



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 082 DE 2019

(11 JUL. 2019)

Por la cual se ordena 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”

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los decretos 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 1073 de 2015, y

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, y el artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en sus sesiones No. 931 del 11 de julio de 2019, aprobó hacer público 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”.

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público 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”.

Artículo 2. Se invita a los agentes, usuarios, autoridades competentes, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias conforme a lo siguiente:

445

JAM
JEL
22

Por la cual se ordena 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”

- Sobre el artículo 37 del proyecto de resolución anexo, el plazo de consulta será de diez (10) días hábiles siguientes a su publicación en la página web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y su expedición se podrá realizar con una antelación inferior a treinta (30) días hábiles. Lo anterior, ateniendo lo dispuesto en el numeral 2 del artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017 el cual establece que “Cuando sea necesario intervenir el funcionamiento de los mercados para evitar que se trasladen a los usuarios costos ineficientes del mismo”.
- Sobre los demás artículos del proyecto de resolución anexo, el plazo de consulta será de treinta (30) días calendario siguientes a la publicación de la presente resolución en la página web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 3. Los interesados podrán dirigir al Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas las observaciones y sugerencias a la siguiente dirección: Avenida calle 116 No. 7-15, Edificio Torre Cusezar, Interior 2, oficina 901 o al correo electrónico creg@creg.gov.co.

Artículo 4. Los ajustes propuestos a la Resolución CREG 114 de 2017, y aquellas que la han modificado, se presentan en el Título V de la presente resolución en un formato particular, entre corchetes y numerales resaltados, así: ~~#[#propuesta y lo que se propone eliminar]#~~, con el objetivo de recibir comentarios únicamente en relación con dichos ajustes.

Comentarios a la Resolución CREG 114 de 2017 sobre temas que no se encuentren dentro de ese formato en el Título V de la presente resolución no serán analizados para efectos de la presente consulta por no ser objeto de la misma.

Artículo 5. La presente resolución no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

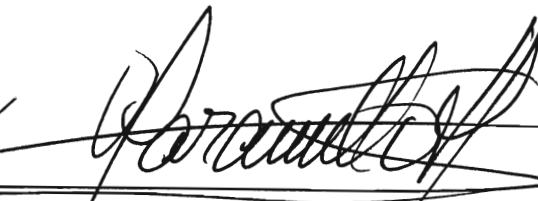
Artículo 6. Contra la presente resolución no procede recurso alguno.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá DC, a 11 JUL. 2019



MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

11

JAM
JEK
11

Por la cual se ordena 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”

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

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los decretos 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 1073 de 2015, y

CONSIDERANDO QUE:

El inciso tercero del artículo 333 de la Constitución Política establece que “(e)l Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional”.

El artículo 365 de la Constitución Política establece, a su vez, que “(l)os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”, que los mismos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, y que “(e)n todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”.

Los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Ley 142 de 1994 establecen que los servicios públicos domiciliarios son esenciales y que la intervención del Estado está encaminada, entre otros fines, a conseguir su prestación eficiente, asegurar su calidad, ampliar su cobertura, permitir la libre competencia y evitar el abuso de la posición dominante. Esto mediante diversos instrumentos expresados, entre otros, en las funciones y atribuciones asignadas a las entidades, en especial las regulaciones de las comisiones, relativas a diferentes materias como la gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios, la fijación de metas de eficiencia, cobertura, calidad y su evaluación, la definición del régimen tarifario, la organización de sistemas de información, la neutralidad de la prestación de los servicios, entre otras.

El numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69 ambos de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus

MS

JAM
JZ 2/22

Por la cual se ordena 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”

actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

El artículo 34 de la Ley 142 de 1994 dispone que “las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificadas, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia”, estableciendo para el efecto, entre otras, qué prácticas son consideradas como restricción indebida a la competencia, dentro de las que se destaca la establecida en su numeral 34.6, que estipula como una de ellas, “el abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta Ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos”.

Según lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante y produzcan servicios de calidad.

De acuerdo con lo establecido en el literal a) del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

El literal b) del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994 determina que corresponde a la CREG expedir regulaciones específicas para el uso eficiente del gas combustible por parte de los consumidores.

De acuerdo con lo establecido en el literal c) del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

La potestad normativa atribuida a las comisiones de regulación es una manifestación de la intervención del Estado en la economía expresada en la regulación con la finalidad de corregir las fallas del mercado, delimitar la libertad de empresa, preservar la competencia económica, mejorar la prestación de los servicios públicos y proteger los derechos de los usuarios.

La Ley 401 de 1997 dispuso en el párrafo 2 de su artículo 11 que “las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos”.

Por la cual se ordena 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”

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y otras que la han modificado y complementado, la CREG adoptó el reglamento único de transporte de gas natural, RUT.

En el numeral 1.3 del RUT se establece que “(l)a iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si ésta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados”.

En el numeral 2.2.1 del RUT se establecen disposiciones sobre asignación de capacidad primaria por parte del transportador. En particular se establece que “Si el Transportador llegare a recibir solicitudes firmes de servicio de transporte que superen la Capacidad Disponible Primaria, dicha Capacidad deberá asignarse mediante un proceso de Subasta. Tal Subasta deberá efectuarse dentro de los tres meses siguientes al recibo de dos o más solicitudes de transporte y se llevará a cabo de conformidad con los principios de eficiencia económica y neutralidad establecidos por la ley. Los términos y condiciones de la Subasta deberán ser aprobados previamente por la CREG y una vez aprobados deberán ser publicados en el Manual del Transportador”.

El artículo 2.2.2.2.42 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá “(e)stablecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista” y “(s)eñalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural”.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 la Comisión reglamentó aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 114 de 2017 la Comisión ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló y derogó la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

En la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o complementen, se establecen aspectos referentes al gestor del mercado como son los servicios a su cargo y lineamientos sobre la remuneración del gestor.

Por la cual se ordena 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”

En la Resolución CREG 114 de 2017 se establecen los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte de gas natural.

El mercado mayorista de gas natural previsto en la regulación es físico, de tal forma que su desarrollo depende de las gestiones que realizan los propios participantes de mercado.

Mediante la Resolución CREG 107 de 2017, la Comisión adoptó los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural según los lineamientos establecidos en el Decreto 2345 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, compilado por el Decreto 1073 de 2015 (Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía).

En la Resolución CREG 107 de 2017 se introduce la definición de “Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, IPAT” en los siguientes términos: “Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios estos proyectos corresponden únicamente a gasoductos *loops*, estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura de transporte de gas que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural”.

Mediante la Resolución CREG 090 de 2016 se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural. En dicha resolución, la Comisión estableció disposiciones transitorias relacionadas con la contratación de capacidad de transporte de gas natural.

En la actividad de transporte de gas natural la Comisión regula la remuneración de los sistemas de transporte y aspectos relacionados con el acceso físico y la comercialización de la capacidad de transporte asociada a esos sistemas.

La remuneración de los sistemas de transporte está sujeta a las metodologías de carácter general que adopta la Comisión para fijar cargos de transporte, como la prevista en la Resolución CREG 126 de 2010, vigente al momento de expedir la presente resolución. Los aspectos relacionados con el acceso físico se regulan en el RUT.

Aspectos relacionados con la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural se establecen en las resoluciones CREG 126 de 2010, CREG 090 de 2016 y CREG 107 y 114 de 2017.

Análisis internos de la Comisión sugieren adoptar reglas asociadas a la comercialización de la capacidad de transporte en el mercado primario

W/S

JZ < / 2
JAAM

Por la cual se ordena 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”

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.

En el mercado secundario de capacidad de transporte se observa 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; ii) incentivar la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado secundario.

De acuerdo con lo anterior, la presente 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; iii) incorporando mecanismos de asignación más ágiles y eficientes que respondan a las necesidades del mercado.

Para esto, la propuesta regulatoria incluye: i) Disposiciones generales relacionadas con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural; ii) aspectos comerciales del mercado primario de capacidad de transporte, que incluyen, modalidades de contratos y participantes en el mercado primario de capacidad de transporte, requisitos mínimos de los contratos de transporte, comercialización de capacidad disponible primaria, asignación de capacidad firme asociada a proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAG, negociación de contratos de transporte con interrupciones; iii) Aspectos comerciales del mercado secundario de capacidad de transporte, que incluye, modalidades y requisitos mínimos de contratos y participantes en el mercado secundario, mecanismos de comercialización de capacidad de transporte, negociaciones a través del Boletín Electrónico de Operaciones, procesos úselo o véndalo de capacidad de transporte, negociación de contratos de transporte con interrupciones; iv) así como otras disposiciones relacionadas con los nuevos servicios a cargo del gestor del mercado y el servicio de parqueo.

Adicionalmente, la Comisión estima necesario y razonable incorporar una medida transitoria relacionada con el inicio de los contratos de transporte que se suscriban y se registren ante el Gestor del Mercado hasta el 30 de noviembre de 2019.

De acuerdo con esto, los contratos de transporte resultantes de negociaciones directas en el mercado primario o secundario, que se suscriban y se registren ante el Gestor del Mercado hasta el 30 de noviembre de 2019, deberán tener como fecha máxima de inicio del servicio de transporte el 1° de diciembre de 2020.

As.

JAN 2020
JC < 13

Por la cual se ordena 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”

Esta medida se incorpora a efectos de que no se vea afectada la eficacia¹ de las medidas regulatorias a que hace referencia la presente propuesta regulatoria, siendo concordante con el período de negociación directa que se adelanta para los contratos de suministro de gas natural conforme al cronograma de la Circular CREG 046 de 2019 y en el marco de la Resolución CREG 114 de 2017, ni contrarié la señal de expansión de la capacidad sistema de transporte para generar nueva infraestructura, a través de contratos.

RESUELVE:

Título I

Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto. Mediante la presente resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, relacionados con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural. Esta resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

Parágrafo 1. La presente resolución reemplaza las disposiciones relacionadas con la comercialización de capacidad de transporte establecidas en el RUT, en la Resolución CREG 163 de 2014 y en la Resolución CREG 114 de 2017, y sus modificaciones.

Parágrafo 2. También se establecen los ajustes necesarios en la Resolución CREG 114 de 2017 originados por la extracción de las disposiciones sobre comercialización de capacidad de transporte y su traslado a la presente resolución.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. La presente resolución aplica a todos los participantes del mercado de gas natural.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG.

Capacidad disponible primaria: Es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme. Se determinará de conformidad con lo señalado en el Artículo 4 de la presente resolución.

Capacidad disponible primaria asociada a transportador incumbente: Capacidad disponible primaria resultante de adicionar la capacidad disponible

¹ La eficacia de la norma alude al grado de aceptación y cumplimiento de la misma en la sociedad. La eficacia condiciona la validez de la norma. Si la eficacia es nula, no puede existir como sistema jurídico.

4/15

JAN 2019
JZ L / 20

Por la cual se ordena 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"

primaria del transportador incumbente y la capacidad disponible primaria generada por proyectos de *IPAT* construidos en el sistema del transportador incumbente.

Capacidad disponible primaria asociada a proyectos del PAG: Capacidad disponible primaria generada por proyectos del *PAG* distintos a proyectos de *IPAT*.

Contrato firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o 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.

Capacidad temporal, CTEMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas que supera la *CMMP* durante un trimestre, 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.

Capacidad para estaciones de compresión, CCOMP: Es el máximo volumen de gas que se requiere transportar en un día de gas para atender los consumos de gas de estaciones de compresión dentro de un sistema de transporte, 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 características técnicas de las estaciones de compresión.

Capacidad disponible secundaria: Es aquella capacidad firme que el remitente puede ceder o vender. La cesión podrá estar supeditada a la aprobación por parte del transportador correspondiente.

Capacidad de transporte de expansión: Capacidad de transporte asociada a expansiones del sistema nacional de transporte que se identifica según el procedimiento del Artículo 18 de la presente resolución.

Capacidad firme: Capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte, contratos de transporte firme de capacidades trimestrales y contratos de transporte de contingencia.

Capacidad interrumpible: Capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos de transporte con interrupciones.

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 para el mismo período.

Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT: Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de

W

JAM 9/3
JZL / rd

Por la cual se ordena 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"

transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

Contrato de transporte de contingencia, CTC: Contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales, CCT: Contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de capacidad máxima de transporte por trimestres, sin interrupciones, durante uno o varios trimestres estándar consecutivos, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. La capacidad máxima en cada trimestre la asigna el gestor del mercado.

Contrato de transporte con interrupciones: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la utilización o en la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

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. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

Eventos eximentes de responsabilidad en transporte: eventos taxativamente establecidos en la presente resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si éste se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

Fecha de congestión contractual de largo plazo: Será la fecha del primer día calendario del primer trimestre estándar, siguiente al cuarto trimestre estándar en el que se realiza negociación de capacidad disponible primaria, en el que se presenta congestión contractual.

Mercado primario de capacidad de transporte: es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

Mercado secundario de capacidad de transporte: mercado donde los participantes del mercado con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales.

10/1

JAAM
JZ < 21

Por la cual se ordena 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"

Parqueo: Es el servicio que permite a un remitente almacenar gas de parqueo en un tramo o grupo de gasoductos del SNT por un período determinado.

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 para el siguiente día de gas.

Proceso úselo o véndalo de largo 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 cuyo uso no se prevea en los términos de esta resolución.

Remitente: Será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según sea el caso.

Remitente cesionario: Persona jurídica con la cual un remitente primario celebra un contrato de cesión de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

Remitente de corto plazo: Persona jurídica con la cual un remitente primario, un remitente cesionario o un remitente secundario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC, de acuerdo con lo dispuesto en esta resolución.

Remitente primario: Persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

Remitente secundario: Persona jurídica con la cual un remitente primario o un remitente cesionario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

Responsable de la nominación de transporte: será el remitente primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el remitente cesionario cuando haya suscrito la cesión de capacidad contratada.

Titular de capacidad de transporte: el titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.

165

JAM
PE
2019

Por la cual se ordena 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”

Trimestres estándar: Son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre.

Artículo 4. Capacidad disponible primaria. La capacidad disponible primaria por tramo o grupo de gasoductos, según las resoluciones de cargos adoptadas por la CREG, corresponderá a la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_0 , y a la capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte, CDP_1 .

En el Anexo 1 de la presente resolución se establece la forma como se determinarán los valores de CDP_0 y CDP_1 .

Parágrafo 1. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales deberá ser igual o inferior, en todo momento, al valor de la capacidad máxima de mediano plazo más el valor de la capacidad temporal. 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; 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 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*.

Se entenderá por capacidad máxima de mediano plazo e inversiones en aumento de capacidad lo dispuesto en la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.

El incumplimiento de lo dispuesto en este parágrafo podrá ser considerado por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia.

Parágrafo 2. El transportador sólo podrá comprometer a través de contratos con interrupciones una capacidad igual o inferior a la componente CDP_0 .

El incumplimiento de lo dispuesto en este parágrafo será considerado una práctica restrictiva de la competencia en el mercado secundario.

Artículo 5. Siglas. Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

LM

JAA
JZL
3
xl

Por la cual se ordena 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”

AOM:	Administración, Operación y Mantenimiento
BEC:	Boletín Electrónico Central
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CMMP:	Capacidad Máxima de Mediano Plazo
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
IPAT:	Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte
KPC:	Mil pies cúbicos estándar
KPCD:	Mil pies cúbicos estándar por día
PAG:	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
RUT:	Reglamento único de transporte de gas natural
SNT:	Sistema nacional de transporte de gas natural
TRM:	Tasa representativa del mercado
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética

Título II

Aspectos comerciales del mercado primario de capacidad de transporte

Capítulo I

Modalidades de contratos y participantes en el mercado primario de capacidad de transporte

Artículo 6. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado primario de capacidad de transporte de gas natural sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos de transporte:

1. Contrato de transporte firme
2. Contrato de transporte con firmeza condicionada
3. Contrato de opción de compra de transporte
4. Contrato de transporte de contingencia
5. Contrato de transporte con interrupciones
6. Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales

Parágrafo 1. Los contratos de transporte de gas que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente resolución continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia, con excepción de los casos señalados en el parágrafo 1 del Artículo 15 de la presente resolución.

Parágrafo 2. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución no podrán pactarse contratos en modalidades y/o condiciones diferentes a las contempladas en el presente artículo.

Parágrafo 3. Los contratos que se pacten en el mercado primario de capacidad de transporte deberán ser escritos. Cada contrato sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente

JS

JAAH
JZ *<* *rel*

Por la cual se ordena 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”

resolución, para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Parágrafo 4. Para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural, la Comisión considerará que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del SNT, es constante durante la vigencia de estos contratos e igual a la máxima capacidad garantizada mediante dichos contratos. Para el cálculo de esta capacidad se tendrán en cuenta las reglas establecidas en el Artículo 4 y en el Anexo 1 de la presente resolución para el cálculo de la capacidad disponible primaria. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

Cuando se trate de contratos de opción de compra de transporte, celebrados con el propósito de cumplir las obligaciones de energía firme de los generadores térmicos que se acojan a la opción de gas natural importado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 106 de 2011, la Comisión considerará que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos. En todo caso el perfil considerado para efectos tarifarios no será superior a la CMMP. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte. La remuneración de dichas inversiones será pactada por los transportadores y los generadores térmicos.

Parágrafo 5. La celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se realizará de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 35 de la presente resolución.

Parágrafo 6. Todos los contratos del mercado primario de capacidad de transporte serán de entrega física.

Artículo 7. Vendedores de capacidad de transporte. Los transportadores son los únicos participantes del mercado que podrán vender capacidad de transporte de gas natural 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.

Artículo 8. Compradores de capacidad de transporte. Los comercializadores 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

[Handwritten mark]

[Handwritten signatures and initials: JAMM, JZ, and others]

Por la cual se ordena 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”

artículos 15 y 18 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Los productores-comercializadores no podrán comprar capacidad de transporte de gas natural para transportar gas destinado a la prestación del servicio público de gas combustible, independientemente de la ubicación y del tamaño del campo o de los campos de producción que operen, excepto cuando se trate de capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad requeridas por el productor-comercializador para poner gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible.

Parágrafo 2. Los productores de gas natural o los productores-comercializadores 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.

Capítulo II

Requisitos mínimos de los contratos de transporte

Artículo 9. Requisitos mínimos de los contratos de transporte. Los contratos de capacidad firme referidos en el Artículo 6 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberán cumplir los requisitos mínimos que se establecen en el presente capítulo y los mismos deberán estar en su clausulado.

Parágrafo. En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el Artículo 6 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

La ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña no exonerará ni liberará a las partes, en ningún caso, del cumplimiento de las

hr

JAAAN 12/2
JZK
21

Por la cual se ordena 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”

obligaciones causadas con anterioridad a la ocurrencia de los hechos a los que se refiere este artículo.

En caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se deberá proceder de la siguiente forma:

1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.
2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del mismo y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.
3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el cumplimiento de la obligación de transportar gas natural a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.
4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si dentro del plazo de los diez (10) días hábiles mencionados la parte no afectada directamente no manifiesta por escrito el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.
5. La parte que invoque la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña deberá realizar sus mejores esfuerzos para subsanar la causa que dio lugar a su declaratoria, e informará por escrito a la otra parte, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado. El cumplimiento de las obligaciones suspendidas se reiniciará el día de gas siguiente a la notificación de la superación del evento, siempre y cuando dicha notificación sea recibida por la parte no afectada directamente al menos dos (2) horas antes del inicio del ciclo de nominación para el siguiente día de gas. En caso contrario las obligaciones suspendidas se reiniciarán el segundo día de gas siguiente la notificación.

Parágrafo 1. La obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderá durante los eventos de fuerza

MS

JAA
72
21

Por la cual se ordena 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"

mayor, caso fortuito o causa extraña. En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.

Parágrafo 2. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 5 de este artículo si las partes así lo convienen.

Artículo 11. Eventos eximentes de responsabilidad en transporte. Por evento eximente de responsabilidad en transporte se entenderá lo establecido en el Artículo 3 de la presente resolución.

En los contratos a que se refiere el Artículo 6 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:

1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para el transporte, entrega o recibo del gas, así como de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.
2. Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de cualquiera de las partes para cumplir con sus obligaciones.
3. Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 de este artículo. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el Artículo 12 de la presente resolución.
4. Las salidas forzadas de la infraestructura de transporte, que serán objeto de regulación aparte.
5. Cuando por causas imputables a una de las partes del contrato no se haya realizado el registro de que trata el literal b) del numeral 1.2 del Anexo 2 de la presente resolución. En este caso la no prestación del servicio de transporte debido a la inexistencia del registro será considerada como evento eximente de responsabilidad para la otra parte.

Parágrafo 1. La obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderá durante los eventos eximentes de

As

JAN 21
JZ 21

Por la cual se ordena 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”

responsabilidad. En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.

Parágrafo 2. Para los eventos señalados en los numerales 1, 2 y 4 del presente artículo deberá seguirse el procedimiento establecido en el Artículo 10 de la presente resolución. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 5 del Artículo 10 de la presente resolución si las partes así lo convienen.

Parágrafo 3. Los transportadores informarán al *CNOG* y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de gas natural, establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Los remitentes informarán a los transportadores las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes.

Artículo 12. Duración permisible para suspensiones del servicio. La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el Artículo 6 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año.

Parágrafo 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.

Artículo 13. Incumplimiento. Para efectos regulatorios se considera que se incumplen los contratos de transporte, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, así:

1. En el caso de los contratos de transporte bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales:
 - a) Por parte del transportador, cuando éste incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del

4/15

JAN 11 2019
JZK

Por la cual se ordena 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”

servicio y de entregar la cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente; además, el remitente deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.

- b) Por parte del remitente, cuando éste incumple su obligación de pagar los cargos de transporte acordados entre las partes.

Parágrafo 1. Las partes podrán definir otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, sin que las mismas sean consideradas incumplimientos para efectos de esta resolución.

Parágrafo 2. Los transportadores deberán acotar las cantidades de energía autorizada a la equivalencia energética de la capacidad contratada. 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.

Parágrafo 3. La reducción en la cantidad de energía autorizada por parte del transportador para dar cumplimiento a lo establecido en el parágrafo 3 del Artículo 14 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, no será considerada un incumplimiento del transportador.

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:

1. En el caso de los contratos de transporte bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales:
 - a) Si el transportador incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1 del Artículo 13 de la presente resolución, deberá reconocer y pagar al remitente el siguiente valor, según corresponda:
 - i. Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del Anexo 3 de la presente resolución.
 - ii. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo 3 de la presente resolución.
 - b) Si el remitente incumple su obligación de pagar los cargos de transporte pactados en el respectivo contrato, el transportador podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JAAM CP]
[Handwritten signature: JZ]
[Handwritten mark: 21]

Por la cual se ordena 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"

respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.

Parágrafo 1. Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio.

Parágrafo 2. Lo establecido en el presente artículo no excluye la aplicación del artículo 992 del Código de Comercio para los contratos de transporte de gas natural.

Parágrafo 3. La CREG determinará el momento a partir del cual las compensaciones definidas en este artículo podrán ser calculadas con base en los precios de las negociaciones realizadas en el mercado secundario. Dichas disposiciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de las mismas.

Parágrafo 4. Si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 13 de la presente resolución, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

Capítulo III

Comercialización de capacidad disponible primaria

Artículo 15. Procedimiento para comercializar capacidad disponible primaria. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 7 y 8 de esta resolución aplicarán el procedimiento establecido en el presente artículo para negociar y/o asignar capacidad disponible primaria y capacidad disponible primaria asociada a transportador incumbente. Estas negociaciones o asignaciones se harán en cada uno de los trimestres estándar aplicando el siguiente procedimiento:

1. Divulgación de capacidad disponible primaria y de capacidad demandada: Durante el trimestre en el que se realice la negociación se ejecutarán los siguientes pasos para determinar la capacidad disponible y la capacidad demandada:

- a) El primer día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el *BEC* la siguiente información para cada tramo o grupo de gasoductos definidos para efectos tarifarios en cada sistema de transporte:
 - i. La *CMMP* y la *CCOMP* 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.

JA

JAAM
JZ

Por la cual se ordena 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"

- ii. 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 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.

- 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.

- iv. La capacidad disponible primaria, o la capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente, determinada como se establece en el Anexo 1 de la presente resolución, 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 disponibles en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.
- b) Hasta el quinto día hábil del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad solicitarán al transportador, o al transportador incumbente, las capacidades que desean negociar con sujeción a la duración establecida en el Artículo 16 de la presente resolución. En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD y la modalidad de contratos con desagregación trimestral para las modalidades firme, firmeza condicionada, opción de compra y contratos de contingencia. La capacidad solicitada podrá ser distinta para distintos trimestres, pero dentro de cada trimestre deberá corresponder a un único valor.

En ningún momento la capacidad solicitada por cada remitente podrá superar la capacidad disponible primaria publicada por el gestor del mercado conforme se establece en el numeral iv, literal a) del numeral 1 del presente artículo.

- c) Hasta el séptimo día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades solicitadas por los remitentes según lo establecido en el

flw

JAM
JZ
xl

Por la cual se ordena 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"

literal b) anterior. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

- d) Hasta el noveno día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el *BEC* las capacidades declaradas por el transportador o el transportador incumbente según lo establecido en el literal c) anterior.

Estas capacidades tendrán desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresadas en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades solicitadas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- e) Hasta el decimosegundo día hábil del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad podrán ajustar ante el transportador, o el transportador incumbente, las capacidades solicitadas según el literal b) anterior.

En ningún momento la capacidad ajustada por cada remitente podrá superar la capacidad disponible primaria, o la capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente, publicada por el gestor del mercado conforme se establece en el numeral iv, literal a) del numeral 1 del presente artículo. Los remitentes que no solicitaron capacidad hasta el quinto día hábil del trimestre podrán solicitar capacidad en este ajuste.

- f) Hasta el decimocuarto día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades ajustadas por los remitentes según lo establecido en el literal e) anterior. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

- g) Hasta el decimosexto día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el *BEC* las capacidades ajustadas declaradas por el transportador, o el transportador incumbente, según lo establecido en el literal f) anterior.

Estas capacidades tendrán desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresadas en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades solicitadas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- h) A partir del decimoséptimo día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, y los remitentes que solicitaron capacidad de transporte con base en lo establecido en los literales b) y e) anteriores, negociarán las capacidades solicitadas aplicando las reglas establecidas en el numeral 2 del presente artículo.

4/15

JAN 21

J2

2

Por la cual se ordena 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"

2. Negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria: La capacidad disponible primaria en cada tramo o grupo de gasoductos, publicada por el gestor según el numeral 1, literal a), numeral iv del presente artículo, se negociará o asignará a los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del numeral 1, literales b) y e) del presente artículo, como sigue:

- a) Si durante el horizonte de 10 años la capacidad total solicitada es menor o igual a la capacidad disponible primaria, el transportador, o el transportador incumbente, negociará la capacidad disponible primaria directamente con los remitentes.

Para contratar capacidad firme las partes se acogerán a lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

- 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, o el transportador incumbente, procederá así:

- i. La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde haya congestión la asignará observando los siguientes casos:

Caso 1: Capacidad disponible primaria en tramos o grupos de gasoductos donde haya proyectos de *IPAT*

En este caso se asignará la capacidad disponible primaria en los siguientes pasos:

Paso 1

Asignación de la capacidad disponible primaria a los remitentes beneficiarios de los proyectos de *IPAT*. Si la capacidad disponible primaria es menor que la capacidad total solicitada por estos remitentes, la capacidad disponible se asignará a través de subastas en los términos establecidos en el parágrafo 6 del presente artículo.

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 de *IPAT* a través de subastas en los términos establecidos en el parágrafo 6 del presente artículo.

Caso 2: Capacidad disponible primaria en tramos o grupos de gasoductos donde no haya proyectos de *IPAT*.

Handwritten signature

Handwritten signature and date: JAAM 9/22

Por la cual se ordena 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"

En este caso se asignará la capacidad disponible primaria a través de subastas en los términos establecidos en el párrafo 6 del presente artículo.

En los dos casos la asignación de capacidad se hará mediante el siguiente producto:

- Modalidad de contrato: Firme
 - Duración del contrato: Un trimestre
 - Inicio del contrato: Primer día de uno de los trimestres definidos en el presente artículo.
 - Terminación del contrato: Último día de uno de los trimestres definidos en el presente artículo.
 - Cargos: Cargo fijo que remunera los gastos de AOM y pareja de cargos 80% fijo y 20% variable que remunera inversión, según los cargos regulados aprobados por la Comisión para el respectivo tramo o grupo de gasoductos.
- ii. La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no haya congestión la negociará aplicando lo establecido en el literal a) del numeral 2 del presente artículo.
- iii. La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no hubo congestión y no fue negociada en los términos del numeral ii anterior estará disponible para que el transportador la comercialice diariamente.

Esta comercialización se hará mediante el siguiente producto:

- Modalidad de contrato: Firme
- Duración del contrato: Un día
- Inicio del contrato: Cero horas del día de gas.
- Terminación del contrato: 24 horas del día de gas.
- Precio: Libre establecido por el transportador en los términos del Artículo 17 de la presente resolución.

Los ingresos generados por la comercialización de este producto por parte del transportador, o del transportador incumbente, corresponderán a los ingresos de corto plazo del transportador o del transportador incumbente.

- c) Si en alguno o varios de los trimestres estándar del horizonte de 10 años, siguientes al cuarto 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:
- i. En el período comprendido entre el primer día del trimestre quinto siguiente al trimestre en el que se realiza la negociación y la fecha de

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials: JAAM, JZ, and others

Por la cual se ordena 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”

congestión contractual de largo plazo, el transportador, o el transportador incumbente, negociará la capacidad disponible primaria de ese período aplicando lo establecido en el literal a) del numeral 2 del presente artículo

- ii. 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 expansión en su sistema de transporte para atender las necesidades de capacidad a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo.

3. Registro de contratos: Los contratos resultantes de las negociaciones y/o asignaciones deberán estar registrados 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.

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.

Parágrafo 1. Los contratos de transporte que estén vigentes al momento de la expedición de la presente resolución y que tengan fecha de vencimiento anterior al último día de uno de los trimestres estándar podrán ser extendidos, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el último día del trimestre estándar en que terminen.

Parágrafo 2. La capacidad temporal que determine el transportador no podrá comprometer la operación del sistema ni el cumplimiento de los contratos de transporte que haya celebrado el transportador, o el transportador incumbente.

Parágrafo 3. La ocurrencia de desvíos dentro de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario no dará lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte. La ocurrencia de desvíos por fuera de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario dará lugar al cobro de cargos que remuneren el uso de los tramos no contratados, como parte de los ingresos de corto plazo del transportador de que trata la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Los desvíos se deberán ajustar a las condiciones operativas definidas en el RUT.

Parágrafo 4. Las partes podrán acordar las garantías contractuales.

Parágrafo 5. La capacidad de un proyecto *IPAT* que se determine para confiabilidad no 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.

105

JAM 09
JZ < 21

Por la cual se ordena 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"

Parágrafo 6. Los ingresos obtenidos al aplicar el mecanismo de subasta y que estén por encima de los ingresos que se obtendrían aplicando los cargos regulados aprobados por la CREG para el respectivo sistema de transporte no harán parte de los ingresos del transportador incumbente. En resolución aparte la Comisión adoptará el reglamento de la subasta y el mecanismo para asignar los ingresos que se obtengan a través de la subasta y que estén por encima de los ingresos que se obtendrían aplicando los cargos regulados aprobados por la CREG para el respectivo sistema de transporte.

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 cualquiera 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.

Parágrafo 1. Los contratos de transporte de contingencia se podrán negociar en cualquier momento y podrán tener cualquier duración.

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 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.

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 todo caso, el transportador deberá publicar mensualmente en el boletín electrónico de operaciones los cargos correspondientes a servicios de transporte que excedan la capacidad contratada por un remitente. Dicha publicación deberá especificar cargos aplicables a días laborales y los aplicables a días no laborales para el mes siguiente a la fecha de su publicación.

El transportador no podrá aplicar precios establecidos libremente que no haya publicado previamente en su boletín electrónico de operaciones. Los precios publicados en el boletín electrónico de operaciones del transportador tendrán una vigencia mínima de un mes contado a partir de la fecha de su publicación.

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:

11/11

JAM
JZ
21

Por la cual se ordena 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”

1. El diecisieteavo día hábil del trimestre estándar en el que se realice la negociación de capacidad disponible primaria el transportador, o el transportador incumbente, mediante comunicado publicado en su boletín electrónico de operaciones, hará invitación pública para que potenciales remitentes interesados en nueva capacidad asociada a ampliación del sistema de transporte manifiesten su interés.
2. Hasta el último día hábil del segundo mes del trimestre los potenciales remitentes interesados declararán al transportador, o el transportador incumbente, su interés en nueva capacidad asociada a la ampliación de capacidad. Esta declaración contendrá las capacidades requeridas en el tiempo por tramo de gasoducto, expresadas en KPCD, con desagregación mensual.
3. El segundo día hábil del tercer mes del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades solicitadas según el numeral 2 anterior. Esta declaración contendrá el nombre de los potenciales remitentes y las capacidades requeridas en el tiempo por tramo de gasoducto, expresadas en KPCD, con desagregación mensual.
4. El cuarto día hábil del tercer mes del trimestre el gestor del mercado publicará en el BEC las capacidades declaradas según el numeral 3 anterior, las cuales corresponderán a capacidades de transporte de expansión. Esta publicación contendrá el nombre de los potenciales remitentes y las capacidades requeridas en el tiempo por tramo de gasoducto, expresadas en KPCD, con desagregación mensual.

La capacidad total de transporte de expansión no se incluirá en los procedimientos para negociar y/o asignar capacidad en los siguientes trimestres estándar.

5. Se considerará que el transportador, o el transportador incumbente, están negociando las condiciones contractuales del servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de expansión hasta cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:
 - a) El transportador, o el transportador incumbente, y los remitentes declaren al gestor del mercado el contrato de transporte de capacidad asociada a la expansión, y el gestor del mercado registre dichos contratos.
 - b) El transportador, o el transportador incumbente, y los potenciales remitentes presenten al gestor del mercado una solicitud conjunta para retirar las capacidades correspondientes de la publicación de capacidades de transporte de expansión que estén en el BEC. Con esta información el gestor del mercado ajustará las capacidades de transporte de expansión del BEC dentro de los tres días hábiles siguientes al recibo de la solicitud.

4/5

JAM
JC
21

Por la cual se ordena 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”

Para contratar capacidad firme asociada a capacidad de transporte de expansión las partes se acogerán a lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1. Los productores-comercializadores que requieran capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad para poner gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible no participarán en el procedimiento definido en el presente artículo.

Parágrafo 2. Los productores-comercializadores que requieran capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad para poner gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible negociarán directamente con los transportadores la capacidad asociada a la ampliación observando que:

1. La negociación tendrá en cuenta las reglas sobre remuneración que defina la Comisión en resolución aparte.
2. La negociación se hará en cualquier momento.
3. Los productores-comercializadores y los transportadores acordarán la modalidad de contrato que se adecúe a sus necesidades, la cual puede corresponder a alguna de las definidas en el Artículo 6 de la presente resolución.
4. La capacidad de transporte asociada a esta ampliación no hará parte de la *CMMP* ni de la capacidad contratada para efectos de calcular la *CDP₀* de que trata el Artículo 4 de la presente resolución.
5. 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.
6. Los productores-comercializadores y los transportadores registrarán ante el gestor del mercado los contratos resultantes de estas negociaciones una vez suscritos.

Capítulo IV

Asignación de capacidad firme asociada a proyectos del PAG

Artículo 19. Procedimiento para asignar capacidad disponible primaria asociada a proyectos del PAG. El gestor del mercado aplicará el procedimiento establecido en el presente artículo para asignar la capacidad disponible primaria de proyectos del PAG distintos de *IPAT* a los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 8 de la presente resolución. Estas asignaciones se harán en cada uno de los trimestres estándar aplicando el siguiente procedimiento:

- 1. Divulgación de capacidad disponible primaria y de capacidad demandada:** Durante el trimestre en el que se realice la asignación se

jar

JAAM
JZL
21

Por la cual se ordena 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"

ejecutarán los siguientes pasos para determinar la capacidad disponible y la capacidad demandada:

a) El primer día hábil del trimestre 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*:

i. 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.

ii. La capacidad total comprometida en contratos firmes, 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.

iii. La capacidad disponible primaria, determinada como la diferencia entre la *CMMP* y la capacidad total contratada en contratos firmes, 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 disponibles en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

iv. Los cargos aplicables al contrato de capacidad disponible primaria conforme se establece en el Artículo 20 de la presente resolución.

b) Hasta el último día hábil del segundo mes del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad solicitarán al gestor las capacidades que desean contratar con sujeción al producto definido en el Artículo 20 de la presente resolución. En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD con desagregación trimestral. La capacidad solicitada podrá ser distinta para distintos trimestres, pero dentro de cada trimestre deberá corresponder a un único valor.

2. Asignación de capacidad disponible primaria. El gestor del mercado asignará para cada trimestre estándar la capacidad disponible primaria publicada según el numeral iii, literal a) del numeral 1 del presente artículo a los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del literal b) del numeral 1 del presente artículo, observando los siguientes casos:

a) Si durante el horizonte de 10 años la capacidad total solicitada es menor o igual a la capacidad disponible primaria, el gestor asignará la capacidad

W

JAAM
JE *21*

Por la cual se ordena 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”

disponible primaria a todos los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del literal b) del numeral 1 del presente artículo. La asignación de capacidad se hará mediante el producto establecido en el Artículo 20 de la presente resolución.

b) Si en uno o varios de los cuatro trimestres estándar siguientes al trimestre en el que se realiza la negociación se presenta congestión, el gestor procederá así:

i. La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde haya congestión la asignará aplicando los siguientes pasos:

Paso 1

Asignación de la capacidad disponible primaria a los remitentes beneficiarios del proyecto del *PAG* distinto de *IPAT* en el que está la capacidad disponible primaria.

Si la capacidad disponible primaria es menor que la capacidad total solicitada por los remitentes beneficiarios, la capacidad disponible se asignará a través de subastas cuyo reglamento lo definirá la Comisión en resolución aparte.

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 de *IPAT* a través de subastas cuyo reglamento lo definirá la Comisión en resolución aparte.

ii. La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no haya congestión la asignará a todos los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del literal b) del numeral 1 del presente artículo. La asignación de capacidad se hará mediante el producto establecido en el Artículo 20 de la presente resolución.

3. Divulgación de capacidad asignada. El quinto día hábil del tercer mes del trimestre el gestor del mercado publicará en el BEC los resultados de la asignación realizada conforme se establece en el numeral 2 del presente artículo, especificando el nombre de los remitentes asignados y las capacidades asignadas con desagregación trimestral, expresadas en KPCD.

4. Suscripción de contratos: Los remitentes a los que se les hayan asignado capacidades deberán suscribir los contratos de transporte con los transportadores responsables de los proyectos del *PAG* distintos de *IPAT* en los que están las capacidades disponibles primarias que se asignaron. Estos contratos tendrán las características establecidas en el Artículo 20 de la presente resolución.

W

JAM
JZ < *xl*

Por la cual se ordena 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”

5. Registro de contratos: Los contratos resultantes de las asignaciones deberán estar registrados ante el gestor del mercado a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la asignación de la capacidad disponible primaria.

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.

Parágrafo. La capacidad de un proyecto del *PAG*, distinto de *IPAT*, que se determine para confiabilidad no se incluirá en la capacidad disponible primaria que debe asignar el gestor del mercado con base en el procedimiento establecido en el presente artículo.

Artículo 20. Producto para asignar capacidad disponible primaria asociada a proyectos del *PAG* distintos de *IPAT*. Las asignaciones de capacidad disponible primaria que realice el gestor del mercado según el procedimiento establecido en el Artículo 19 de la presente resolución harán parte de contratos de transporte que tendrán las siguientes características:

- **Modalidad de contrato:** Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales, *CCT*. Estará conformado por las cantidades asignadas en virtud de lo establecido en los literales a) y b) del numeral 2 de Artículo 19 de la presente resolución.
- **Duración del contrato:** La duración que resulte de la asignación que realice el gestor del mercado a cada remitente. La duración mínima será de un trimestre estándar.
- **Inicio del contrato:** Primer día de cualquiera de los 5 trimestres estándar siguientes al trimestre en que el gestor asignó la capacidad disponible primaria al remitente, excepto para plantas térmicas cuando requieran la capacidad de transporte para respaldar obligaciones de energía firme en cuyo caso los contratos podrán iniciar el primer día de cualquier trimestre.
- **Terminación del contrato:** Último día de un trimestre.
- **Garantías:** Las que defina la Comisión en resolución aparte.
- **Cargos:** Cargos fijos y variables expresados en pesos y en dólares americanos, determinados por el gestor del mercado así:

$$CF_{PAG}^{COP} = \frac{0,8 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{COP})}{CMMP_{PAG}}$$

$$CV_{PAG}^{COP} = \frac{0,2 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{COP})}{CMMP_{PAG} \times 365}$$

45

JAAK 9/2
JZK 12/2

Por la cual se ordena 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”

$$CF_{PAG}^{USD} = \frac{0,8 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{USD})}{CMMP_{PAG}}$$

$$CV_{PAG}^{USD} = \frac{0,2 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{USD})}{CMMP_{PAG} \times 365}$$

Donde:

CF_{PAG}^{COP} : Cargo fijo expresado en pesos por KPCD de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del PAG, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CV_{PAG}^{COP} : Cargo variable expresado en pesos por KPC de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del PAG, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CF_{PAG}^{USD} : Cargo fijo expresado en dólares americanos por KPCD de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del PAG, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CV_{PAG}^{USD} : Cargo variable expresado en pesos por KPC de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del PAG, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

$\overline{IAE}_{PAG}^{COP}$: Promedio simple del ingreso anual equivalente en pesos aprobado en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del PAG, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

$\overline{IAE}_{PAG}^{USD}$: Promedio simple del ingreso anual equivalente en dólares americanos aprobado en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del PAG, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan..

$CMMP_{PAG}$: Capacidad máxima de mediano plazo asociada al proyecto del PAG, expresada KPCD.

Estos cargos se actualizarán como se establece en el literal a) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y aplicarán para el caso en el que no haya congestión. En el caso de congestión el precio será el que se obtenga de la subasta.

4/1

JAAH
JC < 22

Por la cual se ordena 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”

La facturación se hará en pesos y se liquidará en el momento de la facturación a la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio de transporte.

- **Liquidación:** El servicio de transporte a través del contrato CCT se liquidará y facturará mensualmente en pesos con base en lo establecido en el capítulo VI de la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, aplicando la siguiente expresión:

$$Ct = Cc \times (CF) \times \frac{d}{D} + CV \times Vt$$

Dónde:

- Ct*: Costo de prestación del servicio de transporte a través del contrato CFAT, expresado en pesos.
- Cc*: Capacidad contratada para el mes de prestación del servicio, expresada en KPCD.
- CF*: Cargo fijo expresado en pesos por KPCD obtenido como la suma del cargo CF_{PAG}^{COP} y del cargo CF_{PAG}^{USD} convertido a pesos por KPCD con la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio de transporte.
- d*: Número de días del mes de prestación del servicio de transporte.
- D*: Número de días del año calendario del mes en el que se prestó el servicio.
- CV*: Cargo variable expresado en pesos por KPC obtenido como la suma del cargo CV_{PAG}^{COP} y del cargo CV_{PAG}^{USD} convertido a pesos por KPC con la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio de transporte.
- Vt*: Volumen transportado al remitente durante el mes de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.

Estos ingresos harán parte de los ingresos de corto plazo, ICC_m^s , que se definen en el Artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. 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 de que trata la Resolución CREG 152 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Capítulo V Negociación de contratos de transporte con interrupciones

for

JAAM
JZ <
21

Por la cual se ordena 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”

Artículo 21. Mecanismo de negociación. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículo 7 y 8 de la presente resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte mediante la modalidad de contratos de transporte con interrupciones. Estos contratos no podrán contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente resolución, para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas.

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:

- **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.
- **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.

Título III

Aspectos comerciales del mercado secundario de capacidad de transporte

Capítulo I

Modalidades y requisitos mínimos de contratos y participantes en el mercado secundario

Artículo 23. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario de capacidad de transporte de gas natural sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos de transporte:

1. Contrato de transporte firme
2. Contrato de transporte con firmeza condicionada
3. Contrato de opción de compra de transporte
4. Contrato de transporte de contingencia
5. Contrato de transporte con interrupciones

Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas los artículos 10, 11, 13, 14 de la presente resolución.

Handwritten signature/initials

Handwritten signature: JAAM
Handwritten initials: JZ
Handwritten mark: 2

Por la cual se ordena 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”

Parágrafo 1. Los contratos del mercado secundario que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia.

Parágrafo 2. Todos los contratos del mercado secundario serán de entrega física.

Parágrafo 3. Cada contrato que se suscriba en el mercado secundario sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Parágrafo 4. En las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador.

Parágrafo 5. Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones y los contratos firmes de capacidades trimestrales, 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.

Parágrafo 6. La duración permisible para labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las establecidas en el Artículo 12 de esta resolución.

Artículo 24. Duración de los contratos. Los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de inicio del servicio de transporte cualquier fecha anterior al primer día del cuarto trimestre estándar siguiente al trimestre estándar en que se celebró el contrato. Estos contratos tendrán como máxima fecha de terminación el último día del doceavo trimestre estándar siguiente al trimestre estándar en que se celebró el contrato.

Parágrafo 1. Para efectos de la declaración de la información de que trata el numeral 2.1 del Anexo 2 de la presente resolución, los vendedores y los compradores del mercado secundario de capacidad de transporte deberán disponer de los contratos a los que se hace referencia en este artículo, los cuales deberán constar por escrito.

Artículo 25. Vendedores de capacidad de transporte. Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán vender capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos

Handwritten mark

Handwritten signature: JAIME GAY
Handwritten initials: JZ

Por la cual se ordena 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"

establecidos en el Capítulo II del Título III de la presente resolución.

Artículo 26. Compradores de capacidad de transporte. Los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el Capítulo II del Título III de la presente resolución.

Capítulo II

Comercialización de capacidad de transporte

Artículo 27. Negociaciones directas de capacidad de transporte. Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 de la presente resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en los artículos 23 y 24 de la presente resolución.

El precio máximo para las capacidades firmes contratadas en estas 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. El precio máximo para las capacidades contratadas mediante contratos con interrupciones en estas 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.

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, realizarán negociaciones de compraventa de capacidad de transporte en el mercado secundario únicamente sobre las capacidades de transporte publicadas por el gestor del mercado de acuerdo con lo señalado en el Artículo 29 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Las negociaciones de compraventa de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario y que ocasionen desvíos dentro de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario no darán lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte.

Parágrafo 2. Los productores-comercializadores que hayan contratado capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad en los términos del parágrafo del Artículo 18 de la presente resolución podrán negociar directamente la compraventa de esta capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en los artículos 23 y 24 de la presente resolución y a lo dispuesto en los incisos segundo, tercero y en el parágrafo 1 del presente artículo.

Handwritten signatures and initials:
JAN 2019
JL
rel

Por la cual se ordena 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”

Artículo 28. Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo. Los participantes del mercado, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación de los procesos úselo o véndalo detallados en los Artículos 32 y 33 de la presente resolución.

Capítulo III Negociaciones a través del BEC

Artículo 29. Negociaciones directas a través del BEC. El gestor del mercado pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, la capacidad disponible total para la venta por cada tramo o grupo de gasoductos definidos para efectos tarifarios, expresada en KPCD, y con desagregación (i) diaria para un horizonte mínimo de 24 meses; y (ii) cantidades por vendedor especificando la identidad y los datos de contacto de cada vendedor.

La capacidad disponible total para la venta la actualizará y publicará el gestor del mercado el último día hábil de cada semana. Para esto, el penúltimo día hábil de cada semana los vendedores de que trata el Artículo 25 de la presente resolución declararán al gestor del mercado las capacidades disponibles para la venta con la desagregación requerida en los numerales (i) y (ii) anteriores.

A partir de esta información, los vendedores y los compradores que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, realizarán las negociaciones directas de su interés. Será responsabilidad de estos participantes del mercado llevar a cabo cada una de las negociaciones y celebrar los correspondientes contratos, con sujeción a lo dispuesto en los artículos 23 y 24 de la presente resolución.

Parágrafo. El gestor del mercado definirá el medio y el formato para la declaración de las capacidades disponibles para la venta a las que se hace referencia en este artículo. El gestor del mercado facilitará la publicación de otra información sobre las capacidades disponibles para la venta que los vendedores deseen publicar voluntariamente.

Artículo 30. Negociaciones directas a través de otras plataformas. La implementación del BEC no impedirá la negociación a través de otras plataformas de iniciativa particular. No obstante, todos los contratos del mercado secundario deberán ser registrados ante el gestor del mercado de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 2 de la presente resolución.

Artículo 31. Registro en el BEC. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 y de la presente resolución podrán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta y solicitudes de compra en el mercado secundario. El registro en el BEC no conllevará el pago de cargos adicionales y se realizará ante el gestor del mercado, a través del medio electrónico y los formatos que éste defina.

jsr

JAM
JZ < 22/3

Por la cual se ordena 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”

La información que el gestor del mercado solicite a través de los formatos de registro en el BEC por lo menos le deberá permitir identificar si el participante del mercado que desea registrarse corresponde a uno de los vendedores o compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 de la presente resolución, y si quien adelanta el trámite está facultado para representar a dicho vendedor o comprador.

Capítulo IV

Procesos úselo o véndalo de capacidad de transporte

Artículo 32. Proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte. Los compradores a los que se refiere el Artículo 8 de la presente resolución, que hayan contratado capacidad de transporte y no dispongan de cantidades de gas suficientes para hacer uso de esa capacidad de transporte, deberán acogerse al siguiente mecanismo para ofrecer su exceso de capacidad de transporte a quienes la requieran para transportar cantidades de gas contratadas a través de los mecanismos de comercialización definidos en el Artículo 21 de la Resolución 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan:

1. Determinación de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado determinará la capacidad de transporte excedentaria según se define en el Anexo 4 de la presente resolución.
2. Subastas de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado deberá aplicar el procedimiento de negociación de capacidad excedentaria mediante el mecanismo de subasta que se regirá por el reglamento establecido en el Anexo 4 de la presente resolución.
3. Productos de las subastas. En cada subasta se negociará la capacidad de transporte excedentaria por ruta bajo la modalidad de contrato firme de duración anual. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar.
4. Precio de cierre de las subastas. La capacidad excedentaria que se negocie mediante cada subasta tendrá el precio de cierre de la subasta, el cual estará expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
5. Obligaciones de pago. Los compradores le pagarán a los vendedores el valor que resulte de multiplicar el precio de cierre de la subasta, la capacidad adjudicada y el número de días del período de facturación correspondiente.
6. Coordinación operativa. Los vendedores y los compradores coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.

Parágrafo 1. Los compradores del proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte deberán tener los sistemas de medición establecidos en la regulación.

JAATA
JE < 22/3

Por la cual se ordena 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"

Artículo 33. 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 para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 26 de la presente resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de la misma. Para la negociación de esta capacidad de transporte se seguirá este procedimiento:

1. Declaración de las capacidades disponibles. A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1, los transportadores declararán los titulares de las capacidades de transporte de gas natural contratadas, bajo las modalidades de contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada y contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales, que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas, las respectivas capacidades no nominadas y las correspondientes rutas disponibles, entendidas como el conjunto de tramos de gasoductos para los cuales no se haya presentado nominación. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 5 de la presente resolución.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades que no fueron nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 10 y 11 de la presente resolución.

La no declaración de esta información o su declaración inoportuna podrá ser considerada por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

Si en las capacidades declaradas como disponibles se encuentra capacidad contratada por generadores térmicos, estos le deberán informar al gestor del mercado qué capacidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad disponible. Si antes de las 17:15 horas el gestor del mercado no recibe esta información, éste entenderá que la totalidad de la capacidad no nominada por el correspondiente generador térmico sí está disponible para este proceso.

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las capacidades disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que calcula el administrador de las subastas con base en los contratos de las capacidades disponibles, conforme a lo establecido en el numeral 5.4 del Anexo 5 de la presente resolución.
3. Publicación de la capacidad disponible. A más tardar a las 17:20 horas del

ms

JAM *[Signature]*
[Signature] 2/20

Por la cual se ordena 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"

Día D-1 el gestor del mercado publicará la capacidad total disponible en cada ruta.

4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 17:45 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 26 de la presente resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de esta resolución y que estén interesados en contratar la capacidad ofrecida en el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte, enviarán sus solicitudes de compra al gestor del mercado. Estas solicitudes de compra deberán presentarse de conformidad con lo establecido en el numeral 5.6 del Anexo 5 de la presente resolución.
5. Subasta de la capacidad disponible. El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de las capacidades disponibles, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 5.7 del Anexo 5 de la presente resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 17:45 y las 17:55 horas del Día D-1 para cada ruta. Habrá tantas subastas como rutas con capacidad disponible para subastar.
6. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1, una vez finalizadas las subastas, el gestor del mercado deberá informar a los vendedores y a los compradores las capacidades asignadas bajo este proceso. El gestor del mercado igualmente informará dichas capacidades a los transportadores involucrados en este proceso.
7. Celebración de contratos. El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa de capacidad de transporte observando los mecanismos de cubrimiento previstos en el numeral 6 del Anexo 5 de la presente resolución. El contrato deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en los artículos 23, 24 y 34 de la presente resolución.
8. Programación definitiva del transporte. A más tardar a las 18:50 horas del Día D-1, el responsable de la nominación de transporte confirmará al respectivo transportador la capacidad vendida a través del proceso definido en este artículo, la cual deberá ser igual o inferior a la informada por el gestor del mercado según lo señalado en el numeral 6 de este artículo. Esta capacidad entrará al programa definitivo de transporte de gas que el transportador debe elaborar y enviar al responsable de la nominación de transporte y al gestor del mercado a más tardar a las 20:20 horas.

A más tardar a las 20:30 horas, el responsable de la nominación de transporte enviará al remitente de corto plazo el programa definitivo de transporte elaborado por el transportador.

Parágrafo 1. El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este artículo.

Parágrafo 2. El remitente de corto plazo será responsable de pagar al vendedor

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JAAM]
[Handwritten signature: JZ]
[Handwritten signature: xl]

Por la cual se ordena 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”

de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

Parágrafo 3. Durante el ciclo de nominación los responsables de la nominación de transporte no podrán modificar las cantidades de energía nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de transporte, por parte de los transportadores, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a transportar, a realizar dentro de la hora límite establecida en el RUT, sólo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte.

Parágrafo 4. La CREG analizará la viabilidad y conveniencia de remplazar los procesos definidos en este artículo y en el Artículo 44 de la resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, por un único proceso en el que se permita la compraventa de gas natural y capacidad de transporte en una misma negociación.

Parágrafo 5. A partir de la vigencia de la presente resolución los vendedores de capacidad de transporte definidos en el numeral 2 del Anexo 5 de la presente resolución declararán al administrador de las subastas el número de la cuenta bancaria en la que los compradores que resulten adjudicados en las subastas podrán realizar el prepago de que trata el numeral 6 del Anexo 5.

Artículo 34. Contrato marco aplicable al proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. El contrato firme del producto definido en el numeral 5.2 del Anexo 5 de la presente resolución será un contrato marco con términos estándar mínimos. Las partes del contrato podrán pactar de mutuo acuerdo términos adicionales a los mínimos. Los términos estándar mínimos y los términos adicionales que acuerden las partes no podrán contrariar, en forma alguna, las disposiciones establecidas en la presente resolución.

Parágrafo. Dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución el gestor del mercado definirá 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 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.

Título IV Otras disposiciones

Artículo 35. Nuevos servicios a cargo del gestor del mercado. Los nuevos servicios que surjan a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución estarán a cargo del gestor del mercado. Los nuevos servicios serán los adicionales a los que presta el gestor del mercado al momento de entrada en vigencia de la presente resolución.

[Firma]

JAAM
JR <
22

Por la cual se ordena 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"

Parágrafo. Hasta tanto entre a prestar sus servicios el gestor del mercado seleccionado para un nuevo período, la Comisión en resolución aparte definirá el responsable y las condiciones que permitan la prestación de los nuevos servicios.

Artículo 36. Servicio de parqueo. El servicio de parqueo se deberá prestar con sujeción a las siguientes disposiciones:

1. **Condiciones generales para la prestación del servicio de parqueo.** El servicio de parqueo se regirá por las siguientes condiciones generales:
 - a) El servicio de parqueo no deberá comprometer la prestación del servicio de transporte pactado en contratos que garantizan firmeza.
 - b) En la prestación del servicio de parqueo el transportador no deberá comprometer la capacidad disponible primaria.
2. **Procedimiento para la prestación del servicio de parqueo.** Para la celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se deberá aplicar el siguiente procedimiento:
 - a) Con base en documento marco elaborado por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural cada transportador define los términos y condiciones del servicio de parqueo.
 - b) El transportador publica en el boletín electrónico de operaciones un documento que contenga los términos y condiciones del servicio de parqueo. Este documento deberá contener, como mínimo, los siguientes aspectos:
 1. Esquema de comercialización del servicio de parqueo.
 2. Puntos de entrada y salida, cuando aplique, y cantidades disponibles.
 3. Duración del servicio.
 4. Contrato tipo que incluya los elementos establecidos en el numeral 2.2.3 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o complementen.
 5. Compensaciones por incumplimiento de las partes.
 6. Contrato tipo para la prestación del servicio de parqueo.
3. **Remuneración por el servicio de parqueo.** Los precios por el servicio de parqueo serán establecidos libremente por el transportador. El transportador no podrá aplicar precios establecidos libremente que no haya publicado previamente en su boletín electrónico de operaciones. Los precios publicados en el boletín electrónico de operaciones del transportador tendrán una vigencia mínima de un mes contado a partir de la fecha de su publicación.

Artículo 37. Disposiciones transitorias para el inicio de los contratos de transporte. Los contratos de transporte resultantes de negociaciones directas

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures: JAAM, JZ, and others]

Por la cual se ordena 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”

en el mercado primario o secundario, que se suscriban y se registren ante el Gestor del Mercado hasta el 30 de noviembre de 2019, deberán tener como fecha máxima de inicio del servicio de transporte el 1° de diciembre de 2020.

Parágrafo 1°. El presente artículo será aplicable a los contratos de transporte que se suscriban para la capacidad disponible primaria que no corresponda a expansiones de capacidad de transporte.

Título V Modificaciones y derogatorias

Artículo 38. Modificación de definiciones. Las siguientes definiciones, establecidas en el Artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017, y todas sus modificaciones:

- Almacenador
- Contrato con interrupciones
- Gestor del mercado
- Mercado primario
- Mercado secundario
- Proceso úselo o véndalo de corto plazo
- Titular

quedarán así:

“Almacenador: participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los términos del numeral 2.3 del RUT ~~##, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan##~~. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte”.

“Contrato con interrupciones, CI: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega ~~## o ##~~ recibo ~~## o utilización de capacidad disponible en el de ##~~ suministro ~~## o transporte ##~~ de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte”.

“Gestor del mercado: responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en ~~## la regulación adoptada por la CREGesta Resolución. ##~~”.

“Mercado primario: es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. ~~## También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte. ##~~”.

lv

JAAM *Ca*
JZ *2*
rel

Por la cual se ordena 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”

“Mercado secundario: mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas ~~#[#y/o con capacidad disponible secundaria#]~~ pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta Resolución”.

“Proceso úselo o véndalo de corto plazo: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados el gas natural ~~#[#y/o la capacidad de transporte que hayan sido contratados que haya sido contratado#]~~ en el mercado primario y no ~~#[#hayan sido nominados haya sido nominado#]~~ para el siguiente día de gas”.

“Titular: ~~#[#en el caso del suministro de gas natural,#]~~ el titular de los derechos de suministro de gas será el último comprador en haber suscrito la compraventa o la cesión de tales derechos. ~~#[#En el caso del transporte, el titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.#]~~”.

Artículo 39. Modificación de artículos. Los artículos 1, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 24, 30, 31, 39, 40, 42, 44 y 51 de la Resolución CREG 114 de 2017, y todas sus modificaciones, quedarán así:

“Artículo 1. Objeto. Mediante esta Resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro ~~#[#y del transporte delde#]~~ gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

Parágrafo. De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores-comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes”.

“Artículo 6. Servicios a cargo del gestor del mercado. El gestor del mercado prestará los siguientes servicios:

1. Diseño, puesta en funcionamiento y administración del BEC.

El gestor del mercado deberá diseñar, poner en funcionamiento y administrar el BEC, que deberá funcionar en su página web. A través del BEC el gestor del mercado prestará los servicios especificados en los numerales 2 y 4 del presente artículo. Así mismo, el gestor del mercado podrá hacer uso del BEC para prestar los servicios señalados en los numerales 3, 5 y 6 del presente artículo.

[Firma]

JAMM *[Firma]*
JEL *[Firma]*

Por la cual se ordena 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”

2. Centralización de información transaccional y operativa.

El gestor del mercado deberá:

- a) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones realizadas en el mercado primario y en el mercado secundario, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]**.
- b) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]**.
- c) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información operativa del sector de gas natural, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]**.

Como parte de este servicio el gestor del mercado publicará a través del BEC la información que se señala en los numerales 1, 2, 3 y 4 del Anexo 2 de esta Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]**. Cualquier persona podrá acceder, sin costo alguno, a esta información agregada y publicada por el gestor del mercado. El gestor del mercado podrá prestar otros servicios de información que podrán dar lugar a su cobro.

3. Gestión del mecanismo de subasta en el mercado primario de gas natural.

El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de gas natural en el mercado primario, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el Artículo 26 de la presente Resolución.

4. Gestión de los mecanismos de comercialización del mercado secundario de gas natural.

El gestor del mercado deberá facilitar las negociaciones del mercado secundario, para lo cual dará aplicación a los procedimientos de que tratan los Artículos 40 **[# 32, y#]** 44 **[# y 33#]** de la presente Resolución **[# y 32 y 33 de la Resolución CREG X de 2019#]**.

5. Gestión del mecanismo de subasta previsto para los contratos con interrupciones en el mercado mayorista de gas natural.

² La Resolución CREG X de 2019 será la resolución definitiva mediante la cual se adopten las disposiciones sobre comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural, cuya consulta se hace con la presente resolución.

[Handwritten signature]

JAAM
JZL
22/3

Por la cual se ordena 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”

El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de gas natural bajo la modalidad de contrato con interrupciones, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el Artículo 49 de la presente Resolución.

6. Reporte de información para el seguimiento del mercado mayorista de gas natural.

En desarrollo de este servicio, el gestor del mercado pondrá a disposición de las entidades competentes la información transaccional y operativa que las mismas le soliciten para efectos de la regulación, inspección, vigilancia y control del mercado mayorista de gas natural. La entrega de esta información no dará lugar a cobro alguno por parte del gestor del mercado.

Parágrafo 1. Todos los participantes del mercado están obligados a declarar la información señalada en el Anexo 2 de la presente Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]**, según sea el caso. Dicha información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el gestor del mercado. En consecuencia, ninguna cláusula de confidencialidad en los contratos celebrados entre los participantes del mercado será oponible al gestor del mercado, pero éste deberá dar el manejo que corresponda a la información que revista carácter reservado.

Parágrafo 2. La no declaración al gestor del mercado de la información señalada en el Anexo 2 de esta Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]** podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de dicha información de manera inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

Parágrafo 3. El gestor del mercado no tendrá competencia para determinar la ocurrencia de casos de ejercicio de poder de mercado, prácticas contrarias a la libre competencia o similares. Tampoco tendrá potestades para sancionar comportamientos de los participantes del mercado.

Parágrafo 4. En la elaboración de los formatos requeridos para la captura de información transaccional y operativa, según lo establecido en el Anexo 2 de esta Resolución **[# y de la Resolución CREG X de 2019, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan#]**, el gestor del mercado podrá apoyarse en el CNOG”.

“Artículo 8. Remuneración del gestor del mercado. La remuneración de los servicios prestados por el gestor del mercado estará sujeta a un esquema de ingreso regulado. Dicho ingreso se determinará con base en el proceso de selección de que trata el Artículo 7 de esta Resolución.

for

JZ < *SAAM*

Por la cual se ordena 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”

El ingreso regulado será pagado al gestor del mercado por los vendedores a los que se hace referencia en el artículo 17 de la ~~Resolución CREG 089 de 2013~~ presente resolución que hayan suscrito contratos firmes y/o de suministro con firmeza condicionada. Los vendedores podrán incluir este costo en el precio del gas natural, al momento de la suscripción del contrato correspondiente”.

“Artículo 9. Modalidades de contratos permitidas. En el mercado primario ~~de suministro de gas~~ sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato de suministro Firme al 95%, CF95.
2. Contrato de suministro C1.
3. Contrato de suministro C2.
- ~~4. Contrato de transporte firme.~~
- ~~5. Contrato de transporte con firmeza condicionada.~~
- ~~6. Contrato de opción de compra de transporte.~~
7. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
8. Contrato de suministro de contingencia.
- ~~9. Contrato de transporte de contingencia.~~
10. Contrato con interrupciones.
11. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
12. Contrato de opción de compra de gas.

Parágrafo 1. Los contratos de suministro ~~y de transporte~~ de gas que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia, con excepción de los casos señalados en los parágrafos 1 y 2 del Artículo 22 de esta Resolución.

Parágrafo 2. A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución no podrán pactarse contratos en modalidades y/o condiciones diferentes a las contempladas en el presente artículo y en ningún caso se podrán pactar periodos de compensación para cantidades pagadas y no consumidas.

Parágrafo 3. Los contratos que se pacten en el mercado primario deberán ser escritos, sin perjuicio de su naturaleza consensual. Cada contrato sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no

JAMM
JR < 22/

Por la cual se ordena 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”

podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Parágrafo 4. Para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario, la Comisión podrá considerar que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del SNT, es constante durante la vigencia de estos contratos e igual a la máxima capacidad garantizada mediante dichos contratos. Para el cálculo de esta capacidad se tendrán en cuenta las reglas establecidas en el Artículo 4 y en el Anexo 1 de esta Resolución para el cálculo de la capacidad disponible primaria. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

Cuando se trate de contratos de opción de compra de transporte, celebrados con el propósito de cumplir las obligaciones de energía firme de los generadores térmicos que se acojan a la opción de gas natural importado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 106 de 2011, la Comisión podrá considerar que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos. En todo caso el perfil considerado para efectos tarifarios no será superior a la CMMP. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte. La remuneración de dichas inversiones será pactada por los transportadores y los generadores térmicos.

Parágrafo 5. La celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se realizará de conformidad con lo dispuesto en el artículo 29 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.##

Parágrafo 6. Todos los contratos del mercado primario serán de entrega física”.

Artículo 10. Requisitos mínimos de los contratos de suministro ##y transporte##. Los contratos ##de carácter firme## referidos en ##los numerales 1, 2, 3, 4, 5, 6, y 7 del el## Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberán cumplir los requisitos mínimos que se establecen en el presente capítulo y los mismos deberán estar en su clausulado.

Parágrafo. En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la

for

JAM 9/21
JE L 21

Por la cual se ordena 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”

presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad”.

“Artículo 11. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

La ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña no exonerará ni liberará a las partes, en ningún caso, del cumplimiento de las obligaciones causadas con anterioridad a la ocurrencia de los hechos a los que se refiere este artículo.

En caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se deberá proceder de la siguiente forma:

1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.
2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del mismo y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.
3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el cumplimiento de la obligación de entregar ~~##, o ## de aceptar la entrega ## de transportar gas natural, según corresponda##~~, a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.
4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las

JS

JAAM
JZ < 9
el

Por la cual se ordena 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”

obligaciones afectadas. Si dentro del plazo de los diez (10) días hábiles mencionados la parte no afectada directamente no manifiesta por escrito el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.

5. La parte que invoque la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña deberá realizar sus mejores esfuerzos para subsanar la causa que dio lugar a su declaratoria, e informará por escrito a la otra parte, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado. El cumplimiento de las obligaciones suspendidas se reiniciará el día de gas siguiente a la notificación de la superación del evento, siempre y cuando dicha notificación sea recibida por la parte no afectada directamente al menos dos (2) horas antes del inicio del ciclo de nominación para el siguiente día de gas. En caso contrario las obligaciones suspendidas se reiniciarán el segundo día de gas siguiente la notificación.

Parágrafo 1. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado ~~#[#y la obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderán se suspenderá~~ ~~#[#]~~ durante los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada. ~~#[#En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.#[#]~~

Parágrafo 2. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 5 de este artículo si las partes así lo convienen”.

“Artículo 12. Eventos eximentes de responsabilidad. Por evento eximente de responsabilidad se entenderá lo establecido en el Artículo 3 de la presente Resolución.

En los contratos a que se refiere el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:

1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, ~~#[#transporte,#[#]~~ entrega o recibo del gas, así como de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o

[Handwritten signature]

JARM
JZ *<* *al*

Por la cual se ordena 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"

las alteraciones graves del orden público, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.

2. Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de cualquiera de las partes para cumplir con sus obligaciones.
3. Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 de este artículo. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el Artículo 13 de la presente Resolución.

[#/#]

4. ~~Las salidas forzadas de la infraestructura de transporte, que serán objeto de regulación aparte, en el caso de los contratos de transporte.##~~

5. Cuando por causas imputables a una de las partes del contrato no se haya realizado el registro de que trata el literal b) del numeral 1.3 del Anexo 2. En este caso la no entrega del gas natural ~~##o la no prestación del servicio de transporte##~~ debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad para la otra parte.

Parágrafo 1. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado ~~##y la obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada##~~ se ~~##suspenderá suspenderán##~~ durante los eventos eximentes de responsabilidad. En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada. ~~##En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.##~~

Parágrafo 2. Para los eventos señalados en los numerales 1 ~~##, y ##~~ 2 ~~##, y 4##~~ del presente artículo deberá seguirse el procedimiento establecido en el Artículo 11 de la presente Resolución. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 5 del Artículo 11 de la presente Resolución si las partes así lo convienen.

Parágrafo 3. Los productores-comercializadores ~~##, y ##~~ los comercializadores de gas importado ~~##y los transportadores##~~ informarán al CNOG y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo ~~##operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de gas natural, establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. que adopte la CREG. El CNOG someterá a consideración de la CREG dicho protocolo dentro de los tres (3) meses siguientes~~

[Firma]

JAANI
JZ < 22/3

Por la cual se ordena 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”

~~a la entrada en vigencia de esta Resolución. De no hacerlo, la CREG procederá a adelantar las acciones necesarias para diseñar y adoptar el protocolo.##~~

Los compradores ~~##o remitentes##~~ informarán a los productores-comercializadores ~~##,y los##~~ comercializadores de gas importado ~~##y transportadores##~~ las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes”.

“Artículo 13. Duración permisible para suspensiones del servicio. La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a ~~##cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año.~~

1. ~~Cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de suministro de gas natural.~~

2. ~~Ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de transporte de gas natural.##~~

Parágrafo 1. La CREG podrá reducir gradualmente ~~##las duraciones máximas señaladas-la duración máxima señalada##~~ en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para reducir ~~##las duraciones permisibles-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.

~~##Parágrafo 2. No se considerará un evento eximente de responsabilidad la suspensión del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que excedan el menor tiempo entre aquel que adopte la CREG, de conformidad con el protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 del Artículo 12 de la presente Resolución, y el establecido en el presente artículo. Lo anterior sin perjuicio de las demás normas que la CREG adopte en dicho protocolo.##”.~~

“Artículo 14. Incumplimiento. Para efectos regulatorios se considera que se incumplen los contratos de suministro ~~##y/o transporte##~~, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, en los siguientes casos:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:

ME

JAN 20
JZ

Por la cual se ordena 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”

- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
- b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el gas contratado.

~~##~~

~~2. En el caso de los contratos de transporte de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:~~

~~e) Por parte del transportador, cuando éste incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del servicio y de entregar la cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente; además, el remitente deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.~~

~~d) Por parte del remitente, cuando éste incumple su obligación de pagar los cargos de transporte acordados entre las partes.##~~

3. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades de suministro C1:

- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía fija más la cantidad ejecutada de la parte variable por parte del comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
- b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el máximo entre el gas ejecutado y el componente fijo de la cantidad contratada.

4. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades de suministro C2:

- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía de gas disponible en el programa definitivo para contratos C2 conforme al proceso de ejecución de contratos. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
- b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el gas disponible para contratos C2.

AS

JAM *[signature]*
JZK *[signature]* 20

Por la cual se ordena 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”

5. En el caso de los contratos de suministro firme CF95:

- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
- b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el máximo entre el gas nominado y el componente 95% de la cantidad contratada, en la liquidación mensual.

Parágrafo 1. Las partes podrán definir otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, sin que las mismas sean consideradas incumplimientos para efectos de esta Resolución.

Parágrafo 2. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán acotar la cantidad de energía a suministrar a las cantidades contratadas. Los transportadores deberán acotar las cantidades de energía autorizada a la equivalencia energética de la capacidad contratada. El suministro o 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.

Parágrafo 3. La cantidad de energía a suministrar por parte de un productor-comercializador o de un comercializador de gas importado y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en el punto de entrada. Cualquier reducción en la cantidad de energía a suministrar o en la cantidad de energía autorizada para dar cumplimiento a esta disposición, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte del productor-comercializador, del comercializador de gas importado o del transportador, según corresponda.

Parágrafo 4. La obligación de asegurar que la cantidad de energía nominada al vendedor sea igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador y la obligación de asegurar que la cantidad de energía nominada al transportador sea igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente comenzarán a regir a partir de los 60 días calendario siguientes al día en que inicie el período de vigencia de la obligación de prestación de los servicios a cargo del gestor del mercado. A partir de esa fecha dichas disposiciones aplicarán a todos los contratos de suministro y de transporte suscritos antes o después de la entrada en vigencia de esta Resolución.

Parágrafo 5. Las disposiciones establecidas en el parágrafo 2 de este artículo comenzarán a regir a partir de los 60 días calendario siguientes al día en que inicie el período de vigencia de la obligación de prestación de los servicios a cargo del gestor del mercado. A partir de esa fecha dichas disposiciones aplicarán a

AN

JAM
JZ < 26

Por la cual se ordena 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”

todos los contratos de suministro y de transporte suscritos antes o después de la entrada en vigencia de esta Resolución”.

“Artículo 15. Compensaciones. En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el Artículo 14 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada, de opción de compra, firme CF95, de suministro C1 y de suministro C2:
 - a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en los literales a) de los numerales 1, 3, 4, y 5 del Artículo 14 de esta Resolución, deberá reconocer y pagar al comprador el siguiente valor, según corresponda:
 - i. Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del Anexo 3 de esta Resolución.
 - ii. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo 3 de esta Resolución.
 - b) Si el comprador incumple su obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.

[#/#]

~~2. En el caso de los contratos de transporte de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:~~

~~c) Si el transportador incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2 del Artículo 14 de esta Resolución, deberá reconocer y pagar al remitente el siguiente valor, según corresponda:~~

~~iii. Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución.~~

~~iv. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 4 del Anexo 3 de esta Resolución.~~

~~d) Si el remitente incumple su obligación de pagar los cargos de transporte pactados en el respectivo contrato, el transportador podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato~~

[Handwritten signature]

JANA
J2 < 2/2

Por la cual se ordena 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”

~~respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.##~~

Parágrafo 1. Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio.

Parágrafo 2. Lo establecido en el presente artículo no excluye la aplicación del artículo 992 del Código de Comercio para los contratos de transporte de gas natural.

Parágrafo 3. La CREG determinará el momento a partir del cual las compensaciones ~~##definidas en este artículo, a las que se hace referencia en los literales a) de los numerales 1, 3, 4, y 5 y en el literal a) del numeral 2 de este artículo,##~~ podrán ser calculadas con base en los precios de las negociaciones realizadas en el mercado secundario. Dichas disposiciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de las mismas.

Parágrafo 4. Si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes”.

“Artículo 24. Negociación según el balance de la UPME. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar el suministro de gas natural, durante el periodo de tiempo que defina la CREG, mediante los mecanismos de comercialización establecidos en esta Resolución, según lo dispuesto en este artículo.

Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de julio de cada año, la CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME. El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda media.

Cuando el balance realizado por la UPME muestre que la oferta de gas natural es superior a la demanda de gas natural, en al menos tres (3) de los cinco (5) años siguientes al momento del análisis, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación directa establecido en el Artículo 25 de la ~~##presente ResoluciónResolución CREG 089 de 2013.##~~ Cuando el balance muestre lo contrario, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación mediante subasta establecido en el Artículo 27 de la ~~##presente ResoluciónResolución CREG 089 de 2013.##~~

Parágrafo 1. La aplicación de lo dispuesto en el presente artículo tendrá lugar hasta noviembre de 2016 únicamente. Lo anterior sin perjuicio de que los contratos celebrados bajo el esquema dispuesto en este Artículo que estén en

JAAM
JZK
22

Por la cual se ordena 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”

vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución continúen rigiendo con las condiciones pactadas vigentes hasta su fecha de terminación.

Parágrafo 2. Los contratos de largo plazo celebrados bajo el esquema dispuesto en el presente artículo, cuya actualización de precios requiera de la aplicación de las ecuaciones establecidas en el numeral 1 del Anexo 4 y necesiten el promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes, de la fuente f , con duración de un (1) año, negociados para el año a_i , $\bar{P}_{CF_{f,1,ai}}$, tomarán como precio de referencia el resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_{CF_{f,1,ai}} = \frac{1}{2} \{P_A + P_B\}$$

La definición de las variables P_A y P_B de la anterior ecuación se establece en el numeral 4 del literal A del Artículo 26 de la presente Resolución”.

“Artículo 30. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
[#]#
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada. [#]#
4. Contrato de opción de compra de gas.
5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
[#]#
6. Contrato de opción de compra de transporte. [#]#
7. Contrato de suministro de contingencia.
[#]#
8. Contrato de transporte de contingencia. [#]#
9. Contrato con interrupciones.

Con excepción de los contratos con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los Artículos 11, 12, 14, 15, 31 y 32 de esta Resolución.

Parágrafo 1. Los contratos del mercado secundario que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia.

Parágrafo 2. Todos los contratos del mercado secundario serán de entrega física.

Parágrafo 3. Cada contrato que se suscriba en el mercado secundario sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no

JAM
JZ < 2
al

Por la cual se ordena 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"

podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

[#/#]

~~Parágrafo 4. En las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador. [#/#]~~

Parágrafo 5. Con excepción de los contratos con interrupciones, durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del gas natural

~~[#/#contratado de la capacidad contratada. [#/#]~~

Parágrafo 6. La duración permisible para labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las establecidas en el Artículo 13 de esta Resolución".

"Artículo 31. Duración de los contratos. Los contratos para el servicio de suministro de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración que acuerden las partes, siempre y cuando la fecha del servicio de suministro inicie durante el año de gas en que se realizó el registro del correspondiente contrato.

Parágrafo 1. Para efectos de la declaración de la información de que trata el numeral ~~[#/#2.12#/#]~~ del Anexo 2 de esta Resolución los vendedores y los compradores del mercado secundario deberán disponer de los contratos a los que se hace referencia en este artículo, los cuales deberán constar por escrito.

[#/#]

~~Parágrafo 2. Los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración que acuerden las partes, siempre y cuando la fecha del servicio de transporte inicie durante el año de gas en que se realizó el registro del correspondiente contrato. [#/#]~~

"Artículo 39. Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo. Los participantes del mercado, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación ~~[#/#del proceso úselo o véndalo detallado en el Artículo 44 de la presente Resolución. de los procesos úselo o véndalo detallados en los Artículos 43, 44 y 45 de la presente Resolución. [#/#]~~

"Artículo 40. Negociaciones directas a través de BEC. Como parte del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado pondrá la siguiente información a disposición de los

105

JAAH
JZ < 22

Por la cual se ordena 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”

participantes del mercado que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución:

1. Ofertas de venta de gas natural. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la cantidad ofrecida en MBTUD, la duración del contrato ofrecido, el punto estándar de entrega, los precios de venta en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato ofrecido.
2. Solicitudes de compra de gas natural. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la cantidad requerida en MBTUD, la duración del contrato solicitado, el punto estándar de entrega, el precio de compra en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado.
3. ~~Ofertas de venta de capacidad de transporte. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la duración del contrato ofrecido, los tramos de gasoductos que conforman la ruta ofrecida, la capacidad ofrecida en KPCD por cada tramo, el precio de venta en dólares de los Estados Unidos de América por KPC, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato ofrecido.~~
4. ~~Solicitudes de compra de capacidad de transporte. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la duración del contrato solicitado, los tramos de gasoducto que conforman la ruta requerida, la capacidad requerida en KPCD por cada tramo, el precio de compra en dólares de los Estados Unidos de América por KPC, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado. #]#]~~

A partir de esta información, los vendedores y los compradores que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución, realizarán las negociaciones directas de su interés. Será responsabilidad de estos participantes del mercado llevar a cabo cada una de las negociaciones y celebrar los correspondientes contratos, con sujeción a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

Parágrafo. El gestor del mercado definirá el medio y el formato para la presentación de las ofertas de venta y de las solicitudes de compra a las que se hace referencia en este artículo. El gestor del mercado facilitará la publicación de otra información sobre las ofertas de venta y las solicitudes de compra que los participantes del mercado deseen publicar voluntariamente”.

“Artículo 42. Registro en el BEC. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 ~~[#]#, y 34, 35 y 36 #]#]~~ de esta Resolución podrán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta y solicitudes de compra en el mercado secundario. El registro en el BEC

[Firma]

JAAM
JEL
9/26

Por la cual se ordena 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”

no conllevará el pago de cargos adicionales y se realizará ante el gestor del mercado, a través del medio electrónico y los formatos que éste defina.

La información que el gestor del mercado solicite a través de los formatos de registro en el BEC por lo menos le deberá permitir identificar si el participante del mercado que desea registrarse corresponde a uno de los vendedores o compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 ~~[#], y 34, 35 y 36]~~ de esta Resolución, y si quien adelanta el trámite está facultado para representar a dicho vendedor o comprador.

“Artículo 44. Proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. El gas natural que haya sido contratado en firme y no haya sido nominado para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 34 de esta Resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de la misma. Para la negociación de este gas se seguirá este procedimiento:

1. Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado declararán los titulares de los derechos de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2) que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes puntos de entrega de dicho gas pactados en los contratos. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades que no fueron nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 10 y 11 de esta Resolución.

La no declaración de esta información o su declaración inoportuna podrá ser considerada por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

Si en las cantidades declaradas como disponibles se encuentra gas natural contratado por generadores térmicos, estos le deberán informar al gestor del mercado qué cantidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte del gas natural disponible. Si antes

Sur

JAAM
JE <
21

Por la cual se ordena 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"

de las 16:00 horas el gestor del mercado no recibe esta información, éste entenderá que la totalidad del gas no nominado por el correspondiente generador térmico sí está disponible para este proceso.

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las cantidades de gas disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que declaren los titulares de las cantidades de gas natural disponibles conforme a lo establecido en el numeral 5.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.
3. Publicación de la cantidad disponible. A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1, el gestor del mercado publicará la cantidad total de gas disponible en cada punto de entrega.
4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 34 de esta Resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución y que estén interesados en contratar el gas ofrecido en el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, enviarán sus solicitudes de compra al gestor del mercado. Estas solicitudes de compra deberán presentarse de conformidad con lo establecido en el numeral 5.6 del Anexo 8 de la presente Resolución.
5. Subasta de la cantidad disponible. El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de las cantidades disponibles de gas natural, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 5.7 del Anexo 8 de la presente Resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 para cada punto de entrega de gas. Habrá tantas subastas como puntos de entrega con gas disponible para subastar. El gas negociado será entregado en el punto de entrega para el cual se especificó cada una de las subastas.
6. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1, una vez finalizadas las subastas, el gestor del mercado deberá informar a los vendedores y a los compradores las cantidades asignadas bajo este proceso. El gestor del mercado igualmente informará dichas cantidades a los productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado involucrados en este proceso.
7. Celebración de contratos. El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa de gas natural. Este deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

El vendedor podrá supeditar el perfeccionamiento y la ejecución del contrato y, por tanto, la nominación del gas a un acuerdo sobre los mecanismos para el cubrimiento del riesgo de cartera al que él se enfrenta. En todo caso, el vendedor siempre podrá exigir como garantía el mecanismo de prepago y deberá aceptarlo cuando el comprador elija este mecanismo de cubrimiento.

105

JZ 20 < JAM

Por la cual se ordena 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"

Si el comprador realiza el prepago del gas natural adoptará la condición de comprador de corto plazo y como tal será el titular de los derechos de suministro de gas para el día de gas. En este evento el vendedor estará obligado a nominar el gas negociado o a solicitar la nominación del gas al responsable de la misma, según corresponda.

Para facilitar el funcionamiento del mecanismo de prepago, el gestor del mercado fungirá como depositario del dinero en prepago por medio de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG en resolución aparte.

8. Programación definitiva del suministro. A más tardar a las 18:50 horas del Día D-1, el responsable de la nominación de gas confirmará al respectivo productor-comercializador y/o comercializador de gas importado la cantidad vendida a través del proceso definido en este artículo, la cual deberá ser igual o inferior a la informada por el gestor del mercado según lo señalado en el numeral 6 de este artículo. Esta cantidad entrará al programa definitivo de suministro de gas que el productor-comercializador y/o el comercializador de gas importado debe elaborar y enviar al responsable de la nominación de gas y al gestor del mercado a más tardar a las 19:50 horas.

A más tardar a las 20:00 horas, el responsable de la nominación de gas enviará al comprador de corto plazo el programa definitivo de suministro elaborado por el productor-comercializador y/o el comercializador de gas importado.

Parágrafo 1. El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este artículo.

Parágrafo 2. Los días 1 y 15 de cada mes el gestor del mercado ordenará la transferencia del dinero depositado en el instrumento fiduciario a los vendedores correspondientes. En caso de que alguno de estos días no sea un día hábil, la transferencia se hará el siguiente día hábil.

Todas las transferencias del dinero recibido por concepto de prepago deberán incluir los rendimientos financieros que se hayan generado. Al momento de hacer las transferencias se deberán descontar los gastos correspondientes por concepto de administración e impuestos.

Parágrafo 3. El comprador de corto plazo será responsable de pagar al vendedor de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

Parágrafo 4. Durante el ciclo de nominación los responsables de la nominación de gas no podrán modificar las cantidades de energía nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de suministro, por parte de los productores-comercializadores y de los comercializadores de gas importado, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a

flr

JZ *LAAN* *3*

Por la cual se ordena 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”

suministrar, a realizar dentro de la hora límite establecida en el RUT, sólo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural.

Parágrafo 5. La CREG analizará la viabilidad y conveniencia de remplazar los procesos definidos en este artículo ~~“y en el Artículo 33 de esta Resolución”~~ por un único proceso en el que se permita la compraventa de gas natural y de capacidad de transporte en una misma negociación”.

“Artículo 51. Contratos con interrupciones. Los contratos de suministro con interrupciones ~~“y los contratos de transporte con interrupciones”~~ que resulten de aplicar los mecanismos de comercialización establecidos en el literal A del Artículo 49 ~~“y en el Artículo 50”~~ de esta Resolución deberán tener duración mensual, con vigencia desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes.

Parágrafo. De esta medida se exceptúan los contratos de suministro con interrupciones del gas natural que provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales”.

Artículo 40. Modificación de títulos. Modifíquense los siguientes títulos de la Resolución CREG 114 de 2017, y todas sus modificaciones:

1. El título del Capítulo I del Título III quedará así:

“Modalidades de contratos de suministro ~~“y de transporte”~~”

2. El título del Capítulo II del Título III quedará así:

“Requisitos mínimos de los contratos de suministro ~~“y de transporte”~~”

3. El título del Capítulo I del Título IV quedará así:

“Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro ~~“y de transporte”~~”

4. El título del Capítulo III del Título IV quedará así:

“~~“Comercialización de gas natural y de capacidad de transporte”~~”

Artículo 41. Modificación de anexos. Modifíquense los anexos 2, 3 y 8 de la Resolución CREG 114 de 2017, con todas sus modificaciones, así:

1. El Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, con todas sus modificaciones, quedará como se establece en el anexo 6 de la presente resolución.

for

JZ JAAM
xl <

Por la cual se ordena 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”

2. El Anexo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017, con todas sus modificaciones, quedará como se establece en el anexo 7 de la presente resolución.
3. El Anexo 8 de la Resolución CREG 114 de 2017, con todas sus modificaciones, quedará como se establece en el anexo 8 de la presente resolución.

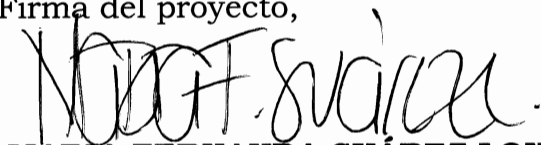
Artículo 42. Derogatorias. La presente Resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias. En especial, las siguientes:

1. El numeral 2.4 del anexo de la Resolución CREG 163 de 2014.
2. Los artículos 4, 19, 20, 29, 35, 36, 38, 43, 45 y 50 de la Resolución CREG 114 de 2017 con sus parágrafos.
3. Los Anexos 1, 6 y 7 de la Resolución CREG 114 de 2017.
4. Los numerales 2.2.1 y 2.2.1.1 del RUT.
5. Las siguientes definiciones del Artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017:
 - Capacidad disponible primaria
 - Capacidad disponible secundaria
 - Capacidad firme
 - Capacidad interrumpible
 - Contrato de opción de compra de transporte, OCT
 - Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT
 - Contrato de transporte de contingencia, CTC
 - Proceso úselo o véndalo de largo plazo
 - Remitente
 - Remitente cesionario
 - Remitente de corto plazo
 - Remitente primario
 - Remitente secundario
 - Responsable de la nominación de transporte

Artículo 43. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

Ms.

JAMA
JC & el

Por la cual se ordena 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"

Anexo 1 Capacidad disponible primaria

Para calcular la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_0 , de que trata el Artículo 4 de la presente resolución, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, se utilizará la siguiente ecuación:

$$CDP_0 = CMMP + CTEMP - CCOMP - \sum_{C=C_1}^{C_n} \left[\text{Máx} \left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C,i}; \sum_{j=1}^b COCT_{C,j} \right) \right] - \sum_{k=1}^c CF_k - \sum_{l=1}^d CTC_l - \sum_{q=1}^r CFCT_q$$

Donde:

- CDP_0 : Capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual. Este valor se expresará en KPCD.
- $CMMP$: Capacidad máxima de mediano plazo establecida en las resoluciones de cargos de transporte aprobados por la CREG. Este valor se expresará en KPCD.
- $CTEMP$: Capacidad temporal determinada por el transportador para un trimestre y publicada en el *BEC*. Este valor se expresará en KPCD.
- $CCOMP$: Capacidad requerida para transportar el gas que consumen las estaciones de compresión determinada por el transportador y publicada en el *BEC*. Este valor se expresará en KPCD.
- $CFCT_{C,i}$: Capacidad contratada a través del contrato de transporte con firmeza condicionada i que tiene la condición de no entrega C . Este valor se expresará en KPCD.
- $COCT_{C,j}$: Capacidad contratada a través del contrato de opción de compra de transporte j que tiene la condición de entrega C . Este valor se expresará en KPCD.
- C_n : Condición de no entrega para los contratos de transporte con firmeza condicionada y de entrega para los contratos de opción de compra de transporte, siendo n el número total de condiciones pactadas en los diferentes contratos.
- a : Número de contratos de transporte con firmeza condicionada vigentes asociados a la condición C .

JAAAM

[Handwritten signature]

Por la cual se ordena 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”

- b:

Número de contratos de opción de compra de transporte vigentes asociados a la condición C .
- CF_k :

Capacidad contratada a través del contrato firme de transporte k . Este valor se expresará en KPCD.
- c:

Número de contratos firmes vigentes.
- CTC_l :

Capacidad contratada a través del contrato de transporte de contingencia l . Este valor se expresará en KPCD.
- d:

Número de contratos de transporte de contingencia vigentes.
- CCT_q :

Capacidad contratada a través del contrato firme de capacidad trimestral q . Este valor se expresará en KPCD.
- r:

Número de contratos firmes de capacidad trimestral vigentes.

Para calcular la capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte, CDP_1 , de que trata el Artículo 4 de la presente resolución, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, se utilizarán las expresiones establecidas en la siguiente Tabla.

Tabla. Capacidad disponible primaria, CDP_1

Condición	$CDP_{1,CFCT_C}$	$CDP_{1,COCT_C}$
C_1	$\text{Máx} \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_1,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_1,i} \right); 0 \right]$	$\text{Máx} \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_1,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_1,j} \right); 0 \right]$
C_2	$\text{Máx} \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_2,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_2,i} \right); 0 \right]$	$\text{Máx} \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_2,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_2,j} \right); 0 \right]$
...	...	...
C_n	$\text{Máx} \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_n,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_n,i} \right); 0 \right]$	$\text{Máx} \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_n,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_n,j} \right); 0 \right]$

Donde:

$CDP_{1,CFCT_C}$: Capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos

JAA

JZ

20

2

Por la cual se ordena 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”

de transporte con firmeza condicionada, asociada a la condición C. Este valor se expresará en KPCD.

$CDP_{1,COCT_C}$: Capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de opción de compra de transporte, asociada a la condición C. Este valor se expresará en KPCD.

Firma del proyecto,



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

MS

JAAM
al
JZ

Por la cual se ordena 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"

Anexo 2

Información transaccional y operativa de transporte

El gestor del mercado recopilará, verificará, publicará y conservará la información que se detalla a continuación. La declaración de la información señalada en este anexo se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

1. Información transaccional del mercado primario

1.1. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado primario

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado primario.

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 7 y 8 de esta resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 6 de esta resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.
- v. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios.
- vi. Sentido contratado para el flujo del gas natural.
- vii. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos.
- viii. Presión pactada en el contrato para el punto de terminación del servicio, expresada en *psig*.

JAAM
rel
JE

Por la cual se ordena 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"

- ix. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- x. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año).
- xi. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año).
- xii. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 7 y 8 de esta resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de transporte de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 7 y 8 de esta resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

- b) Otra información a recopilar

AS

JAAM
22
JZ

Por la cual se ordena 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”

El gestor del mercado también será responsable de recopilar la siguiente información, la cual le deberá ser declarada mensualmente por los transportadores o cada vez que sufra una modificación:

- i. Perfil de la capacidad firme para el período de los contratos vigentes, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- ii. Perfil de la capacidad disponible primaria para el mismo período del numeral anterior, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- iii. La demás información que determine la CREG.

1.2. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado primario

a) Verificación

El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado primario. En particular, verificará que:

- i. La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo.
- ii. La suma de la capacidad firme más la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_0 , sea igual a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- iii. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales sea igual o inferior a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, dentro de las 24 horas siguientes al recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá

AS

JAM
xl
JZ

Por la cual se ordena 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"

tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales ii y iii anteriores, el gestor del mercado deberá informarle esta situación al transportador y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.

b) Registro de contratos

El registro de los contratos del mercado primario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado primario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en el literal a) de este numeral. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado.

Para el caso de los contratos que se suscriban con posterioridad a la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en literal a) del numeral 1.1 de este Anexo se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. El gestor del mercado dispondrá de hasta tres (3) días hábiles, contados a partir del recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para verificar la información, registrar el contrato cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados.

Para el caso de los contratos suscritos en el mercado primario antes de la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo se deberá realizar dentro del mes siguiente a dicha fecha. El gestor del mercado dispondrá de dos (2) meses, contados a partir de la fecha establecida en el primer inciso de este literal para verificar la información recibida oportunamente, registrar los contratos cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Una vez transcurridos los dos (2) meses aquí señalados no se podrán aceptar nominaciones ni realizar entregas de gas natural correspondientes a los contratos vigentes que no estén debidamente registrados.

Ms

JAAM
22
JE

Por la cual se ordena 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"

Los transportadores no podrán aceptar las nominaciones ni podrán transportar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado.

Para facilitar el cumplimiento de esta medida el gestor del mercado, a través del BEC, pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, la lista de sus contratos debidamente registrados.

c) **Publicación**

El gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada:

- i. La CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- ii. La capacidad de transporte contratada bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Si en el respectivo tramo de gasoducto hay condición de contraflujo, se deberán especificar las cantidades contratadas, y la modalidad de contrato para cada dirección contractual en el respectivo tramo. Esta información se actualizará cada vez que cambie la capacidad firme o la capacidad interrumpible.
- iii. Perfil de la capacidad disponible primaria para un horizonte de diez (10) años, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Esta información se actualizará cuando: i) cambie la capacidad firme; o ii) cambie la CMMP de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

2. Información transaccional del mercado secundario

2.1. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado secundario

a) **Información a recopilar de los contratos**

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado secundario.

HL

JAM 9/11/19
re
JC

Por la cual se ordena 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"

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 y en el párrafo 2 del Artículo 27 de esta resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 23 de esta resolución.
- v. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios.
- vi. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos.
- vii. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- viii. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año).
- ix. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año).
- x. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Kar

JAAM
re
Jez

Por la cual se ordena 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"

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 y en el parágrafo 2 del Artículo 27 de esta resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de transporte de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 y en el parágrafo 2 del Artículo 27 de esta resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

2.2. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado secundario

El registro de los contratos del mercado secundario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones:

- a) A más tardar a las 14:00 horas del día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- b) A las 15:00 horas del día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos.
 - ii. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos.

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

JAAM
JC

Por la cual se ordena 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”

Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- c) A más tardar a las 8:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 12:00 y las 24:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- d) A las 9:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos.
 - ii. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos.
 - iii. Los precios mínimos y máximos de la capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoducto, al igual que el número total de negociaciones realizadas.
 - iv. La capacidad de transporte negociada el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 33 de esta resolución.
 - v. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 33 de esta resolución, para cada ruta.

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- e) El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado secundario. En particular, verificará que:
 - i. La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo, coincida

[Handwritten signature]

JAAM
[Handwritten signature]

Por la cual se ordena 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”

con la declarada por cada comprador, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo.

El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado secundario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en este literal. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si la rectificación conlleva a cambios en la información publicada por el gestor del mercado, éste deberá publicar la información ajustada durante el tercer día calendario siguiente al día de gas.

Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.

3. Información operativa

3.1 Recopilación de información operativa

La declaración de la información señalada en el presente numeral se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado. Dicha declaración se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

a) Transporte

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

Handwritten signature/initials.

Handwritten signatures and initials, including "JAMM" and "JZ".

Por la cual se ordena 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"

- i. Cantidad de energía recibida en cada punto de entrada o de transferencia del SNT, y cantidad de energía en gas consumida por estaciones de compresión operadas con gas natural y cantidad de energía eléctrica consumida por estaciones de compresión operadas con electricidad en cada uno de los tramos de gasoductos definidos por la CREG en las resoluciones de cargos, expresada en MBTU.
- ii. Cantidad de energía tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato de transporte bajo el cual el remitente tomó dicha energía en el respectivo punto de salida. En los puntos de transferencia entre transportadores se deberá declarar la cantidad total transferida al siguiente transportador, expresada en MBTU. Para cada punto de salida y de transferencia entre transportadores el transportador indicará si la cantidad declarada corresponde a medición con telemetría o sin telemetría. En caso de medición sin telemetría, o en aquellos con telemetría en los que se haya presentado falla, la información reportada estará sujeta a verificación y rectificación por parte del transportador durante los siguientes 30 días calendario. En la rectificación de la medición con telemetría se debe especificar la falla que justifica el ajuste de la información.

En el punto de salida donde haya más de un contrato el transportador declarará al gestor la medición real y los números de los contratos con sus respectivos remitentes, asociados al punto de salida.
- iii. Cantidad de energía que cada remitente tomó en el punto de salida del respectivo sistema de transporte correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.
- iv. Cantidad de energía que el transportador autorizó transportar en su sistema, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.
- v. La demás información que determine la CREG.

El transportador le declarará al gestor del mercado el nombre del tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios al cual se asocia cada punto de salida del SNT.

Para el caso de puntos de salida que tienen asociadas estaciones de medición sin telemetría, la información diaria a declarar al gestor del mercado la estimará el transportador como el promedio diario del antepasado mes calendario. Una vez se disponga de la información real, el transportador ajustará y enviará dicha información al gestor del mercado.

- b) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas

JAAM
re
JC

Por la cual se ordena 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”

- i. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:
 - Código contraparte.
 - Número de operación asignado por el gestor.
 - Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
 - Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
 - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
 - Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.
- ii. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:
 - Código contraparte.
 - Número de operación asignado por el gestor.
 - Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
 - Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
 - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
 - Hora en la cual el transportador recibió la renominación.
 - Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo, esto es el final después de renominación, para el día de gas por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.

JAAH
JZ

Por la cual se ordena 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"

Cuando el transportador no disponga de la información para declarar al gestor la energía por sectores, este podrá exigir que en la nominación el remitente le presente una estimación de la desagregación por sectores de consumo de la energía nominada. El remitente deberá entregar la estimación el mismo día de la nominación y en el formato que establezca el transportador.

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal

4. Conservación de información

El gestor del mercado deberá conservar toda la información que recopile. En desarrollo de esta labor deberá:

- a) Conservar toda la información declarada a él durante el período de vigencia de la obligación de prestación del servicio. Los datos deberán tener el correspondiente *back-up* por fuera de su aplicativo web.
- b) Asegurar que todos los datos y registros se mantengan en un formato convencional para su entrega a quien eventualmente lo sustituya como gestor del mercado, según lo determine la CREG.
- c) Asegurar que la información histórica agregada esté disponible para ser descargada del BEC en un formato convencional, y de alta compatibilidad con diferentes plataformas informáticas.



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

JAAM
rel
JZ

Por la cual se ordena 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"

Anexo 3

Compensaciones en transporte

1. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$C = 1.5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times T_m) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{T_m}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,T} \times F]$$

Donde:

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

P_m : Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que esté publicado el último día hábil del mes m .

TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

T_m : Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19

JAAM
22
JE < 3

Por la cual se ordena 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”

de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

PC: Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

$Df_{j,m,T}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad T_m , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F: Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j: Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

2. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

$$C = C_1 + C_2$$

$$T_m = T_{1,m} + T_{2,m}$$

$$C_1 = VCD + [(P_m \times TRM_m \times T_{1,m})] + [Df_{j,m,T1} \times F]$$

$$C_2 = 1,5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times T_{2,m}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{T_{2,m}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,T2} \times F]$$

Donde:

C: Valor de la compensación, expresado en pesos.

C_1 : Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.

C_2 : Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.

MS

JAAM
JZ

Por la cual se ordena 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”

- P_m : Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que esté publicado el último día hábil del mes m .
- T_m : Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.
- T_{1m} : Cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- $T_{2,m}$: Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m menos la cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
- VCD : Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos.
- TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
- CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
- $CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.
- PC : Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

SW

JAAN
JZ
2

Por la cual se ordena 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"

- $Df_{j,m,T1}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{1,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por factura.
- $Df_{j,m,T2}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{2,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por factura.
- F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.
- j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.



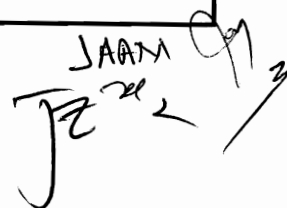
MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo



JAMM
JE 22 2



Por la cual se ordena 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"

Anexo 4

Reglamento de las subastas del proceso úselo o véndalo de largo plazo

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de capacidad de transporte de gas natural mediante subastas, según lo dispuesto en el Artículo 32 de la presente resolución.

2. Definiciones

Administrador de las subastas: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Año t : corresponderá al año que inicia el 1 de diciembre del año calendario en que se realizan las subastas y termina el 30 de noviembre del año calendario siguiente.

Año $t + 4$: corresponderá al año que inicia el 1 de diciembre del cuarto año calendario siguiente al año calendario en que se realizan las subastas y termina el 30 de noviembre del quinto año calendario siguiente al año calendario en que se realizan las subastas.

AOM: gastos de administración, operación y mantenimiento reconocidos por la regulación mediante resolución de aprobación de cargos regulados por servicio de transporte.

Auditor de las subastas: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de las subastas para auditar el desarrollo de las mismas.

Capacidad excedentaria: diferencia positiva para el año t entre la capacidad firme de transporte contratada por cada uno de los titulares, expresada en KPCD, y el máximo entre la cantidad de energía contratada por los mismos titulares y la energía total que será demandada por estos, expresada en su equivalente en KPCD. La cantidad total de energía que será demandada será declarada por el titular de conformidad con lo establecido en el numeral 5.4 de este Anexo.

Compradores: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 8 de la presente resolución que requieren capacidad firme de transporte para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 21 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Fecha base: corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud de aprobación de cargos para el respectivo sistema de transporte.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Por la cual se ordena 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”

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por la capacidad excedentaria adjudicada a través de las subastas.

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta. Será el precio equivalente de los cargos fijos y variables pactados en los contratos de transporte de los vendedores, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

Producto: capacidad excedentaria de transporte bajo la modalidad contractual firme para una ruta específica, la cual deberá ser la misma para todo el año *t*. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar.

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso dinámico de negociación, con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la ejecución de subastas, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que éste contrate.

Vendedores: son los titulares de la capacidad contratada que, al tener capacidad excedentaria, quedan sujetos a las reglas de las subastas y por ende a suscribir los contratos resultantes de estos procesos.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a la formación de precios eficientes de cada uno de los productos.
- b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente resolución.
- c) Neutralidad: el diseño de las subastas y el reglamento de las mismas no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de las subastas serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

Handwritten signature

Handwritten signature and initials: JAAM, JZ, and others

Por la cual se ordena 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"

4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- b) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al administrador de las subastas a más tardar 5 días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador de las mismas.

La CREG dará su concepto de no objeción, de tal manera que a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas sean públicos los reglamentos.

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 de la presente resolución.
- e) Emitir los certificados de capacitación a las personas que la reciban y que demuestren un adecuado manejo y operación del sistema de subastas.
- f) Contratar el auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- g) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and initials: JAAM, JE, and others]

Por la cual se ordena 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"

- h) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas, a través de una empresa especializada, una auditoría de los sistemas computacionales y de comunicaciones requeridos por cada uno de los compradores, y de sus correspondientes sistemas de respaldo, para verificar su adecuado funcionamiento. Los resultados de esta auditoría deberán ser remitidos al administrador de las subastas y al auditor de las subastas antes de la fecha programada para la realización de las subastas. Los compradores sólo podrán acceder al sistema de subastas desde equipos localizados en el territorio nacional.
- i) Elaborar un documento en el que se señale el nombre de los vendedores y de los compradores, según lo establecido en los literales o) y t) de este numeral. Este documento será confidencial y sólo lo conocerán el subastador y las autoridades competentes. Este documento deberá estar disponible cinco (5) días hábiles antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- j) Entregar al representante legal de cada uno de los compradores la clave de acceso al sistema de subastas. Cada comprador será el único responsable por el uso que sus operadores, funcionarios o cualquier persona hagan de la clave de acceso y deberá velar porque la misma se mantenga y use bajo estricta reserva y seguridad. El administrador de las subastas podrá establecer el uso de firma digital que sustituya las claves de que trata el presente literal.
- k) Suspender las subastas que sean requeridas por el auditor de las subastas o el subastador de conformidad con las disposiciones contenidas en el presente Anexo.
- l) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- m) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de las operaciones realizadas durante el desarrollo de las subastas de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.
- n) Recibir las declaraciones de información sobre suministro de gas natural y sobre capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en el numeral 5.4 de este Anexo.
- o) Determinar las rutas con capacidad excedentaria de transporte por cada uno de los titulares de dicha capacidad. Lo anterior con base en la información de que trata el numeral 5.4 de este Anexo.
- p) Publicar en el BEC la capacidad excedentaria de transporte para cada una de las rutas y por cada uno de los titulares de dicha capacidad.

JAZ 2019
JAAAX 2019

Por la cual se ordena 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"

Esta publicación se hará dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha máxima prevista para la suscripción de los contratos que surjan de las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización del mercado primario de suministro de gas natural definidos en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, según el respectivo cronograma.

- q) Recibir y atender los comentarios que puedan presentar los titulares de la capacidad excedentaria calculada y publicada por el administrador de las subastas. Esta actividad se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la publicación de la capacidad excedentaria.
- r) Ajustar los valores de la capacidad excedentaria, si es del caso, con base en los comentarios presentados por los titulares de la misma.
- s) Determinar el precio de reserva para cada uno de los productos a ofrecer en la subasta, conforme a lo establecido en el numeral 5.5 de este Anexo.
- t) Verificar que los interesados en comprar capacidad excedentaria a través de las subastas hayan adquirido cantidades de energía y requieran capacidad firme para transportar dichas cantidades, con base en la información de que trata el numeral 5.4 de este Anexo.

El gestor del mercado será el administrador de la subasta.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que los vendedores y los compradores no están dando cumplimiento a las disposiciones

Por la cual se ordena 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"

contenidas en la regulación, dentro de los dos (2) días hábiles siguientes al hallazgo de estas situaciones.

- f) Solicitar al administrador la suspensión de las subastas cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- g) Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la finalización de las subastas definidas en el numeral 5.12, un informe en el cual se establezca sin ambigüedades, si se dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a los procesos de subastas establecidos en los numerales 5.7 a 5.12 del presente anexo. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará este informe mediante una circular.

Para los casos en los cuales el auditor de las subastas establezca que en la subasta respectiva no se dio cumplimiento a la regulación, el proceso adelantado no producirá efectos, y se programará la(s) subasta(s) respectiva(s) de nuevo. Lo anterior sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles y las actuaciones administrativas a que haya lugar contra las personas que hayan incumplido la regulación.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de gas natural y de los compradores de capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- b) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios de capacidad excedentaria de transporte, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.9 de este Anexo.
- c) Elaborar la curva de oferta agregada con base en la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre suministro y sobre capacidad de transporte, según lo establecido en el numeral 5.6 de este Anexo.
- d) Obtener los precios de adjudicación de la capacidad de transporte a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas, como se establece en el literal b) del numeral 5.9 de este Anexo.

4.4. Obligaciones de los vendedores y de los compradores

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
JAAM
JE

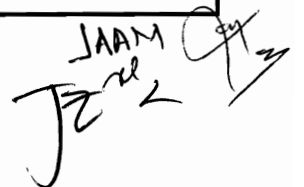
Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural, y se ajustan disposiciones de la Resolución CREG 114 de 2017"

- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto por el administrador de las subastas, que haya recibido el respectivo certificado de capacitación emitido por éste.
- c) Mantener las claves de acceso al sistema de subastas bajo su exclusiva responsabilidad y estrictos estándares de seguridad y confidencialidad.
- d) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- e) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.
- f) Informar al administrador de las subastas las cantidades de energía y la capacidad de transporte contratadas en firme mediante contratos de duración mayor o igual a un año que, una vez finalizadas las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización de que tratan los artículos 25 y 26 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, estén vigentes para los años t a $t + 4$.
- g) Presentar al administrador de las subastas comentarios sobre las capacidades excedentarias publicadas, en caso de tenerlos, dentro del día hábil siguiente a la publicación de que trata el literal p) del numeral 4.1 de este Anexo.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de las subastas.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.



Por la cual se ordena 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"

- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.
- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de software que se observen en la prestación del servicio, derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia

Cuando el sistema de subastas se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

- a) Suspensión por fallas técnicas durante el día en que se realicen las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar a los compradores y a los vendedores los mecanismos necesarios para hacer las asignaciones en los tiempos que se establecen en este Anexo.

- b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subastas.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subastas la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los compradores o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subastas el comprador cuya estación de trabajo o sistema de comunicación falló deberá remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de las subastas, las demandas de cada uno de los productos cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas demandas serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas.

5. Procedimiento de las subastas de capacidad excedentaria por rutas

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JAAM]

Por la cual se ordena 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"

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

5.2. Productos

Los productos, $CE_{w,t}$, que se negociarán mediante cada subasta tendrán los siguientes atributos:

- a) Capacidad excedentaria, CE , bajo la modalidad de contrato firme. Este valor se expresará en KPCD.
- b) Ruta de transporte, w , con capacidad excedentaria. El administrador de las subastas verificará la capacidad excedentaria de cada vendedor y conformará cada ruta como el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar. Para este propósito el administrador de las subastas no considerará rutas en las que se conecten tramos de gasoductos en Vasconia hacia La Belleza. La capacidad excedentaria de la ruta será equivalente a la mínima del conjunto de tramos. Asimismo, conformará rutas bajo las premisas anteriores, maximizando el número de tramos en cada una de ellas, hasta que se ponga a disposición toda la capacidad excedentaria.
- c) Duración de un año, correspondiente al año t .

5.3. Tamaño de los productos

La capacidad de transporte del producto $CE_{w,t}$ que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD y deberá ser igual o superior a cien (100) KPCD.

5.4. Requerimientos de información

Una vez expedido el cronograma de comercialización al que se hace referencia en el Capítulo IV del Título III de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, el gestor del mercado publicará la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes en el BEC, según se indique en el citado cronograma.

Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha máxima prevista para la suscripción de los contratos que surjan de las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización del mercado primario de suministro de gas definidos en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, según el respectivo cronograma, cada titular de los derechos de suministro y/o de la capacidad de transporte contratada, deberá declarar la siguiente información al administrador de las subastas para cada uno de los años t a $t + 4$:

- a) De cada contrato vigente de suministro de gas bajo su titularidad:

Por la cual se ordena 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"

- i. Número de registro del contrato.
 - ii. Modalidad contractual.
 - iii. Fuente de suministro, punto de entrega y cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD y su equivalente en KPCD.
 - iv. Cantidad de energía del contrato que será demandada por el titular o los usuarios que éste representa, por punto de salida del SNT, expresada en MBTUD y su equivalente en KPCD. Para determinar la cantidad de energía del contrato que será demandada, cada comercializador deberá asegurarse de confirmar el interés de los usuarios no regulados de ser representados por él.
- b) De cada contrato vigente de transporte bajo su titularidad:
- i. Número de registro del contrato.
 - ii. Modalidad contractual.
 - iii. Punto de inicio del servicio.
 - iv. Punto de terminación del servicio.
 - v. Sentido contratado para el flujo del gas natural.
 - vi. Capacidad de transporte contratada por cada tramo entre el punto de inicio y el punto de terminación del servicio, expresada en KPCD.
 - vii. Cargos negociados para cada uno de los tramos (cargos regulados o definidos directamente por las partes).
- c) Cantidad total de energía que será demandada por el titular o los usuarios que éste representa, por punto de salida del SNT, expresada en MBTUD y su equivalente en KPCD. Esta cantidad no podrá superar el 1% 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.

Esta información deberá ser declarada a través del medio y del formato que defina el administrador de las subastas.

Las cantidades demandadas de que trata el numeral iv del literal a) del presente numeral deberán declararse sólo cuando correspondan al consumo propio o al de los usuarios con los que el titular haya suscrito un contrato de prestación del servicio de gas natural que esté vigente para el año *t*.

Por la cual se ordena 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"

En el caso de generadores térmicos la declaración de la cantidad total de energía que será demandada, con el fin de calcular la respectiva capacidad excedentaria, corresponderá a la que voluntariamente dispongan dichos agentes sin que la misma sea objeto de contraste por parte de las autoridades de inspección vigilancia y control. Esta energía se expresará en su equivalente en KPCD.

Lo anterior sólo aplicará cuando se trate de capacidad de transporte contratada mediante la modalidad de contrato firme con el propósito de cubrir generación de energía eléctrica hasta la capacidad efectiva neta, CEN. Las capacidades de transporte contratadas que superen la cantidad necesaria para cubrir la CEN deberán estar a disposición del proceso úselo o véndalo de largo plazo.

En todo caso, a ningún remitente titular de capacidad de transporte se le pondrá como oferta de capacidad excedentaria una capacidad de transporte superior al 80% de su(s) contrato vigente para el año t , para cada ruta contratada.

Una vez declarada la información del presente numeral, los participantes del mercado no podrán celebrar o registrar contratos de capacidad de transporte y de suministro de gas de forma bilateral en el mercado secundario hasta la formalización de los contratos resultantes de las subastas úselo o véndalo de largo plazo.

5.5. Precio de reserva

El administrador de las subastas determinará el precio de reserva $PR_{CE_{w,t,v}}$ para cada vendedor v , a partir de la información de contratos reportada según lo dispuesto en el numeral 5.4, asumiendo un factor de carga igual a uno (1) y la tasa representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes anterior al mes en que se realicen las subastas de este Anexo, con base en la siguiente ecuación:

$$PR_{CE_{w,t,v}} = \frac{\sum_{j=1}^c (CF_{Invj} + CF_{AOMj} + CV_{Invj}) \times D_j}{12}$$

Donde:

$PR_{CE_{w,t,v}}$: Precio de reserva del producto $CE_{w,t}$ que corresponde al vendedor v . Este precio no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

c : Número de contratos suscritos por el vendedor v y asociados a la ruta w , cuya vigencia agregada cubre el período del año t . En caso de que un vendedor v tenga diferentes contratos con vigencias simultáneas durante uno o varios meses del año t se tendrán en cuenta únicamente los cargos fijos y variables del contrato que tenga el mayor valor de cargo equivalente total durante el respectivo mes o meses en que se presente la simultaneidad.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature and initials: JAAMI, JE, and others]

Por la cual se ordena 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"

CF_{Invj} : Valor equivalente del cargo fijo que remunera el costo de inversión, conforme a la pareja de cargos regulados pactada en el contrato j del vendedor v , vigente en el año t , para todos los tramos y/o grupo de gasoductos i de la ruta w , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CF_{Invj} = \frac{\sum_i \left(CF_{Invi,j} \times \frac{PPI_{a-1}}{PPI_{i,0}} \right)}{365}$$

CF_{AOMj} : Valor equivalente del cargo fijo que remunera los gastos de administración, operación y mantenimiento, conforme al contrato j del vendedor v , vigente en el año t , para todos los tramos y/o grupo de gasoductos i de la ruta w , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CF_{AOMj} = \frac{\sum_i \left(CF_{AOMi,j} \times \frac{IPC_{a-1}}{IPC_{i,0}} \right)}{365 \times TRM}$$

CV_{Invj} : Valor del cargo variable que remunera el costo de inversión, conforme a la pareja de cargos regulados pactada en el contrato j del vendedor v , vigente en el año t , para todos los tramos y/o grupo de gasoductos i de la ruta w , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CV_{Invj} = \sum_i \left(CV_{Invi,j} \times \frac{PPI_{a-1}}{PPI_{i,0}} \right)$$

D_j : Número de meses del año t durante los cuales está vigente el contrato j . La suma de todos los meses D_j deberá ser igual a 12.

PPI_{a-1} : Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312) para el mes de diciembre del año $a - 1$.

$PPI_{i,0}$: Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha base en que se aprobaron los cargos de transporte del tramo i .

Por la cual se ordena 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”

- IPC_{a-1}

Índice de precios al consumidor total nacional, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año $a - 1$.
- $IPC_{i,0}$

Índice de precios al consumidor total nacional, reportado por el DANE para la fecha base en que se aprobaron los cargos de transporte del tramo i .
- a :

Corresponde al año en el que se realicen las subastas de este Anexo.

Para los contratos que no se sujeten a las parejas de cargos regulados, para efectos del cálculo del precio de reserva, se tomará el equivalente de la pareja de cargos regulados 100% fijo, 0% variable para cada tramo correspondiente.

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_{Invj} , CF_{AOMj} y CV_{Invj} utilizadas para el cálculo del precio de reserva descrito en el presente numeral. En todo caso, el pago de los anteriores impuestos al transportador seguirá siendo responsabilidad del vendedor de la subasta.

5.6. Capacidad de transporte disponible

Con base en la información de que trata el numeral 5.4 de este Anexo, el administrador de las subastas determinará la oferta de capacidad excedentaria por cada ruta disponible w , para el año t , según la Tabla 1 de este Anexo:

Tabla 1. Oferta agregada de capacidad excedentaria por producto

Oferta, $O_{CE_{w,t}}(p_{CE_{w,t}})$	Precio, $p_{CE_{w,t}}$
0	$0 < p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t},v1}$
$O_{CE_{w,t},v1}$	$PR_{CE_{w,t},v1} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t},v2}$
$O_{CE_{w,t},v1} + O_{CE_{w,t},v2}$	$PR_{CE_{w,t},v2} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t},v3}$
(...)	(...)
$\sum_{v=v1}^{v=vn-1} O_{CE_{w,t},v}$	$PR_{CE_{w,t},vn-1} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t},vn}$

[Handwritten mark]

JAAAM
JZ 22/2

Por la cual se ordena 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”

$\sum_{v=v1}^{v=vn} O_{CE_{w,t},v}$	$PR_{CE_{w,t},vn} \leq p_{CE_{w,t}}$
-------------------------------------	--------------------------------------

Donde:

$O_{CE_{w,t}}(p_{CE_{w,t}})$: Oferta agregada de capacidad de transporte del producto $CE_{w,t}$ al precio $p_{CE_{w,t}}$. Este valor se expresará en KPCD.

$p_{CE_{w,t}}$: Precio del producto $CE_{w,t}$ durante la subasta. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$O_{CE_{w,t},v}$: Oferta agregada de capacidad de transporte del producto $CE_{w,t}$ correspondiente a los vendedores v . Este valor se expresará en KPCD.

$PR_{CE_{w,t},v}$: Precio de reserva del producto $CE_{w,t}$ correspondiente al vendedor v . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC y lo calculará el administrador de las subastas de conformidad con el numeral 5.5.

Siendo $v1$ los vendedores con el menor precio de reserva, $PR_{CE_{w,t},v1}$, y vn los vendedores con el mayor precio de reserva, $PR_{CE_{w,t},vn}$.

5.7. Publicación de la capacidad disponible

A más tardar a las 08:00 horas del día programado para la subasta, el subastador hará pública la oferta agregada de cada uno de los productos disponibles, de que trata la Tabla 1 de este Anexo.

5.8. Recibo de las solicitudes de compra

Entre las 09:00 y las 11:00 horas del día programado para la subasta, los compradores de capacidad de transporte habilitados que estén interesados en comprar capacidad de transporte excedentaria enviarán sus solicitudes de compra al subastador. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 2 de este Anexo, para cada producto $CE_{w,t}$.

Tabla 2. Demanda de capacidad excedentaria

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
<i>i</i>	$D_{CE_{w,t},b}(p_{iCE_{w,t},b})$	$p_{iCE_{w,t},b}$

Donde:

SL

JAAM
JE 2

Por la cual se ordena 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”

i : Preferencia del comprador b . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{E_{w,t},b}(p_{i_{CE_{w,t},b}})$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b está dispuesto a comprar al precio $p_{i_{CE_{w,t},b}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.

$p_{i_{CE_{w,t},b}}$: Precio que el comprador b está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{CE_{w,t},b}(p_{i_{CE_{w,t},b}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

La capacidad $D_{CE_{w,t},b}(p_{i_{CE_{w,t},b}})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, $O_{CE_{w,t}}$. Por su parte, el precio $p_{i_{CE_{w,t},b}}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.9. Desarrollo de las subastas

Entre las 12:00 y las 15:00 horas del día programado para la subasta, el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto $CE_{w,t}$, como se dispone a continuación.

- a) Con base en las cantidades $D_{E_{w,t},b}(p_{i_{CE_{w,t},b}})$ y en los precios $p_{i_{CE_{w,t},b}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto $CE_{w,t}$, $DA_{CE_{w,t}}$ la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 3 de este Anexo.

Tabla 3. Demanda agregada del producto $CE_{w,t}$, $DA_{CE_{w,t}}$

Capacidad agregada, $DA_{CE_{w,t}}$	Precio, $pd_{CE_{w,t}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t},b}(pd_{CE_{w,t},máx})$	$pd_{CE_{w,t},máx}$
$\sum_b D_{CE_{w,t},b}(pd_{CE_{w,t},máx-1})$	$pd_{CE_{w,t},máx-1}$
$\sum_b D_{CE_{w,t},b}(pd_{CE_{w,t},máx-2})$	$pd_{CE_{w,t},máx-2}$
...	...

115

JAANE
JE 21/2

Por la cual se ordena 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”

Capacidad agregada, $DA_{CE_{w,t}}$	Precio, $pd_{CE_{w,t}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t},b}(pd_{CE_{w,t},mín+1})$	$pd_{CE_{w,t},mín+1}$
$\sum_b D_{CE_{w,t},b}(pd_{CE_{w,t},mín})$	$pd_{CE_{w,t},mín}$

Donde:

$D_{CE_{w,t},b}(pd_{CE_{w,t}})$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b está dispuesto a comprar al precio $pd_{CE_{w,t}}$. Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador b que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 2. Este valor se expresará en KPCD.

$pd_{CE_{w,t}}$: Cada uno de los precios que los compradores b están dispuestos a pagar por el producto $CE_{w,t}$. Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{CE_{w,t},máx}$ hasta $pd_{CE_{w,t},mín}$.

$pd_{CE_{w,t},máx}$: Es el mayor de los precios $pi_{CE_{w,t}}$ declarados por todos los compradores b , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{CE_{w,t},mín}$: Es el menor de los precios $pi_{CE_{w,t}}$ declarados por todos los compradores b , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{CE_{w,t},máx-1}, \dots, pd_{CE_{w,t},mín+1}$: Son los precios $pi_{CE_{w,t}}$ declarados por todos los compradores b , según la Tabla 2, organizados de mayor a menor entre $pd_{CE_{w,t},máx}$ y $pd_{CE_{w,t},mín}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

- b) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, $DA_{CE_{w,t}}$ de la Tabla 3, y la curva de oferta agregada, $O_{CE_{w,t}}$ de la Tabla 1, para



JAAAM

JZU

2

9

Por la cual se ordena 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"

establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

- i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{CE_{w,t}}^*, p^*$), éste determinará la capacidad total de transporte adjudicada, $Q_{CE_{w,t}}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 2.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 1:

Ecuación 1

$$\hat{D}_{CE_{w,t},b^*} = D_{CE_{w,t},b^*}(p_{CE_{w,t},b^*} = p^*) - \left[\left(\sum_b D_{CE_{w,t},b}(p^*) \right) - Q_{CE_{w,t}}^* \right] \times \left[\frac{D_{CE_{w,t},b^*}(p_{CE_{w,t},b^*} = p^*)}{\sum_{b^*} D_{CE_{w,t},b^*}(p_{CE_{w,t},b^*} = p^*)} \right]$$

Donde:

b^* : Comprador b que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 2, una disposición a pagar igual a p^* .

$\hat{D}_{CE_{w,t},b^*}$: Capacidad del producto $CE_{w,t},b^*$ que se adjudica al comprador b^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{CE_{w,t},b^*}(p_{CE_{w,t},b^*} = p^*)$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b^* declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{CE_{w,t},b}$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador b que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 2. Este valor se expresará en KPCD.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JAAM JZU]

Por la cual se ordena 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”

$Q_{CE_{w,t}}^*$: Capacidad total del producto $CE_{w,t}$ adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $O_{CE_{w,t},v}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 2:

Ecuación 2

$$\hat{O}_{CE_{w,t},v^*} = O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{CE_{w,t},v}(p^*) \right) - Q_{CE_{w,t}}^* \right] \times \left[\frac{O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)}{\sum_v O_{CE_{w,t},v}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)} \right]$$

Donde:

v^* : Vendedor v que con un precio de reserva, $PR_{CE_{w,t},v^*}$, igual a p^* .

$\hat{O}_{CE_{w,t},v^*}$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que se adjudica al vendedor v^* . Este valor se expresará en KPCD.

$O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el vendedor v^* declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$O_{CE_{w,t},v}(p^*)$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 1. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{CE_{w,t}}^*$: Capacidad total del producto $CE_{w,t}$ adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD

- ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{CE_{w,t}}^*$ y p^* :

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JAAN]

Por la cual se ordena 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"

- (1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, éste precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{CE_{w,t}}^*$.
- (2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{CE_{w,t}}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores b , $pd_{CE_{w,t},\min}$, según lo establecido en la Tabla 3 como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{CE_{w,t}}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

- iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

5.10. Regla de minimización de contratos

Entre las 15:00 y las 17:00 horas del día programado para la subasta, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

- a) Hará una lista de los vendedores del producto $CE_{w,t}$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
- b) Hará una lista de los compradores del producto $CE_{w,t}$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
- c) Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista suscribirá un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores de la lista suscribirán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto $CE_{w,t}$. Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los literales a) y b) anteriores.

dk

JAAM
JZNL

Por la cual se ordena 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"

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas informará a los compradores y los vendedores el resultado de las mismas y expedirá los correspondientes certificados de asignación de cada uno de los productos $CE_{w,t}$.

5.11. Regla de suscripción de los contratos

Una vez la Dirección Ejecutiva publique el informe de que trata el literal g) del numeral 4.2 de este Anexo, y si en él el auditor de las subastas establece que se dio cumplimiento a la regulación vigente aplicable a la subasta correspondiente, los compradores y vendedores contarán con cinco (5) días hábiles para la suscripción de los contratos. En estos contratos se deberán reflejar los resultados de la subasta.

Los compradores del producto $CE_{w,t}$ podrán solicitar el acceso físico al SNT, para la capacidad contratada mediante el mecanismo de comercialización establecido en este Anexo, para lo cual el transportador no dará aplicación a lo dispuesto en el numeral iii) del literal d del numeral 3.1 del RUT, modificado por la Resolución CREG 169 de 2011, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

5.12. Subasta de capacidad excedentaria por tramos

Una vez llevado a cabo el procedimiento descrito en los numerales 5.7 a 5.10 anteriores, el administrador de las subastas deberá:

1. Con base en los resultados de las subastas, determinar los tramos de gasoductos de las rutas w , establecidas del numeral 5.6 de este Anexo, que aún tengan capacidad de transporte excedentaria disponible y publicar dicha oferta a más tardar a las 08:00 horas del siguiente día hábil de la fecha programada para las subastas iniciales.
2. De acuerdo con la información del reportada según el numeral 5.4, calcular el precio de reserva para cada tramo con capacidad de transporte excedentaria, según lo establecido en el numeral 5.5 de este Anexo.
3. Ofrecer mediante subasta de sobre cerrado, bajo el mismo procedimiento de los numerales 5.8 a 5.11 de este Anexo, de manera simultánea y por separado cada uno de los tramos con capacidad de transporte excedentaria determinados según el numeral 1 anterior.

La participación en el procedimiento de subasta del numeral 3 anterior deberá cumplir con todos los requerimientos por parte de compradores y vendedores establecidos en el presente Anexo.

Esta subasta deberá realizarse al siguiente día hábil de la fecha programada para la subasta inicial, definida en los numerales 5.7 a 5.11 de este Anexo, con los mismos tiempos establecidos en dichos numerales.

4/11

JAAM
JE
2

Por la cual se ordena 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. Mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas

Cada comprador deberá presentar al administrador de las subastas los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas que cubran: i) el riesgo de que el comprador no participe en las subastas; y ii) el riesgo de que el comprador que resulte con asignaciones en las subastas no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento.

El administrador de las subastas administrará los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas a través de un instrumento fiduciario regido por los criterios definidos mediante la Resolución CREG 163 de 2014 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. Este instrumento fiduciario recibirá y aprobará los mecanismos de cubrimiento, fungirá como su depositario, los ejecutará según instrucciones del administrador de las subastas y transferirá los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento a quien lo indique el administrador de las subastas. El administrador de las subastas informará a los participantes del mercado con al menos 20 días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta la información relacionada con el instrumento fiduciario.

Los mecanismos de cubrimiento están definidos en la Resolución CREG 065 de 2015 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. En esa disposición, entre otros aspectos, se establecen los siguientes: i) los mecanismos de cubrimiento admisibles, ii) el valor de las coberturas, iii) los plazos de las coberturas, y iv) los beneficiarios de los recursos cuando se ejecuten las coberturas, entre los más relevantes.



MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

MS

JAAH
JZ
3

Por la cual se ordena 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"

Anexo 5

Reglamento de las subastas del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte de gas natural

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de capacidad de transporte de gas natural mediante subastas, según lo dispuesto en el Artículo 33 de la presente resolución.

2. Definiciones

Administrador de las subastas: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Auditor de las subastas: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de las subastas para auditar el desarrollo de las mismas.

Compradores de capacidad de transporte: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 26 de la presente resolución.

Declarantes de información sobre capacidad de transporte: son los transportadores, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de las capacidades de transporte de gas natural contratadas bajo las modalidades de contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada y contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por la capacidad de transporte adjudicada a través de las subastas. Corresponden a los precios de cierre de las subastas.

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en una subasta.

Producto: capacidad de transporte negociada bajo la modalidad contractual firme para el día de gas. La capacidad contratada de transporte estará asociada a una ruta especificada en el SNT. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad a subastar.

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso de negociación con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

JAA
JZ
2

Por la cual se ordena 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"

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la materia, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de las subastas u otra persona que éste contrate.

Vendedores de capacidad de transporte: son los titulares de capacidades de transporte de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada y contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales, con capacidad disponible para la subasta.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a optimizar el uso de la capacidad de transporte disponible, a precios eficientes.
- b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente resolución.
- c) Neutralidad: el diseño de las subastas y el reglamento de las mismas no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de las subastas serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar diez (10) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas.
- b) Realizar a más tardar cinco (5) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la realización de las primeras subastas.

JAANA
JER

Por la cual se ordena 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"

- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador y con el subastador.

La CREG dará su concepto de no objeción de tal manera que veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas sean públicos los reglamentos. A partir de la realización de las primeras subastas la CREG dará su concepto de no objeción cuando haya modificaciones en los reglamentos, para lo cual el administrador de las subastas deberá poner a consideración de la CREG las modificaciones del caso.

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 de la presente resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 25 y 26 de la presente resolución requiera capacitación adicional, el administrador de las subastas podrá impartírsela, caso en el cual podrá cobrar la cifra que las partes acuerden.
- e) Contratar al auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las mismas.
- f) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la realización de las mismas.
- g) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- h) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

El gestor del mercado será el administrador de las subastas.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.

JAM
JE
21

Por la cual se ordena 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”

- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que i) los declarantes de información sobre capacidad de transporte; ii) los vendedores de capacidad de transporte; o vi) los compradores de capacidad de transporte no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- f) Auditar, de manera aleatoria, una muestra significativa de las subastas realizadas en cada año y remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de cada bimestre, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si el administrador de las subastas dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a las subastas.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de los declarantes de información sobre capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- b) Recibir las declaraciones de precios de reserva por parte de los vendedores de capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- c) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- d) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios declarados por los compradores de capacidad de transporte, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.7 de este Anexo.
- e) Elaborar la curva de oferta agregada con base en i) la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre

JAM
24
JE

Por la cual se ordena 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”

capacidad de transporte; y ii) la información de precios de reserva para capacidad de transporte, según lo establecido en el literal b) del numeral 5.7 de este Anexo.

- f) Obtener los precios de adjudicación de la capacidad de transporte a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas.

4.4. Obligaciones de los declarantes, los vendedores y los compradores en relación con el uso del sistema de subastas

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado, de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.
- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto.
- c) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los declarantes, de los vendedores y de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.

JAAMI
22
JZ

Por la cual se ordena 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"

- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia

Cuando el sistema de subastas se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

- a) Suspensión por fallas técnicas durante el día en que se realicen las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar a los compradores y a los vendedores los mecanismos necesarios para hacer las asignaciones en los tiempos que se establecen en este Anexo.

- b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subastas.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subastas la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los declarantes, de los vendedores y de los compradores o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subastas, los declarantes, los vendedores y los compradores cuyas estaciones de trabajo o sistema de comunicación fallaron deberán remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de las subastas, las declaraciones de cantidades y capacidades no nominadas, precios de reserva y solicitudes de compra, cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas declaraciones serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas, o a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas siguientes a una modificación de dichos mecanismos.

5. Procedimiento de las subastas de capacidad de transporte

Handwritten signature

Handwritten signatures and initials: JAAM, JZ, and others

Por la cual se ordena 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”

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

5.2. Producto

Capacidad de transporte disponible, C_r , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) Ruta, r : se deberá especificar la ruta del SNT en la que hay capacidad de transporte disponible.
- c) Duración: un (1) día.

5.3. Tamaño del producto

La capacidad del producto C_r que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD.

5.4. Capacidad de transporte disponible y precios de reserva

A más tardar a las 16:50 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre capacidad de transporte le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de capacidades no nominadas

Ruta	Titular	Capacidad no nominada
r	v	$Q_{C_r,v}$

Donde:

- r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
- v : Titular de los derechos de la capacidad de transporte no nominada en la ruta r . Puede ser un generador térmico titular de derechos de capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.
- $Q_{C_r,v}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{C_r,t}$. Este valor se expresará en KPCD.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 10 y 11 de la presente resolución.

JAAM
JE

Por la cual se ordena 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”

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, 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.

A cada uno de los vendedores v de cada ruta con capacidad de transporte no nominada C_r se le asignará el precio de reserva PR_{C_r} calculado por el administrador de la subasta.

A más tardar a las 16:55 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la capacidad de transporte contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué capacidad de transporte no está disponible para las subastas. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad de transporte disponible.

Si antes de las 16:55 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la capacidad de transporte no disponible, $\hat{Q}_{C_r,t}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la capacidad de transporte no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

5.5. Publicación de la capacidad disponible

A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1, el administrador de las subastas publicará la capacidad total disponible en cada ruta, Q_{C_r} , como se señala en la Tabla 2.

Tabla 2. Capacidad total disponible	
Ruta	Capacidad total, Q_{C_r}
r	$Q_{C_r} = \sum_v Q_{C_r,v} - \sum_t \hat{Q}_{C_r,t}$

Donde:

- r :

Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
- Q_{C_r} :

Capacidad total disponible para el siguiente día de gas en la ruta r . Este valor se expresará en KPCD.
- $Q_{C_r,v}$:

Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . Incluye la capacidad de transporte no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de capacidad de transporte. Este valor se expresará en KPCD.

165

JAAAN 20 JUL 2019

Por la cual se ordena 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”

$\hat{Q}_{C_r,t}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas, en la ruta r , cuyo titular es un generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

5.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 17:30 horas del Día D-1, los compradores de capacidad de transporte que están interesados en comprar capacidad del producto C_r enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda del comprador w

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$	$pi_{C_r,w}$

Donde:

- i : Preferencia del comprador w . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).
- $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $pi_{C_r,w}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.
- $pi_{C_r,w}$: Precio que el comprador w está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

La capacidad $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, Q_{C_r} . Por su parte, el precio $pi_{C_r,w}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 17:30 y las 17:55 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto C_r , como se dispone a continuación:

- a) Con base en las cantidades $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$ y en los precios $pi_{C_r,w}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto C_r , DA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 4.

Handwritten signature/initials.

Handwritten signature/initials and date: JAM 21/7/19

Por la cual se ordena 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”

Tabla 4. Demanda agregada del producto C_r , DA_{C_r}

Capacidad agregada, DA_{C_r}	Precio, pd_{C_r}
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{a}x})$	$pd_{C_r,m\acute{a}x}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{a}x-1})$	$pd_{C_r,m\acute{a}x-1}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{a}x-2})$	$pd_{C_r,m\acute{a}x-2}$
...	...
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{i}n+1})$	$pd_{C_r,m\acute{i}n+1}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{i}n})$	$pd_{C_r,m\acute{i}n}$

Donde:

- $D_{C_r,w}(pd_{C_r}):$

Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio pd_{C_r} . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en KPCD.
- $pd_{C_r}:$

Cada uno de los precios que los compradores w están dispuestos a pagar por el producto C_r . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{C_r,m\acute{a}x}$ hasta $pd_{C_r,m\acute{i}n}$.
- $pd_{C_r,m\acute{a}x}:$

Es el mayor de los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- $pd_{C_r,m\acute{i}n}:$

Es el menor de los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

Chs.

JAANA
JEC

Por la cual se ordena 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”

$pd_{C_r,máx-1}, \dots, pd_{C_r,mín+1}$: Son los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3, organizados de mayor a menor entre $pd_{C_r,máx}$ y $pd_{C_r,mín}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

- b) Con base en las capacidades $Q_{C_r,v}$ y $\hat{Q}_{C_r,t}$ y en los precios $PR_{C_r,v}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada en cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 6. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.
- i. Establecer la curva de oferta del producto C_r para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 5.

Tabla 5. Oferta de cada vendedor v

Capacidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{C_r} < PR_{C_r}$
$O_{C_r,v}(PR_{C_r})$	$po_{C_r} \geq PR_{C_r}$

Donde:

$O_{C_r,v}(PR_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio PR_{C_r} . En el caso de los generadores térmicos t esta capacidad se determinará como la diferencia entre $Q_{C_r,t}$ y $\hat{Q}_{C_r,t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de capacidad de transporte esta capacidad será igual a $Q_{C_r,v}$. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_r} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

PR_{C_r} : Precio de reserva del producto C_r calculado por el administrador de la subasta según lo establecido en el numeral 5.4 de este anexo. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

- ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido la Tabla 6.

115

JAM
JZul < 9

Por la cual se ordena 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”

Tabla 6. Oferta agregada del producto C_r , OA_{C_r}	
Cantidad agregada, OA_{C_r}	Precio, po_{C_r}
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,mín})$	$PR_{C_r,mín}$

Donde:

$O_{C_r,v}(po_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio po_{C_r} . Esta capacidad se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_r} : Precio al que un vendedor v está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r .

- c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{C_r} , y la curva de oferta agregada, OA_{C_r} , para establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:
- i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{C_r}^*$, p^*), éste determinará la capacidad total de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 3:

Ecuación 3

$$\hat{D}_{C_r,x} = D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*) - \left[\left(\sum_w D_{C_r,w}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*)}{\sum_x D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*)} \right]$$

Donde:

4/15

JAAAM
JZK

Por la cual se ordena 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"

x :	Comprador w que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 3, una disposición a pagar igual a p^* .
$\hat{D}_{C_r, x}$:	Capacidad del producto C_r que se adjudica al comprador x . Este valor se expresará en KPCD.
$D_{C_r, x}(p_{C_r, x} = p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el comprador x declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.
$D_{C_r, w}(p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en KPCD.
$Q_{C_r}^*$:	Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $O_{C_r, v}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 4:

Ecuación 4

$$\hat{O}_{C_r, y} = O_{C_r, y}(PR_{C_r, y} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{C_r, v}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{O_{C_r, y}(PR_{C_r, y} = p^*)}{\sum_y O_{C_r, y}(PR_{C_r, y} = p^*)} \right]$$

Donde:

y :	Vendedor v que declaró un precio de reserva, $PR_{C_r, y}$, igual a p^* .
$\hat{O}_{C_r, y}$:	Capacidad del producto C_r que se adjudica al vendedor y . Este valor se expresará en KPCD.
$O_{C_r, y}(PR_{C_r, y} = p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor y declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.

Ar

JAAK
JZK

Por la cual se ordena 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"

$O_{C_r,v}(p^*)$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_r}^*$: Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{C_r}^*$ y p^* :

(3) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, éste precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$.

(4) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores w , $pd_{C_r,\min}$, según lo establecido en la Tabla 4, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{C_r}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las capacidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

i. Hará una lista de los vendedores v del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la venta.

ii. Hará una lista de los compradores w del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la

AN

JAM
u
JZ
3

Por la cual se ordena 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"

compra y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la compra.

- iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores capacidades residuales del producto C_r . Si a un comprador se le asignó una capacidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos C_r . En estos certificados se deberá indicar el número de la cuenta bancaria donde el comprador puede realizar el prepago mediante transferencia electrónica.

5.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

6. Mecanismos de cubrimiento

Los vendedores de capacidad de transporte deberán suscribir los contratos de transporte con los compradores que hayan resultado asignados en la subasta y que hayan establecido un mecanismo válido para cubrir el riesgo de cartera que enfrenta el vendedor. Los mecanismos para cubrir el riesgo de cartera pueden ser acordados por las partes. En caso de no llegar a acuerdo el comprador podrá realizar prepago de la capacidad así:

- a) Tipo de operación: Transferencia electrónica a la cuenta bancaria que haya declarado el vendedor al administrador de las subastas.
- b) Monto de la operación: Valor en pesos para el día de gas obtenido como el producto entre la capacidad adjudicada, expresada en KPCD, el precio de adjudicación, expresado en dólares por KPC, y la TRM del último día del mes anterior al mes en que se realice la subasta.

Si el comprador realiza el prepago de la capacidad, adoptará la condición de remitente de corto plazo y como tal será el titular de la capacidad contratada para el día de gas. En este evento el vendedor estará obligado a nominar la capacidad negociada o solicitarla al responsable de la nominación de transporte, según corresponda.

4/8

JAAAN
JE
22
K
3

Por la cual se ordena 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"

Cuando el vendedor incumpla al titular de la capacidad contratada para el día de gas, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador al que le incumplió el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$COM = 1.5 \times TRM \times \left[(P \times T_d) + (PR_{Cr}) \times \left(\frac{T_d}{PC} \right) \right]$$

Donde:

COM: Valor de la compensación, expresado en pesos.

TRM: Tasa de cambio del último día del mes anterior al mes en que se realice la subasta, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

P: Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes anterior al mes en que se presente el incumplimiento, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que esté publicado el último día hábil del mes anterior al mes en que se presente el incumplimiento.

T_d: Cantidad total de energía dejada de transportar durante el día *d*, expresada en MBTU.

d: Día de gas en el que se presentó el incumplimiento.

PR_{Cr}: Precio de reserva del producto *C_r*. Este precio no podrá tener más de dos cifras decimales y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

PC: Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes anterior al mes en que se presentó el incumplimiento.

Firma del proyecto,



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

4/15

JAA
JE
20

Por la cual se ordena 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"

Anexo 6
Modificación del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2016 con todas sus modificaciones

"Anexo 2
Información transaccional y operativa

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 2 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado recopilará, verificará, publicará y conservará la información que se detalla a continuación. La declaración de la información señalada en este anexo se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

1. Información transaccional del mercado primario

1.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el mercado primario

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado primario.

Los vendedores y los compradores de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 9 de esta Resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta Resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.
- v. Punto de entrega de la energía al comprador. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Se deberá indicar el nombre de la fuente de suministro de la cual se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
JAARD
26
JAC

Por la cual se ordena 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"

- vi. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vii. Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- viii. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año).
- ix. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año).
- x. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.



[Handwritten signature]

JAA M
de
JC
[Handwritten signature]

Por la cual se ordena 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”

1.2. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado primario

e) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado primario.

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

i. Número del contrato.

ii. Fecha de suscripción del contrato.

iii. Nombre de cada una de las partes.

iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 9 de esta Resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta Resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.

v. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios.

vi. Sentido contratado para el flujo del gas natural.

vii. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos.

viii. Presión pactada en el contrato para el punto de terminación del servicio, expresada en *psig*.

ix. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

x. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año).

xi. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año).

xii. La demás información que determine la CREG.

4/15

JAM
re
JE
3

Por la cual se ordena 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"

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de transporte de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

d) Otra información a recopilar

El gestor del mercado también será responsable de recopilar la siguiente información, la cual le deberá ser declarada mensualmente por los transportadores o cada vez que sufra una modificación:

i. Perfil de la capacidad firme para el período de los contratos vigentes, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

[Handwritten signature]

JAAM
JZ
[Handwritten signature]

Por la cual se ordena 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"

ii. ~~Perfil de la capacidad disponible primaria para el mismo periodo del numeral anterior, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.~~

iii. ~~La demás información que determine la CREG.##]~~

1.3. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado primario

a) Verificación

El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado primario. En particular, verificará que:

i. La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo.

~~##]~~

ii. ~~La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.2 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.2 de este Anexo.~~

iii. ~~La suma de la capacidad firme más la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_o, sea igual a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.~~

iv. ~~La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales sea igual o inferior a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.##]~~

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que ~~##]tratan los numerales i y ii anteriores trata el numeral i anterior##]~~, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, dentro de las 24 horas siguientes al recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá

JAM
21
JZ

Por la cual se ordena 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"

informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

~~Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales iii y iv anteriores, el gestor del mercado deberá informarle esta situación al transportador y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.~~

Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.

b) Registro de contratos

El registro de los contratos del mercado primario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado primario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en el literal a) de este numeral. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado.

Para el caso de los contratos que se suscriban con posterioridad a la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en literal a) del numeral 1.1 ~~de este Anexo se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. El gestor del mercado dispondrá de hasta tres (3) días hábiles, contados a partir del recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para verificar la información, registrar el contrato cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados.~~

Para el caso de los contratos suscritos en el mercado primario antes de la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en el literal a) del numeral 1.1 ~~de este Anexo se deberá realizar dentro del mes siguiente a dicha fecha. El gestor del mercado dispondrá de dos (2) meses, contados a partir de la fecha establecida en el primer inciso de este literal para verificar la información recibida oportunamente, registrar los contratos cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Una vez transcurridos los dos (2) meses aquí señalados no se podrán aceptar nominaciones ni realizar entregas de gas natural correspondientes a los contratos vigentes que no estén debidamente registrados.~~

Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado no podrán aceptar las nominaciones ni podrán entregar las

JAAM
re
JZ

Por la cual se ordena 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"

cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado. ~~Así mismo, los transportadores no podrán aceptar las nominaciones ni podrán transportar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado.~~

Para facilitar el cumplimiento de esta medida el gestor del mercado, a través del BEC, pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, la lista de sus contratos debidamente registrados.

c) Publicación

El gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada:

- i. La cantidad total de energía negociada mediante cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega. Esta información se actualizará cada vez que cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 9 de esta Resolución.
- ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se negoció cada modalidad de contrato de suministro, en cada punto de entrega. Esta información se actualizará cuando cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 9 de esta Resolución; o se actualice el precio pactado en los contratos como consecuencia de la actualización de precios a que se refiere el Artículo 16 de la presente Resolución.
- iii. El precio promedio nacional por modalidad de contrato, calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior. Este valor se actualizará con la frecuencia señalada en el numeral anterior.

~~iv. La CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.~~

~~v. La capacidad de transporte contratada bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Si en el respectivo tramo de gasoducto hay condición de contraflujo, se deberán especificar las cantidades contratadas, y la modalidad de contrato para cada dirección contractual en el respectivo tramo. Esta información se actualizará cada vez que cambie la capacidad firme o la capacidad interrumpible.~~

[Handwritten signature]

JAAM
rel
JE
[Handwritten signature]

Por la cual se ordena 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”

~~vi. Perfil de la capacidad disponible primaria para un horizonte de diez (10) años, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Esta información se actualizará cuando: i) cambie la capacidad firme; o ii) cambie la CMMP de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución. #]#]~~

vii. Los índices requeridos para aplicar las ecuaciones establecidas en el Anexo 4 de esta Resolución. Esta información se publicará a más tardar el último día hábil del mes de noviembre de cada año.

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

2. Información transaccional del mercado secundario

2.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el mercado secundario.

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario.

Los vendedores y los compradores de gas natural a los que se hace referencia en los artículos 33 y 34 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

a) Información contractual

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 30 de esta Resolución.
- v. Punto de entrega. Corresponderá a un punto estándar de entrega. En el caso de los contratos con interrupciones se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- vi. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vii. Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- viii. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos con duración menor a veinticuatro horas durante el día de gas también se deberá declarar la hora de inicio.

JAAMI
24
JE

Por la cual se ordena 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"

- ix. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos con duración menor a veinticuatro horas durante el día de gas también se deberá declarar la hora de terminación.
- x. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 33 y 34 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 33 y 34 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

b) **Información sobre contratos con interrupciones pactados a través de negociaciones directas**

Información contractual:

A más tardar 7 días hábiles antes del inicio de la ejecución, los compradores y vendedores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información relacionada con el contrato:

405

JAAM
21
Jc

Por la cual se ordena 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”

-
- i. Número del contrato.
 - ii. Fecha de suscripción del contrato.
 - iii. Nombre de cada una de las partes.
 - v. Precio único pactado en el contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, como se establece en el numeral 2 del literal B del artículo 49 de la presente Resolución.
 - vi. Cantidad máxima pactada en el contrato expresada en MBTUD, como se establece en el numeral 3 del literal B del artículo 49 de la presente Resolución.
 - vii. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).
 - viii. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
 - ix. La demás información que determine la CREG.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 y 34 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

Información sobre la ejecución del contrato:

A más tardar a las 24:00 horas del día D+1, los compradores y vendedores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información sobre la ejecución del contrato, por cada punto de entrega:

- i. Número de contrato en ejecución.
- ii. Cantidad total de gas en MBTU autorizada por el vendedor al comprador para el día de gas. La cantidad autorizada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.
- iii. Valor facturado por la cantidad de gas autorizada para el día de gas, expresado en dólares de los Estados Unidos de América. En ningún momento el precio unitario acordado para el día de gas, podrá superar el precio único al que hace referencia el numeral 2 del literal B del artículo 49 de la presente Resolución.
- iv. Punto de entrega de las cantidades de gas autorizadas por el vendedor.

JAAMI
21
JE

Por la cual se ordena 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”

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con la ejecución del contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros.

Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información señalada en el presente literal se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

[#]

2.2. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado secundario

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado secundario.

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 36 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

i. Número del contrato.

ii. Fecha de suscripción del contrato.

iii. Nombre de cada una de las partes.

iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el 0 de esta Resolución.

JAAM

20

FE

Por la cual se ordena 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”

v. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios.

vi. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos.

vii. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

viii. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año).

ix. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año).

x. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 36 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de transporte de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 36 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.##]

JAAM
al
JZ

Por la cual se ordena 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"

2.3. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado secundario

El registro de los contratos del mercado secundario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones:

- a) A más tardar a las 14:00 horas del día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- b) A las 15:00 horas del día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La cantidad de energía negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega.
 - ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato en cada punto de entrega.
 - iii. ~~La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos.~~
 - iv. ~~El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos.##~~

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- c) A más tardar a las 8:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 12:00 y las 24:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

JAAM
re
JE

Por la cual se ordena 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"

- d) A las 9:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC:
- i. La cantidad de energía negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega.
 - ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada punto de entrega.
 - iii. Los precios mínimos y máximos de la energía negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega, al igual que el número total de negociaciones realizadas.
 - ~~iv. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos.~~
 - ~~v. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos.~~
 - ~~vi. Los precios mínimos y máximos de la capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoducto, al igual que el número total de negociaciones realizadas.##~~
 - vii. La cantidad de energía## y la capacidad de transporte negociadas negociada## el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que ## trata el Artículo 44tratan los Artículos 44 y 45## de esta Resolución.
 - viii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural para el día de gas mediante el proceso de que trata el Artículo 44 de esta Resolución, para cada punto de entrega.
 - ix. El precio promedio nacional de la energía negociada mediante el proceso de que trata el Artículo 44 de esta Resolución para el día de gas calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior.

##

Vkr

JAAM
el
JZ < 3

Por la cual se ordena 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”

- x. ~~El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 45 de esta Resolución, para cada ruta.##]~~

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- e) El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado secundario. En particular, verificará que:
- i. La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo, coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo.
- ii. ~~La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.2 de este Anexo, coincida con la declarada por cada comprador, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.2 de este Anexo.##]~~

El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado secundario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en este literal. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que ~~##]trata el numeral i anterior~~ ~~tratan los numerales i y ii anteriores##]~~, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si la rectificación conlleva a cambios en la información publicada por el gestor del mercado, éste deberá publicar la información ajustada durante el tercer día calendario siguiente al día de gas.

JAAAN
22
JAC

Por la cual se ordena 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"

Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.

3. Información de otras transacciones en el mercado mayorista

3.1. Recopilación de información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural a usuarios no regulados.

Los comercializadores deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural a usuarios no regulados. Para estos efectos deberán declarar la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Tipo de demanda: comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica u otros. Se deberá declarar el nombre del usuario, la cantidad contratada con el mismo y su ubicación, para lo cual se deberá especificar si se trata de un usuario conectado al SNT o a un sistema de distribución. Si el usuario está conectado al SNT, el comercializador deberá declarar en cuál municipio y departamento se encuentra el punto de salida del usuario. Si el usuario está conectado a un sistema de distribución, el comercializador deberá declarar el mercado relevante al que pertenece el sistema de distribución.
- v. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vi. Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, a la fecha de suscripción del contrato.
- vii. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).
- viii. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
- ix. Garantías.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ordena 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"

x. Plazo para realizar el pago.

xi. La demás información que determine la CREG.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

La terminación anticipada o la modificación del contrato dará lugar a la actualización del registro ante el gestor del mercado. Para estos efectos los comercializadores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

b) Información de los usuarios no regulados

Los usuarios no regulados que estén dispuestos a declarar ante el gestor del mercado la información listada previamente, lo harán a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

3.2. Registro de contratos y publicación de información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados

El registro de los contratos suscritos entre comercializadores y usuarios no regulados se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. El registro se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato.

Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones:

a) Registro de contratos y publicación de información declarada por los comercializadores

El gestor del mercado registrará los contratos con base en la información declarada por los comercializadores. Con base en dicha información, el gestor del mercado publicará lo siguiente en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Abel

JAM
re
JE
94

Por la cual se ordena 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"

- ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió el gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

b) Información declarada por los usuarios no regulados

Cuando los usuarios no regulados declaren información sobre los contratos suscritos con los comercializadores, el gestor del mercado verificará la consistencia entre ésta y la información declarada por los comercializadores. Con base en la información consistente, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

- i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

4. Información operativa

4.1. Recopilación de información operativa

La declaración de la información señalada en el presente numeral se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado. Dicha declaración se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

a) Suministro

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los productores-comercializadores que operen campos de producción y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT y la cantidad total entregada a través de otros medios de transporte como gasoductos dedicados y gas natural comprimido, expresada en MBTU.

[Handwritten mark]

[Handwritten signatures and initials: JAAM, JZ, and others]

Por la cual se ordena 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"

Los comercializadores de gas importado y los productores-comercializadores de campos aislados también deberán declarar al gestor del mercado aquella cantidad total de energía que es consumida en el territorio nacional y no pasa por el SNT, expresada en MBTU.

- ii. Cantidad de energía a suministrar en cada punto de entrada al SNT, expresad en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.
- iii. Cantidad de energía exportada, expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia.
- iv. La demás información que determine la CREG.

[#/#]

b) Transporte

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

i. Cantidad de energía recibida en cada punto de entrada o de transferencia del SNT, y cantidad de energía en gas consumida por estaciones de compresión operadas con gas natural y cantidad de energía eléctrica consumida por estaciones de compresión operadas con electricidad en cada uno de los tramos de gasoductos definidos por la CREG en las resoluciones de cargos, expresada en MBTU.

ii. Cantidad de energía tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato de transporte bajo el cual el remitente tomó dicha energía en el respectivo punto de salida. En los puntos de transferencia entre transportadores se deberá declarar la cantidad total transferida al siguiente transportador, expresada en MBTU. Para cada punto de salida y de transferencia entre transportadores el transportador indicará si la cantidad declarada corresponde a medición con telemetría o sin telemetría. En caso de medición sin telemetría, o en aquellos con telemetría en los que se haya presentado falla, la información reportada estará sujeta a verificación y rectificación por parte del transportador durante los siguientes 30 días calendario. En la rectificación de la medición con telemetría se debe especificar la falla que justifica el ajuste de la información.

En el punto de salida donde haya más de un contrato el transportador declarará al gestor la medición real y los números de los contratos con sus respectivos remitentes, asociados al punto de salida.

iii. Cantidad de energía que cada remitente tomó en el punto de salida del respectivo sistema de transporte correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.

JAAM
JZ 2 7

Por la cual se ordena 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”

~~iv. Cantidad de energía que el transportador autorizó transportar en su sistema, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.~~

~~v. La demás información que determine la CREG.~~

~~El transportador le declarará al gestor del mercado el nombre del tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios al cual se asocia cada punto de salida del SNT.~~

~~Para el caso de puntos de salida que tienen asociadas estaciones de medición sin telemetría, la información diaria a declarar al gestor del mercado la estimará el transportador como el promedio diario del antepasado mes calendario. Una vez se disponga de la información real, el transportador ajustará y enviará dicha información al gestor del mercado.##~~

c) Entregas a usuarios finales

✓ A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los comercializadores y los distribuidores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad total de energía tomada en el punto de salida del SNT para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de demanda regulada y no regulada. El distribuidor será el responsable de declarar esta información cuando el punto de salida del SNT corresponda a una estación de puerta de ciudad. En los demás casos el responsable será el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda.

En los casos señalados en el parágrafo 9 del artículo 53 de la presente resolución, el transportador deberá reportar al gestor las cantidades tomadas en el punto de salida por cada remitente, de conformidad con la asignación de medición acordada entre ellos.

A partir de la medición real del día de gas la demanda no regulada se deberá desagregar en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU. Con base en mediciones históricas la demanda regulada se deberá desagregar en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU.

El distribuidor, el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda, declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ordena 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"

- ii. La demás información que determine la CREG.

Los usuarios no regulados que participen como compradores en el mercado primario deberán declarar mensualmente al gestor del mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información señalada en este literal.

d) Información sobre nominaciones de suministro de gas

- i. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día de gas, antes de las 12:00 horas del día de gas, por cada fuente de suministro y para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.
- Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
- Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo, esto es el dato final después de renominaciones, expresada en MBTU, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.

- ii. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, por cada campo de producción y para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.
- Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado.
- Hora en la cual el productor-comercializador o el comercializador de gas importado recibió la renominación.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JE JAAM]

Por la cual se ordena 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”

- Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo, esto es el dato final después de renominaciones, expresada en MBTU, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.

Cuando el productor-comercializador o el comercializador de gas importado no disponga de la información para declarar al gestor la energía por sectores, estos participantes del mercado exigirán que en la nominación el comprador les señale la desagregación por tipo de demanda de la energía nominada. El remitente deberá entregar la desagregación el mismo día de la nominación y en el formato que establezca el productor-comercializador o el comercializador de gas importado.

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal.

[#/#]

~~e) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas~~

~~i. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:~~

~~Código contraparte.~~

~~Número de operación asignado por el gestor.~~

~~Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.~~

~~Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.~~

~~Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.~~

~~Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.~~

JZ JAAX
22 < 3

Por la cual se ordena 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"

ii. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:

Código contraparte.

Número de operación asignado por el gestor.

Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.

Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.

Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa e interior.

Hora en la cual el transportador recibió la renominación.

Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo, esto es el final después de renominación, para el día de gas por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.

Cuando el transportador no disponga de la información para declarar al gestor la energía por sectores, este podrá exigir que en la nominación el remitente le presente una estimación de la desagregación por sectores de consumo de la energía nominada. El remitente deberá entregar la estimación el mismo día de la nominación y en el formato que establezca el transportador.

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal#/#]

f) Otra información operativa

Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información, cada vez que sea necesario para mantenerla actualizada, por cada fuente de suministro que debe corresponder al código que el gestor asignó al punto de entrada donde el productor inyecta el gas al SNT:

- Tipo de fuente de suministro: planta de importación de gas, campo de producción especificando si se trata de un menor, aislado, en pruebas extensas, yacimiento no convencional, nuevo campo y otros.

JZ-JAANA
u L

Por la cual se ordena 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”

- Nombre del punto de entrada: punto de entrada donde se inyecta el gas al SNT que corresponda al nombre y código asignado por el gestor del mercado. En caso de que el punto de entrada esté sobre un sistema de distribución se deberá indicar el nombre del mercado relevante y del municipio donde está ubicado el punto de entrada. Si se trata de una fuente que no tiene conexión al SNT o a un sistema de distribución, como podría ser el caso de entrega de gas a sistemas de transporte de gas natural comprimido, el nombre del punto de entrada será igual al nombre de la fuente.

4.3. Verificación y publicación de la información operativa

a) Verificación

[#/#A partir de la información operativa recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución X de 2019, el El#/#] gestor del mercado verificará la consistencia de la información operativa declarada por las partes que intervienen en los contratos. En particular, verificará que:

- i. Las cantidades de energía inyectadas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, coincidan con las cantidades de energía recibidas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los transportadores.
- ii. Las cantidades de energía que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declaradas por los transportadores, coincidan con las cantidades de energía tomadas en cada punto de salida del SNT, declaradas por los distribuidores, los comercializadores y los usuarios no regulados.
- iii. El número del contrato bajo el cual se transportó el gas que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declarado por el transportador, coincida con el número del contrato bajo el cual se transportó el gas tomado en cada punto de salida del SNT, declarado por los distribuidores, los comercializadores y los usuarios no regulados.
- iv. Los contratos bajo los cuales se transportó gas natural, declarados por los transportadores, los comercializadores, los distribuidores y los usuarios no regulados, estén debidamente registrados ante el gestor del mercado.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i, ii y iii anteriores, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de

Por la cual se ordena 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”

gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral iv anterior, el gestor del mercado deberá informarle esta situación a las partes responsables de declarar la respectiva información y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

b) Publicación

[#A partir de la información operativa recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución X de 2019, el El#]# gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad aquí establecida:

- i. Las cantidades totales de energía inyectadas diariamente en cada punto de entrada al SNT y las cantidades totales provenientes de campos aislados, desagregadas en producción nacional e importaciones, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 9 de esta Resolución.
- ii. La cantidad total de energía tomada diariamente de cada tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios y de cada sistema de transporte, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada, no regulada o tomada por otro transportador; la demanda regulada y no regulada deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros).
- iii. La cantidad total de energía tomada diariamente del SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada y no regulada, desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros) y por las modalidades contractuales establecidas en el 0 de esta Resolución.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JAMM]

Por la cual se ordena 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”

- iv. La cantidad total de energía declarada por los comercializadores de gas importado resultante de adicionar aquella inyectada al SNT más aquella consumida en el territorio nacional sin haber ingresado al SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 9 de esta Resolución.
- v. Cantidad total de energía tomada diariamente en los puntos de salida de cada sistema de transporte, o entregada en los puntos de transferencia entre transportadores, correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.
- vi. Las cantidades totales de energía a suministrar diariamente, según las nominaciones de suministro, en cada punto de entrada al SNT, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- vii. Las cantidades totales de energía autorizada diariamente, según las nominaciones de transporte, por cada sistema de transporte, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- viii. La demás que determine la CREG.

5. Conservación de información

El gestor del mercado deberá conservar toda la información que recopile. En desarrollo de esta labor deberá:

- a) Conservar toda la información declarada a él durante el período de vigencia de la obligación de prestación del servicio. Los datos deberán tener el correspondiente *back-up* por fuera de su aplicativo web.
- b) Asegurar que todos los datos y registros se mantengan en un formato convencional para su entrega a quien eventualmente lo sustituya como gestor del mercado, según lo determine la CREG.
- c) Asegurar que la información histórica agregada esté disponible para ser descargada del BEC en un formato convencional, y de alta compatibilidad con diferentes plataformas informáticas.

6. Divulgación anual de información

El gestor del mercado deberá publicar un informe anual en el BEC en el que se presente la siguiente información agregada del mercado primario, del mercado

 JAAM
al L

Por la cual se ordena 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”

secundario y de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados:

- a) Promedio de las cantidades de energía negociadas durante cada mes del año, expresada en MBTUD.
- b) Promedio de las cantidades de energía negociadas diariamente, expresada en MBTUD.
- c) Cantidad total de energía negociada durante el año, expresada en MBTU.
- d) Cantidad total de energía negociada durante cada mes del año, expresada en MBTU.
- e) Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada durante el año, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- f) Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada durante cada mes del año, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- g) Número de negociaciones durante el año.
- h) Número promedio de negociaciones diarias.
- i) Índices del mercado.
- j) Cualquier otra información relevante relacionada con sus actividades en el año anterior.

7. Indicadores del mercado primario (MP)

El gestor del mercado deberá calcular, con la periodicidad que en cada caso se expone, y a partir de la información recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución CREG X de 2019, los indicadores del mercado primario que se describen a continuación:

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
MP1	$\frac{PTDV}{PP}$	Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular: Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP,	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

SR

FEJANA
22-2-19

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PP y PTDV.	
MP2	$\frac{PTDVF + CIDVF}{PTDV + CIDV}$	Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF y cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDVF, CIDVF, PTDV y CIDV.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP3	$\frac{PTDVF}{PP}$	Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o	Los indicadores nacional y por fuente para el

JZ-AMM
re 2/3

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF con el potencial de producción PP. Según definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDVF y PP.	público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP4	$\frac{\text{Oferta comprometida}}{\text{PTDV} + \text{CIDV}}$	Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

MS

JZ JAAM

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		Periodicidad de cálculo: todos los meses. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	
MP5	<u>Oferta comprometida</u> PTDVF + CIDVF	Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: todos los meses. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP6	<u>Oferta comprometida</u> PP	Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] JAAM
[Handwritten initials] nl

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: todos los meses. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	
MP7	$\frac{\text{Dda reg contratos firmes}}{\text{Dda reg}}$	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con la demanda regulada que atiende cada comercializador. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador con demanda regulada. La demanda regulada corresponderá a la que declare cada comercializador que atiende usuarios regulados al gestor. Periodicidad de cálculo: anual después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP8	$\frac{\text{Dda reg contratos firmes}}{\text{PTDVF + CIDVF}}$	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de	Los indicadores nacional y por fuente para el público general

Mr

JZ JAAM
re < 2

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		negociación) en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDFV y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP9	$\frac{\text{Gas contratado firme dda reg}}{\text{Oferta comprometida}}$	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todo el gas natural contratado en firme por la demanda regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Estos indicadores deben calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general
MP10	$\frac{\text{Gas contratado firme dda no reg}}{\text{PTDFV + CIDVF}}$	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular el gas natural contratado en firme por la	Los indicadores nacional y por fuente para el público general

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
JAN 2019

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		demanda no regulada en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDFV y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF. Estos indicadores deben calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (i.e. Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial). Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	
MP11	<u>Gas contratado firme dda no reg</u> Oferta comprometida	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todo el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial). Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] JF LAAM
21 <

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
MP12	Dda reg contratos firmes Dda reg total contratada	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con el total contratado por la demanda regulada (incluye todas las modalidades). Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	El indicador nacional para el público general y los indicadores por comercializado para la SSPD, SIC y CREG
MP13	Dda no reg contratos firmes Dda no reg total contratada	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda no regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con el total contratado por la demanda no regulada (incluye todas las modalidades). Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	El indicador nacional para el público general y los indicadores de cada uno de los usuarios no regulados para la SSPD, SIC y CREG
MP14	Contratos firmes para dda reg Cap transporte contratada	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todos los contratos firmes de suministro por fuente para la demanda	Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG

JAAM

JZ

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		regulada en relación con toda la capacidad de transporte contratada en contratos firmes. El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante. Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP15	<u>Contratos firmes para dda no reg</u> Cap transporte contratada	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todos los contratos firmes de suministro por fuente para la demanda no regulada en relación con toda la capacidad de transporte contratada en contratos firmes. El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado. Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.	Los indicadores para cada uno de los usuarios no regulados para la SSPD, SIC y CREG

16/1

JZ JAAXI
22 2

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP16	$\frac{\text{Toda cap comprometida}}{\text{Cap del tramo}}$	Para cada tramo regulatorio de transporte, calcular capacidad máxima comprometida en el mes (i.e. incluyendo todas las modalidades) en relación con la capacidad de transporte del tramo. El valor de la capacidad comprometida corresponderá al valor máximo de contratación en alguno de los días del correspondiente mes. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. Este indicador debe calcularse para cada tramo regulatorio. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para el mes anterior al mes de cálculo y para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores para cada tramo de transporte regulatorio para la SSPD, SIC y CREG
MP17	$\frac{\text{Mod contrato dda reg de gas}}{\text{Dda reg en contratos de gas}}$	Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos. Este indicador debe calcularse de manera agregada y para cada comercializador que tenga contratos de demanda regulada. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores agregados para el público general y los indicadores para cada comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP18	$\frac{\text{Mod contrato dda no reg de gas}}{\text{Dda no reg en contratos de gas}}$	Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad en relación con el total	Los indicadores agregados para el público general y los indicadores

4/12

JZ JAAM 3

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		de la demanda no regulada en contratos. Este indicador debe calcularse de manera agregada y para cada comercializador que atiende demanda no regulada. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12.	para cada comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP19	$\frac{\text{Mod contrato dda reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. Para los mercados relevantes, el cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante. Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG
MP20	$\frac{\text{Mod contrato dda no reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en	Los indicadores para cada usuario no regulado para la SSPD, SIC y CREG

MS

JE LAAM 2

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. El cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado. Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP21	<u>Contratos Agente</u> Oferta comprometida	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por fuente y por productor, calcular qué agentes tienen los contratos, así: contratos que tiene cada agente en relación con la oferta comprometida. En este cálculo no se tendrán en cuenta los contratos con interrupciones. En la oferta comprometida también deben incluirse todos los contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.	Los indicadores por agente, fuente y por productor para la SSPD, SIC y CREG

JAAM
JE 21

Por la cual se ordena 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”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde se haya comprometido la oferta.	
MP22	<u>Contratos cap T Agente</u> Cap del tramo	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por cada tramo regulatorio, calcular qué agentes tienen los contratos de capacidad de transporte, así: contratos que tiene cada agente en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de los contratos de un agente corresponderá al valor máximo de contratación de ese agente en algunos de los días del correspondiente mes. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores por agente y tramo regulatorio para la SSPD, SIC y CREG
MP23	Precio de los contratos	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda calcular precios promedios. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: Puntual en el momento de cálculo.	Los indicadores agregados para el público general.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature: JZ JAAM]

Por la cual se ordena 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"

8. Unificación de puntos en el SNT

Los puntos sobre el SNT en los que se pueda generar información relevante para el mercado, se deberán codificar teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

a) Información que debe declarar el transportador:

i. Para cada punto de entrada y de salida del sistema de transporte, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado, y cada vez que exista una modificación o actualización, la siguiente información para todos los tramos del SNT que corresponda:

- Nombre
- Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, DANE, del centro poblado.
- Tramo o grupo de gasoductos sobre el cual está ubicado el punto de salida o de entrada, de acuerdo con aquellos tramos o grupos de gasoducto definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.
- Un diagrama donde se relacione la información anterior.

ii. Para (i) cada punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal; (ii) cada punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, definido en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG, e inicia el siguiente tramo; (iii) cada punto sobre sistema donde se ubica una estación de compresión; (iv) cada punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores; el transportador declarará al gestor del mercado la siguiente información:

- Nombre
- Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, DANE del centro poblado. Tramo o grupo de gasoductos asociado, de acuerdo con aquellos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.
- En el caso de puntos de transferencia de custodia, se deberá declarar el nombre del transportador a quien le transfiere la custodia del gas en ese punto.
- Un diagrama donde se relacione la información anterior.

La anterior información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el

Ant

JZ JAATA
21

Por la cual se ordena 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"

gestor del mercado. El gestor establecerá estos formatos previa coordinación con los transportadores.

b) Unificación de puntos sobre el SNT

El gestor del mercado deberá unificar la información sobre puntos de entrada, puntos de salida, punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal, punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, punto sobre el sistema donde se ubica una estación de compresión y punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores del SNT declarada por los transportadores, de tal modo que sean únicos y fácilmente identificables.

Esta codificación seguirá una numeración secuencial, y deberá ser publicada en el BEC.

Una vez el gestor del mercado publique la codificación en el BEC, la misma deberá ser utilizada en el registro de información de que trata este Anexo".



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

MS

JAAH
JZL

Por la cual se ordena 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”

Anexo 7
Modificación del Anexo 3 de la Resolución CREG 114 de 2016 con todas sus modificaciones

“Anexo 3
Compensaciones

1. En el caso de los contratos firmes, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra, de suministro C1 y de suministro C2, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación, cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$C = 1.5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times G) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_m}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,G} \times F]$$

Donde:

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

P_m : Precio vigente del gas natural para el mes m , según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.

TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

G_m : Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m , expresada en MBTU.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos

Handwritten signature

Handwritten signatures and initials: JAAN, JEAL, and others

Por la cual se ordena 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”

vigentes para el mes m , tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

PC : Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

$Df_{j,m,G}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad G , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

- En el caso de los contratos firmes, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra, de suministro C1 y de suministro C2, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

$$C = C_1 + C_2$$

$$G_m = G_{1,m} + G_{2,m}$$

$$C_1 = VCD + \left[(CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{1,m}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,G1} \times F]$$

$$C_2 = 1,5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times G_{2,m}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{2,m}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,G2} \times F]$$

[Handwritten signature]

JAAM
JZ *[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena 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"

Donde:

- C : Valor de la compensación, expresado en pesos.
- C_1 : Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.
- C_2 : Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.
- G_m : Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m , expresada en MBTU.
- $G_{1,m}$: Cantidad de energía dejada de entregar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- $G_{2,m}$: Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m menos la cantidad de energía dejada de entregar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
- VCD : Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.
- CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
- TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
- $CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

JAAM
JZL

Por la cual se ordena 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”

PC : Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

P_m : Precio vigente del gas natural para el mes m , según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.

$Df_{j,m,G1}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{1,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

$Df_{j,m,G2}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{2,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

[#/#]

3. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$C = 1.5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times T_m) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{T_m}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,T} \times F]$$

Donde:

JAAM
Jera

Por la cual se ordena 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”

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

P_m : Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el último día hábil del mes m .

TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

T_m : Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD año.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD año.

PC : Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m-1$.

$Df_{j,m,r}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad T_m , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m-1$.

JAATA
JZ^{re} L

Por la cual se ordena 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”

i. Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

4. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

$$C = C_1 + C_2$$

$$T_m = T_{1,m} + T_{2,m}$$

$$C_1 = VCD + [(P_m \times TRM_m \times T_{1,m})] + [Df_{f,m,T1} \times F]$$

$$C_2 = 1,5 \times [(P_m \times TRM_m \times T_{2,m}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times (\frac{T_{2,m}}{PG \times 365})] + [Df_{f,m,T2} \times F]$$

Donde:

C: Valor de la compensación, expresado en pesos.

C₁: Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.

C₂: Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.

P_m: Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal e) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el último día hábil del mes m.

T_m: Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m, expresada en MBTU.

T_{1,m}: Cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m, expresada en MBTU.

T_{2,m}: Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m menos la cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m, expresada en MBTU.

m: Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

MA5

JAAM
JZL

Por la cual se ordena 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"

VCD: Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.

TRM_m: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

CFI_m: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD año.

CFAOM_m: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD año.

PC: Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

Df_{j,m,T1}: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{j,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

Df_{j,m,T2}: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{j,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F: Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j: Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. #]#]

JAATA
JZ^{re} 2

Por la cual se ordena 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"

5. Cuando el remitente no entregue la energía dentro del plazo establecido en el Parágrafo 2 del Artículo 53 de la presente Resolución, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio definido así:

$$P = 1,5 \times (P_T \times TRM)$$

Donde:

P : Precio que el transportador cobrará al remitente por la cantidad de energía que el remitente no entregó al término del día $D+1$, expresado en pesos.

P_T : Precio al que el transportador compró el gas que dejó de entregarle el remitente por cuenta del desbalance acumulado de que trata el parágrafo 2 del Artículo 53 de la presente resolución, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. El transportador deberá conservar un registro de la transacción asociada a este precio (e.g., factura o contrato) para cuando la autoridad competente o el remitente lo soliciten.

TRM : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día $D+2$, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

6. Cuando el remitente incurra en desbalances de energía negativos, este deberá pagar al transportador el valor que resulte de aplicar las siguientes ecuaciones:

- 1.1 Para la cantidad de energía de desbalance negativo que excede la capacidad contratada de transporte se aplicará la siguiente ecuación:

$$V = [T \times TRM \times \Delta^S]$$

Donde:

V : Valor que representa el costo del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que excede la capacidad contratada de transporte, expresado en pesos.

Cuando haya cargos T por tramos de gasoductos, desde la fuente de producción hasta el punto de salida, se calculará un valor V para cada tramo de gasoducto y el costo total del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que exceda la capacidad contratada será la suma de los valores de todos los tramos.

TRM : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes en que se realizó el transporte,

JAAAN
JZL

Por la cual se ordena 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"

expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

Δ^S : Cantidad de energía del desbalance negativo que excede la capacidad contratada de transporte, expresada en MBTU.

Cuando haya energía autorizada de varias fuentes de suministro para un mismo punto de salida y tramos de gasoductos desde la fuente de suministro hasta el punto de salida, a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo y los cargos T se establezcan por tramos de gasoductos, la cantidad Δ^S asociada a los tramos de gasoductos a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo se calculará a prorrata de las cantidades autorizadas en cada fuente de suministro.

T : Cargos por servicios adicionales de transporte establecidos libremente por el transportador según lo señalado en el parágrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

1.2 Para la cantidad de energía de desbalance negativo que esté dentro de la capacidad contratada de transporte se aplicará la siguiente ecuación:

$$V = [T \times TRM \times \Delta^w]$$

Donde:

V : Valor que representa el costo del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que está dentro de la capacidad contratada de transporte, expresado en pesos.

Cuando haya cargos T por tramos de gasoductos desde la fuente de producción hasta el punto de salida se calculará un valor V para cada tramo de gasoducto y el costo total del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que exceda la capacidad contratada será la suma de los valores de todos los tramos.

TRM : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes en que se realizó el transporte, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

Δ^w : Cantidad de energía del desbalance negativo que está dentro de la capacidad contratada de transporte, expresada en MBTU.

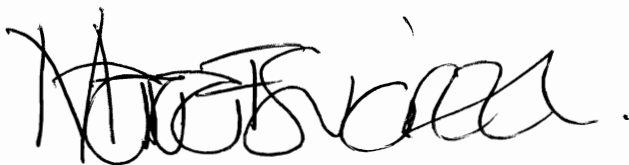
MS

JAAM
JZ

Por la cual se ordena 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"

Cuando haya energía autorizada de varias fuentes de suministro para un mismo punto de salida y tramos de gasoductos desde la fuente de suministro hasta el punto de salida, a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo y los cargos T se establezcan por tramos de gasoductos, la cantidad Δ^w asociada a los tramos de gasoductos a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo se calculará a prorrata de las cantidades autorizadas en cada fuente de suministro.

T: Cargo variable pactado en el respectivo contrato de transporte. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU".



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

1/15

JAM
JZL

Por la cual se ordena 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”

Anexo 8
Modificación del Anexo 8 de la Resolución CREG 114 de 2016 con todas sus modificaciones

“Anexo 8
Reglamento de las subastas ~~del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural de los procesos úselo o véndalo de corto plazo~~”

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de suministro ~~de capacidad de transporte~~ de gas natural mediante subastas, según lo dispuesto en ~~el 0 los artículos 44 y 45~~ de esta Resolución.

2. Definiciones

Administrador de las subastas: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Auditor de las subastas: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de las subastas para auditar el desarrollo de las mismas.

~~Compradores de capacidad de transporte: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 36 de esta Resolución.~~

Compradores de gas natural: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 34 de esta Resolución.

Declarantes de información sobre suministro de gas natural: son los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de los derechos de suministro de gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF95, de suministro con firmeza condicionada, de suministro C1 y de suministro C2, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas y que sea de obligatorio pago.

~~Declarantes de información sobre capacidad de transporte: son los transportadores, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de las capacidades de transporte de gas natural contratadas bajo las modalidades de contratos firmes y de contratos de transporte con firmeza condicionada que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas.~~

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por el gas natural ~~y/o la capacidad de transporte adjudicada adjudicado~~ a través de las subastas. Corresponden a los precios de cierre de las subastas.

JS

JAAM
JZ

Por la cual se ordena 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”

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en una subasta.

Producto: cantidad de energía ~~#[#o capacidad de transporte#]#~~ negociada bajo la modalidad contractual firme para el día de gas. La cantidad de energía se entregará en un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. ~~#[#La capacidad contratada de transporte estará asociada a una ruta especificada en el SNT. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad a subastar. #]#~~

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso de negociación con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la materia, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de las subastas u otra persona que éste contrate.

~~#[#Vendedores de capacidad de transporte: son los titulares de capacidades de transporte de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes y de contratos de transporte con firmeza condicionada, con capacidad disponible para la subasta. #]#~~

Vendedores de gas natural: son los titulares de derechos de suministro de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF95, de suministro con firmeza condicionada, de suministro C1 y de suministro C2 con energía disponible para la subasta.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

- Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a optimizar el uso del gas natural ~~#[#y de la capacidad de transporte disponibles disponible#]#~~, a precios eficientes.
- Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente Resolución.
- Neutralidad: el diseño de las subastas y el reglamento de las mismas no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.

[Firma]

JAAM
JZ² L
[Firma]

Por la cual se ordena 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”

- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de las subastas serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar diez (10) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas.
- b) Realizar a más tardar cinco (5) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la realización de las primeras subastas.
- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador y con el subastador.

La CREG dará su concepto de no objeción de tal manera que veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas sean públicos los reglamentos. A partir de la realización de las primeras subastas la CREG dará su concepto de no objeción cuando haya modificaciones en los reglamentos, para lo cual el administrador de las subastas deberá poner a consideración de la CREG las modificaciones del caso.

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 [#(y,)#] 34 [#(, 35 y 36)#] de esta Resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 [#(, y)#] 34 [#(, 35 y 36)#] de esta Resolución requiera capacitación adicional, el administrador de las subastas

[Firma]

JAAM
[Firma]

Por la cual se ordena 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”

podrá impartírsela, caso en el cual podrá cobrar la cifra que las partes acuerden.

- e) Contratar al auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las mismas.
- f) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la realización de las mismas.
- g) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- h) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado será el administrador de las subastas.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que i) los declarantes de información sobre suministro de gas natural; ii) ~~los declarantes de información sobre capacidad de transporte;~~ iii) ~~los vendedores de gas natural;~~ iv) ~~los vendedores de capacidad de transporte;~~ v) o ~~los compradores de gas natural;~~ o vi) ~~los compradores de~~

JAAM
JE L

Por la cual se ordena 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"

~~capacidad de transporte##~~ no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.

- f) Auditar, de manera aleatoria, una muestra significativa de las subastas realizadas en cada año y remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de cada bimestre, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si el administrador de las subastas dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a las subastas.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de los declarantes de información sobre suministro de gas natural ~~##y sobre capacidad de transporte##~~, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- b) Recibir las declaraciones de precios de reserva por parte de los vendedores de gas natural ~~##y de los vendedores de capacidad de transporte##~~, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- c) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de gas natural ~~##y de los compradores de capacidad de transporte##~~, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- d) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios declarados por los compradores de gas natural ~~##y de capacidad de transporte##~~, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.7 ~~##y en literal a) del numeral 6.7##~~ de este Anexo.
- e) Elaborar la curva de oferta agregada con base en i) la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre suministro ~~##y sobre capacidad de transporte##~~; y ii) la información de precios de reserva declarados por los vendedores de gas natural ~~##y de capacidad de transporte##~~, según lo establecido en el literal b) del numeral 5.7 ~~##y en el literal b) del numeral 6.7##~~ de este Anexo.
- f) Obtener los precios de adjudicación del gas natural ~~##y de la capacidad de transporte##~~ a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas.

4.4. Obligaciones de los declarantes, los vendedores y los compradores en relación con el uso del sistema de subastas

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado, de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.

JAAM
FE 11 JUL 2019

Por la cual se ordena 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”

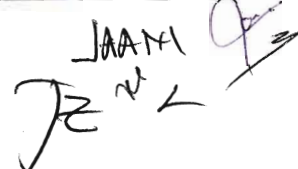
- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto.
- c) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los declarantes, de los vendedores y de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.
- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia



JAAMI
JE

Por la cual se ordena 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”

Cuando el sistema de subastas se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

- a) Suspensión por fallas técnicas durante el día en que se realicen las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar a los compradores y a los vendedores los mecanismos necesarios para hacer las asignaciones en los tiempos que se establecen en este Anexo.

- b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subastas.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subastas la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los declarantes, de los vendedores y de los compradores o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subastas, los declarantes, los vendedores y los compradores cuyas estaciones de trabajo o sistema de comunicación fallaron deberán remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de las subastas, las declaraciones de cantidades **##y capacidades##** no nominadas, precios de reserva y solicitudes de compra, cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas declaraciones serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas, o a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas siguientes a una modificación de dichos mecanismos.

5. Procedimiento de las subastas de gas natural

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

5.2. Producto

Energía disponible, E_e , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) Punto de entrega, e : se deberá especificar el punto en el que se entregará el gas natural. Deberá ser un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

JAAM
JEZ

Por la cual se ordena 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”

c) Duración: un (1) día.

5.3. Tamaño del producto

La cantidad de energía del producto E_e que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD.

5.4. Cantidad disponible y precios de reserva

A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre suministro de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de cantidades no nominadas

Punto de entrega	Titular	Cantidad no nominada
e	s	$Q_{E_{e,s}}$

Donde:

s: Titular de los derechos de suministro del gas no nominado para entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

$Q_{E_{e,s}}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{E_{e,t}}$. Este valor se expresará en MBTUD.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los Artículos 11 y 12 de esta Resolución.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los vendedores de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 2.

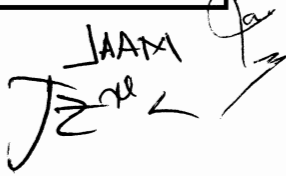
Tabla 2. Declaración de precios de reserva

Punto de entrega	Titular	Precio de reserva
e	s	$PR_{E_{e,s}}$

Donde:

s: Titular de los derechos de suministro del gas no nominado con entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro





Por la cual se ordena 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”

de gas. El titular *s* actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

PR_{E_{e,s}}: Precio de reserva del producto *E_e* declarado por el titular *s*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

El precio *PR_{E_{e,s}}* deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la energía contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué cantidad de energía no está disponible para las subastas. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte de la energía disponible.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico *t*, el administrador de las subastas entenderá que la cantidad de energía no disponible, *Q̂_{E_{e,t}}*, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la energía no nominada por el generador térmico *t* está disponible para la subasta.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del precio de reserva, *PR_{E_{e,s}}* del titular *s*, el administrador de las subastas entenderá que el titular *s* hizo su oferta al precio de reserva *PR_{E_{e,s}}* igual a cero (0).

5.5. Publicación de la cantidad disponible

A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1 el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible en cada punto de entrega, *Q_{E_e}*, como se señala en la Tabla 3.

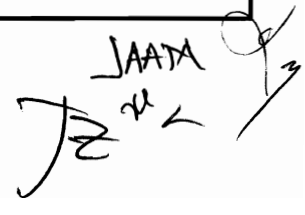
Tabla 3. Cantidad total de energía disponible	
Punto de entrega	Cantidad total, <i>Q_{E_e}</i>
<i>e</i>	$Q_{E_e} = \sum_s Q_{E_{e,s}} - \sum_t \hat{Q}_{E_{e,t}}$

Donde:

Q_{E_e}: Cantidad total de energía disponible para el siguiente día de gas con entrega en *e*. Este valor se expresará en MBTUD.

Q_{E_{e,s}}: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en *e* y cuyo titular es *s*. Incluye la energía no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de suministro de gas. Este valor se expresará en MBTUD.





Por la cual se ordena 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”

$\hat{Q}_{E_e,t}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es el generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

5.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de gas natural que están interesados en comprar cantidades de energía del producto E_e enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda del comprador j

Preferencia	Cantidad demandada	Precio
i	$D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$	$p_{i_{E_e,j}}$

Donde:

i : Preferencia del comprador j . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio $p_{i_{E_e,j}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{i_{E_e,j}}$: Precio que el comprador j está dispuesto a pagar por la cantidad $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

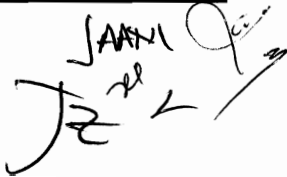
La cantidad $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD, y deberá ser igual o inferior a la cantidad total de energía disponible, Q_{E_e} . Por su parte, el precio $p_{i_{E_e,j}}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las solicitudes de compra que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto E_e , como se dispone a continuación:

- a) Con base en las cantidades $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$ y en los precios $p_{i_{E_e,j}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto E_e , DA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 5.





Por la cual se ordena 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”

Tabla 5. Demanda agregada del producto E_e , DA_{E_e}

Demanda agregada, DA_{E_e}	Precio, pd_{E_e}
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-1})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-2})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-2}$
(...)	(...)
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{i}n+1})$	$pd_{E_e,m\acute{i}n+1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{i}n})$	$pd_{E_e,m\acute{i}n}$

Donde:

- $D_{E_e,j}(pd_{E_e}):$

Cantidad de energí­a del producto E_e que el comprador j est­a dispuesto a comprar al precio pd_{E_e} . Esta cantidad de energí­a se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.
- $pd_{E_e}:$

Cada uno de los precios que los compradores j est­an dispuestos a pagar por el producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{E_e,m\acute{a}x}$ hasta $pd_{E_e,m\acute{i}n}$.
- $pd_{E_e,m\acute{a}x}:$

Es el mayor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $pd_{E_e,m\acute{i}n}:$

Es el menor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $pd_{E_e,m\acute{a}x-1}, \dots, pd_{E_e,m\acute{i}n+1}:$

Son los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4, organizados

[Handwritten signature]

JAM
JZ

Por la cual se ordena 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”

de mayor a menor entre $pd_{E_e,máx}$ y $pd_{E_e,min}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- b) Con base en las cantidades $Q_{E_e,s}$ y $\hat{Q}_{E_e,t}$ y en los precios $PR_{E_e,s}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la
- c) Tabla 7. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.
- i. Establecer la curva de oferta del producto E_e para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 6.

Tabla 6. Oferta de cada vendedor s

Cantidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{E_e} < PR_{E_e,s}$
$O_{E_e,s}(PR_{E_e,s})$	$po_{E_e} \geq PR_{E_e,s}$

Donde:

$O_{E_e,s}(PR_{E_e,s})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $PR_{E_e,s}$. En el caso de los generadores térmicos t esta cantidad se determinará como la diferencia entre $Q_{E_e,t}$ y $\hat{Q}_{E_e,t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de suministro de gas esta cantidad será igual a $Q_{E_e,s}$. Este valor se expresará en MBTUD.

po_{E_e} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el vendedor s. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la
- iii. Tabla 7.

Tabla 7. Oferta agregada del producto E_e , OA_{E_e}

Oferta agregada, OA_{E_e}	Precio, po_{E_e}
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,min})$	$PR_{E_e,min}$

JAM
J22

Por la cual se ordena 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”

$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,mín+1})$	$PR_{E_e,mín+1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,mín+2})$	$PR_{E_e,mín+2}$
(...)	(...)
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,máx-1})$	$PR_{E_e,máx-1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,máx})$	$PR_{E_e,máx}$

Donde:

- $O_{E_e,s}(po_{E_e})$:

Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio po_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.
- po_{E_e} :

Precio al que un vendedor s está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $PR_{E_e,mín}$ hasta $PR_{E_e,máx}$.
- $PR_{E_e,mín}$:

Es el menor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $PR_{E_e,máx}$:

Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $PR_{E_e,mín+1}, \dots, PR_{E_e,máx-1}$:

Son los precios de reserva declarados por todos los vendedores s según la Tabla 2, organizados de menor a mayor entre $PR_{E_e,mín}$ y $PR_{E_e,máx}$. Estos valores se

af/v

JAAAM
JZ

Por la cual se ordena 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"

expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

d) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{E_e} , y la curva de oferta agregada, OA_{E_e} , para establecer el resultado de la subasta de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{E_e}^*$, p^*), éste determinará la cantidad total de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la cantidad de energía que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la cantidad de energía que resulte de aplicar la Ecuación 5:

Ecuación 5

$$\hat{D}_{E_e,k} = D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*) - \left[\left(\sum_j D_{E_e,j}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*)}{\sum_k D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*)} \right]$$

Donde:

k : Comprador j que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 4, una disposición a pagar igual a p^* .

$\hat{D}_{E_e,k}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al comprador k . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador k declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{E_e,j}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5)

AW

JAM
Jul 2

Por la cual se ordena 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"

preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la cantidad de energía ofrecida en la subasta, $O_{E_e,s}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la cantidad de energía resultante de aplicar la Ecuación 6:

Ecuación 6

$$\hat{O}_{E_e,z} = O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*) - \left[\left(\sum_s O_{E_e,s}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)}{\sum_z O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)} \right]$$

Donde:

z : Vendedor s que declaró un precio de reserva, $PR_{E_e,z}$, igual a p^* .

$\hat{O}_{E_e,z}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al vendedor z . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor z declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e,s}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

- ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{E_e}^*$ y p^* :

Mr

JAAM
22/7/19

Por la cual se ordena 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"

- (1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima cantidad ofrecida a dicho precio como la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$.
- (2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de cantidad, esta cantidad corresponderá a la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores j , $pd_{E_e, \min}$, según lo establecido en la Tabla 5, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la cantidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{E_e}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la cantidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

- iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la cantidad total adjudicada será cero (0).
- e) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las cantidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:
- i. Hará una lista de los vendedores s del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
 - ii. Hará una lista de los compradores j del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
 - iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto E_e . Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Ans

JAAM
JZ nL

Por la cual se ordena 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”

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos E_e .

5.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

6. Procedimiento de las subastas de capacidad de transporte

6.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

6.2. Producto

Capacidad de transporte disponible, C_r , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- d) Modalidad contractual: contrato firme.
- e) Ruta, r : se deberá especificar la ruta del SNT en la que hay capacidad de transporte disponible.
- f) Duración: un (1) día.

6.3. Tamaño del producto

La capacidad del producto C_r que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD.

6.4. Capacidad de transporte disponible y precios de reserva

A más tardar a las 16:50 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre capacidad de transporte le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 8.

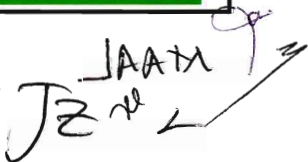
Tabla 8. Declaración de capacidades no nominadas

Ruta	Titular	Capacidad no nominada
r	v	$Q_{C_r,v}$

Donde:

- r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
- v : Titular de los derechos de la capacidad de transporte no nominada en la ruta r . Puede ser un generador térmico titular de derechos de capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor





Por la cual se ordena 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”

durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

$Q_{C_r,v}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $\hat{Q}_{C_{rt}}$. Este valor se expresará en KPCD.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los Artículos 11 y 12 de esta Resolución.

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, 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.

A cada uno de los vendedores v de cada ruta con capacidad de transporte no nominada C_r se le asignará el precio de reserva PR_{C_r} calculado por el administrador de la subasta.

A más tardar a las 16:55 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la capacidad de transporte contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué capacidad de transporte no está disponible para las subastas. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad de transporte disponible.

Si antes de las 16:55 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la capacidad de transporte no disponible, $\hat{Q}_{C_{rt}}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la capacidad de transporte no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

6.5. Publicación de la capacidad disponible

A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1, el administrador de las subastas publicará la capacidad total disponible en cada ruta, Q_{C_r} , como se señala en la Tabla 2.

Tabla 2. Capacidad total disponible

Ruta	Capacidad total, Q_{C_r}
r	$Q_{C_r} = \sum_v Q_{C_{r,v}} - \sum_t \hat{Q}_{C_{rt}}$

Donde:

IAAME
JZML

Por la cual se ordena 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”

- r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
- Q_{C_r} : Capacidad total disponible para el siguiente día de gas en la ruta r . Este valor se expresará en KPCD.
- $Q_{C_{rv}}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . Incluye la capacidad de transporte no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de capacidad de transporte. Este valor se expresará en KPCD.
- $\hat{Q}_{C_{rt}}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas, en la ruta r , cuyo titular es un generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

6.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 17:30 horas del Día D-1, los compradores de capacidad de transporte que están interesados en comprar capacidad del producto C_r enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 3.

Tabla 10. Demanda del comprador w

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{C_{rw}}(pi_{C_{rw}})$	$pi_{C_{rw}}$

Donde:

- i : Preferencia del comprador w . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).
- $D_{C_{rw}}(pi_{C_{rw}})$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $pi_{C_{rw}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.
- $pi_{C_{rw}}$: Precio que el comprador w está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{C_{rw}}(pi_{C_{rw}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD.

La capacidad $D_{C_{rw}}(pi_{C_{rw}})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, Q_{C_r} . Por su parte, el precio $pi_{C_{rw}}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

JAM

72

2

Por la cual se ordena 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”

6.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 17:30 y las 17:55 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto C_F , como se dispone a continuación:

- a) Con base en las cantidades $D_{C_F,w}(p_{C_F,w})$ y en los precios $p_{C_F,w}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto C_F , DA_{C_F} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 4.

Tabla 11. Demanda agregada del producto C_F , DA_{C_F}

Capacidad agregada, DA_{C_F}	Precio, pd_{C_F}
$\sum_w D_{C_F,w}(pd_{C_F,max})$	$pd_{C_F,max}$
$\sum_w D_{C_F,w}(pd_{C_F,max-1})$	$pd_{C_F,max-1}$
$\sum_w D_{C_F,w}(pd_{C_F,max-2})$	$pd_{C_F,max-2}$
...	...
$\sum_w D_{C_F,w}(pd_{C_F,min+1})$	$pd_{C_F,min+1}$
$\sum_w D_{C_F,w}(pd_{C_F,min})$	$pd_{C_F,min}$

Donde:

$D_{C_F,w}(p_{C_F,w})$: Capacidad del producto C_F que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $p_{C_F,w}$. Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en KPCD.

pd_{C_F} : Cada uno de los precios que los compradores w están dispuestos a pagar por el producto C_F .

JAAM
JZ

Por la cual se ordena 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”

Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{C_{r,max}}$ hasta $pd_{C_{r,min}}$.

$pd_{C_{r,max}}$: Es el mayor de los precios $pi_{C_{r,w}}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 10. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{C_{r,min}}$: Es el menor de los precios $pi_{C_{r,w}}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 10. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{C_{r,max}-1}, \dots, pd_{C_{r,min}+1}$: Son los precios $pi_{C_{r,w}}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 10, organizados de mayor a menor entre $pd_{C_{r,max}}$ y $pd_{C_{r,min}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

b) Con base en las capacidades $Q_{C_{r,v}}$ y $\hat{Q}_{C_{r,t}}$ y en los precios $PR_{C_{r,v}}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada en cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 613. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos:

iii. Establecer la curva de oferta del producto C_r para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 5.

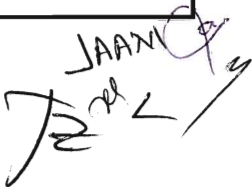
Tabla 12. Oferta de cada vendedor v

Capacidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{C_r} < PR_{C_r}$
$O_{C_{r,v}}(PR_{C_r})$	$po_{C_r} \geq PR_{C_r}$

Donde:

$O_{C_{r,v}}(PR_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio PR_{C_r} . En el caso de los generadores térmicos t esta capacidad se determinará como la diferencia entre $Q_{C_{r,t}}$ y $\hat{Q}_{C_{r,t}}$. En el caso de los demás titulares de derechos de capacidad de transporte esta capacidad será igual a $Q_{C_{r,v}}$. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_r} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.



Por la cual se ordena 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”

PR_{C_F} : Precio de reserva del producto C_F calculado por el administrador de la subasta según lo establecido en el numeral 5.4 de este anexo. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

iv. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto C_F , OA_{C_F} , la cual se formará conforme a lo establecido la Tabla 6.

Tabla 13. Oferta agregada del producto C_F , OA_{C_F}

Cantidad agregada, OA_{C_F}	Precio, po_{C_F}
$\sum_v O_{C_F,v}(PR_{C_F,min})$	$PR_{C_F,min}$

Donde:

$O_{C_F,v}(po_{C_F})$: Capacidad del producto C_F que el vendedor v está dispuesto a vender al precio po_{C_F} . Esta capacidad se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_F} : Precio al que un vendedor v está dispuesto a vender la capacidad del producto C_F .

e) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{C_F} , y la curva de oferta agregada, OA_{C_F} , para establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

iv. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común $(Q_{C_F}^*, p^*)$, éste determinará la capacidad total de transporte adjudicada, $Q_{C_F}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 3:

JAAYA
JE 22

Por la cual se ordena 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"

Ecuación 7

$$\bar{D}_{C_F, x} = D_{C_F, x}(p_{C_F, x} = p^*) - \left[\left(\sum_w D_{C_F, w}(p^*) \right) - Q_{C_F}^* \right] \times \left[\frac{D_{C_F, x}(p_{C_F, x} = p^*)}{\sum_x D_{C_F, x}(p_{C_F, x} = p^*)} \right]$$

Donde:

x : Comprador w que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 3, una disposición a pagar igual a p^* .

$\bar{D}_{C_F, x}$: Capacidad del producto C_F que se adjudica al comprador x . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{C_F, x}(p_{C_F, x} = p^*)$: Capacidad del producto C_F que el comprador x declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{C_F, w}(p^*)$: Capacidad del producto C_F que el comprador w está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_F}^*$: Capacidad total del producto C_F adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $O_{C_F, y}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 4:

Ecuación 8

$$\hat{O}_{C_F, y} = O_{C_F, y}(PR_{C_F, y} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{C_F, v}(p^*) \right) - Q_{C_F}^* \right] \times \left[\frac{O_{C_F, y}(PR_{C_F, y} = p^*)}{\sum_y O_{C_F, y}(PR_{C_F, y} = p^*)} \right]$$

Donde:

y : Vendedor v que declaró un precio de reserva, $PR_{C_F, y}$, igual a p^* .

4/15

JAAMI
FE 11 JUL 2019

Por la cual se ordena 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"

$\hat{Q}_{C_F, y}$: Capacidad del producto C_F que se adjudica al vendedor y . Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_F, y}(PR_{C_F, y} = p^*)$: Capacidad del producto C_F que el vendedor y declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_F}(p^*)$: Capacidad del producto C_F que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_F}^*$: Capacidad total del producto C_F adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

v. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{C_F}^*$ y p^* :

(5) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, éste precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_F}^*$.

(6) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_F}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores w , $pd_{C_F, \min}$, según lo establecido en la Tabla 4, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{C_F}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

vi. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las capacidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de la subastas:

9/15/19

JAM
7/2/19

Por la cual se ordena 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"

iv. Hará una lista de los vendedores v del producto C_p dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la venta.

v. Hará una lista de los compradores w del producto C_p dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la compra.

vi. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores capacidades residuales del producto C_p . Si a un comprador se le asignó una capacidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos C_p .

6.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.##".


MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente


CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

445

JAAAN
JAAAN