



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 021 DE 2019**

( 12 FEB. 2019 )

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

**LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013, 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”.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 142 de 1994, como en la Ley 401 de 1997 la CREG cuenta con todas las competencias en lo relacionado con la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible.

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.

De acuerdo con lo dispuesto en los artículo 11 y siguientes del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, corresponde a la CREG, definir los mecanismos que permitan a quienes atiendan la demanda esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural, establecer 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, establecer los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización, incluidas sus formas contractuales.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

El Decreto 1710 de 2013, compilado por el Decreto 1073 de 2015, establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, señalar 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, así como los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista

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.

La Comisión ha observado que existen algunas problemáticas en el desempeño del mercado mayorista que hace necesario revisar la regulación adoptada mediante la Resolución CREG 114 de 2017.

Con base en los análisis internos de la CREG, la Comisión, dando cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y al reglamento interno de la CREG contenido en la Resolución CREG 039 de 2017, ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que por la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, mediante la Resolución CREG 072 de 2018, junto con el Documento CREG-056 de 2018, la cual fue sometida a consulta por un periodo de 15 días calendario a partir de su publicación en la página web de la Comisión.

En el proceso de consulta mediante la Resolución CREG 072 de 2018 se propusieron los siguientes aspectos:

- 1) Flexibilizar la duración, la fecha de inicio y la fecha de terminación de los contratos firmes bilaterales del mercado secundario.
- 2) Incorporar un contrato con interrupciones para negociar de manera bilateral en el mercado secundario.
- 3) Incorporar el contrato de transporte con firmeza condicionada en el mercado secundario.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

- 4) Flexibilizar la fecha de inicio de contratos de largo plazo negociados bilateralmente en el mercado primario.
- 5) Incorporar los contratos de suministro con firmeza condicionada y opción de compra de gas en el mercado primario de suministro de gas.
- 6) Declarar al gestor del mercado información operativa y contractual del contrato con interrupciones negociado bilateralmente, información de nominaciones y renominaciones e información para unificar puntos en el sistema nacional de transporte de gas.
- 7) Establecer una regla general para determinar puntos estándar de entrega de gas en el mercado secundario y puntos de formación de precios en este mercado.
- 8) Fijar indicadores del mercado primario y secundario.
- 9) Ajustar las reglas sobre duración permisible para suspensiones del servicio por mantenimientos programado.

Como resultado del proceso de consulta se recibieron comentarios de diversos participantes del mercado e interesados en la regulación. Dentro de los análisis de esos comentarios y de la regulación misma se observó la necesidad de dejar en estudio los temas relacionados con los *indicadores del mercado primario y secundario* y con el *ajuste en las reglas sobre duración permisible para suspensiones del servicio por mantenimientos programados*, consultados mediante la Resolución CREG 072 de 2018, los cuales serán objeto de posteriores análisis. Las respuestas a los comentarios relacionados con los temas incluidos en la parte resolutive de la presente resolución están contenidas en el Documento CREG No.013 de febrero 12 de 2019, el cual es parte integrante de la presente resolución.

Según lo previsto en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, compilado por el Decreto 1078 de 2015, concordante con el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente, garantizándose de esta manera la participación de todos los agentes del sector y demás interesados.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto compilatorio 1074 de 2015 la Comisión realizó el correspondiente cuestionario, el cual arrojó que es necesario informar a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre la expedición de la presente resolución.

Mediante comunicación con radicado S-2019-001288 de febrero 1 de 2019, se envió respuesta por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio. Las observaciones que se presentaron fueron las siguientes:

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

- **Evaluar la necesidad de la inclusión del indicador de formación de precios y en todo caso, tomar las precauciones necesarias en su diseño tendientes a mitigar el riesgo de ocurrencia de conductas contrarias a la libre competencia económica.**
- **Aclarar que el alcance del concepto "indicador de formación de precios" se limita al mercado secundario de gas.**
- **Remitir a esta Superintendencia, para su revisión en sede de abogacía de la competencia, el proyecto de circular por el cual se establezca la metodología para el cálculo de los indicadores de formación de precios.**
- **Tener en cuenta las recomendaciones realizadas por la Superintendencia de Industria y Comercio en materia de publicación de información, tal como se estableció en la parte considerativa del presente concepto.**
- **Permitir que, tanto en los casos que se atiende demanda regulada como aquellos que se atiende demanda no regulada, la fecha de inicio del suministro pueda tener lugar en cualquier momento entre el 1 de diciembre del año de la negociación y el 30 de junio del año siguiente o el primero 1 de diciembre del año siguiente.**

Al respecto y de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, nos permitimos dar respuesta a cada uno de ellos así:

Respecto del índice de formación de precios y conforme a los comentarios realizados por la SIC en sus cuatro primeros ítems, la Comisión considera que la información de formación de precios es necesaria para la toma de decisiones de los actores y el adecuado funcionamiento del mercado en todas sus instancias, y no solo en el mercado secundario, y que es por lo tanto un aspecto que debe mantenerse en la regulación. Sin embargo, en el análisis tendremos en cuenta las recomendaciones que se manifiestan por parte de la SIC sobre la conveniencia de publicar información específica, a la luz de los riesgos de que faciliten comportamientos contrarios a la competencia. En el momento de decidir sobre la expedición de la regulación, la Comisión evaluará de acuerdo con lo establecido por la ley la pertinencia de enviarlo para concepto de Abogacía de la Competencia.

Frente a la recomendación de que tanto la demanda no regulada como la regulada puedan iniciar contratos de suministro en el 1 de diciembre y el 30 de junio del año siguiente o el 1 de diciembre del año siguiente, observamos lo siguiente:

- Para el mercado regulado la restricción existe y su conveniencia ya fue objeto de pronunciamiento por parte de la SIC. Por lo tanto, no es una restricción adicional.
- Sin perjuicio del análisis que originó la restricción de fechas de inicio de contrato, para el caso del mercado no regulado, la Comisión considera pertinente flexibilizar la incorporación de la medida en la regulación, toda

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

vez que las variaciones en los consumos de los usuarios de ese mercado pueden ser muy altas por diversas razones, situación que no se presenta para la demanda regulada. Por lo tanto, nos apartamos en este sentido del concepto proferido por la SIC.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la Sesión No. 903 del 12 de febrero de 2019.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Adiciónese la siguiente definición al artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017:

**Indicador de formación de precios:** valor indicativo determinado a partir de información de precios de un conjunto de puntos estándar de entrega.

**Artículo 2.** Adiciónense los siguientes contratos en el 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 3.** Modifíquese el artículo 23 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará así:

**Artículo 23. Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año.** En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el Artículo 22 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos de suministro a los que se hace referencia en los numerales 1, 2, 3, 7, 8, 11 y 12 del Artículo 9, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que éstas acuerden.

**Parágrafo.** De esta disposición se exceptúan los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en el literal b) del numeral 1 y en el literal a) del numeral 2 del Artículo 22 de esta Resolución. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren.

**Artículo 4.** 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 suministro firme CF95, firmeza condicionada y opción de compra, cuya duración sea de tres (3) o más años.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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 tratan los numerales 1, 11 y 12 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 deberán 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.

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.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

**Artículo 5.** Modifíquese el artículo 30 de la Resolución CREG 114 de 2017 el cual quedará así:

**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 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 o de la capacidad contratada.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

**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 6.** Modifíquese el artículo 31 de la Resolución CREG 114 de 2017 el cual quedará así::

**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 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 7.** Modifíquese el artículo 32 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

**Artículo 32. Puntos estándar de entrega e indicadores de formación de precios.**

**A. Puntos estándar de entrega.** En los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario, distintos de los contratos con interrupciones negociados como se establece en el literal B del Artículo 49 de la presente Resolución, se deberá pactar el punto estándar de entrega, establecido en listado que adoptará la CREG en circular de la Dirección Ejecutiva.

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. Indicadores de formación de precios:** Mediante circular la Dirección Ejecutiva de la CREG definirá el conjunto de puntos estándar de entrega que se utilizarán para cada indicador. Asimismo, se definirá la metodología que se debe utilizar para el cálculo de los indicadores.



Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

Una vez la Dirección Ejecutiva de la CREG defina el conjunto de puntos estándar de entrega que se utilizarán para cada indicador y la metodología a utilizar para el cálculo de los indicadores, el gestor del mercado calculará y publicará en el BEC los indicadores de formación de precios, con base en la información registrada por los participantes del mercado para cada punto estándar de entrega.

**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.

**Parágrafo 5.** En la ejecución de los contratos con interrupciones negociados bilateralmente, como se establece en el literal c) del numeral 4 del literal B del Artículo 49 de la presente Resolución, las partes definirán los puntos estándar de entrega, los cuales deberán corresponder a los puntos estándar listados en la circular que la CREG publique para estos efectos.

**Artículo 8.** Modifíquese el artículo 49 de la Resolución CREG 114 de 2017 el cual quedará así:

**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.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

**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.
2. Precio: las partes deberán pactar un precio único expresado en dólares americanos por MBTU y no se actualizará durante el plazo de duración del contrato.
3. Cantidades: las partes deberán acordar la cantidad máxima contratada 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 estándar 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 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 dólares americanos por MBTU

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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.

**Parágrafo 2.** De conformidad con lo establecido en el parágrafo del 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 importado podrán negociar directamente con los generadores térmicos el suministro del gas natural, con destino a la atención de la demanda de generadores termoeléctricos, 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 2013 y;
- 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.** Los contratos con interrupciones negociados a través de negociaciones directas que inicien el primero de diciembre del siguiente año de gas se deberán registrar entre el 20 y el 25 de noviembre del año de gas vigente.

**Artículo 9.** Modifíquese el artículo 51 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará así:

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

**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 10.** 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 11.** Modifíquese el numeral 2.1 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará así:

- 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

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

- 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.
  - 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.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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:

- 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

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

- 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.

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.

**Artículo 12.** 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

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

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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. 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 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



Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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.

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

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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, 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.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

- 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, 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,

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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.

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

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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.
- 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.

**Artículo 13.** Adiciónese el numeral 8 al anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017 así:

**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

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

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 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.

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 este Anexo.

**Artículo 14. Declaración de información sobre nominaciones.** Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los transportadores tendrán hasta tres meses, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, para declarar al gestor del mercado, por primera vez, la información de que tratan los literales d) y e) del numeral 4.1 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, adicionados mediante la presente resolución.

**Artículo 15. Declaración de información para unificar puntos del SNT.** Los transportadores tendrán hasta tres meses, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, para declarar al gestor del mercado, por

Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017

primera vez, la información de que trata el numeral 8 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, adicionado mediante la presente resolución.

**Parágrafo.** Una vez los transportadores declaren por primera vez la información al gestor del mercado, el gestor dispondrá de un mes para dar cumplimiento a lo estipulado en el literal b) del numeral 8 del anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017. Cada vez que exista una modificación o actualización a esta información por parte de los transportadores, el gestor hará la respectiva actualización y publicación en el BEC.

**Artículo 16. Reportes a la CREG a cargo del gestor.** En cualquier momento la Comisión podrá requerir al gestor del mercado el reporte y análisis de información sobre el desempeño del mercado mayorista de gas natural.

**Artículo 17. Transición.** Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17 y 18 de la Resolución CREG 114 de 2017 podrán pactar directamente el suministro de gas, a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución y hasta el 30 de junio de 2019, mediante contratos de suministro con firmeza condicionada y contratos de opción de compra de gas de cualquier duración que no pase del 30 de noviembre de 2019.

**Artículo 18. Vigencia.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C.



**MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO**  
Ministra de Minas y Energía  
Presidente



**CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA**  
Director Ejecutivo

