para atender la congestión física que se pueda presentar en otros tramos del sistema de transporte.	No se encuentra relación de comentario con el artículo 34. Adicionalmente, el comentario está enfocado a discusiones que deberán surtirse en la definición de la metodología de transporte de gas natural.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 93

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
164	EPM	Artículo 34		Se propone eliminar la obligación de "suscribir contratos" para estas transacciones de corto plazo, teniendo en cuenta su naturaleza consensual y para simplificar el cierre de las mismas. Lo anterior, de manera que el perfeccionamiento de la transacción se logre con el registro de asignación de la subasta por parte del mismo Gestor de Mercado-GM, similar a como se hace en otros mercados de gas o el mismo mercado de energía en Colombia para las transacciones en la bolsa[1]. Esta propuesta se soportaría en un contrato "marco" que definiría el GM al cual los agentes se adhieren aceptando el prepago o un esquema de garantías bancarias de bajo costo, por lo que en la práctica la "suscripción" de contratos diarios posterior a la transacción, sería inocua. Este esquema propuesto es el modelo que ejecutan mercados europeos de gas[2], en donde existe la figura del Gestor de mercado.	La disposición de contar con contratos marco en este mecanismo se considera necesaria para trazabilidad y celeridad del mecanismo. La propuesta de contrato marco flexibiliza y agiliza las operaciones incluyendo el prepago y en general el acuerdo entre partes.
165	EPM	Artículo 34	Se requiere adicional al esquema de prepagos de la propuesta un esquema de garantías bancarias.	Adicional al esquema de prepagos de la propuesta y tal como se mencionó anteriormente, es necesario un esquema de garantías bancarias el cual evita la firma de contratos diarios o intradiarios, e incluso para transacciones diarias menores al mes m+1. El costo de una garantía bancaria mensual es aproximadamente 0.08% mensual del valor del contrato, y para ello se requiere que el GM administre centralizadamente dicho esquema de garantías, tal y como lo realiza hoy para cualquiera de los esquemas de subasta que administra en el mercado primario o secundario de Gas.	No se acepta el comentario. El mecanismo de UOVE de CP no opera como un mecanismo de compensación. La propuesta de contrato marco flexibiliza y agiliza las operaciones incluyendo el prepago y en general el acuerdo entre partes.
166	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 35	¿Dadas las funciones adicionales asignadas al Gestor (especialmente las descritas en el Artículo 15) esto implicará sobrecostos adicionales para todos los agentes y especialmente la demanda? ¿Cómo se manejará estos valores?		Las disposiciones descritas en la presente resolución traerán mayores beneficios al mercado en relación con la información disponible y la transparencia del mercado. En consecuencia, la remuneración de los sobrecostos que se generen por su aplicación tendrán el tratamiento que esta establecido en la regulación vigente relacionada con la remuneración del gestor del mercado.
167	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Artículo 36	En línea con lo planteado en el aparte final en las observaciones generales, consideramos que la publicidad de información redundante en la transparencia del mercado y la toma de decisiones informadas por lo cual sugerimos que la totalidad de contratos, inclusive los asociados a servicios de Parqueo, sean registrados ante el Gestor del Mercado de gas natural.		Se ajusta la resolución. Ver resolución.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 94

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
168	Gases del Llano SA ESP	Artículo 36	Se solicita a la Comisión de Regulación que los precios por parqueo no sean establecidos libremente por el transportador, sino que sean precios regulados, dado que los costos actuales por este servicio son onerosos, teniendo en cuenta que se debe pagar por los siguientes conceptos i) cada MBTUD ingresado diariamente ii) por los días en que este gas permanezca parqueado sin ser utilizado iii) por los días en que se va utilizando el gas hasta que se agote, independiente de la razón por la cual se use el parqueo, aún cuando son por contingencias, haciendo así un servicio costoso que afecta la tarifa final de los usuarios.	Se propone regulación de precios; teniendo en cuenta todos los factores que implica el parqueo (entrada, permanencia y salida).	La Comisión no cuenta con información que infiera la necesidad de cambiar las disposiciones vigentes en este sentido.
169	Gases del Llano SA ESP	Artículo 36	Se tiene previsto en este artículo que el transportador publique sus precios de parqueo en el Boletín Electrónico con el fin que los remitentes conozcan la información y así tomar la decisión del uso del servicio, no obstante, en nuestro caso particular no contamos con más alternativas de transportadores por tramo, limitados así a escoger la mejor alternativa de precio que beneficie a los usuarios regulados. Por lo tanto se pide al regulador la intervención en precios regulados.	Regulación de precios de parqueo	La Comisión no cuenta con información que infiera la necesidad de cambiar las disposiciones vigentes en este sentido.
170	Gases del Llano SA ESP	Artículo 36	Solicitamos crear e incluir en esta Resolución, criterios de asignación de la capacidad de transporte por parte del transportador para los contratos de parqueo para eventos de contingencia, dado que en la actualidad se otorgan por orden de llegada de la solicitud del servicio, y no hay prioridad para los casos en que hayan contingencias.	Creación de criterios de asignación de capacidad de transporte para casos de contingencias.	Lo primero a señalar es que de acuerdo con las disposiciones vigentes y que en la resolución que soporta este documento se recogen el proceso de asignación del servicio de parqueo, de acuerdo con un documento marco elaborado por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, es libre y lo manejan los transportadores.  Hecha la anterior precisión, y con la consideración que expone la empresa de primero en el tiempo primero en el derecho, la Comisión entiende que ya hay un criterio de asignación que resulta transparente y es utilizado en otros mercados.
171	GDO	Artículo 37	Respecto este numeral queremos solicitar que se establezca un periodo de transición durante el cual los agentes podamos realizar el registro de los contratos ya negociados ante el Gestor del Mercado y que no han podido ser registrados debido a la expedición de la Resolución 021 de 2019, la cual no fue puesta para comentarios de los agentes en su momento y que en el Artículo 6 modificó el artículo 31 de la Resolución 114/17 mediante la cual los contratos de mercado secundario debían tener fecha de inicio del servicio iniciara durante el año de gas en que se realiza el registro. Esto sumado a la restricción de tener que negociar cantidades homogéneas durante todo el periodo del contrato no ha permitido registrar contratos ya pactados para los años 2020 en adelante.	Parágrafo 2°. Para los contratos negociados que no han podido ser registrados ante el Gestor del Mercado con ocasión a lo definido en el Parágrafo 2 del Artículo 6 de la Resolución 021 de 2019, se establece un período de transición hasta el 31 de Octubre de 2019 para que se haga el registro de capacidades contratadas para el período de 1 Diciembre de 2019 en adelante.	Las disposiciones descritas en el artículo 37 de la resolución 082 de 2019 eran transitorias. La resolución que soporta el presente documento contiene un análisis y unas definiciones diferentes en relación con la contratación con inicio de la prestación del servicio en el futuro.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 95

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
172	ALCANOS S.A. E.S.P.	Artículo 37	<p>Si bien encontramos adecuada la intención regulatoria, la restricción sobre la fecha de inicio de los contratos que se propone crea para Alcanos unos retos e interrogantes, en lo concerniente a la contratación de la capacidad en el tramo Mariquita – Gualanday, sobre el cual explico su contexto histórico y contractual:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alcanos de Colombia tiene vigente un contrato de transporte de largo plazo suscrito con TGI, su entrada en vigencia fue el 1º de julio de 2010 y su finalización será el 31 de diciembre de 2020.</li> <li>• En el año 2015 TGI suscribió un contrato con Dinagas S.A. con fecha de entrada en vigencia el 1º de enero de 2021 y vencimiento el 31 de diciembre de 2024, comprometiendo la capacidad del tramo.</li> <li>• Alcanos S.A. E.S.P. se encuentra negociando con Dinagas S.A. en el mercado secundario, la capacidad con que cuentan en ese tramo (Mariquita – Gualanday), para el período del 1º de enero de 2021 y vencimiento el 31 de diciembre de 2024, con el fin de garantizar la capacidad de transporte necesaria para la atención de la demanda regulada de esta zona.</li> </ul> <p>En consideración a lo anterior, no entenderíamos en qué situación quedaría Alcanos frente a su obligación de registro, si llegara a suscribir el contrato de compra de capacidad en el mercado secundario que inicia el 1º de enero de 2021, si se mantiene la restricción de fecha de inicio 1º de diciembre de 2020</p>		<p>Las disposiciones descritas en el artículo 37 de la resolución 082 de 2019 eran transitorias. La resolución que soporta el presente documento contiene un análisis y unas definiciones diferentes en relación con la contratación con inicio de la prestación del servicio en el futuro.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 96

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
173	DINAGAS S.A. E.S.P.	Artículo 37	A su vez, el Documento Soporte CREG 050 del 11 de julio de 2019, publicado con posterioridad al proyecto de Resolución, visible a folio 42, establece sobre este tema: "3. Disposiciones transitorias La propuesta a consulta plantea cambios estructurales en la contratación de la capacidad de transporte en los mercados primario y secundario con impacto a corto, mediano y largo plazo. En esencia, se introducen modificaciones relacionadas con la transparencia y oportunidad de la información, así como nuevos procedimientos que aseguren una adecuada asignación de la capacidad para beneficio de los usuarios finales. En este sentido se plantea la suscripción de contratos futuros de capacidad de transporte no más allá de un año, de manera similar a lo establecido en la comercialización de suministro de gas, con el fin de evitar potenciales acaparamientos de capacidad de transporte de gas natural. (Resaltado fuera de texto) Se considera conveniente que las disposiciones relacionadas con la suscripción de contratos futuros de capacidad de transporte se apliquen lo más pronto posible. Por lo tanto, se somete a consulta corta (10 días hábiles) un artículo con estas disposiciones que quedarán en firme antes de la resolución definitiva (ver artículo 37 del proyecto de resolución en consulta)."	Dado que el artículo transitorio no aplica a contratos debidamente firmados y registrados ante el Gestor del Mercado, con fecha de inicio del servicio de transporte posterior al 01 de diciembre de 2020, para una mayor claridad y en armonía con lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 6 <sup>1</sup> (mercado primario) y el parágrafo 1 del artículo 23 <sup>2</sup> (mercado secundario) del proyecto de resolución objeto de consulta, respetuosamente sugerimos que en el texto del artículo 37 en referencia se exprese taxativamente que es aplicable <b><u>sólo para contratos que se suscriban con posterioridad a la entrada en vigencia de la resolución definitiva</u></b> , tal como está reflejado en el referido documento soporte CREG 050.	Las disposiciones descritas en el artículo 37 de la resolución 082 de 2019 eran transitorias. La resolución que soporta el presente documento contiene un análisis y unas definiciones diferentes en relación con la contratación con inicio de la prestación del servicio en el futuro.
174	Corporación Efinetico	Artículo 39	Desde el punto de visto practico no debería existir este precio de reserva, como mercado de corto plazo el precio debe ser marginal, es decir, cual precio superior a cero es positivo por reducir l pago del servicio transporte o suministro.	Se propone eliminar este precio de reserva	No se acepta el comentario. El objeto de la presente resolución no abarca temas de suministro de gas natural.
175	Corporación Efinetico	Artículo 39	La efectividad de las labores del gestor de mercado será poco efectiva, siempre y cuando, no existan incentivos concretos para la venta de esta capacidad disponible y mientras estas capacidades no vendidas sean reconocidas en las tarifas de mercado regulado	Adicionar una parágrafo, que condicione el reconocimiento en la tarifa regulada a la oferta de la capacidad a un precio de reserva igual a Cero.	No se acepta el comentario. El objeto de la presente resolución no abarca temas de suministro de gas natural.
176	Gases de Occidente S.A. ESP.	Artículo 39	¿Con relación a la duración de los contratos con interrupciones del mercado secundario, nuestro entendimiento es que no podría tener mas de tres años de duración, es correcta esta interpretación? (Parágrafo del Artículo 51)		Se ajustan las disposiciones en relación con el contrato con interrupciones. Estableciendo lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Duración del contrato: La duración que acuerden las partes y como máximo un trimestre estándar.</li> <li>• Inicio del contrato: En cualquier momento dentro del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.</li> <li>• Terminación del contrato: Último En cualquier día del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.</li> </ul>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 97

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
177	Grupo Vanti	Anexo 1, II Mercado Secundario, 3. Procedimientos para comercializar capacidad de transporte	Estamos en desacuerdo con dicha propuesta teniendo en cuenta que los swaps entendidas como intercambios operativos son realidades operativas, que hacen parte de las relaciones contractuales y pueden estar pactados en contratos firmados incluso antes de la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013. Consideramos que la Comisión no puede desconocer esta realidad e intervenir en la gestión contractual de las empresas negando la posibilidad de optimizar sus recursos con esta herramienta que la misma regulación conoce y permite, de forma tal que estaría imponiendo el uso de una capacidad que pueda no ser la óptima para la demanda. Cabe mencionar que, al contar con capacidad en diferentes rutas de transporte, la utilización de los swaps en contratos de suministro, en caso de existir capacidad excedentaria igual se estaría poniendo a disposición del mercado en el úselo o véndalo de largo plazo. Lo anterior, es fácilmente verificable por la Comisión a través del Gestor del Mercado, en el que se puede evidenciar las rutas de capacidad de transporte que efectivamente son utilizadas diariamente. En el Anexo-numeral 3 de la carta de comentarios del grupo Vanti se expone el funcionamiento de los acuerdos operativos o swaps actualmente.	no deben ser eliminados para el cálculo de la capacidad excedentaria o en su defecto que sólo apliquen para nuevos contratos de transporte ya que esta eliminación se interpretaría como una intervención sobre contratos existentes.	<p>No se acepta el comentario teniendo en cuenta lo siguiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•La regulación no tiene previsto la figura del swap contractual.</li> <li>•Existen contratos de suministro antes de la expedición de la Res. 089 de 2013 que incluyen la figura de "intercambio de gases". Con la expedición de la Resolución CREG 089 se definieron las modalidades de contratos de suministro y transporte, en los cuales no hay swap.</li> <li>•Se han identificado la existencia de swaps contractuales (intercambio de gases) y swaps operativos, estos últimos aplicados por el transportador y los cuales cuentan con respaldo físico.</li> <li>•Se identifica que el swap contractual no incentiva el uso y la asignación eficiente de la capacidad en el mercado secundario en el UVLP.</li> <li>•Los mecanismos idóneos para atender estas necesidades están previstos en el mercado secundario.</li> </ul>
178	Gases del Llano SA ESP	Anexo 4	La limitación del (1%) a la que hace referencia el literal c del numeral 5 del anexo 4, es necesario precisar si esta modificación aplica para la declaración de capacidad excedentaria del año de gas 1 de Diciembre 2019 hasta 30 de Noviembre 2020.	Aclaración.	Las disposiciones que se soportan mediante el presente documento tiene una transición para su entrada en vigencia máxima hasta el 5 de enero de 2021. En este sentido, la subasta de UVLP con las nuevas disposiciones serán aplicadas desde el 2021.
179	Gases de Occidente S.A. ESP.	Anexo 4	Con respecto al concepto en general de la subasta descrito en el Anexo 4, no queda claro como el precio de reserva, finalmente una pareja de cargos regulada (o en el caso de los contratos que no se rigen por parejas reguladas, se les asignará 100-0), ¿La subasta finalmente se realizará con precios entre las parejas de cargos regulados? Siempre habrá un techo en el valor máximo de parejas de cargo? Si varios agentes llegaran a este valor, ¿con base a que criterio se asignarían las cantidades?		Lo primero a señalar es que sobre la construcción del precio de reserva, en la Resolución CREG 082 no se hizo ninguna modificación. Hecha la anterior precisión, el administrador de las subastas (i.e. el gestor) determina el precio de reserva para cada vendedor a partir de la información de contratos reportada en el gestor.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 98

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
180	ENEL EMGESA	Anexo 4	<p>Libre acceso a las redes</p> <p>Posibilidad y libertad del usuario de escoger y/o ejercer su derecho al cambio de comercializador</p> <p>Asignación de capacidades de transporte de manera eficiente, a nivel de precios y cantidades</p> <p>Falta de transparencia en la información relacionada con la disponibilidad y acceso de la capacidad de transporte existente</p>	<p>Se deben incorporar los mecanismos de verificación y seguimiento para que el Gestor del Mercado, quien delegue la Comisión o la entidad que asuma esta función, validen de manera exacta y puntual primero: el destino (mercado regulado o no regulado) de los contratos de suministro, la demanda a atender (ej. residencial, comercial, industrial, vehicular, etc) y evitar así que se presente una especie de subsidio entre mercados - contratos (cantidades y capacidades) que no permita reflejar los excedentes de capacidad de transporte reales y efectivos, sobre todo considerando que el mercado regulado se debe contratar en su pico de consumo.</p> <p>En igual sentido sugerimos a la Comisión se dé la importancia de incorporar el mecanismo y momento del tiempo (previo al cálculo de capacidad excedentaria y de la subasta) para que cuando se presente cambio de comercializador y no exista interés de venta o cesión por parte del Agente que tiene contratada la capacidad que se asigna y con que viene prestando el servicio; para que esta capacidad con el cumplimiento del procedimiento definido en la Res. CREG 123 de 2013 se refleje en el mercado de excedentes de capacidad de transporte (úselo o véndalo de corto plazo).</p>	<p>De manera general es preciso señalar que los ajustes a la comercialización de capacidad de transporte de gas natural buscan mayor transparencia en la información y en consecuencia un desarrollo más eficiente en las asignaciones. En este proceso, uno de los objetivos de la regulación es el evitar el acaparamiento de la capacidad de transporte a través de la información que se revela en el gestor y la regulación de los precios en el mercado secundario.</p> <p>En el cálculo de la capacidad excedentaria, en la 114 de 2017, la señal contemplaba que el titular o los usuarios que éste representa, por punto de salida del SNT no podían superar el 20% de la energía total que tenga respaldada en contratos de suministro registrados cuya fuente de suministro sea el punto de inicio de la capacidad de transporte contratada. Con el fin de garantizar que no se queda capacidad atrapada en el año de gas se propuso cambiar este porcentaje al 1% lo cual permitirá que se encuentre disponibilidad de esta capacidad para quien la necesite.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 99

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
181	Grupo Vanti	Anexo 4	consideramos que esta disposición desconocería las alternativas de contratación en suministro y la gestión de riesgo que cada empresa quiera manejar. Esto, toda vez que estaría conduciendo a toda la demanda a contratarse en el pico de suministro en las rondas anuales de negociación y dejando de lado otras alternativas de abastecimiento como las subastas bimestrales. Lo anterior, pensamos, es indeseable, aunque podría ser razonable en el caso de la demanda regulada, pero absolutamente insostenible para la demanda no regulada.	consideramos que la Comisión debería tener en cuenta para determinar la capacidad excedentaria de transporte de un agente, el perfil diario de demanda de los mercados que atiende el remitente comercializador, titular de derechos de capacidad de transporte, ya que este perfil presenta picos de consumo. Así, dado que en principio el comercializador requiere contar con contratos de suministro de gas para el mercado regulado que cubran el pico de demanda de estos usuarios, estimamos que podría mantenerse el porcentaje propuesto del 1% dando lugar, a su vez, a reconocer alguna desviación que el comercializador hubiera podido tener en la estimación para dicha contratación. No obstante, queda la inquietud en cuanto al abastecimiento de largo plazo de acuerdo con las perspectivas recientes en las que cada vez se hace más difícil contar con contratos de suministro. Ahora bien, para el caso de los usuarios no regulados, la práctica de los agentes comercializadores del mercado es la contratación de suministro de gas en la demanda promedio. Así, sugerimos a la CREG definir un porcentaje adicional sobre los contratos de suministro, no del 1%, sino un valor de referencia definido como (1- el factor de carga ) de acuerdo al uso real de la capacidad de transporte que las empresas hayan tenido para este mercado en los últimos n años.	Se considera que el 1% de la capacidad de transporte sobre la energía respaldada en contratos de suministro es suficiente y permite que se encuentre disponibilidad de esta capacidad para quien la necesite. En consecuencia, se considera necesario impedir que se retenga capacidad especulativamente.
182	Grupo Vanti	Anexo 4	si bien no se considera una nueva propuesta, la subasta de capacidad excedentaria por tramos indicada en el numeral 5.12 del Anexo 4, presenta varias circunstancias que generarían conflictos e inconsistencias con la realidad y además ocasionaría costos hundidos y capacidades inutilizadas. Esto considerando que: (1) en un contrato de transporte existente la capacidad de una ruta determinada solamente puede ser nominada una sola vez, puede ser en un desvío[3] o en la ruta original contratada; (2) de esta forma, en subasta de capacidad excedentaria por tramos solamente se debería poder adjudicar una sola vez a un solo cliente la capacidad excedentaria en uno o varios tramos continuos de dicha ruta; (3) los tramos que quedaron sobrantes del punto anterior no se podrían utilizar ya que la capacidad original de la ruta contratada fue adjudicada en desvío a una ruta de menores tramos y por consiguiente los cargos contratados para los tramos restantes los debe asumir el remitente primario sin poder gestionar de ninguna manera (uso o venta dicha capacidad).	Se debe tener en cuenta que una cosa es la capacidad de un gasoducto que se trasladaría a cada uno de los tramos que la conforman y otra cosa es la capacidad contractual contratada la cual no se puede negociar y/o utilizar individualmente por los tramos que la conforman. Los anteriores problemas aunque no por regulación son una realidad operativa contractual con el transportador, por lo cual solicitamos a la Comisión este proceso sea revisado y eliminado o reestructurado, por ejemplo, a través de los transportadores.	Desde la Resolución CREG 114 de 2017 la subasta tiene dos partes: primero por rutas y luego por tramos. El objetivo de esa disposición es que no quede capacidad sin poderse utilizar cuando existe demanda para esa capacidad. En este sentido, la Comisión considera prudente mantener la disposición.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 100

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
183	Organización Terpel	Anexo 5	Sugerimos se incluya un plazo máximo para constituir el mecanismos de cubrimiento dentro del día de gas.		<p>De acuerdo con los tiempos de los ciclos de nominación el plazo corresponde al momento límite para el envío de la cantidad de energía confirmada por parte de los remitentes a los CPC.</p> <p>No obstante, del análisis de los comentarios frente a la subasta de corto plazo es preciso señalar que se modificó para que hayan dos procesos independientes de subasta: primero por rutas y luego por tramos. En este sentido, en esta subasta se replica el mismo proceso que hay en la subasta de largo plazo.</p> <p>En cada una de las subastas hay unos tiempos establecidos para que las partes hagan los acuerdos o que el comprador realice el prepago.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 101

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
184	Gas Natural SA ESP	Anexo 5	<p>En relación con el precio de reserva para este proceso de úselo o véndalo, queremos reiterar lo expuesto a la Comisión en ocasiones anteriores. Estos procesos, tanto para suministro como para transporte, se implementaron en la regulación como un mecanismo de última instancia para poner a disposición del mercado todo el suministro y el transporte posible, e incentivar las transacciones previas en el mercado secundario. Sin embargo, actualmente el úselo o véndalo representa un incentivo negativo a transar de manera previa a estos procesos, ya que los compradores saben que pueden acceder a la capacidad de transporte a precios por debajo de su costo real del mercado regulado. Ese incentivo para no contratar, ni en secundario ni en primario, radica en los precios de reserva, que en el caso transporte sólo reconoce cargos variables de la pareja de cargos 80%F-20%V. Una venta en este mecanismo incluso genera costos de impuestos de transporte y cuota de fomento que no se están reconociendo y los cuales no tendrían que pagarse si no se usara la capacidad. Esta situación que ponemos en conocimiento de la CREG, que reviste certeza en la medida en que los comportamientos analizados de los compradores de capacidad en este mecanismo muestran adquisición de transporte de manera constante, por lo cual se evidencia que prefieren abstenerse y acudir al mecanismo del úselo o véndalo de corto plazo, día a día sin asumir riesgos ni compromisos y compitiendo en el mercado en condiciones desiguales. (...)</p>	<p>consideramos que una alternativa viable sería poder fijar un precio de reserva, incluso máximo si se desea, equivalente a una tarifa variabilizada del contrato en usd/kpc con un factor de carga igual a 1, como se define en el úselo o véndalo de largo plazo. Esto incentivaría a cerrar transacciones previamente en el mercado secundario y en el escenario en que fuera indiscutible que el costo de oportunidad de la capacidad fuese cero, el mismo remitente definiría un precio menor en el úselo o véndalo. Otra opción contemplada sería establecer la posibilidad de que los remitentes tengan la potestad de definir su precio de reserva en los casos en que la capacidad excedentaria haya sido ofrecida en el proceso úselo o véndalo de largo plazo previamente, y los demás agentes hayan contado con la posibilidad de contratar dicha capacidad.</p>	<p>Lo primero a señalar es que el costo de oportunidad para quien tiene los derechos es cero y en ese sentido se mantiene la señalar de precio de reserva como el 20% variable. Sin embargo, del análisis de los impuestos de transporte y de cuota de fomento se propone que el precio de reserva se construya así: Precio reserva = 1,1 x parte variable de la pareja 80F – 20V Por otra parte, en el texto también se aclara que cuando hubiere el pago de estampillas en la construcción del precio de reserva el gestor también incluirá esa información.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 102

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
185	Andesco	Anexo 5 Numeral 5.4	Vemos necesaria la revisión y mejora de la forma en la que se estima el precio de reserva (PR), puesto que, bajo la regulación actual, corresponde al valor de los cargos variables que remuneran el costo de inversión de la pareja de cargos 80% fijo – 20% variable, lo que lleva en algunos casos a que el remitente primario asuma un costo mayor, generando un desincentivo para estas negociaciones. Por lo anterior, sugerimos incorporar un mecanismo que busque equilibrio en el mercado.		Lo primero a señalar es que el costo de oportunidad para quien tiene los derechos es cero y en ese sentido se mantiene la señalar de precio de reserva como el 20% variable. Sin embargo, del análisis de los impuestos de transporte y de cuota de fomento se propone que el precio de reserva se construya así: Precio reserva = 1,1 x parte variable de la pareja 80F – 20V Por otra parte, en el texto también se aclara que cuando hubiere el pago de estampillas en la construcción del precio de reserva el gestor también incluirá esa información.
186	ISAGEN	Considerando	El marco regulatorio de la comercialización de transporte de gas sigue permitiendo negociaciones libres entre un Usuario No Regulado y un Transportador (CREG 057 de 1996, CREG 126 de 2010 y CREG 079 de 2011). Entendemos que la Resolución CREG 089 de 2013, modificada por la CREG 114 de 2017, limitó la libertad que tenían estos agentes para negociar, al determinar que los contratos que se pactarán en el mercado mayorista no podían contrariar los requisitos mínimos de los contratos establecidos por la CREG en esta resolución. También entendemos que los contratos, al estar sometidos a los reglamentos de operación del transporte, y/o de ajustes de tarifas cuando se adopta el esquema general regulado de la Comisión, deben contener cláusulas de ajuste regulatorio que son de obligatorio cumplimiento para las partes. Si bien las motivaciones de los ajustes regulatorios que se han dado en Decretos y las mismas resoluciones de la CREG precisan que los contratos en ejecución no deben ser modificados de forma automática por la introducción de los ajustes regulatorios, los transportadores han pretendido justificar cambios a las condiciones fundamentales pactadas en cada uno de los contratos, generando graves desequilibrios económicos a los remitentes que finalmente terminan en pleitos legales, al pretender desconocer lo pactado bilateralmente dentro del régimen de la libertad regulada.	Evitar esta situación, la cual no es particular a una empresa, pues conocemos que existen múltiples casos de arbitramento que han atendido este tipo de controversias, proponemos a la Comisión lo siguiente: 1. Dar dentro del alcance del proyecto de resolución, ojalá en un capítulo independiente, para describir lo que es, o no, permitido en los contratos bajo libertad regulada en el contexto de las condiciones mínimas de los contratos, precisando qué es lo que está regulado, qué es lo que no está regulado, y lo que se permite acordar entre un Usuario No Regulado y un transportador dentro el principio de libertad regulada. 2. Limitar las cláusulas de ajuste regulatorio sólo a los aspectos que en el momento de suscripción del contrato están definidas en la regulación. Éstas no deben obligar a modificar automáticamente aspectos fundamentales de los contratos que generen más obligaciones económicas a una de las partes adicionales a las que se habían pactado bilateralmente en el contrato. 3. Validar la legalidad de contratos de más de dos años suscritos con un transportador (monopolio) con un usuario No regulado, aunque creemos que con la implementación de contratos trimestrales esto se corrige en la nueva propuesta. 4. Limitar cláusulas de terminación anticipada abusivas que obliguen más allá de lo que se compromete un remitente a pagar en la vigencia del contrato a través de cargos fijos.	Lo primero a señalar es que en el esquema del transporte de gas natural que hemos construido en los contratos bilaterales, sin bien en la regulación hay varios aspectos que se han homogenizado como es el caso de las modalidades contractuales, los eventos eximentes y las compensaciones, entre otros aspectos, de todas maneras esos contratos siguen negociándose de manera libre y la Comisión comprende que si hay prácticas de abuso de posición dominantes ellas deben ser reportadas a las autoridades competentes.  Los UNR podrán pactar libremente con el transportador sus contratos sujetándose a los mecanismos de comercialización que se definan y acorde a sus necesidades.  La cláusula regulatoria tiene como propósito que las relaciones contractuales se adecuen a la regulación con base en las dinámicas del mercado. En este sentido, no se acepta el comentario dado que dejaría sin efecto el objeto de las mismas.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 103

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
187	Grupo Vanti	Documento en general	<p>solicitamos a la Comisión revisar algunos de los datos que usa para diagnosticar el problema y adicionar algunos conceptos que han sido manifestados por los agentes y que la CREG, según lo que se observa en los documentos, no analiza.</p> <p>1. La ilustración 6 de documento soporte muestra el volumen transportado sobre la capacidad contratada muestra para el periodo enero 2017 a agosto 2018.</p> <p>a. De la información presentada, en primera instancia se deduce que está usando valores promedio, lo cual no representa la realidad operativa, contractual ni regulatoria. Por ejemplo, la demanda regulada con factores de carga (volumen medio diario/ volumen pico anual) cercanos al 80% requiere y usa una capacidad superior al presentado en la gráfica. Esta situación puede cambiar la perspectiva del diagnóstico realizado. En este análisis se deben considerar los picos de uso del sistema, no los promedios.</p> <p>b. De otra parte, en el rango de tiempo usado no incluye un evento asociado al fenómeno del niño con alta generación a gas, escenario donde cambia sustancialmente el consumo del sistema y varios de los contratos analizados están diseñados justamente para soportar la generación eléctrica durante estos periodos.</p> <p>2. Varias de las anomalías que se identifican dentro del documento soporte como es la especulación de capacidad, son causadas a nuestro juicio por la propia regulación, al definir que debe existir competencia en un negocio que es regulado y debe ser reglado desde su precio hasta su asignación, especialmente en un mercado como el colombiano, en el que mayoritariamente el sistema de transporte es radial, tampoco hay un mercado competitivo de suministro y que la estructura de tarifas por distancia de transporte hacen aún menos posible la competencia o que el esquema se acerque a lo que es un mercado en competencia.</p> <p>3. Varios de los contratos vigentes de transporte fueron suscritos inclusive antes de la resolución 089 del 2013 con las siguientes características:</p> <p>a. Se firmaron para viabilizar la construcción de los gasoductos.</p> <p>b. Cuando se firmaron aún no era libre la comercialización regulada.</p> <p>c. La expectativa de demanda de largo plazo era superior a la actual.</p> <p>d. La competencia era con combustibles sustitutos y no con otros comercializadores de gas como se presenta ahora.</p> <p>4. Por tanto, en nuestra opinión, el foco regulatorio debe ser que se den las condiciones adecuadas para que se construyan los gasoductos que garanticen la atención de la demanda y la posibilidad real para que los campos de producción ingresen su producto al sistema.</p>	<p>i. Incorporar unas reglas mínimas (e.g. establecer una ventana de tiempo para la divulgación de capacidad disponible primaria) y aplicar la resolución 080 del 2019 sobre reglas de comportamiento del mercado, lo cual simplificaría de manera muy importante las disposiciones regulatorias contenidas en la resolución propuesta.</p> <p>ii. Modificar la estructura de remuneración del transporte.</p> <p>iii. Eliminar por completo el esquema actual de contratos vigentes o permitir una renegociación plena de los contratos de transporte actuales bajo la cual todos los agentes contraten en condiciones similares y bajo el nuevo marco propuesto.</p> <p>iv. Revisar la opción de que los contratos de transporte no sean sólo físicos; (ahora con el proceso de comercialización del año 2019 se vio la dificultad de traer el gas de la Costa hacia el interior del país).</p>	<p>Lo primero a señalar es que las disposiciones de la CREG 080 de 2019 le aplican de manera plena a todas las relaciones contractuales en el mercado primario y secundario de capacidad de transporte. De hecho, en los considerandos de la resolución se menciona explícitamente esa regulación.</p> <p>Frente a la regulación de transporte, esas disposiciones son objeto de la metodología que próximamente la Comisión va a emitir.</p> <p>Finalmente, frente a la propuesta de eliminar los contratos vigentes esa propuesta no se acoge y en esta resolución se respectan los contratos de transporte suscritos y registrados en el gestor del mercado.</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 104

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
188	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Documento Soporte. Anexo 1, numeral 2. Modalidades de contratos y requisitos mínimos	<p>El documento se refiere al Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales, como una respuesta a los análisis realizados para la comercialización de capacidad de transporte asociada a infraestructura del plan de abastecimiento de gas, no embebida, como si fuera un contrato de aplicación exclusiva para asignar este tipo de capacidad.</p> <p>En tal sentido, agradecemos precisar la redacción, pues entendemos que será un contrato que permitirá la comercialización de capacidad del transportador que no necesariamente corresponda a proyectos del PAG no embebidos.</p>		Se acoge el comentario y se ajusta la resolución.
189	BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.	Documento Soporte. Indicadores del Mercado Primario (Anexo 2 Resolución CREG 114 de 2017)	<p>El nuevo texto de la Resolución CREG 114 de 2017 o de la propuesta para comercialización de capacidad de transporte no reflejan la obligación o periodicidad de cálculo del referido indicador por lo que se sugiere complementar el proyecto de norma en este sentido.</p> <p>Ahora bien, teniendo en cuenta que la Indicador de Utilización de la Infraestructura considera los volúmenes transportados por tramo, nuevamente hacemos notar la necesidad de que la regulación exija explícitamente las integraciones (eg. vía web service) y/o los protocolos de comunicación correspondientes entre los sistemas de información de los transportadores (BEO's) y los del Gestor del Mercado de manera que la transferencia de este tipo de información se realice de manera ágil y oportuna.</p>		Se acoge el comentario y se ajusta documento soporte.
190	Andesco	Ilustración 6	Sugerimos que se contemplen las realidades operativas de los sistemas y los eventos que puedan generar cambios importantes en la demanda. Dado que, por ejemplo, para la ilustración 6 citada, se presentan valores promedios, lo cual para el caso de la demanda regulada con factores de carga cercanos al 80% requiere de una capacidad superior a la presentada en la gráfica. Esta situación puede cambiar la perspectiva del diagnóstico realizado, por lo cual sugerimos revisar estos planteamientos y tener en cuenta los picos de uso del sistema.		Del análisis de todos los comentarios, el diagnóstico del problema sigue siendo el mismo que se comentó en el documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2019 y los ajustes que se decidieron a esa propuesta apuntan a lograr un mercado más eficiente de la comercialización capacidad de transporte. Adicionalmente, en el proceso de consulta no se aportaron nuevas evidencias que sugieran ajustar el problema.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 105

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
191	ACOLGEN	N.A.	<p>Con todo lo anterior, si bien vemos muy favorable que la Comisión haya priorizado la revisión de la comercialización mayorista de gas natural buscando definir condiciones que dinamicen el mercado y garanticen la competencia, así como la armonización del servicio de suministro y transporte, es fundamental no dejar de lado los desafíos innegables que suponen la coordinación del mercado eléctrico y de gas natural. Como es de conocimiento de la Comisión, la operación de los agentes térmicos en el mercado eléctrico se ha visto afectado por condiciones operativas del mercado de gas natural, asociadas a las diferencias existentes entre la realidad operativa de los dos sectores; la necesidad de disminuir la incertidumbre de la operación en el día de gas y optimizar su operación maximizando la seguridad y flexibilidad es uno de los principales retos para el sector. Para esto, será clave contar con un mejor diagnóstico de la operación actual, por lo que proponemos a la Comisión priorizar el desarrollo de un estudio técnico y económico (con un consultor independiente) que permita analizar de manera detallada la operación integral de los dos mercados. Creemos que contar con un diagnóstico independiente de la operación actual, permitirá tener un mejor panorama acerca de los nuevos productos de suministro y transporte que requiere el mercado, principalmente en el mercado de corto plazo, los tiempos y mecanismos de negociación, los tiempos de nominación, la flexibilidad del esquema de renominaciones, así como los posibles incrementos de costos de transacción por reporte de información y registro ante la futura modernización del mercado eléctrico (despacho vinculante y mercados intradiarios).</p>	<p>Con todo lo anterior, si bien vemos muy favorable que la Comisión haya priorizado la revisión de la comercialización mayorista de gas natural buscando definir condiciones que dinamicen el mercado y garanticen la competencia, así como la armonización del servicio de suministro y transporte, es fundamental no dejar de lado los desafíos innegables que suponen la coordinación del mercado eléctrico y de gas natural. Como es de conocimiento de la Comisión, la operación de los agentes térmicos en el mercado eléctrico se ha visto afectado por condiciones operativas del mercado de gas natural, asociadas a las diferencias existentes entre la realidad operativa de los dos sectores; la necesidad de disminuir la incertidumbre de la operación en el día de gas y optimizar su operación maximizando la seguridad y flexibilidad es uno de los principales retos para el sector. Para esto, será clave contar con un mejor diagnóstico de la operación actual, por lo que proponemos a la Comisión priorizar el desarrollo de un estudio técnico y económico (con un consultor independiente) que permita analizar de manera detallada la operación integral de los dos mercados. Creemos que contar con un diagnóstico independiente de la operación actual, permitirá tener un mejor panorama acerca de los nuevos productos de suministro y transporte que requiere el mercado, principalmente en el mercado de corto plazo, los tiempos y mecanismos de negociación, los tiempos de nominación, la flexibilidad del esquema de renominaciones, así como los posibles incrementos de costos de transacción por reporte de información y registro ante la futura modernización del mercado eléctrico (despacho vinculante y mercados intradiarios).</p>	<p>Los objetivos de la disposición son los siguientes:-Mejorar la disponibilidad y calidad de la información -Hacer visible la información de CDP para todos los participantes del mercado-Contar con un mecanismo de asignación ordenado y transparente -Fijar reglas para asignar capacidad bajo congestión de manera ágil-Fijar reglas para asignaciones transparentes de capacidad futura, i.e. contratos futuros-Contribuir a coordinar contratación de suministro y transporte -Desincentivar el acaparamiento de capacidad Por supuesto, estos objetivos están armonizados con las disposiciones de suministro. En lo que tiene que ver con la coordinación gas - electricidad, la Comisión trabaja de manera paralela en los mercados intradiarios que permitirán una mejor coordinación</p>

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 106

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
192	Andesco	Numeral 7	Sugerimos evaluar si el mismo permite identificar la eficiencia de las medidas propuestas, o si es necesario complementarlo con otras variables.		El indicador propuesto busca revelar la utilización de los contratos de capacidad de transporte. Esta información al cruzarla con las necesidades de capacidad de transporte es crucial para comprender si en el mercado siguen habiendo prácticas de acaparamiento que impiden a algunos comercializadores atender a sus usuarios.
193	Grupo Vanti	Resolución CREG 114 de 2017. Artículo 31. Duración de los contratos. (*modificado por 021/2019)	toda vez que esto puede afectar directamente la capacidad excedentaria disponible en el úselo o véndalo de largo plazo. Hoy no es posible celebrar un contrato de suministro para el siguiente año de gas, el cual puede estar soportado con capacidad de transporte existente y contratada pero que saldría como disponible en el úselo o véndalo de largo plazo.	Extendemos la solicitud para que exista, al menos, la posibilidad en el mercado secundario de suministro de celebrar contratos cuya fecha de inicio esté dentro de los 12 meses siguientes a la negociación del contrato, como se propone para el mercado secundario de transporte en el proyecto en comentarios. Lo anterior permitiría una gestión adecuada de abastecimiento y atención a la demanda.	Los periodos de negociación corresponden a trimestres y los contratos que se deriven de dicha negociación pueden iniciar a partir del siguiente trimestre y por el horizonte de tiempo que acuerden las partes, con las siguientes dos disposiciones: (i) la fecha de ejecución del servicio debe ocurrir antes de último trimestre del año de gas de 2025, y (ii) todos los contratos que se pacten para el servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar. Las anteriores disposiciones se encuentran en el artículo 16. Adicionalmente, es pertinente mencionar que en materia de la duración de los contratos del mercado secundario (artículo 24) las disposiciones contenidas en el artículo 16 también le aplican, de acuerdo con el ajuste que se le hizo al texto consultado. Por otra parte, es preciso mencionar que en el análisis de lo futuros (i.e. entendidos como contratos que se registran en el trimestre de negociación y que tienen una ejecución de prestación del servicio en una fecha futura, por ejemplo en tres años), en aras de alinear las señales para que quien compra la capacidad de transporte realmente tenga una necesidad, en la resolución se realiza un ajuste para que si 6 meses antes del inicio de la ejecución el dueño de los derechos de la capacidad no cuenta con demanda final, de manera obligatoria debe poner esa capacidad en el BEC para los efectos de que cualquier remitente pueda solicitar interés por esa capacidad.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 107

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
194	Gas Natural SA ESP	Resolución en general	La forma como se remuneran los activos de transporte (ej. estructura de remuneración: entry-exit, estampilla, ingreso reconocido vs price cap), consideramos que es un insumo fundamental para definir las reglas de comercialización en los mercados primario y secundario de la capacidad de transporte, por lo que consideramos que la propuesta sometida a consulta debe ser revisada una vez esté en firme la nueva metodología que reemplace la Resolución CREG 126 de 2010 de tal manera que la regulación armonice los distintos aspectos involucrados y que se permita a los agentes analizar en conjunto las distintas propuestas regulatorias. Este es un aspecto fundamental para la consolidación de las nuevas reglas regulatorias en materia de transporte de gas natural. En ese sentido, consideramos también necesario que los lineamientos que al respecto la Misión de Transformación Energética emita en relación con el esquema de remuneración de transporte sean tenidos en cuenta por la Comisión		La metodología de transporte de gas es un proceso independiente del esquema de comercialización de capacidad de transporte de gas.  No obstante, aprovechamos el comentario para indicar que esa resolución próximamente también se va a emitir.
195	Andesco		Evaluar las medidas propuestas de manera integral en aras de que permitan que las transacciones tanto en el mercado primario como en el secundario sean más ágiles, eficientes y atiendan a las necesidades del mercado.		Los ajustes que se hacen a la propuesta tienen el sentido solicitado en el comentario.
196	Andesco		Articular el reporte y publicación, con los requerimientos actuales para los transportadores, con el fin de evitar duplicidad en la información.		Entendemos que este comentario se refiere a que hay información que se hace pública en los BEO y en el BEC. En esta materia, dado que el gestor del mercado tiene un rol de proveedor de información central la Comisión considera necesario que algunos de los reportes del BEO estén en la plataforma del BEC.
197	Andesco		Es fundamental que se tenga en cuenta como insumo la forma como se remunera la actividad de transporte, en procura de articular lo planteado en el proyecto de resolución, con las reglas de remuneración de este servicio, con el fin de promover la eficiencia en el mercado de gas natural y en el uso de la infraestructura del SNT, en beneficio de los usuarios.		De acuerdo y las disposiciones que se han analizado y se están emitiendo están sincronizadas con las señales en la metodología de transporte de gas.
198	Andesco		Es importante armonizar las disposiciones propuestas con las ya existentes para el suministro, con el fin de brindar las herramientas que permitan garantizar la capacidad de transporte para los contratos vigentes de gas, dado que actualmente, los periodos de contratación de los dos productos no coinciden, por lo que es posible que no exista una sintonía en cuanto a la fecha de finalización de estos.		De acuerdo y las disposiciones que se han analizado y se están emitiendo están sincronizadas con las señales en la metodología de transporte de gas.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 108

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
199	Andesco		Vemos relevante que, dentro de los análisis se contemple la importancia de armonizar las disposiciones regulatorias del despacho eléctrico, con los ajustes propuestos para el mercado de gas natural, que permitan a los generadores térmicos hacer una gestión efectiva y cumplir con los requerimientos de ambos esquemas.		En el sector eléctrico cuando se desarrollen los mercados intradiarios será posible una mejor articulación de ese sector con el de gas.
200	Andesco		Es importante incluir dentro del periodo analizado eventos que puedan variar de manera importante la demanda del sistema, por ejemplo, eventos climatológicos como un fenómeno de El Niño, en el que existe alta generación de energía eléctrica con gas natural. Además, vemos necesario que se efectúe un análisis de los impactos de las medidas propuestas en los contratos vigentes que se suscribieron bajo condiciones diferentes y con esquemas regulatorios distintos.		Las disposiciones son generales y tienen la suficiente flexibilidad para que en el fenómeno de El Niño no hayan inconvenientes.  Con referencia a los contratos suscritos y registrados en el gestor hasta el día antes de la firmeza de la presente resolución seguirán manteniendo en el tiempo lo acordado. Los efectos de la resolución aplican desde su vigencia.
201	Andesco		Reiteramos la importancia de que el marco regulatorio brinde las condiciones adecuadas para que se construyan los gasoductos que garanticen la atención de la demanda y la posibilidad que los campos de producción ingresen su producto al sistema. Así mismo, sugerimos que se evalúen instrumentos comerciales que permitan aliviar las congestiones contractuales que en algunos casos se presentan para llevar el suministro de una zona a otra y que garanticen el abastecimiento de la demanda.		Se acepta comentario. Ver modificación de la resolución
202	Gases del Llano SA ESP		Se requiere contar con información clara de la metodología aplicada por el transportador para realizar los cálculos de los cobros que se realizan por concepto de pérdidas de gas menores al 1%, teniendo en cuenta que estos cobros son altos y que impactan en la tarifa final al usuario final, ya que actualmente no se cuenta con soportes de cálculo de dichos costos, con los que el distribuidor pueda verificar.	Incluir nueva disposición	El alcance de esta regulación solo es la comercialización de la capacidad de transporte. La solicitud en el comentario es del RUT.

COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO GREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 109

NO.	EMPRESA	LUGAR DEL COMENTARIO	COMENTARIO	ANÁLISIS	RESPUESTA COMENTARIO
203	Gases del Llano SA ESP		Actualmente la resolución Creg 114 de 2017 permite que los compradores participantes de la subasta úselo o véndalo de corto plazo de transporte, puedan salir con capacidad adjudicada a partir de un múltiplo entero de 1 KPCD, generando un desgaste operativo y administrativo para el titular de esta capacidad, sugerimos que en la Resolución CREG 082 de 2019 se incluya una base de mínimo 50 KPCD para las adjudicaciones de la subasta, por medio del cual se logre la eficiencia deseada en el ejercicio.	Incluir nueva disposición	La Comisión considera que en aras de que no se quede capacidad sin utilizar la disposición de 1 KPCD sigue considerándose necesaria.
204	Gases del Llano SA ESP		Se sugiere a la Comisión, revisar y modificar el numeral 5.4 del anexo 5, dado que no entró a discusión en esta resolución, el reconocimiento de los costos fijos y variables e impuestos que están asumiendo en la actualidad los titulares de la capacidad, dado que el adjudicatario en el proceso de Subasta de Úselo o Véndalo paga únicamente el cargo variable, desconociéndose así los costos administrativos y operativos; por otro lado, y de gran preocupación este menor costo incentiva a que sea el primer mecanismo de comprar capacidad de transporte.	Incluir nueva disposición	Lo primero a señalar es que el costo de oportunidad para quien tiene los derechos es cero y en ese sentido se mantiene la señalar de precio de reserva como el 20% variable. Sin embargo, del análisis de los impuestos de transporte y de cuota de fomento se propone que el precio de reserva se construya así: Precio reserva = 1,1 x parte variable de la pareja 80F – 20V Por otra parte, en el texto también se aclara que cuando hubiere el pago de estampillas en la construcción del precio de reserva el gestor también incluirá esa información.
205	Gases del Llano SA ESP		Por otro lado, consideramos importante alinear las disposiciones propuestas con las ya existentes para el suministro de gas natural, con el fin de brindar las herramientas que permitan garantizar la capacidad de transporte para los contratos vigentes de suministro; teniendo en cuenta que una vez culminen los contratos de transporte que operan en conjunto, evitando así una asimetría a la fecha de finalización de estos.	Sugerencia.	La Comisión considera que la forma como se organiza la comercialización está en línea con la forma como está organizado el suministro.

## COMERCIALIZACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 110