



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 072 DE 2018

(18 JUN. 2018)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en 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 las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, así como de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual ha sido compilado por el Decreto 1078 de 2015, 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 su sesión No. 858 del 18 de junio de 2018, aprobó hacer público el proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Hágase público el proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en 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 dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la publicación de la presente resolución en la página *web* de la

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

Comisión de Regulación de Energía y Gas, remitan sus observaciones o sugerencias sobre el proyecto de resolución. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto el Decreto 1078 de 2015.

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

ARTÍCULO 5. Contra la presente resolución no procede recurso alguno.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá DC, a 18 JUN. 2018


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente *med*


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo





Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en 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 las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994.

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

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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 parágrafo 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”.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos.

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en 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 RUT se prevé la existencia del mercado secundario de suministro y de transporte de gas, el cual se basa en los sistemas de información implementados por cada transportador a través de los boletines electrónicos de operaciones.

El mercado secundario previsto en la regulación es físico, de tal forma que su desarrollo depende de las gestiones que realizan los propios participantes de mercado que cuentan con excedentes y aquellos que tienen desbalances en sus compras.

De conformidad con lo dispuesto en el parágrafo 2 del artículo 5 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, corresponde a la CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 13 de dicho Decreto, definir los mecanismos que permitan a quienes atiendan la demanda esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere dicho artículo.

El Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, en su artículo 11, dispone que la CREG establecerá los mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta, PTDV, y de las cantidades importadas disponibles para la venta, CIDV, conforme a los lineamientos establecidos en dicha norma.

En el artículo 13 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 se establecen los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización, determinándose que la CREG “deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes”.

El artículo 14 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 establece que “con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación”. Así mismo, determina que los contratos de suministro y/o transporte, que a la fecha de expedición de dicho Decreto se encuentren en ejecución, no serán modificados por efectos de esta disposición, salvo que se

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

prorroque su vigencia, caso en el cual la prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

El artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 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)añalar 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”.

Con base en lo anterior la CREG adoptó la Resolución CREG 089 de 2013 “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”

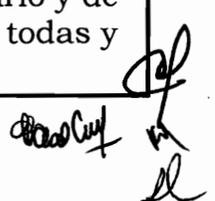
En desarrollo de la ejecución de la Resolución CREG 089 de 2013, se efectuaron modificaciones a la misma, las cuales se adoptaron mediante las resoluciones CREG 124 de 2013, 151 de 2013, 204 de 2013, 089 de 2014, 122 de 2014, 159 de 2014, 022 de 2015, 032 de 2015, 088 de 2015, 105 de 2015, 139 de 2015, 140 de 2015, 143 de 2015, 213 de 2015, 218 de 2015, 070 de 2016, 137 de 2016, 168 de 2016, 001 de 2017, 060 de 2017 y 081 de 2017.

Con posterioridad y mediante la expedición de la Resolución CREG 114 de 2017 se compiló y derogó la Resolución CREG 089 de 2013 y sus modificaciones con el fin de facilitar su aplicación y consulta por parte de todos los interesados que hacen parte del sector de gas natural en Colombia, toda vez que todas estas disposiciones se entienden incluidas en la presente resolución.

Con base en lo anteriormente manifestado y de acuerdo con los análisis realizados, los cuales más adelante serán objeto de desarrollo detallado en el presente documento, se observa que existen unos problemas en el desempeño del mercado secundario relacionados con una presunta información incompleta de todo lo que en el mismo se ejecuta, así como, se dan unos altos costos en las transacciones, los cuales se originan en la rigidez de los contratos que en este momento se encuentran contemplados en la regulación.

Como posibles causas de los problemas detectados, se encuentran la forma como se vienen gestionando los desbalances operativos de gas natural por parte de los agentes, el diseño del mercado secundario y el nuevo diseño del mercado primario (la forma en que operan los contratos C1 y C2) y como último está la imposibilidad de contrastar la información operativa vs la información comercial.

En consecuencia, se observa la necesidad de ajustar el manejo de información referente al volumen de cantidades de excedentes y faltantes derivadas del mercado primario, evitar que los agentes no acudan al mercado secundario y de ésta forma contar con un mercado transparente, que refleje el estado de todas y cada una de las transacciones que en el mercado se realicen.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Adiciónense los siguientes numerales al artículo 9 de la Resolución CREG 114 de 2017:

11. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
12. Contrato de opción de compra de gas.

ARTÍCULO 2. Modifíquese el artículo 13 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará así:

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 en las fuentes de suministro, en el SNT o en sistemas de distribución, 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 los contratos con interrupciones, no podrá ser superior a:

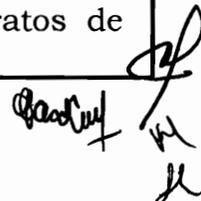
1. Cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de suministro de gas natural.
2. Ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de transporte de gas natural.

Parágrafo 1. La CREG podrá reducir gradualmente las duraciones máximas señaladas en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para reducir las duraciones permisibles 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 en las fuentes de suministro, en el SNT o en sistemas de distribución, 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 3. Modifíquese el artículo 25 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará así:

Artículo 25. Negociación de contratos de largo plazo. En los casos no previstos en el Artículo 22 de esta Resolución, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán pactar directamente el suministro de gas natural, dentro del plazo que establezca la CREG, únicamente mediante contratos de



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

suministro firme CF95, firmeza condicionada y opción de compra, cuya duración sea de tres (3) o más años.

Durante el primer semestre de cada año, la Dirección Ejecutiva de la CREG establecerá mediante circular el cronograma de toda la comercialización para el respectivo año.

El cronograma que se menciona en este artículo deberá establecer la fecha en que los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución deberán declarar al gestor del mercado la oferta de PTDVF u oferta de CIDVF, según sea el caso.

La oferta de PTDVF o la oferta de CIDVF deberá ser igual o inferior al valor vigente de la PTDV o CIDV, según corresponda, aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento del Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

El gestor del mercado hará pública esta información con el fin de poder realizar las negociaciones directas de contratos CF95, firmeza condicionada y opción de compra de largo plazo, cuyas cantidades de energía negociadas no podrán ser superiores a las declaradas al gestor del mercado.

En el mencionado cronograma la CREG establecerá la ventana de fechas para registrar ante el gestor del mercado los contratos suscritos como resultado de las negociaciones directas. Después de esta fecha no se podrán registrar contratos bajo negociaciones directas.

En las negociaciones a las que se hace referencia en el presente artículo sólo se podrán suscribir contratos de suministro firme CF95, firmeza condicionada y opción de compra, de que trata el numeral 1 del Artículo 9, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución.

Para la suscripción de los contratos de suministro se deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Los contratos de suministro destinados a atender demanda regulada deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa o el 1 de diciembre del año siguiente al del año de la negociación. Como fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año que corresponda.
- b) Los contratos de suministro destinados a atender demanda no regulada deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: i) cualquier momento del año comprendido entre el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa y el 30 de junio del año inmediatamente siguiente o; ii) el 1 de diciembre del año siguiente al del año de la negociación. La fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año en que se cumpla el plazo del contrato.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

En cualquier caso, el precio del gas al momento de iniciar el suministro deberá corresponder al precio pactado por las partes al momento de la suscripción del contrato.

ARTÍCULO 4. Modifíquese el artículo 30 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

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, 13, 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 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.

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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 o de la capacidad contratada.

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

ARTÍCULO 5. Modifíquese el artículo 31 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

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

Parágrafo. Para efectos de la declaración de la información de que trata el numeral 2 del Anexo 2 de esta Resolución los vendedores y los compradores del mercado secundario deberán disponer de la evidencia escrita de los contratos a los que se hace referencia en este artículo.

ARTÍCULO 6. Modifíquese el artículo 32 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

Artículo 32. Puntos estándar de entrega y Puntos de formación de precios.

A. Puntos estándar de entrega. En los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario se deberá pactar el punto estándar de entrega, establecido en listado que adoptará la CREG en circular aparte.

En todo caso, dichos puntos de entrega deben corresponder a: i) un punto de transferencia de custodia entre el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado, y el transportador cuando se trate de puntos de entrada al sistema de transporte; ii) un punto de transferencia de custodia entre el transportador y el vendedor del mercado secundario cuando se trate de puntos de salida del sistema de transporte; iii) un punto de transferencia entre transportadores; o iv) un punto de inicio o terminación del servicio de transporte.

B. Puntos de formación de precios: La CREG publicará en circular aparte los puntos de formación de precios y la forma en la que se calcularán. El gestor del mercado calculará y publicará, en el BEC, la estimación para cada punto de formación de precios a partir de los precios registrados en cada punto estándar de entrega.

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

Parágrafo 1. El vendedor deberá entregar el gas en el punto estándar de entrega donde lo ofreció y deberá asumir los costos para transportar el gas hasta ese punto.

Parágrafo 2. Lo establecido en este artículo no cobijará a los contratos ofrecidos a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo de que tratan los Artículos 44 y 45 de esta Resolución.

Parágrafo 3. La transferencia de propiedad del gas entre el vendedor y el comprador del mercado secundario deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la circular que la CREG publique para estos efectos.

Parágrafo 4. En caso de que el gas no sea inyectado al SNT, se deberá reportar como punto estándar de entrega el código de la División Político-administrativa -Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística -DANE del centro poblado en el que el vendedor entregue el gas; si el vendedor entrega el gas en boca de pozo el punto estándar de entrega será el campo.

ARTÍCULO 7. Modifíquese el artículo 49 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

Artículo 49. Negociación de contratos de suministro con interrupciones. Los contratos de suministro con interrupciones se negociarán mediante subastas o negociaciones directas así:

A. Negociación de contratos con interrupciones mediante subastas:

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17, 33, 18 y 34 de esta Resolución sólo podrán negociar la compraventa de gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones a través de subastas mensuales. Estas subastas se realizarán el penúltimo día hábil de cada mes para cada 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, y se regirán por el reglamento establecido en el anexo 9 de esta Resolución.

B. Negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas:

Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que hace referencia los Artículos 33 y 34 de esta Resolución podrán negociar directamente contratos con interrupciones en cualquier momento del año mediante las siguientes reglas:

1. Duración: el contrato deberá tener una duración mínima de 1 mes y máxima de 12 meses. En cualquier caso, su ejecución deberá iniciar antes de la finalización del año de gas en que se realice el registro, comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año calendario siguiente.

[Handwritten signature]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017"

2. Precio: las partes deberán pactar un precio máximo expresado en USD por MBTU. Este precio será único y no se actualizará durante el periodo de duración del contrato.
3. Cantidades: las partes deberán acordar las cantidades máximas del contrato en MBTUD.
4. Ejecución:
 - a) En el día D-1, antes del inicio del ciclo de nominación de suministro, las partes fijarán la cantidad de gas en MBTU a entregar por parte del vendedor durante el día de gas y los puntos de entrega. El vendedor tendrá en cuenta esta información para realizar la nominación para el día de gas.
 - b) Durante el día de gas las partes podrán acordar modificar las cantidades y los puntos de entrega, en todo caso sujeto al proceso de renominaciones.
 - c) Durante el día D+1 las partes determinarán las cantidades de gas en MBTU autorizadas por el vendedor durante el día de gas y liquidarán el valor total por punto de entrega de esas cantidades en dólares americanos. La cantidad autorizada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.
5. Reporte de información al gestor del mercado:
 - a) Información del contrato: las partes deberán reportar al gestor del mercado la información de los contratos según lo dispuesto en el Anexo 2 de la presente Resolución. Este contrato deberá estar registrado ante el gestor del mercado 7 días calendario antes del día de inicio de ejecución.
 - b) Información de ejecución del contrato: a más tardar el día D+1 las partes deberán declarar al gestor del mercado las cantidades en MBTU autorizadas por el vendedor, el punto de entrega, el precio unitario expresado en USD/MBTU determinado a partir de la información del literal c) del numeral 4 del literal B del presente artículo y el tipo de demanda atendida. La cantidad autorizada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.

Parágrafo 1. De manera transitoria, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17, 33, 18 y 34 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones con una vigencia no mayor al último día del mes en que inicie el período de vigencia de la obligación de prestación de los servicios a cargo del gestor del mercado.

[Handwritten signature]
oficio Cuf
+
M
H

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

Parágrafo 2. De conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique complemente o sustituya, los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución podrán negociar directamente el suministro 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 mediante la modalidad de contratos con interrupciones, sin sujetarse a lo dispuesto en el Anexo 9 de esta Resolución.

Parágrafo 3. Los comercializadores de gas natural importado podrán negociar directamente con los generadores térmicos el suministro del gas natural, con destino a la atención de la demanda del sector térmico, mediante la modalidad de contratos con interrupciones. Estos contratos tendrán duración mensual. Solamente en este caso los comercializadores de gas natural importado no estarán obligados a dar aplicación a lo dispuesto en el Anexo 9 de esta Resolución.

Parágrafo 4. Los contratos con interrupciones a los que se hace referencia en:

- i. El parágrafo 2 del artículo 7, el parágrafo del artículo 10, el numeral 3 del artículo 13 y el numeral 3 del artículo 14 de la Resolución CREG 123 de 2017.
- ii. Los contratos con interrupciones pactados entre el 15 de agosto de 2013 y la entrada en vigencia de la presente resolución.

Se entenderán como contratos con interrupciones negociados mediante subastas, a los que hace referencia el literal A del presente artículo.

Parágrafo 5. Para los contratos de negociaciones bilaterales que inicien el primero de diciembre del siguiente año de gas, se deberán registrar entre el 20 y 23 de noviembre del año de gas vigente.

ARTÍCULO 8. Modifíquese el artículo 51 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

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 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.

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

ARTÍCULO 9. Modifíquese el numeral v del literal a del numeral 1.1 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

- 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.

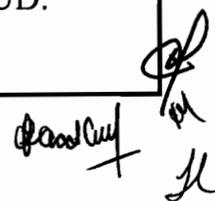
ARTÍCULO 10. Modifíquese el numeral 2.1 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará de la siguiente forma

- 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 por recopilar para todas las modalidades señaladas en el artículo 30 de la presente Resolución. De esta disposición se exceptúan los contratos con interrupciones a través de negociaciones directas.
 - 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.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

- 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 intradiarios también se deberá declarar la hora de inicio.
- ix. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos intradiarios 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.

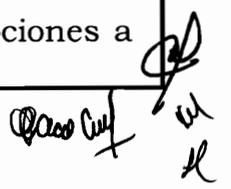
La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

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 por recopilar de los contratos con interrupciones a través de negociaciones directas



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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:

- 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. Precio máximo 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 2 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:



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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 total 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 máximo 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.

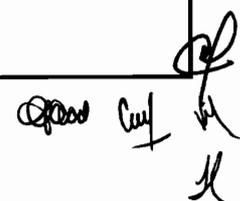
Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con la ejecución del contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación 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. 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.

ARTÍCULO 11. Modifíquese el numeral 4.1 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará de la siguiente forma:

4.1. Recopilación de información operativa



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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 calendario siguiente al día de gas, 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. 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, expresada 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 calendario siguiente al día de gas, 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

[Handwritten signature]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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 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 directa (i.e. punto con telemetría) o indirecta (i.e. punto sin telemetría). En caso de medición indirecta, la información reportada estará sujeta a verificación por parte del transportador durante los siguientes 30 días calendario.

En el punto de salida donde haya más de un contrato el transportador declarará al gestor la medición real y 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.

- c) Entregas a usuarios finales

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los comercializadores y los distribuidores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

- 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 párrafo 9 del artículo 53 de la presente resolución, el responsable de la cuenta de balance deberá reportar al gestor las cantidades tomadas en el punto de salida por cada remitente, de conformidad con la asignación de medición acordada.

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.

- 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 realizada en el día D-1, 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

[Handwritten signature]
Oficial Cuf
18/6/18

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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 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, gas natural vehicular comprimido 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 realizada en 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.
 - Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo (dato final después de la renominaciones) para el día de gas 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, gas natural vehicular comprimido u otros.

Cuando el productor-comercializador o el comercializador de gas importado no dispongan de la información para declarar al gestor la energía por sectores, estos participantes del mercado podrán exigir que en la nominación el comprador les presente una estimación de la desagregación por sectores de consumo de la energía nominada.

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

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

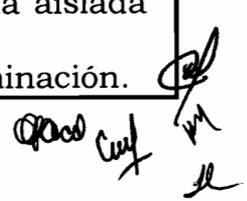
e) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas

i. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día D+1, 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, gas natural vehicular comprimido 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.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

- Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo (dato final después de la 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, gas natural vehicular comprimido u otros.

Esta información se declarará únicamente cuando haya renominaciones.

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 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 (menor, aislado, pruebas extensas, yacimiento no convencional, nuevo campo y otros).
- 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 (e.g. porque entrega gas a sistemas de transporte de gas natural comprimido) el nombre del punto de entrada será igual al nombre de la fuente.

ARTÍCULO 12. Adiciónense los numerales 8 y 9 al anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

8. Indicadores del mercado secundario (MS)

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
MS1	$\frac{\text{Autorizado}G_D}{\text{Autorizado}G_{D-1}}$	<p><i>Autorizado_D</i>: Cantidad de energía autorizada (MBTU) durante el día de gas para cada remitente por fuente, de acuerdo con lo establecido en el numeral ii del literal d, del numeral 4.1, del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p><i>Autorizado_{D-1}</i>: Cantidad de energía autorizada (MBTU) durante el día D-1 para cada remitente por fuente. lo establecido en el numeral i del literal d, del numeral 4.1, del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p>Este indicador debe calcularse por fuente y remitente.</p> <p>Periodicidad de cálculo: diario, en el día D+1.</p>	Los indicadores por fuente para el público general y los indicadores por remitente para la SSPD, SIC y CREG
MS2	$\frac{\text{Autorizada}G_D}{\text{Contratada}G_D}$	<p><i>Autorizada_D</i>: Cantidad de energía autorizada (MBTU) durante el día D para cada productor por fuente, de acuerdo con lo establecido en el numeral ii del literal d, del numeral 4.1, del anexo 2 de la presente resolución</p> <p><i>Contratada_D</i>: Cantidad total de energía contratada en contratos que garanticen firmeza (MBTU) durante el día D para cada productor por fuente, de acuerdo con lo establecido en el literal a, del numeral 1.1 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p>Este indicador debe calcularse por fuente y productor.</p> <p>Periodicidad de cálculo: diario, en el día D+1.</p>	Los indicadores por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MS3	$\frac{(\text{Valor facturado})}{\frac{Q_{\text{ejecución}}}{P_{\text{max}}}}$	<i>Valor facturado</i> : valor mensual facturado por la cantidad autorizada durante el mes	Solo será visible para la SSPD, SIC y CREG

Handwritten signatures and initials at the bottom right of the page.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el literal b, del numeral 2.1 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p><i>Q_{ejecución}</i>: cantidad de energía (MBTU) de ejecución mensual del contrato con interrupciones a través de negociaciones directas, de acuerdo con lo establecido en el literal b, del numeral 2.1 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p><i>P_{max}</i>: Precio máximo pactado en el contrato con interrupciones a través de negociaciones directas de acuerdo con lo establecido en el literal b, del numeral 2.1 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p>Periodicidad de cálculo: Todos los meses.</p>	
MS4	$\frac{Q_{ejecución}}{Q_{max}}$	<p><i>Q_{ejecución}</i>: cantidad de energía (MBTU) de ejecución mensual del contrato con interrupciones a través de negociaciones directas, de acuerdo con lo establecido en el literal b, del numeral 2.1 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p><i>Q_{max}</i>: cantidad de energía (MBTU) máxima pactada en el contrato con interrupciones a través de negociaciones directas, de acuerdo con lo establecido en el literal b, del numeral 2.1 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p>Periodicidad de cálculo: Todos los meses.</p>	Solo será visible para la SSPD, SIC y CREG
MS5	$\frac{AutorizadoT_D}{AutorizadoT_{D-1}}$	<p><i>AutorizadoT_D</i>: Cantidad de energía autorizada (MBTU) durante el día D para cada tramo regulatorio de transporte por remitente, de acuerdo con lo establecido en el numeral ii del literal e, del numeral 4.1, del anexo 2 de la presente resolución</p>	Los indicadores por tramo regulatorio para el público general y los indicadores por remitente para la SSPD, SIC y CREG

[Handwritten signature]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p><i>AutorizadoT_{D-1}</i>: Cantidad de energía autorizada (MBTU) durante el día D-1 para cada tramo regulatorio de transporte por remitente, de acuerdo con lo establecido en el numeral i del literal e, del numeral 4.1, del anexo 2 de la presente resolución</p> <p>Este indicador debe calcularse por fuente y remitente.</p> <p>Periodicidad de cálculo: diario, en el día D+1.</p>	
MS6	$\frac{\text{Autorizada}T_D}{\text{Contratada}T_D}$	<p><i>AutorizadoT_D</i>: Cantidad de energía autorizada (MBTU) durante el día D para cada tramo regulatorio de transporte por remitente, de acuerdo con lo establecido en el numeral ii del literal e, del numeral 4.1, del anexo 2 de la presente resolución</p> <p><i>ContratadaT_D</i>: Capacidad contratada, expresada en su equivalente en energía (MBTUD) para el día D y para cada tramo regulatorio de transporte por remitente, de acuerdo con lo establecido en el literal a, del numeral 1.2 del anexo 2 de la presente resolución.</p> <p>Este indicador debe calcularse por tramo y remitente.</p> <p>Periodicidad de cálculo: diario, en el día D+1.</p>	<p>Los indicadores por tramo regulatorio para el público general y los indicadores por remitente para la SSPD, SIC y CREG</p>

9. Codificación 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 reportar 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

[Handwritten signature]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017”

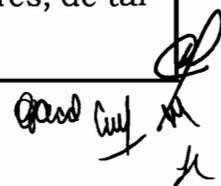
actualización, la siguiente información para todos los tramos del SNT que corresponda:

- 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 asociado, de acuerdo con aquellos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.
 - Un diagrama donde se relacione la información anterior.
- ii. Para cada (i) punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal; (ii) 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) punto sobre sistema donde se ubica una estación de compresión; (iv) punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores; el transportador declarará 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 gestor del mercado.

b) Unificación de puntos de entrada y de salida del 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 sistema donde se ubica una estación de compresión y punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores del SNT reportada por los transportadores, de tal modo que sean únicos y fácilmente identificables.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017"

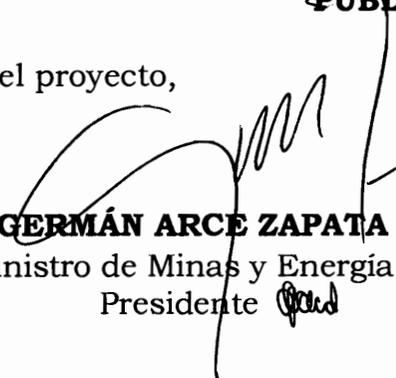
Esta codificación seguirá una numeración secuencial, y deberá ser publicada en el BEC.

- c) 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 el Anexo 2 de la presente resolución.

ARTÍCULO 13. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente 


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo 

