

- Tipo de documento
- Sector
- Origen aportes
- Tipo de aportes
- Fecha de aportes
- Capital suscrito
- Cuotas
- Porcentaje de participación
- Valor aportes capital
- Observaciones
- Valor aporte

Parafiscales

- Tipo de documento
- Número de documento
- Nombre completo de la persona
- Perfil
- Año y Mes
- ARL
- Pensión
- EPS
- CCF
- Anexo soporte consolidado parafiscales

(C. F.).

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES**Comisión de Regulación de Energía y Gas****RESOLUCIONES****RESOLUCIÓN NÚMERO 102 015 DE 2025**

(enero 30)

por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos número 1524 y 2253 de 1994, 1260 de 2013, 1073 de 2015; y,

CONSIDERANDO QUE:

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

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

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

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

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

El párrafo del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, señala que: “Las actividades que inciden determinadamente en la correcta prestación de los servicios públicos se podrán asimilar a alguna de las actividades principales o complementarias que componen las cadenas de valor de los servicios públicos. En consecuencia, quienes desarrollen tales nuevas actividades quedarán sometidos a la regulación, inspección, vigilancia y control por parte de las Comisiones de Regulación respectivas y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, respectivamente. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios definirá cuándo aplica dicha asimilación y la obligación de constituirse como Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios.”

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.

El artículo 139 de la Ley 142 de 1994 establece que no es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno.

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

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

Los Códigos Civil y de Comercio regulan los contratos de suministro, compraventa y transporte.

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.

El artículo 996 del mismo Código establece que, cuando el transporte se pacte en forma de suministro, se aplicarán las reglas relativas al contrato de suministro, entre ellas el artículo 978 referido.

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 artículo 5° del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se establece que “Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 8° de este decreto y que se destinen

para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías, tendrán el tratamiento de contratadas para los efectos del mencionado artículo”.

De conformidad con lo dispuesto en el párrafo 2° del artículo 5° del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 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.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 11 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, 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 12 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se establecen las actividades exceptuadas de los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de la CIDV que establezca la CREG.

En el artículo 13 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 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”.*

En el artículo 14 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se 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 prorrogue su vigencia, caso en el cual la prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

En el artículo 21 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se establece que, cuando la CREG lo solicite, el Consejo Nacional de Operaciones de Gas (CNOG), expedirá los acuerdos y protocolos operativos que se requieran.

En el párrafo del artículo 22 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se establece que la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.

Conforme al artículo 4° del Decreto número 1260 de 2013, corresponde a la CREG establecer la metodología para seleccionar y remunerar los servicios del gestor del mercado de gas natural, asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos, así como la experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. También corresponde a la CREG definir el alcance de los servicios a cargo del gestor del mercado de gas natural, responsable de facilitar las negociaciones y de recopilar y publicar información operativa y transaccional del mercado de gas natural.

En el artículo 1° del Decreto número 1710 de 2013, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se precisa que, al expedir el reglamento de operación del Mercado Mayorista de gas natural, la CREG podrá *“(e)stabilir los lineamientos y las condiciones de participación en el Mercado Mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el Mercado Mayorista”* y *“(s) eñalar la información que será declarada por los Participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del Mercado Mayorista de gas natural”.*

En el artículo 2° del Decreto número 1710 de 2013, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, se dispuso que *“(l)a CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del Mercado Mayorista de gas natural de que trata el literal c del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. Estas reglas y condiciones deberán asegurar la neutralidad, transparencia, objetividad e independencia del gestor, así como su experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, la CREG determinará la forma y remuneración de los servicios del gestor”.* También dispuso que *“(l)a CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre competencia”.*

Conforme al artículo 17 del Decreto número 2100 de 2011, compilado por el Decreto número 1073 de 2015, corresponde a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elaborar un plan indicativo de abastecimiento de gas natural con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con el Decreto número 2121 de 2023, la UPME tiene a su cargo, entre otros, la planeación de las alternativas para satisfacer los requerimientos energéticos, y elaborar y actualizar los planes de abastecimiento de gas. Igualmente tiene a su cargo la elaboración y divulgación del balance minero energético nacional.

Mediante la Resolución CREG 062 de 2013 la Comisión estableció incentivos para que los generadores térmicos contraten la prestación del servicio de gas natural importado.

Mediante la Resolución CREG 088 de 2013 la Comisión liberó el precio del gas natural puesto en punto de entrada al sistema nacional de transporte.

Según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, es necesario promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado. Igualmente se ha identificado la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

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 dicha resolución se desarrollaron, entre otros, los aspectos relativos al objeto de la reglamentación del Mercado Mayorista para la contratación de los servicios de suministro y de transporte, su alcance, las definiciones a ser usadas en el funcionamiento del mercado, los servicios a cargo del Gestor del Mercado, la selección y remuneración del Gestor del Mercado, las modalidades contractuales permitidas para el suministro y el transporte, los requisitos mínimos de los contratos tales como los eventos de fuerza mayor, eventos eximentes de responsabilidad, causales de incumplimiento, montos de compensación por incumplimientos, actualizaciones de precios, quiénes pueden participar como vendedores y compradores en el Mercado primario y en el Mercado secundario, los mecanismos de comercialización, condiciones de las negociaciones directas en cualquier momento del año, condiciones de las negociaciones de acuerdo con cronogramas anuales establecidos por la CREG, duración de los contratos, servicios y selección del promotor del mercado y algunos aspectos operativos de renominaciones, variaciones de salida en los sistemas de transporte de gas natural, información transaccional y operativa a registrar de los contratos suscritos, así como los anexos necesarios que precisan los aspectos que requieren ecuaciones de cálculo y procedimientos de subastas.

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.

Posteriormente, 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.

Teniendo en cuenta los análisis internos de la Comisión desde el 2018, en relación con la adopción de reglas asociadas a la comercialización de la capacidad de transporte en el Mercado primario, tendientes a hacer más transparente los mecanismos de asignación de capacidad de transporte, agilizar las asignaciones de capacidad de transporte y fijar los mecanismos para asignar la capacidad de transporte resultante de la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, lo cual incluye proyectos IPAT y otros del plan de gas, se puso a consulta de los agentes y de los interesados en general, el proyecto por el cual se proponen medidas para la comercialización de la capacidad de transporte en el país mediante la Resolución CREG 082 de 2019.

Mediante la Resolución CREG 186 de 2020, se compilaron las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019) y modifica las disposiciones relativas al transporte de gas natural. En consecuencia, las disposiciones relativas a la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural fueron sustituidas y/o modificadas dentro de la Resolución CREG 185 de 2020.

A partir de los desarrollos alcanzados con la Resolución CREG 186 de 2020, a la cual se le propusieron ajustes de acuerdo con los análisis publicados mediante la Circular de la Dirección Ejecutiva de la CREG-049 de 24 de mayo de 2021 de *“ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESDE LA EXPEDICIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013 A LA FECHA Y SUS PERSPECTIVAS DE MEJORA”*, la CREG publicó el 29 de marzo de 2022, mediante la Resolución número 226 de 2021, un proyecto de resolución de carácter general, *por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural y se deroga parcialmente la Resolución CREG 186 de 2020*, sobre la que se recibieron 712 comentarios de 43 personas jurídicas, que fueron atendidos mediante el documento CREG-702 003 de 21 de abril de 2023. A partir de lo anterior, la CREG publicó posteriormente para comentarios, entre el 17 de julio de 2023 y el 31 de agosto de 2023, el Proyecto de Resolución número 702 003 de 2023, *por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural.*

En respuesta a la consulta publicada mediante el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, se recibieron 533 comentarios de 37 personas jurídicas diferentes con sus consiguientes números de radicados en la CREG, así: Asociación Colombiana del Petróleo

y Gas (ACP) con E-2023-014642, E-2023-014695, E-2023-015802 y E-2023-01728, GECELCAS S.A. E.S.P. con E-2023-017282 y E-2023-017282, TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. con E-2023-015824, MC2 S.A.S. E.S.P. con E-2023-015830, Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) con E-2023-015831, Empresas Públicas de Medellín (EPM) con E-2023-015835, Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. con E-2023-015840, Gases del Llano S.A. E.S.P. BIC con E-2023-015848, Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P. con E-2023-015850, Metrogás de Colombia S.A. E.S.P. con E-2023-015852 y E-2023-017209, Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. con E-2023-015853, SHELL EP Offshore Ventures Limited - Sucursal Colombia con E-2023-015859, Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia con E-2023-015860, Canacol Energy Colombia S.A. con E-2023-015863, ENEL Colombia S.A. E.S.P. con E-2023-015864, Prime Energía Colombia S.A.S. con E-2023-015865 y E-2023-015885, Gases de Occidente S.A. E.S.P. con E-2023-015866, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgén) con E-2023-015869, PETROMIL GAS S.A.S. E.S.P. con E-2023-015871, Energy Transitions S.A.S. E.S.P. con E-2023-015875, Optima Consultores S.A.S. con E-2023-015876, Gases del Caribe S.A. E.S.P. con E-2023-015877, ECOPEPETROL con E-2023-015878, Gases del Oriente S.A. E.S.P. con E-2023-015880, Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. con E-2023-015881, SURTIGÁS S.A. E.S.P. con E-2023-015883, TERMONORTE S.A.S. E.S.P. con E-2023-015884, HOCOL S.A. con E-2023-015886, EFIGÁS S.A. E.S.P. con E-2023-015887, Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgás) con E-2023-015888 y E-2023-016109, Gases de Occidente S.A. E.S.P. con E-2023-015889, Asociación Colombiana de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco) con E-2023-015890, VANTI S.A. E.S.P. con E-2023-015891 y E-2023-017279, Grupo Energético de las Américas S.A.S. E.S.P. con E-2023-015892, PROMIGÁS S.A. E.S.P. con E-2023-015944, Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales (Asoenergía), con E-2023-017277 y Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (Andi) con E-2023-017588.

Posteriormente a la recepción de los comentarios del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, la CREG publicó las siguientes resoluciones, todas ellas después de haberse surtidos sendos procesos de consulta al público, de la recepción de los comentarios, del análisis de los comentarios y del concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio de abogacía de la competencia, en los casos que a ello se encontró necesario: Resolución número 102 004 de 4 de septiembre de 2023, *por la cual se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas natural de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF)*, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020; Resolución número 102 007 de 21 de junio de 2024, *por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020*, Resolución número 102 009 de 22 de agosto de 2024, *por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020* y Resolución número 102 013 de 29 de octubre de 2024, *por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en las Resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020*.

Del mismo modo, con posterioridad a la recepción de comentarios del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, el Gobierno nacional expidió del Decreto número 1467 de 2024, *por el cual se modifica el 1073 de 2015 en el que se establecen medidas mediante las que, entre otras, se modifican algunas definiciones y se adicionan definiciones, se adicionan actividades exceptuadas de los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y la CIDV que establezca la CREG y se establecen lineamientos para la comercialización de las cantidades ofrecidas mediante Contratos Firmes sujetos a Condiciones*.

De acuerdo con esto, mediante la presente resolución se establecen de forma general las disposiciones relativas a la reglamentación del Mercado Mayorista para la contratación de los servicios de suministro en atención a las funciones regulatorias establecidas en la Ley 142 de 1994, así como atendiendo los lineamientos de política compilados en el Decreto número 1073 de 2015, en reemplazo de las medidas establecidas en la Resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones, recogiendo medidas de comercialización adicionales que se encuentran actualmente vigentes, como es el caso de la Resolución CREG 136 de 2014 y de la Resolución CREG 102 013 de 2024.

En el documento de soporte que acompaña la presente resolución se encuentran los análisis que sustentan las medidas regulatorias que aquí se adoptan, explicando con profundidad los problemas que se proponen resolver, se consignan los objetivos generales y específicos, el contenido de la propuesta, así como se atienden los comentarios recibidos. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la propuesta definitiva está basada igualmente en los desarrollos regulatorios y de política energética anteriormente mencionados y publicados por la Comisión con posterioridad a la recepción de los comentarios del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, para los años 2023 y 2024. Lo allí expuesto sirve de entendimiento de las razones que explican y facilitan la interpretación de las reglas de funcionamiento que a continuación se desarrollan.

Igualmente, en dicho documento se consigna el diligenciamiento del cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados de la propuesta regulatoria,

en atención a lo establecido en el artículo 4° del Decreto número 2897 de 2010¹, reglamentario de la Ley 1340 de 2009.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión número 1363 del 19 de diciembre de 2024, aprobó la propuesta regulatoria para ser remitida a la Superintendencia de Industria y Comercio, (SIC), en los términos del artículo 7° de la Ley 1340 de 2009. Lo anterior se cumplió mediante la comunicación de la CREG con número de radicado de salida S2024011509 del 31 de diciembre de 2024.

Mediante comunicación enviada por la SIC con radicación de salida 25-3557- -12-0 y recibida por la CREG con número de radicado E2025000910 del 22 de enero de 2025, dicha entidad rindió concepto de abogacía de la competencia sobre el proyecto enviado por la CREG. Copia de la totalidad del concepto recibido hace parte del documento que se publica como soporte de la presente resolución, así como el análisis realizado de parte de la CREG al respecto. En dicho concepto, se presentaron las siguientes recomendaciones:

“• *Ampliar la justificación técnica, jurídica y económica para habilitar directamente la comercialización conjunta para los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, que cuenten con una fuente de suministro ubicada costa afuera o proveniente de un yacimiento no convencional, y que, a la fecha de publicación de la resolución propuesta, no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.*

• *Considerar la implementación de un mecanismo de monitoreo continuo y específico sobre las operaciones de comercialización conjunta realizadas bajo la regla propuesta.”*

Con base en lo anterior, considerando que la primera recomendación consiste en un requerimiento de ampliación de la justificación para habilitar directamente la Comercialización Conjunta, que se establece en la presente resolución para unas Fuentes de Suministro específicas y tomando en cuenta que dicha justificación se encuentra en el documento soporte de la presente resolución, la ampliación recomendada se realizará en dicho documento soporte, en el análisis que se presenta del concepto recibido de la SIC.

En cuanto a la segunda recomendación, la misma se acoge en relación con la implementación del mecanismo de monitoreo por parte de la CREG; sin embargo, si dicha recomendación de la SIC parte del entendimiento de que se incluya exclusivamente dentro de la presente resolución la CREG estima apartarse parcialmente de la recomendación toda vez que considera que, para que esta se realice de manera armónica, conviene realizarlo de la siguiente manera: 1. En la presente resolución se establece que la autorización de la Comercialización Conjunta para la contratación del gas proveniente de las Fuentes de Suministro de que trata el artículo 24 de la presente resolución, después de realizar la declaración de comercialidad de tales Fuentes y para aquellos contratos de suministro que no resulten de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, estará sometida al cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Además, se especifica que, en todo caso, lo establecido para la Comercialización Conjunta en la presente resolución no exime a los socios de un Contrato de Asociación o los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos de dar cumplimiento, cuando ello aplique, a lo contemplado en el “*Título II INTEGRACIONES EMPRESARIALES*” de la Ley 1340 de 2009. 2.) En modificación a realizar a la Resolución CREG 093 de 2006, se establecerá el mecanismo de monitoreo continuo y específico sobre las operaciones de Comercialización Conjunta, no solo de las que se realicen eventualmente bajo la regla que se establece en el artículo 24 de la presente resolución, sino sobre cualquier otra Comercialización Conjunta aprobada por la CREG.

Lo anterior, por cuanto se considera que de esa forma se logra mayor eficacia en la implementación de la recomendación de la SIC, la cual se considera adecuada no solo para los casos específicos establecidos en la presente resolución sino también para cualquier otro caso de Comercialización Conjunta aprobada por la CREG.

En el documento de soporte que acompaña la presente resolución se transcribe el cuestionario, se publica el concepto emitido por la Superintendencia de Industria y Comercio al proyecto regulatorio y se da respuesta a los comentarios recibidos de los agentes sobre el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión número 1370 del 30 de enero de 2025, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°. *Objeto.* Mediante esta resolución se regulan aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural, como parte del Reglamento de Operación de gas natural. Esta resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural a ser utilizado como combustible para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

Parágrafo. De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, y los artículos 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.37 del Decreto número 1073 de 2015, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los Productores-

¹ Se debe precisar que estas disposiciones se encuentran recogidas actualmente en los numerales 2.2.2.30 y siguientes del Decreto número 1074 de 2015.

comercializadores, o a la exportación, será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes.

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

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

Almacenador: Participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los términos del numeral 2.3 del RUT o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Su participación en el Mercado Mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

Año de Gas: Periodo comprendido entre el 1° de diciembre y el 30 de noviembre del siguiente año calendario.

Año de ejecución del contrato: período comprendido entre el primer día calendario del primer Trimestre Estándar de ejecución del contrato y el último día calendario del cuarto Trimestre Estándar de ejecución del contrato y así sucesivamente.

Boletín Electrónico Central, (BEC): página web en la que el Gestor del Mercado despliega información transaccional y operativa recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente resolución. Es también una herramienta que permite a los Participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural, y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV): corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Comercialización Mayorista de gas natural: actividad que consiste en la compra o venta del suministro de gas natural en el Mercado primario y/o en la compra o venta de derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario.

Comercialización Minorista de gas natural: actividad que consiste en la intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales. También consiste en la intermediación comercial de la compra y transporte de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales que no están conectados a alguna red de distribución de gas. Incluye la celebración de los contratos de servicios públicos y la atención comercial de los usuarios finales.

Comercializador: Participante del mercado de gas natural que desarrolla la actividad de Comercialización Mayorista y/o Comercialización Minorista de gas natural. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el comercializador no podrá tener interés económico en Productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6° de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización de gas tendrán la calidad de comercializadores.

Comercializador de gas importado: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Comercializador de gas natural comprimido vehicular: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Para todos los efectos de esta resolución el comercializador de gas natural comprimido vehicular tendrá el tratamiento que se le da al usuario no regulado.

Condición de probable escasez: corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del Mercado Mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del Precio de Escasez Superior (PES).

Contrato de suministro con firmeza condicionada, (CFC): contrato escrito en el que un vendedor garantiza el suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la Condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor para cada año de vigencia del contrato o en proporción a la duración del contrato, cuando este tiene períodos de duración diferentes. Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Contrato de suministro con interrupciones, (CI): contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad diaria en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural durante el período contratado. El contrato se considera firme o que garantiza firmeza y que cuenta con Respaldo Físico en un día de gas, cuando se cumple con lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución.

Contrato de suministro de contingencia, (CSC): contrato escrito en el que un vendedor garantiza el suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando el mismo vendedor u otro Participante del mercado que suministra gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio desde la(s) fuente(s) de suministro pactada(s). El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del

servicio. Esta modalidad contractual requiere contar con Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Contrato de suministro de Opción de Compra de Gas, (OCG): contrato escrito en el que un vendedor garantiza el suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la Condición de probable escasez y, en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador para cada año de vigencia del contrato o en proporción a la duración del contrato cuando este tiene períodos de duración diferentes. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente. Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Contrato de suministro de opción de compra de gas contra exportaciones, (OCGX): contrato escrito en el que un vendedor garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Contrato de suministro de PTDV en Pruebas: contrato escrito en el que un Productor-comercializador garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, en un período determinado que ocurre solamente durante la ejecución de las pruebas extensas o antes de la declaración de comercialidad, según lo dispuesto en la presente resolución. Las partes podrán pactar el pago en la liquidación mensual, de un porcentaje mínimo de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no. Esta modalidad contractual no requiere contar con Respaldo Físico.

Contrato de suministro firme con pago mínimo del 80%, CF80: contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual, como mínimo, el ochenta por ciento (80%) de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere contar con Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Contrato de suministro firme con pago mínimo del 95%, (CF95): contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual, como mínimo, el noventa y cinco (95%) de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Contrato firme o que garantiza firmeza, (CF): corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Contrato Firme sujeto a Condiciones: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Contrato Mixto: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Demanda Esencial: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Día D-1: día oficial de la República de Colombia, que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día de gas.

Día D-2: día oficial de la República de Colombia, que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día D-1.

Día D+1: día oficial de la República de Colombia, que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario posterior al día de gas.

Día D+2: día oficial de la República de Colombia, que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario posterior al día D+1.

Día de gas: día oficial de la República de Colombia, que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña: eventos que, de acuerdo con el artículo 64 del Código Civil, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevisibles, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad.

Eventos eximentes de responsabilidad en suministro: eventos taxativamente establecidos en la presente resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso

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

Fuente de Suministro: se entiende por Fuente de Suministro un campo de producción ubicado en el territorio colombiano o un punto de importación.

Gas metano en depósitos de carbón, (GMDC): es una mezcla de gases con un alto contenido de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno, que se encuentra absorbido al carbón. Cuando lo requiera, deberá ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad establecidas por la CREG en la Resolución CREG 071 de 1999, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Para los efectos previstos en esta Resolución, al GMDC le aplicarán las mismas reglas que se aplican para la comercialización del Gas Natural.

Gas Natural (GN): es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El gas natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la Resolución número 071 de 1999 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

Gas Natural Comprimido, (GNC): es gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión para realizar su transporte siendo almacenado en recipientes de alta resistencia.

Gas Natural Licuado, (GNL): es gas natural cuya temperatura y volumen se reducen a través de un proceso de licuefacción, para su transporte y/o almacenamiento.

Gestor del Mercado: responsable de la prestación de los servicios de gestión del Mercado primario y del Mercado secundario, en los términos establecidos en la regulación de la CREG.

Indicador de formación de precios: valor indicativo determinado a partir de información de precios de un conjunto de Puntos de Entrega y un conjunto de Puntos Estándar de Entrega.

Infraestructura de Importación: es aquella infraestructura que permite entregar gas natural que ha sido obtenido en el exterior, al SNT o a otros medios de transporte, para abastecimiento de la demanda nacional.

Infraestructura de Regasificación: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Interconexión Internacional de Gas Natural: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Mercado Mayorista de gas natural: conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el Mercado primario y en el Mercado secundario. Estas transacciones se harán con sujeción al Reglamento de Operación de gas natural y los compradores lo adquieren para la atención del servicio público de gas combustible.

Mercado Minorista de gas natural: conjunto de transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería o por otros medios, y su venta a usuarios finales que están o no conectados a alguna red de distribución de gas.

Mercado primario de suministro: es el mercado donde los Productores-comercializadores de gas natural y los Comercializadores de gas importado ofrecen en venta el gas natural con destino al servicio público de gas combustible.

Mercado secundario de suministro: mercado donde los Comercializadores y los usuarios no regulados, que han adquirido suministro de volúmenes de gas, bien sea en el Mercado primario o derechos de suministro de gas en el Mercado secundario, pueden ofrecer en venta tales volúmenes.

Oferta de Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme, oferta de CIDVF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por Fuente de Suministro, que un Comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades contractuales que garantizan firmeza según lo dispuesto en la presente resolución. Esta oferta deberá ser igual o inferior a la Cantidad Importada Disponible para la Venta, (CIDV), declarada según lo señalado en el Decreto número 1073 de 2015 o aquel que lo modifique o sustituya. La oferta de CIDVF deberá estar respaldada, previamente a la declaración que se realice al Gestor del Mercado, con contratos que garantizan al Comercializador de gas importado el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación. Los contratos de suministro registrados a partir de la CIDVF cuentan con Respaldo Físico.

Oferta de Producción Total Disponible para la Venta en Firme, oferta de PTDVF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por Fuente de Suministro, que cumple con las condiciones definidas por el Ministerio de Minas y Energía para contar con Respaldo Físico, que un Productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades contractuales que garantizan firmeza según lo dispuesto

en la presente resolución. Esta Oferta deberá ser igual o inferior a la Producción Total Disponible para la Venta, (PTDV), declarada según lo señalado en el Decreto número 1073 de 2015 o aquel que lo modifique o sustituya, que le corresponda al mismo Productor-comercializador. Los contratos de suministro registrados a partir de la PTDVF cuentan con Respaldo Físico.

Oferta de Producción Total Disponible para la Venta en pruebas (PTDV) en Pruebas: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por Fuente de Suministro, que un Productor-comercializador está dispuesto a entregar de manera continua y sin interrupciones, durante la ejecución de las pruebas extensas, de acuerdo con la duración aprobada por la autoridad competente, o antes de la declaración de comercialidad, según lo dispuesto en la presente resolución. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDV, declarada según lo señalado en el Decreto número 1073 de 2015 o aquel que lo modifique o sustituya. Los contratos de suministro registrados a partir de la PTDV en Pruebas no cuentan con Respaldo Físico.

Participantes del mercado: personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción, y pasando por los sistemas de transporte, hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son Participantes los Productores-comercializadores, los Comercializadores de gas importado, los transportadores, los distribuidores, los Comercializadores, los Almacenadores y los usuarios no regulados.

Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado, PP: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Precio de Reserva: equivale a aquel precio que sirve de base, de mínimo o de inicio en un proceso de subasta o en un mecanismo de concurrencia de interesados en comprar gas natural en estado gaseoso, que sea desarrollado por un vendedor del Mercado Mayorista y que refleja el precio mínimo al cual se ofrece para la venta el gas natural. Dicho precio podrá ser actualizado durante la ejecución del contrato, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 y en el artículo 25, ambos de la presente resolución.

Precio Único: equivale a aquel único precio al cual se ofrece para la venta por un vendedor del Mercado Mayorista, una cantidad de gas determinada, a todos los compradores interesados en participar en el proceso. Dicho precio podrá ser actualizado durante la ejecución del contrato, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 y en el artículo 25, ambos de la presente resolución.

Proceso úselo o véndalo de corto plazo de suministro: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los Participantes del mercado el gas natural que haya sido contratado en el Mercado primario y no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Producción Total Disponible para la Venta (PTDV): corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Productor-comercializador: es el productor de gas natural que vende gas en el Mercado primario, en un Punto de Entrega que puede ser o no un punto de entrada al SNT, dependiendo de si la Fuente de Suministro está conectada o no al SNT. Además, puede ser comprador de gas natural en el Mercado secundario. El Productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el Productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6° de la Resolución CREG 057 de 1996.

Punto de Entrega: lugar físico identificado y caracterizado, pactado en los contratos de suministro del Mercado Mayorista donde se mide y se entrega el gas natural al comprador. Todos los Puntos de Entrega deben estar asociados a una o varias Fuentes de Suministro, y así debe estar determinado en los contratos de suministro del Mercado Mayorista. Un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de Importación, así como también un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de entrada al Sistema Nacional de transporte. Todos los Puntos de Entrega deben ser registrados e informados al Gestor del Mercado, en los formatos que este último defina para este efecto.

Punto de Importación: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, ubicado en la Infraestructura de Importación, habilitado para llevar a cabo el ingreso a territorio nacional de gas natural obtenido en el exterior. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Puntos Estándar de Entrega: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, determinado por la Comisión, que deberán pactar los comercializadores del Mercado secundario en los contratos de derechos de suministro, donde se medirá y se entregará físicamente el gas por parte de los vendedores del Mercado secundario y se determinan los precios de intermediación del gas. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Reservas de Gas Natural: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Reglamento Único de Transporte de gas natural, (RUT): se refiere a la Resolución CREG 071 de 1999, sus modificaciones y adiciones.

Respaldo Físico: corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto número 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Responsable de la nominación de gas: será el comprador del contrato del Mercado primario.

Semana calendario: período de tiempo que va desde las 00:00 de un día de la semana hasta las 24:00 horas del séptimo día calendario siguiente.

Semana laboral: período de tiempo que va desde las 00:00 del lunes hasta las 24:00 horas del viernes de la misma semana calendario. La Semana laboral no tendrá en cuenta los días festivos que se presenten en el período de tiempo estipulado.

Trimestres Estándar: son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas.

Trimestre Estándar de ejecución: Corresponde al Trimestre Estándar en que se cumple el compromiso de la entrega de gas natural.

Trimestre Estándar de negociación: Corresponde al Trimestre Estándar en que se realiza la entrega de información al Gestor del Mercado, la realización de los mecanismos de comercialización y el registro de los contratos resultantes ante el Gestor del Mercado. El primer Trimestre Estándar de negociación corresponderá al primer Trimestre Estándar completo que se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 4°. *Siglas.* Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AOM:	Administración, operación y mantenimiento.
BEC:	Boletín Electrónico Central.
BTU:	Abreviatura de <i>British Thermal Unit</i> .
CIDV:	Cantidades importadas disponibles para la venta.
CIDVF:	Cantidades importadas disponibles para la venta en firme.
CMMP:	Capacidad máxima de mediano plazo.
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
GBTU:	Giga BTU.
GBTUD:	Giga BTU por día.
GMDC:	Gas Metano en Depósitos de Carbón.
GNC:	Gas natural comprimido.
GNCV:	Gas natural comprimido vehicular.
GNL:	Gas natural licuado.
KPC:	Mil pies cúbicos estándar.
KPCD:	Mil pies cúbicos estándar por día.
MBTU:	Millón de BTU.
MBTUD:	Millón de BTU por día.
PTDV:	Producción total disponible para la venta.
PTDVF:	Oferta de producción total disponible para la venta en firme.
RUT:	Reglamento Único de Transporte de gas natural.
SNT:	Sistema Nacional de Transporte de gas.
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética.

TÍTULO II

GESTOR DEL MERCADO

Artículo 5°. *Servicios a cargo del Gestor del Mercado.* El Gestor del Mercado prestará los siguientes servicios:

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

El Gestor del Mercado deberá diseñar, poner en funcionamiento y administrar el BEC, que deberá funcionar en su página web. A través del BEC el Gestor del Mercado prestará los servicios especificados en los numerales 2 y 4 del presente artículo. Así mismo, el Gestor del Mercado podrá hacer uso del BEC para prestar los servicios señalados en los numerales 3, 4, 6, 7 y 8 del presente artículo.

2. Centralización de información transaccional y operativa.

El Gestor del Mercado deberá:

- a) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones realizadas en el Mercado primario y en el Mercado secundario, tal como se establece en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- b) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las transacciones de los usuarios no regulados en el Mercado Minorista, como se establece en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- c) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información operativa del sector de gas natural, tal como se establece en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Como parte de este servicio, el Gestor del Mercado publicará, a través del BEC, la información que se señala en los numerales 1, 1.3, 3 y 4 del Anexo 1 de esta Resolución y

de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan. Cualquier persona podrá acceder, sin costo alguno, a esta información agregada y publicada por el Gestor del Mercado. El Gestor del Mercado podrá prestar otros servicios de información que podrán dar lugar a su cobro.

3. Gestión del mecanismo de subasta que eventualmente establezca la CREG en el Mercado primario de gas natural.

El Gestor del Mercado deberá facilitar la comercialización de gas natural en el Mercado primario y la información al respecto de los procesos de venta que deben abrir los vendedores del Mercado primario y del Mercado secundario en sus negociaciones directas, de acuerdo con lo dispuesto en el literal b) del Anexo 9 de la presente resolución.

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

El Gestor del Mercado deberá facilitar las negociaciones en el Mercado secundario, para lo cual dará aplicación a los procedimientos de que tratan los artículos 33 y 36 de la presente resolución, y los artículos 29, 32 y 33 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que los modifiquen o sustituyan.

5. Gestión de la información de la oferta de PTDVF, CIDVF, PTDV en Pruebas de las cantidades demandadas por los compradores y realización de los balances comerciales de la oferta y la demanda, todo lo anterior de acuerdo con lo establecido en la presente resolución.

El Gestor del Mercado deberá, entre otros aspectos referentes a la aplicación del artículo 21 de la presente resolución, recibir la información que declaren los vendedores y los compradores que actúen en el Mercado primario, desarrollar los balances comerciales que se realizarán trimestralmente, publicar sus resultados y comunicar directamente a los Participantes del mercado que suministren gas natural en el Mercado primario los resultados de los Trimestres Estándar en que el balance comercial resulta deficitario.

6. Reporte de información para el seguimiento del Mercado Mayorista de gas natural.

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

7. Reporte y publicación de la información de los precios promedio ponderados por cantidades de los contratos, por modalidades contractuales y por Punto de Entrega, así como promedios a nivel nacional agregado. Estos promedios se deben calcular con base en el número de días de la duración de cada contrato para el período sobre el que se calcula el precio promedio, multiplicado por la cantidad máxima diaria garantizada en cada contrato y multiplicado por el precio del respectivo contrato.
8. Publicación de los valores obtenidos de los cocientes de actualización de precios establecidos por la CREG en el Anexo 3 de la presente resolución, para cada Trimestre Estándar de ejecución.
9. Verificación de la información declarada por los agentes, para efectos de lo establecido en el Anexo 1 de la presente resolución.
10. Verificar que, al momento de registrarse un contrato, se utilicen en el registro las modalidades vigentes establecidas por la regulación a la fecha del registro y que se cumplen las condiciones que llevan a la aplicación de lo establecido en el artículo 19 de la presente resolución. En caso de que se verifique que alguno de estos aspectos no se cumple en el contrato que se registra, el Gestor del Mercado se abstendrá del registro y se informará a las partes del contrato cuáles de estos aspectos se considera que no se cumplen.
11. El Gestor del Mercado deberá calcular y publicar diariamente las cantidades diarias promedio mes remanentes de la PTDV y/o CIDV, para cada uno de los siguientes sesenta (60) meses, de cada Fuente de Suministro, tomando el valor de la PTDV y/o CIDV de la más reciente declaración de producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía para dicha fuente y descontando las cantidades que se han registrado en contratos de modalidades de tipo firme, desde esa fecha de publicación del Ministerio de Minas y Energía hasta el día hábil anterior al día de la publicación de la actualización diaria.

Parágrafo 1°. Todos los Participantes del mercado a los que se hace referencia en el artículo 16 y en el artículo 17 de la presente resolución, están obligados a declarar la información señalada en el Anexo 1 de la presente resolución, entregar copia digital de todos los contratos de suministro del Mercado Mayorista, así como la información de transporte prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020 y demás requerida en dicha resolución, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, según sea el caso. Dicha información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el Gestor del Mercado. En consecuencia, ninguna cláusula de confidencialidad en los contratos celebrados entre los Participantes del mercado será oponible al Gestor del Mercado, pero este deberá dar el manejo que corresponda a la información que revista carácter reservado.

Parágrafo 2°. La no declaración al Gestor del Mercado de la información señalada en el Anexo 1 de esta Resolución y la no entrega de la copia digital de todos los contratos de suministro del Mercado Mayorista y de la información de transporte prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de dicha información de manera inconsistente. Lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración y presentación de esta información.

Parágrafo 3°. El Gestor del Mercado no tendrá competencia para determinar la ocurrencia de casos de ejercicio de poder de mercado, prácticas contrarias a la libre competencia o similares. Tampoco tendrá potestades para sancionar comportamientos de los Participantes del mercado. En todo caso, sí tendrá la obligación de comunicar a las autoridades de regulación, vigilancia y control, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al conocimiento del caso, de cualquier posible incumplimiento de la regulación de parte de los Participantes del mercado, como resultado del desarrollo de las funciones asignadas de Gestor de Mercado.

Parágrafo 4°. En la elaboración de los formatos requeridos para la captura de información transaccional y operativa, según lo establecido en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el Gestor del Mercado podrá apoyarse en el CNOG.

Artículo 6°. *Selección del Gestor del Mercado.* Con la periodicidad que determine la CREG, esta adelantará un concurso público para seleccionar al Gestor del Mercado que prestará los servicios establecidos en el artículo 5° de esta Resolución o aquella que la modifique o sustituya. Dicho concurso estará sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva, y a la metodología definida por la CREG en resolución aparte.

Artículo 7°. *Remuneración del Gestor del Mercado.* La remuneración del Gestor del Mercado se realizará conforme a lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 055 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Para efectos de lo anterior, los contratos que garanticen firmeza mencionados en dicho artículo corresponden a todos aquellos que requieren Respaldo Físico, de acuerdo con lo establecido en la presente resolución, así como los contratos de PTDV en Pruebas y los contratos con interrupciones que adquieren firmeza en forma diaria.

Los vendedores podrán incluir este costo en el precio del gas natural, al momento de la suscripción del contrato correspondiente.

TÍTULO III

ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO PRIMARIO

CAPÍTULO I

Modalidades de contratos de suministro a ser suscritos en el Mercado primario

Artículo 8°. *Modalidades de contratos de suministro permitidos.* En el Mercado primario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato de suministro Firme con pago mínimo del 95%, CF95.
2. Contrato de suministro Firme con pago mínimo del 80%, CF80.
3. Contrato de suministro de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX.
4. Contrato de suministro de contingencia, CSC.
5. Contrato de suministro con interrupciones, CSI.
6. Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC.
7. Contrato de suministro de opción de compra de gas, OCG.
8. Contrato de suministro de PTDV en pruebas.

Parágrafo 1°. Los contratos de suministro de gas que estén registrados a la entrada en vigencia de la presente resolución, incluidos los Contratos de Suministro Firme o *Take or Pay* suscritos antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin perjuicio de lo anterior, las partes no podrán prorrogar su vigencia sin excepción alguna.

Parágrafo 2°. Los Productores-comercializadores cuya participación en un contrato de asociación o en un contrato de exploración y producción finalice en una fecha anterior a un 30 de noviembre, podrán comercializar el gas natural que les corresponde mediante negociaciones directas con otros Productores-comercializadores o con los compradores a los que se hace referencia en el artículo 17 de esta Resolución. Estas negociaciones deberán tener como fecha de inicio de la obligación de entrega el 1 de diciembre inmediatamente anterior a la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción, y deberán tener como fecha de terminación de la obligación de entrega la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción. En este caso, no aplicará las disposiciones sobre comercialización conjunta de que trata la Resolución CREG 093 de 2006 o aquella que la modifique, complementa o sustituya.

Parágrafo 3°. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, en ningún caso podrán pactarse modalidades de contratos y/o condiciones diferentes a las contempladas en el presente artículo, excepto para lo estipulado en el parágrafo 1° del artículo 20 y al numeral 4 del artículo 43, ambos de la presente resolución. Asimismo, en ningún caso

se podrán pactar periodos de compensación para cantidades a facturar, que no fueron consumidas en el mismo mes de suministro a ser facturado.

Parágrafo 4°. Los contratos que se pacten en el Mercado primario deberán constar por escrito, y deberán corresponder íntegra y exclusivamente a una de las modalidades contractuales establecidas en el presente artículo, con excepción de los suscritos en aplicación del parágrafo 1° del artículo 20 y al numeral 4 del artículo 43, ambos de la presente resolución.

Parágrafo 5°. Todos los contratos del Mercado primario serán de entrega física.

Parágrafo 6°. Los Participantes del mercado podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la presente resolución para el Mercado primario, la CREG procederá a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación mediante Resolución aparte, siguiendo los procedimientos pertinentes que se desarrollan para las regulaciones de iniciativa CREG. Estas nuevas modalidades de contratos deberán cumplir con los requisitos mínimos de que trata el Capítulo II del Título III de la presente resolución.

Parágrafo 7°. Los vendedores señalados en el artículo 16 de la presente resolución, deberán contar con Respaldo Físico para pactar los contratos de suministro de cantidades con garantía de firmeza y así deberá declararlo en los mismos. En el caso de los contratos de PTDV en Pruebas, en que se garantiza el suministro sin interrupciones para el período de ejecución, no se requiere contar con Respaldo Físico.

CAPÍTULO II

Requisitos Mínimos de los contratos de suministro

Artículo 9°. *Requisitos Mínimos de los Contratos de Suministro.* Los contratos referidos en el artículo 8° de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones cuando no se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, deberán cumplir los requisitos mínimos que se establecen en el presente Capítulo, y los mismos deberán estar en su clausulado.

Parágrafo 1°. En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones cuando no se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 3° de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual.

Parágrafo 2°. Los requisitos mínimos de la CREG que se aplicarán durante la ejecución de los contratos de suministro con Respaldo Físico, los contratos de PTDV en Pruebas y los contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, serán los establecidos al momento del registro de los mismos ante el Gestor del Mercado. En todo caso, las partes podrán acogerse voluntariamente a cambios en dichos requisitos, en caso de que la CREG los modifique de manera general en fecha posterior, previo al inicio de ejecución del contrato o durante la misma.

Artículo 10. *Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.* En la ejecución de los contratos referidos en el artículo 8 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones cuando no se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

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

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

1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En el caso de Fuentes de Suministro ubicadas costa afuera el plazo de notificación corresponderá a diez (10) días calendario.
2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia de este y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.
3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el cumplimiento de la obligación de entregar o de aceptar la entrega, a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.
4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación, la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un evento

de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si dentro del plazo de los diez (10) días hábiles mencionados la parte no afectada directamente no manifiesta por escrito el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.

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

Parágrafo 1°. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspenderá durante los eventos de fuerza mayor, el caso fortuito y la causa extraña. En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro, el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada.

Parágrafo 2°. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 4 de este artículo, si las partes así lo convienen.

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

En los contratos a los que se refiere el artículo 8° de la presente resolución, con excepción de los contratos de suministro de contingencia y de los contratos con interrupciones cuando no se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:

1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, entrega o recibo del gas, así como la correspondiente a la Infraestructura de Importación y de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.
2. Cesación de actividades de una de las partes, atribuida a una situación de ilegalidad que imposibilite el cumplimiento de sus obligaciones a cualquiera de las partes.
3. Excepto en los contratos del Mercado primario de duración menor o igual a un mes calendario, las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3° de este artículo. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el artículo 12 de la presente resolución.
4. Cuando por causas imputables a una de las partes del contrato no se haya realizado el registro de que trata el literal b) del numeral 1.2 del Anexo 1. En este caso la no entrega del gas natural debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad para la otra parte.
5. Los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes de cualesquiera de los tramos del contrato de transporte del SNT que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro.
6. El evento eximente ocasionado por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de cualesquiera de los tramos del contrato de transporte del SNT, que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3° de este artículo, y el parágrafo 3° del artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
7. En el caso de los contratos de modalidades de tipo firme que se registren por parte de los Comercializadores de gas importado, con compradores que no lo destinan para la atención de la Demanda Esencial, se podrá pactar como un evento eximente de entrega del gas y, si así lo acuerdan las partes, la situación que se presenta cuando la nominación de regasificación de gas natural licuado total recibida, es decir, la suma de todas las nominaciones individuales recibidas para cualquier tipo de demanda, por el operador de la Infraestructura de Regasificación para un mismo día de gas, no sea igual o superior al valor del mínimo operativo técnico requerido por esa infraestructura para la regasificación del gas natural licuado.

La cantidad del mínimo operativo técnico deberá ser establecida en el contrato de suministro entre el Comercializador de gas importado y el comprador, y deberá ser igual en cualquier contrato de suministro de ese mismo comercializador, independientemente del tipo de demanda que se contrata, siempre y cuando se trate de la misma Infraestructura de Regasificación.

8. Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la Infraestructura de Importación que contiene el Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3° de este artículo, y el parágrafo 3° del artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1°. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspenderá durante los eventos eximentes de responsabilidad. En caso de que no se afecte la entrega total de suministro, el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada.

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

Parágrafo 3°. Los vendedores del Mercado primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución informarán al CNOG y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Los compradores del Mercado primario señalados en el artículo 17 de la presente resolución informarán a los Productores-comercializadores y Comercializadores de gas importado las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes.

Artículo 12. *Duración permisible para suspensiones del servicio.* En el caso de las Fuentes de Suministro de gas de producción nacional, la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el artículo 8° de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año.

En el caso de las Fuentes de Suministro de gas obtenido en el exterior, la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el artículo 8° de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior al número de horas, continuas o discontinuas durante el período contratado, establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 185 de 2020 y aquellas que la modifiquen o sustituya.

Parágrafo 1°. La CREG podrá reducir gradualmente la duración máxima señalada en este artículo, en la medida en que en el Mercado Mayorista haya las condiciones suficientes para reducir la duración permisible para estas interrupciones y/o se viabilice la importación de gas natural. Dichas reducciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de esa medida.

Parágrafo 2°. No se considerará un evento eximente de responsabilidad la suspensión del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que excedan el menor tiempo entre aquel que adopte la CREG, de conformidad con el protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3° del artículo 11 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.

Parágrafo 3°. En el caso de contratos con duraciones de ejecución que no correspondan a años de duración dados en números enteros y que sean superiores a un mes calendario, la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos de suministro se determinará para la parte de la duración menor a un año, en forma proporcional a la fracción del año correspondiente, con base en la proporción obtenida respecto de las horas permitidas máximas para un año completo.

Artículo 13. *Incumplimiento.* Para efectos regulatorios se considera que se incumplen los contratos de suministro, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones cuando no se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, en los siguientes casos:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, CF, de firmeza condicionada, CFC, de opción de compra de gas, OCG, de PTDV en Pruebas y contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución:

- a) Por parte del vendedor, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador.
 - b) Por parte del comprador, cuando este incumple su obligación de pagar el gas contratado.
2. En el caso de los contratos de suministro firme CF80 y CF95:
- a) Por parte del vendedor, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador;
 - b) Por parte del comprador, cuando este incumple su obligación de pagar en la liquidación mensual, el máximo entre el gas nominado y el componente 95% de la cantidad contratada en el caso del CF95, o el máximo nominado y el componente del 80% de la cantidad contratada en el caso del CF80.
3. En el caso de los contratos de modalidades de tipo firme que se registren por parte de los Comercializadores de gas importado, con compradores que lo destinan para la atención de la Demanda Esencial, se considerará como incumplimiento por parte del Comercializador de gas importado, la no entrega del gas nominado por el comprador, cualquiera sea dicha cantidad, siempre que no supere la cantidad máxima contratada, sin excepción alguna, incluso cuando la nominación de regasificación de Gas natural licuado total recibida, es decir, la suma de todas las nominaciones individuales recibidas para cualquier tipo de demanda por el operador de la Infraestructura de Regasificación para un mismo día de gas, no sea igual o superior al valor del mínimo operativo técnico requerido por esa infraestructura para la regasificación del gas natural licuado.

La cantidad del mínimo operativo técnico deberá ser establecida en el contrato de suministro entre el Comercializador de gas importado y el comprador, y deberá ser igual en cualquier contrato de suministro de ese mismo comercializador, independientemente del tipo de demanda que se contrata, siempre y cuando se trate de la misma Infraestructura de Regasificación.

Parágrafo 1°. Las partes podrán definir otras circunstancias adicionales en que se configure un incumplimiento, sin que se exima del cumplimiento de la obligación principal del contrato. En todo caso no habrá incumplimiento cuando el vendedor atienda el contrato con el suministro de gas natural proveniente de otra Fuente de Suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.

Parágrafo 2°. Los vendedores del Mercado primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución, deberán acotar la cantidad de energía a suministrar a las cantidades contratadas. El suministro de cantidades de energía por encima de las contratadas podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia.

Parágrafo 3°. El Gestor del Mercado verificará, por lo menos semanalmente, que la cantidad de energía a suministrar por parte de los vendedores del Mercado primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en los Puntos de Entrega y en el punto de entrada del SNT, cuando la entrega del gas se realice en un punto de entrada al SNT. Cualquier reducción en la cantidad de energía a suministrar o en la cantidad de energía autorizada para dar cumplimiento a esta disposición, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte de los vendedores del Mercado primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución o del transportador, según corresponda.

Parágrafo 4°. La cantidad de energía nominada por los compradores del Mercado primario señalados en el artículo 17 de la presente resolución, debe ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por los vendedores del Mercado primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución y la capacidad de transporte nominada al transportador debe ser igual o inferior a la equivalencia energética de la cantidad de energía contratada por el remitente.

La cantidad de energía a suministrar por parte de un Productor-comercializador o de un Comercializador de gas importado y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en el punto de entrada.

El Gestor del Mercado verificará, por lo menos semanalmente, el cumplimiento de las disposiciones anteriores, y en caso de no cumplirse, deberá ponerlo en conocimiento de las autoridades de vigilancia y control competentes.

Parágrafo 5°. No habrá incumplimiento del contrato de suministro, cuando el vendedor entregue las cantidades contractuales nominadas por el comprador, con gas natural proveniente de otra Fuente de Suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir por esta razón, mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.

Artículo 14. *Compensaciones*. En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el artículo 13 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, CF, de firmeza condicionada, CFC, de opción de compra de gas, OCG, firme CF80, firme CF95, de PTDV en Pruebas y contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución:
 - a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en los literales a) de los numerales 1 y 2, y a lo dispuesto en el numeral 3, todos los anteriores del artículo 13 de esta Resolución, se deberá reconocer y pagar a la parte afectada el siguiente valor, según corresponda:
 - i. Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del
 - ii.
 - iii. de esta Resolución.
 - iv. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del
 - v.
 - vi. de esta Resolución.
 - b) Si el comprador incumple la obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.

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

Parágrafo 2°. La CREG determinará el momento a partir del cual las compensaciones definidas en este artículo podrán ser calculadas con base en los precios de las negociaciones realizadas en el Mercado secundario. Dichas disposiciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de las mismas.

Parágrafo 3°. Si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, según lo previsto en el parágrafo 1° del artículo 13 de esta Resolución, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

Artículo 15. *Actualización de precios*. Las ecuaciones para la actualización de los precios en los contratos, vigentes o nuevos, podrán ser aplicadas en las frecuencias que acuerden las partes de, como mínimo, un Trimestre Estándar y podrán ser pactadas libremente, en el caso de que se utilice el mecanismo de negociación directa en la que no se aplique un proceso de concurrencia de interesados. Para lo anterior, se podrán utilizar entre otras, las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución.

En el caso de los contratos registrados antes de la entrada en vigencia de la presente resolución, las ecuaciones de actualización de precios, la frecuencia de aplicación de dichas ecuaciones y el valor del precio inicial se mantendrán tal como se encuentran pactados inicialmente, si las partes no proponen cambios o si no se ponen de acuerdo en ello.

Para efectos de aplicar lo anterior solo se puede pactar en un mismo contrato un solo precio inicial en el primer período de ejecución del contrato, que será el que se actualizará en cada período de actualización definido en el contrato.

En caso de que no se logre un acuerdo entre las partes al respecto de las ecuaciones de actualización, estas aplicarán las ecuaciones de actualización de precios establecidas en el Anexo 3 con el factor beta (β) igual a cero (0) y podrán ser aplicadas para una frecuencia periódica de como mínimo, un Trimestre Estándar.

En el caso de que en el mecanismo de negociación directa del suministro de cualquier Fuente de Suministro, sin excepciones, se utilicen procesos de concurrencia de interesados en comprar, las ecuaciones de actualización de precios deberán ser idénticas en cada uno de los contratos resultantes de cada proceso, así como la frecuencia a la que se les dará aplicación, que como mínimo será de un (1) Trimestre Estándar.

Parágrafo 1°. La actualización de precios de que trata este artículo también se aplicará a la prima de los contratos de opción de compra de gas.

Parágrafo 2°. La actualización de precios, en caso de que no se logre un acuerdo entre las partes al respecto, se aplicará cada primer día del Trimestre Estándar siguiente al trimestre en que se cumpla cada año de ejecución del contrato.

Parágrafo 3°. En los contratos de más de un año que se hayan celebrado a partir del 21 de julio de 2015, y hasta la fecha de publicación de la presente resolución, como resultado del mecanismo de negociación directa, las partes podrán continuar aplicando las ecuaciones de actualización de precios establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución, según corresponda, con el valor del factor beta (β), acordado inicialmente, o de cero (0) en caso de no haber logrado el acuerdo entre las partes.

Parágrafo 4°. Los contratos resultantes de negociación directa registrados en vigencia de la Resolución CREG 114 de 2017 podrán acogerse a lo establecido en el literal e) del artículo 25 de la presente resolución.

Parágrafo 5°. Cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro, se deberá informar el Gestor del Mercado el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato.

Parágrafo 6°. La actualización del precio de ejecución de un contrato registrado resultante de un Contrato Firme sujeto a Condiciones, será libre.

CAPÍTULO III

Participantes en el Mercado primario

Artículo 16. *Vendedores de gas natural en el Mercado primario.* Los Productores-comercializadores y los Comercializadores de gas importado son los únicos Participantes del mercado que podrán vender gas natural en el Mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el Capítulo IV del Título III de la presente resolución, y en el Título V de la presente resolución.

Parágrafo. El comercializador del gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH sólo podrá participar como vendedor de gas natural

en el Mercado primario.

Artículo 17. *Compradores de gas natural en el Mercado primario.* Los comercializadores y los usuarios no regulados, son los únicos Participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el Mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el Capítulo IV del Título III de la presente resolución, y en el Título V de la presente resolución.

CAPÍTULO IV

Comercialización de gas natural en el Mercado primario

Artículo 18. *Mecanismos de comercialización.* Con excepción del gas natural que se comercialice mediante la modalidad de contratos con interrupciones, en el Mercado primario sólo se podrán utilizar los mecanismos de comercialización señalados en los artículos 19 de esta Resolución. En ambos casos en que se aplique la negociación directa, se podrán utilizar mecanismos de concurrencia de interesados establecidos por los vendedores, así como las negociaciones bilaterales o cualquier otra forma que lleve a los vendedores a determinar las cantidades, los precios y los compradores del suministro de gas en el Mercado primario.

Artículo 19. *Mecanismo de comercialización.* Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 16 y 17 de esta Resolución, podrán negociar directamente el suministro de gas natural en los plazos establecidos en el artículo 22 de la presente resolución. La condición anterior no aplicará en las negociaciones de los contratos de suministro de contingencia ni en las negociaciones de contratos de PTDV en Pruebas, que se podrán avanzar sin limitación alguna al respecto.

Todos los vendedores deberán utilizar un procedimiento de priorización establecido por cada vendedor de manera libre, en las negociaciones directas que desarrollen de las cantidades solicitadas de PTDVF y CIDVF por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte, o compradores que son parte de la Demanda Esencial, en los casos cuya ejecución parcial o total se desarrollará en algún período contenido en cualquier Trimestre Estándar de ejecución para el que se haya obtenido un balance deficitario por parte del Gestor del Mercado, de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la presente resolución.

Para efectos de lo anterior, el procedimiento de priorización para la Demanda Esencial deberá ser desarrollado con base en lo establecido en el Anexo 8 y en los principios establecidos en el Anexo 9, ambos de la presente resolución.

Parágrafo. Cuando se traten de cantidades liberadas de gas natural de cualquier Fuente de Suministro, ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que estén comprometidas en los contratos de suministro de modalidades de tipo firme en el Mercado primario, los vendedores podrán negociar contratos de suministro directamente en las condiciones establecidas en el literal a. del artículo 23 de la presente resolución, con una duración máxima de 1 mes calendario, para lo cual deberán tener en cuenta lo establecido en el Anexo 9 de la presente resolución.

La disposición anterior también aplica en el caso de las cantidades liberadas del consumo propio de los Productores-comercializadores, de acuerdo con la declaración de la producción comprometida de un productor, PC, publicada por el Ministerio de Minas y Energía, cuyos contratos hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la presente resolución.

Los vendedores podrán declarar al Gestor del Mercado, en cualquier momento del año, las cantidades de PTDVF y CIDVF, así como el período de su vigencia, que surgen como consecuencia de lo establecido en el presente parágrafo.

El Gestor del Mercado deberá verificar que la cantidad declarada no sea superior a la cantidad de PTDV remanente de la Fuente de Suministro a la fecha de la declaración de la PTDV en Pruebas.

Artículo 20. *Contratos objeto de las negociaciones directas.* En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el artículo 19 de esta Resolución solo se podrán pactar contratos de suministro a los que se hace referencia en los numerales 1, 2, 3, 4, 6, 7 y 8 del artículo 8° de la presente resolución, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los Capítulos I, II y III 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 último día calendario de un Trimestre Estándar, excepto en los contratos establecidos en el literal a) del artículo 23 de la presente resolución y en los casos de los contratos de PTDV en Pruebas.

Parágrafo 1°. De esta disposición se exceptúan los siguientes casos: i.) La comercialización de gas mediante contratos con interrupciones en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, ii.) La comercialización de gas importado cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y iii.) La comercialización con destino a la demanda de gas natural eléctrica, en las condiciones particulares establecidas en el Decreto número 484 de 2024.

En los casos i) y ii) anteriores las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren.

Parágrafo 2°. En los casos de negociación de los Campos Menores, el período de ejecución del suministro que se podrá acordar bajo la negociación directa, deberá limitarse al período en el que la declaración de potencial de producción más actualizada publicada por el Ministerio de Minas y Energía al momento de la negociación y registro del contrato de suministro, muestre una cantidad de potencial de producción igual o inferior al valor definido para Campos Menores en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto número 1073 de 2015.

Parágrafo 3°. En los casos en que los contratos acordados hayan sido resultantes de procesos de negociación en los que los vendedores no hubiesen cumplido con lo dispuesto en el literal b) del Anexo 9 de la presente resolución, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Artículo 21. *Entrega y divulgación de información sobre PTDVF y CIDVF, disposición a comprar y realización de balances comerciales en el Mercado primario.* Durante cada Trimestre Estándar de negociación, se procederá con la negociación de contratos de suministro que requieren Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, para cada uno de, por lo menos, los siguientes cuarenta (40) trimestres estándar o como máximo para el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información publicada de PTDV, cuando este número sea menor.

A continuación, se determina el procedimiento a seguir por los agentes que se enuncian y por el Gestor del Mercado, para la divulgación de información sobre PTDVF, CIDVF, la disposición a comprar de parte de los agentes y la realización de los balances comerciales en el Mercado primario:

- a) Los vendedores del Mercado primario de que trata el artículo 16 de la presente resolución, deberán declarar al Gestor del Mercado, con sujeción a lo previsto en el artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 2019, la PTDVF, la CIDVF, para cada una de la totalidad de las Fuentes de Suministro, sin excepción ninguna, teniendo en cuenta lo siguiente:
 - i. La declaración debe presentarse el primer día hábil de cada Trimestre Estándar de negociación.
 - ii. Las cantidades deben presentarse con desagregación mensual.
 - iii. La declaración de las cantidades disponibles para suministro mediante contratos con Respaldo Físico, discriminando por la forma del suministro (gas natural, gas natural licuado -GNL, gas natural comprimido -GNC), en MBTUD. Dicha desagregación de las cantidades debe estar especificada por Punto de Entrega.
 - iv. La declaración de la PTDVF y la CIDVF deberá ser de, como mínimo, para los cuarenta (40) Trimestres Estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación o como máximo para el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información publicada de PTDV, cuando este número sea menor.
- En caso de que se quieran ofrecer cantidades con Respaldo Físico para períodos superiores a dicho número de Trimestres Estándar de ejecución, la declaración de la PTDVF y la CIDVF deberá incluir dichos períodos.
- v. En la declaración se pueden presentar Trimestres Estándar de ejecución con cantidades de PTDVF, CIDVF iguales o superiores a cero (0) MBTUD. En caso de que no se presente declaración de PTDVF y de CIDVF para un Trimestre Estándar de ejecución dado, el Gestor del Mercado asignará un valor correspondiente de PTDVF y de CIDVF igual a cero, para dicho Trimestre.
 - vi. La oferta de CIDVF deberá estar respaldada, previamente a la declaración que se realice al Gestor del Mercado, con contratos que permitan al Comercializador de gas importado el acceso y derecho de uso de capacidad suficiente para inyectar o entregar gas natural proveniente de las infraestructuras de importación, con el fin de cumplir con la entrega diaria del suministro garantizado, ya sea mediante Infraestructuras de Regasificación o mediante Interconexiones Internacionales, estén o no conectadas físicamente, directa o indirectamente, al SNT.

Para efectos de lo anterior, el Comercializador de gas importado deberá entregar una certificación al Gestor del Mercado en que el operador de la Infraestructura de Importación de gas natural acredite que el Comercializador de gas importado cuenta con uno o varios contratos que le garantizan el acceso y el uso de la capacidad de importación, ya sea de regasificación o de transporte por interconexión internacional, indicando el valor de la capacidad contratada, así como la duración correspondiente del contrato de acceso y uso a dicha capacidad.

- vii. Declaración del contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, para la modalidad contractual CF95, la CF80, de suministro con firmeza condicionada

- CFC o de opción de compra de gas OCG, a ser utilizada solo en caso de requerirse aplicar el Anexo 8 de la presente resolución.
- viii. Declaración del vendedor al Gestor del Mercado, del Precio de Reserva que utilizará en la aplicación del procedimiento de priorización para la atención de la Demanda Esencial establecido en el anexo 8 de la presente resolución, en caso de que el vendedor utilice un proceso de comercialización con base en algún tipo de subasta o en general, de concurrencia simultánea de varios compradores. Dicha información podrá ser utilizada exclusivamente para efectos de seguimiento, vigilancia y control de las autoridades del sector, incluyendo la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio.
- ix. La oferta de PTDVF y la oferta de CIDVF, de una Fuente de Suministro según corresponda, no deberá contener oferta comprometida firme, OCF. En el Anexo 5 de esta Resolución se establece la forma de cálculo de la oferta comprometida firme, OCF y de la oferta disponible en firme, ODF, para contratos de las modalidades CFC y OCG.
- x. Los vendedores señalados en el artículo 16 de la presente resolución, que no presenten las declaraciones de PTDVF y CIDVF para una o varias Fuentes de Suministro no podrán, durante ese Trimestre Estándar de negociación y para tales Fuentes de Suministro, registrar contratos de suministro de gas con destino a la atención de servicio público de gas combustible.
- b) El Gestor del Mercado deberá publicar, el segundo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, la información declarada por los vendedores de acuerdo con lo dispuesto en el literal a) del presente numeral, con el siguiente nivel de detalle:
- i. Nombre de cada Fuente de Suministro y de sus Puntos de Entrega, identificando si corresponde o no a un Punto de Importación, un Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte u otro punto, cuando corresponda y su ubicación geográfica.
- ii. Nombre del (de los) vendedor(es) de cada Fuente de Suministro con sus Puntos de Entrega.
- iii. Cantidad para cada mes y por cada forma del suministro, en MBTUD: Gas natural, gas natural licuado o gas natural comprimido, totalizada por cada una de las Fuentes de Suministro, sin detallar las cantidades por cada vendedor. Con el siguiente detalle:
- Mes que conforma el Trimestre Estándar de la oferta de la Fuente de Suministro.
 - Trimestre Estándar de ejecución de la oferta de la Fuente de Suministro (diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto, septiembre a noviembre).
 - Año del Trimestre Estándar de la oferta de la Fuente de Suministro.
- iv. La declaración del contenido de la minuta del contrato con Respaldo Físico, que será utilizada por cada vendedor, para la modalidad contractual CF95, la CF80, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, a ser utilizada solo en caso de requerirse aplicar el Anexo 8 de la presente resolución.
- viii. El Gestor del Mercado tendrá la obligación de validar las cantidades de PTDVF y CIDVF declaradas por los vendedores, para lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento que deberá ser lo más automatizado posible para que, al momento de declarar el vendedor la información correspondiente del literal a) anterior, se hagan las correcciones por parte del vendedor inmediatamente:
- a) El Gestor del Mercado deberá verificar que la declaración de PTDVF y CIDVF que realiza el vendedor de acuerdo con el literal a) anterior, para cada Fuente de Suministro, de cada uno de los siguientes sesenta (60) meses, sea menor o igual a la cantidad remanente de PTDV y CIDV calculada para ese mismo día, de acuerdo con el numeral 11 del artículo 5 de la presente resolución.
- b) En el caso de que la condición establecida en el literal a) anterior no se cumpla para alguno o varios de los siguientes sesenta (60) meses, el Gestor del Mercado avisará de tal situación al vendedor para que, de manera inmediata, se haga el ajuste por parte del vendedor o la corrección de cálculos de actualización por parte del Gestor del Mercado, si ello corresponde hacerlo.
- c) A partir de lo anterior, el Gestor del Mercado calculará y publicará diariamente las cantidades diarias promedio mes remanentes, para cada uno de los siguientes sesenta (60) meses de la PTDVF, la PTDV en pruebas y/o CIDVF, de cada Fuente de Suministro, tomando el valor de la PTDVF y/o CIDVF de la declaración presentada por el vendedor y descontando las cantidades que se van registrando en contratos de modalidades de tipo firme, desde esa fecha de declaración al Gestor del Mercado hasta el día hábil anterior al día de la publicación de la actualización diaria. El Gestor del Mercado deberá discriminar los valores remanentes de PTDVF y/o CIDVF, para los contratos de modalidades OCG y CFC, en consistencia con lo establecido en el Anexo 5 de la presente resolución.
- c) A más tardar el quinto día hábil del Trimestre Estándar de negociación los compradores señalados en el artículo 17 de la presente resolución que requieran suministro de gas natural con Respaldo Físico, deberán reportar al Gestor del Mercado, con sujeción a lo previsto en el artículo 8° de la Resolución CREG 080 de 2019, la siguiente información y cumplimiento de requisitos:
- i. Las cantidades totales de gas natural que desean adquirir de cada Punto de Entrega, sin que se declaren cantidades repetidas para una misma demanda para diferentes Fuentes de Suministro, para cada uno de los cuarenta (40) Trimestres Estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación. Las cantidades deben incluir las correspondientes a usuarios regulados y a usuarios no regulados atendidos por el comprador en el Mercado Minorista.
- ii. Las cantidades de gas a adquirir podrán ser distintas entre los diferentes Trimestres Estándar, pero entre los meses de cada Trimestre, deberán corresponder a un mismo valor.
- iii. Se debe especificar para cada Punto de Entrega y cada Trimestre Estándar, las cantidades de gas que tengan como destino la atención de la Demanda Esencial, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto número 1073 de 2015, discriminadas para cada numeral del tipo de usuario definido.
- iv. Para efectos del numeral iii. anterior, en el caso de los usuarios no regulados que participan como compradores en el Mercado primario, se requiere que la información sea presentada directamente. En el caso de los usuarios no regulados que son parte de la Demanda Esencial y que contratan la prestación del servicio en el Mercado Minorista, la cantidad requerida debe ser informada a través del comercializador, con el fin de evitar duplicidad de las cantidades a contratar.
- v. Los vendedores que presentan declaración de PTDVF para una o varias Fuente de Suministro, para cualquiera de los Trimestres Estándar de ejecución siguientes, que declaran al Ministerio de Minas y Energía como producción comprometida, PC, las cantidades requeridas para atender sus propios consumos y que en ese caso pertenecen a la Demanda Esencial en los términos de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.20 del Decreto número 1073 de 2015, podrán informar al Gestor del Mercado requerimientos de compra de cantidades faltantes para atender tales consumos propios para esos mismos trimestres, en los que se incluyen las Fuentes de Suministro para las que el vendedor declaró PTDVF.
- d. El noveno día hábil del Trimestre Estándar de negociación el Gestor del Mercado deberá publicar los resultados del balance comercial, con agregación nacional de todos los Puntos de Entrega, ya sea superavitario o deficitario, obtenido para cada uno de los cuarenta (40) Trimestres Estándar siguientes al trimestre de negociación, o como máximo para el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información publicada de PTDV, con base en las declaraciones de PTDVF y CIDVF y la información de las cantidades requeridas para suministro, según se establece en los literales a. y c. anteriores, considerando lo siguiente:
- i. El valor total de la PTDVF y CIDVF, en MBTUD, corresponderá a la sumatoria del menor valor mensual de las cantidades declaradas por cada uno de los vendedores para cada Punto de Entrega, en cada Trimestre Estándar, obtenidas con la suma de las cantidades declaradas para las Fuentes de Suministro para cada Punto de Entrega por cada vendedor.
- ii. El valor total de la suma a nivel nacional, en MBTUD, de los requerimientos de compra, de acuerdo con la información recibida en cumplimiento del literal c. anterior.
- iii. Si los valores totales de oferta obtenidos de acuerdo con el numeral i. anterior, son superiores o iguales a las cantidades requeridas por los compradores obtenidos de acuerdo con el numeral ii. anterior, el balance comercial para ese Trimestre Estándar será superavitario. En caso de un resultado contrario, el balance comercial para ese Trimestre Estándar será deficitario.
- iv. El Gestor del Mercado informará a los vendedores señalados en el artículo 16 de la presente resolución, los Trimestres Estándar en los que el balance comercial resultó ser deficitario. Lo anterior lo realizará a más tardar al décimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación.
- Parágrafo 1°. Los vendedores del Mercado primario podrán adicionar, en cualquier momento ante el Gestor del Mercado, cantidades declaradas de PTDVF y CIDVF de cualquier tipo de Fuente de Suministro, cuando dichas cantidades vayan a ser utilizadas para obligaciones de suministro de contratos de suministro de contingencia. En el momento de realizar la adición se deberá adjuntar al Gestor del Mercado un documento que contenga las razones que originaron ese ajuste.
- Parágrafo 2°. Todos los comercializadores que atienden directamente usuarios que son parte de la Demanda Esencial están obligados a presentar la información correspondiente, establecida en el literal c) del presente artículo.
- Parágrafo 3°. Los vendedores de los campos de producción en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad podrán declarar al Gestor del Mercado la oferta de PTDV en Pruebas y sus cambios posteriores, en cualquier momento del año y solo podrá presentarse para la duración de las pruebas extensas aprobada por la autoridad competente.
- El Gestor del Mercado deberá verificar que la cantidad declarada no sea superior a la cantidad de PTDV remanente de la Fuente de Suministro a la fecha de la declaración de la PTDV en Pruebas.

Los vendedores podrán suscribir contratos de PTDV en Pruebas de cualquier duración de ejecución, siempre y cuando dicha duración no supere el período de pruebas autorizado por la autoridad competente.

Parágrafo transitorio. El Gestor del Mercado deberá coordinar y adelantar un ejercicio de simulación de la realización de un balance comercial del presente artículo, antes del inicio del primer Trimestre Estándar de negociación, conforme a las disposiciones del artículo 46 de la presente resolución.

Artículo 22. *Negociación y registro de los contratos.* Con base en el resultado de cada uno de los balances comerciales obtenidos en el Trimestre Estándar de negociación de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 anterior, se desarrollarán negociaciones directas para la contratación del suministro a ser ejecutado en cada uno de los siguientes cuarenta (40) Trimestres Estándar o como máximo para el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información publicada de PTDV, cuando este número sea menor.

En todos los casos en que el suministro que se negocia se ejecute, total o parcialmente, en un Trimestre Estándar para el que se ha obtenido un balance comercial deficitario, se deberá dar aplicación a la priorización de las cantidades requeridas para la atención de la Demanda Esencial, de acuerdo con lo establecido en el Anexo 8 de la presente resolución.

En todas las negociaciones directas, con independencia de si la ejecución del suministro se realizará en un Trimestre Estándar para el que el Gestor del Mercado haya publicado un balance comercial superavitario o deficitario, se deberá dar aplicación a los principios establecidos en el Anexo 9 de la presente resolución.

Las negociaciones para la contratación de la PTDVF y de la CIDVF se realizarán con las siguientes condiciones:

1. Para la ejecución del suministro que inicia a partir de cualesquiera de los Trimestres Estándar de ejecución que se presentan entre el tercer Trimestre Estándar de ejecución y el cuadragésimo Trimestre Estándar de ejecución, que son siguientes al Trimestre Estándar de negociación, y cuya ejecución termina en cualesquiera de esos mismos trimestres estándar de ejecución:
 - i. En el undécimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, se deberán iniciar las negociaciones directas.
 - ii. A partir del plazo del numeral anterior y hasta el decimotercer día hábil del Trimestre Estándar de negociación, los compradores podrán presentar solicitudes de compra a los vendedores para uno o varios de los Puntos de Entrega. La suma total de las cantidades de las solicitudes de compra presentadas por cada comprador no podrá ser superior a la cantidad total declarada por ese mismo comprador al Gestor del Mercado, de acuerdo con lo establecido en el literal c. del artículo 21 de la presente resolución.
 - iii. En el décimo octavo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, cada uno de los vendedores de las Fuentes de Suministro deberá informar a los compradores que les presentaron solicitudes de compra, las cantidades asignadas por cada Fuente de Suministro.
 - iv. Si a partir de lo anterior un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas al vendedor para cada Puntos de Entrega a la que dirigió la solicitud inicial, dicho comprador podrá enviar a los vendedores de las demás Fuentes de Suministro, solicitudes de compra hasta el vigésimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación. En este caso, la suma de las cantidades solicitadas por un comprador a los vendedores de las demás Fuentes de Suministro podrá superar las cantidades declaradas por este mismo, en cumplimiento del literal c) del artículo 21 de la presente resolución.
 - v. Las negociaciones directas bajo las anteriores condiciones, se terminarán con la suscripción de los contratos, como máximo en el vigésimo quinto día hábil del Trimestre Estándar de negociación y se procederá con el registro de los contratos ante el Gestor del Mercado, en el plazo establecido en el literal b) del numeral 1.2. del Anexo 1 de la presente resolución.
2. Para la ejecución del suministro que inicia y termina dentro del primer y/o del segundo Trimestre Estándar de ejecución, siguientes al Trimestre Estándar de negociación:
 - i. Las negociaciones se iniciarán a partir del vigésimo noveno día hábil del Trimestre Estándar de negociación.
 - ii. Se podrán negociar los contratos con base en las condiciones establecidas en el literal a) del artículo 23 de la presente resolución.
 - iii. Las cantidades se ofertarán de manera que los vendedores primero negocien las cantidades ofertadas con mayor duración de ejecución.
 - iv. Las negociaciones se terminarán el quincuagésimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación y el plazo máximo de registro de los contratos suscritos se cumplirá el antepenúltimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, para lo cual en todo caso no se podrá superar el plazo establecido en el literal b) del numeral 1.2. del Anexo 1 de la presente resolución.

Parágrafo. Los vendedores del Mercado primario no podrán tener contratado el suministro bajo ninguna de las modalidades que requiere Respaldo Físico, de cantidades de gas que, en total para cualquier mes de ejecución y una determinada Fuente de Suministro, superen el Potencial de Producción establecido para esa fuente, de acuerdo

con la declaración presentada en cumplimiento del artículo 2.2.2.29 del Decreto número 1073 de 2015, o aquel que lo remplace o sustituya.

Artículo 23. *Condiciones de negociación y registro de los contratos de suministro de gas que requieren Respaldo Físico.*

- a) Los contratos de suministro que se negocian de acuerdo con lo establecido en el numeral 2 del artículo 22 de la presente resolución, deberán cumplir con las siguientes condiciones:
 - (1) Se podrán pactar cualesquiera de las modalidades contractuales de tipo firme contempladas en el artículo 8° de la presente resolución, como son el CF95, el CF80, el contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, el contrato de suministro con firmeza condicionada, el contrato de opción de compra de gas y el contrato de suministro de contingencia.
 - (2) Su ejecución se podrá pactar en una o varias semanas laborales continuas, en una o varias semanas calendario continuas, en uno o varios sábados continuos, en uno o varios domingos continuos, en uno o varios días festivos continuos o en uno o varios meses calendario continuos.
 - (3) Podrán tener como fecha de inicio de ejecución el primer día de una semana calendario. Excepcionalmente, el contrato podrá iniciar en cualquier día de la semana calendario, pero en ese caso deberá tener como mínimo, una duración contractual de una semana calendario.
 - (4) Los volúmenes garantizados podrán ser diferentes en la duración de ejecución de un mismo contrato para cada Semana laboral, semana calendario, sábado, domingo, día festivo o mes calendario, en caso de que se pacte la ejecución en dichas opciones. Tales volúmenes deberán quedar registrados en el contrato.
 - (5) El precio de ejecución del contrato podrá ser actualizable en función de índices de precios acordados por las partes en el contrato de suministro.
 - (6) La facturación se realizará de manera mensual, independientemente de si el contrato tiene duración menor a un mes y en el cálculo del valor mínimo a cobrar mensual se deberá tener en cuenta el número de días calendario en que se comprometió la garantía de suministro del volumen contratado.
 - (7) En cada contrato se deberá especificar el nombre de la(s) fuente(s) de suministro, la cantidad que proviene de dicha(s) fuente(s) para cada período que se incluye.
 - (8) Contratos de la modalidad Opción de Compra de Gas: adicional a las condiciones establecidas en los literales anteriores, la garantía de suministro sin interrupciones solamente se dará cuando se presente la condición de probable escasez y la prima se pagará mensualmente por el número de días de duración del contrato.
 - (9) Contratos de la modalidad Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada: adicional a las condiciones establecidas en los numerales anteriores, la garantía de suministro sin interrupciones se dará siempre que no se presente la condición de probable escasez.
 - (10) En el caso de los contratos de la modalidad Contrato de Suministro de Contingencia, el agente que garantiza el suministro desde una fuente alterna de suministro, podrá ser el mismo agente que suministra el gas natural desde la(s) fuente(s) que enfrenta al evento que le impide la prestación del servicio.
 - (11) La duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar, será de cero (0) horas, en el caso de duraciones menores a 1 mes calendario.
- Para duraciones mayores a 1 mes calendario de ejecución del suministro, se podrá pactar la duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, en un número de horas proporcional a la duración del contrato, tomando como referencia las horas permitidas para duraciones contractuales de ejecución del suministro de 1 año.
- (12) Los contratos se deberán registrar con, al menos, un día hábil de anterioridad a la fecha de inicio de su ejecución y en todo caso, en el plazo establecido en el literal b) del numeral 1.2. del Anexo 1 de la presente resolución.
- b) Con la excepción de los contratos con las condiciones establecidas en el literal a) del presente artículo, la duración de los nuevos contratos que se negocien será, como mínimo de un (1) Trimestre Estándar y, como máximo, del número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información de PTDVF y de CIDVF en la declaración realizada de acuerdo con el literal a) del artículo 21 de la presente resolución, contados desde el Primer Trimestre Estándar siguiente al Trimestre Estándar en que se registró el contrato.
 - c) El inicio de la ejecución del suministro deberá ocurrir en el primer día calendario de cualesquiera de los siguientes Trimestres Estándar de duración del contrato de suministro, excepto en los casos de los contratos con las condiciones establecidas en el literal a) del presente artículo y en los que se da aplicación al parágrafo 1 del artículo 20 y al numeral 5 del artículo 43, ambos de la presente resolución.
 - d) Los contratos deberán tener como fecha de terminación de ejecución del suministro el último día calendario de un Trimestre Estándar, con la única excepción para los contratos con las condiciones establecidas en el literal a) del presente artículo.

- e) Las cantidades a ejecutar en un mismo contrato de varios Trimestres Estándar de ejecución seguidos, podrán ser diferentes entre los diferentes Trimestre Estándar. En todo caso, las cantidades a ejecutar en cada mes de un mismo Trimestre Estándar de ejecución deben ser iguales.
- f) En los contratos de suministro de las modalidades CF95 y CF80, el volumen de la componente de pago variable del contrato podrá ser nominado por el comprador del Mercado primario. En caso de que el comprador no haga la nominación total de dicho volumen de pago variable, el vendedor del Mercado primario podrá atender nominaciones de contratos con interrupciones con los volúmenes del componente variable no nominados por el comprador del Mercado primario.
- g) Los vendedores del Mercado primario podrán ofrecer, en la modalidad de contrato con interrupciones, mediante negociaciones directas y con duración mensual, las cantidades variables de los contratos registrados con la modalidad CF95 y CF80.
- h) Con excepción de los contratos con las condiciones establecidas en el literal a) del presente artículo, para efectos de determinar la duración permisible para suspensiones del servicio en los contratos se considerará, para cada Trimestre Estándar de duración del contrato, la cuarta parte de la duración máxima establecida en el artículo 12 de la presente resolución, relacionada con la máxima duración permisible de suspensiones, independientemente de la cantidad de Fuentes de Suministro que se incluyen en el contrato.
- i) Los Participantes del mercado deberán acordar los mecanismos de cobertura para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos para atender la Demanda Esencial resultantes del mecanismo de negociación directa. En cualquier caso, el vendedor no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los tipos de garantías definidos en el Anexo 6 de la presente resolución, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- Si no se logra llegar a un acuerdo respecto de los mecanismos de cobertura o el comprador no presenta alguno de los tipos de garantías definidos en el Anexo 6 de la presente resolución, la parte o la contraparte podrán abstenerse de suscribir el contrato de suministro.
- j) Cuando, para el cumplimiento de un contrato de suministro que requiere Respaldo Físico, se requiera de la utilización de más de una Fuente de Suministro, en el contrato se deberá incluir el detalle de la cantidad de energía en firme que cada una de esas Fuentes de Suministro aportan para el cumplimiento de la cantidad máxima firme, detallado para cada Trimestre Estándar de ejecución del contrato que se registra.
- k) A partir de la publicación de la presente resolución, el plazo de ejecución de un contrato que esté vigente en dicho momento no podrá ser adicionado o prorrogado y deberá darse por terminado una vez cumplido el plazo inicial de ejecución, sin excepción alguna.
- l) Los contratos de modalidades de tipo firme o que garanticen firmeza que resulten de las negociaciones de Fuentes de Suministro cuyos vendedores no hayan realizado previamente las declaraciones de PTDVF y/o CIDVF, no podrán registrarse ante el Gestor del Mercado.
- m) Los contratos deberán ser registrados en el plazo establecido en el literal b) del numeral 1.2. del Anexo 1 de la presente resolución.
- n) Para el registro ante el Gestor del Mercado de los contratos de modalidades de tipo firme resultantes de las negociaciones de gas obtenido en el exterior, el vendedor deberá entregar previamente al Gestor del Mercado copia de uno o varios contratos de obtención de gas en el exterior o documentos asimilables, ya sea que con ellos se cumpla con alguna de las siguientes dos condiciones: i.) Unos plazos de ejecución y cantidades de suministro del gas natural obtenidas en el exterior, por lo menos iguales a la duración y cantidades comprometidas en los contratos a registrar al Gestor del Mercado, en MBTUD; o ii.) Unas cantidades totales de gas natural obtenido en el exterior, o almacenadas en las plantas de regasificación, medidas en unidades de energía MBTU, que sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, de los contratos a registrar al Gestor del Mercado.
- o) El Gestor del Mercado deberá evidenciar, previo a la realización del registro de contratos de suministro de modalidades de tipo firme de los Comercializadores de gas importado, que la suma de las cantidades diarias contratadas totales de la Infraestructura de Regasificación a utilizar para cumplir dichos contratos de suministro, es igual o superior al valor del mínimo operativo técnico requerido de regasificación de esa misma Infraestructura de Regasificación de la que se hará uso. En caso de no cumplirse con esta condición, no se permitirá el registro del contrato de suministro y así lo hará saber el gestor del mercado a las partes del contrato que se desea registrar.
- p) En los casos en que los contratos suscritos hayan sido resultantes de procesos de negociación en los que los vendedores no hubiesen cumplido con lo dispuesto en el literal b) del Anexo 9 de la presente resolución, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Parágrafo 1°. Los vendedores del Mercado primario serán los responsables, en cualquier momento de ejecución de la totalidad de los contratos suscritos que requieren Respaldo Físico, de que las cantidades totales comprometidas en firme o con garantía de firmeza desde sus Fuentes de Suministro, no sean superiores al valor del Potencial de Producción declarado para la totalidad de las Fuentes de Suministro, ni tampoco de manera individual para cada una de ellas, en todos y cada uno de los meses comprometidos en la duración del Contrato de Suministro, de acuerdo con la declaración que se encuentre vigente, presentada en cumplimiento del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto número 1073 de 2015, o aquel que lo modifique o sustituya.

Parágrafo 2°. Para efectos de cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto número 1073 de 2015 o aquel que lo modifique o sustituya, los Contratos de Suministro de las modalidades Opción de Compra de gas, Opción de Compra de Gas contra Exportaciones y de Firmeza Condicionada, se contarán como contratos que garantizan firmeza en las cantidades correspondientes a las contratadas y se considerarán complementarios entre sí.

Parágrafo 3°. En los casos en que los contratos acordados hayan sido resultantes de procesos de negociación en los que los vendedores no hubiesen cumplido con lo dispuesto en el literal b) del Anexo 9 de la presente resolución, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Artículo 24. *Comercialización Conjunta de la producción de Fuentes de Suministro nuevas costa afuera.* Los socios de un Contrato de Asociación o los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, que cuenten con una Fuente de Suministro ubicada costa afuera que a la fecha de publicación de la presente resolución no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la ANH, podrán comercializar la producción de gas natural de dicha fuente o de dicho contrato mediante la Comercialización Conjunta definida en la Resolución CREG 093 de 2006 o aquella que la modifique o sustituya, sin necesidad de la autorización a la que se refiere el artículo 3 de la misma Resolución o aquella que la modifique o sustituya.

La autorización de la Comercialización Conjunta para la contratación del gas proveniente de las Fuentes de Suministro de que trata este artículo, después de realizar la declaración de comercialidad de tales Fuentes y para aquellos contratos de suministro que no resulten de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, estará sometida al cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En todo caso lo establecido en el presente artículo, no exime a los socios de un Contrato de Asociación o los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos de dar cumplimiento, cuando ello aplique, a lo contemplado en el “*Título II INTEGRACIONES EMPRESARIALES*” de la Ley 1340 de 2009.

Artículo 25. *Condición de precio de los contratos.* El precio de los contratos de suministro de gas natural estará sujeto a las siguientes condiciones:

- En el caso de las negociaciones directas de contratos a las que se hace referencia en el artículo 19 de esta resolución, el precio será el que surja de la aplicación de los mecanismos de comercialización de negociación directa en los que haya procesos de concurrencia de interesados. La ecuación de actualización de dicho precio podrá aplicarse a partir del registro del contrato, con la frecuencia de actualización pactada, así sea que el inicio de la ejecución del contrato no haya ocurrido y podrá utilizar como referencia uno o varios índices de referencia nacionales o internacionales, acordados por las partes.
- El precio en el contrato que se suscriba y registre podrá variar como resultado de la aplicación periódica de las ecuaciones de actualización de precios que se hayan pactado.
- En el caso de los contratos resultantes de las negociaciones directas en que no se utilice como mecanismo de comercialización un proceso de concurrencia de interesados, el precio al inicio de suministro de un contrato podrá ser un precio fijo determinado al momento de registro del contrato ante el Gestor del Mercado, o un precio variable que utilice como referencia uno o varios índices de referencia nacionales o internacionales, acordados por las partes.
- Las partes de los contratos podrán acordar modificaciones al precio inicial del contrato registrado ante el Gestor del Mercado, o a las ecuaciones para la actualización de los precios, siempre y cuando la modificación del contrato registrado ante el Gestor del Mercado no tenga la capacidad, el propósito o el efecto de ir en detrimento de los derechos e intereses de los usuarios, así como alterar los propósitos y principios establecidos en esta Resolución.
- El vendedor debe ofrecer a todos los compradores que suscribieron contratos de un mismo proceso de concurrencia, cualquier propuesta de cambio del precio inicial del contrato y/o de las ecuaciones de actualización del precio, la que podrá ser aceptada por uno o varios de los compradores, sin que ello obligue a su aplicación con los demás compradores.
- Los descuentos que se realicen se considerarán como una modificación al precio inicial del contrato.

- g) En el caso de los contratos suscritos con base en lo establecido en el literal a) del artículo 23 de la presente resolución, el precio podrá ser variable en función de índices de precios acordados por las partes en el contrato de suministro.
- h) La actualización del precio de ejecución de un contrato registrado resultante de un Contrato Firme sujeto a Condiciones, será libre.

TÍTULO IV

ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO SECUNDARIO

CAPÍTULO I

Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro

Artículo 26. *Modalidades de contratos permitidos en el Mercado secundario.* En el Mercado secundario solo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

- 1 Contrato de suministro firme o que garantiza firmeza, CF.
- 2 Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC.
- 3 Contrato de suministro de opción de compra de gas, OCG.
- 4 Contrato de suministro de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX.
- 5 Contrato de suministro de contingencia, CSC.
- 6 Contrato de suministro con interrupciones, CSI.

Con excepción de los contratos con interrupciones cuando no se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los artículos 10, 11, 13, 14, 27 y 28 de esta resolución.

Parágrafo 1°. Los contratos de suministro 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 de derechos de suministro de gas del Mercado secundario serán de entrega física.

Parágrafo 3°. Los contratos que se suscriban en el Mercado secundario solo podrán adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 2° de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en la denominación y en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Parágrafo 4°. 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 ciento por ciento (100%) del gas natural contratado.

Parágrafo 5°. La duración permisible para labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las establecidas en el artículo 12 de esta resolución.

Artículo 27. *Duración de los contratos.* Los contratos de derechos de suministro de gas que se pacten en el Mercado secundario tendrán la duración que acuerden las partes, siempre y cuando la fecha de la ejecución del suministro inicie como máximo durante el año de gas siguiente al año de gas en que se realizó el registro del correspondiente contrato.

Artículo 28. *Puntos Estándar de entrega e indicadores de formación de precios.*

A. Puntos Estándar de entrega. En los contratos de derechos de suministro de gas natural que se suscriban en el Mercado secundario, se deberá pactar el Punto Estándar de entrega, de acuerdo con el listado adoptado por la CREG en circular de la Dirección Ejecutiva.

En todo caso, dichos Puntos estándar de entrega deben corresponder a: i) un punto de transferencia de custodia entre el comercializador y el transportador cuando el Punto de Entrega también corresponda a Puntos de Importación o Puntos de entrada al Sistema Nacional 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 Nacional 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 de Intermediación: Mediante circular, la Dirección Ejecutiva de la CREG definirá el conjunto de puntos estándar de entrega que se utilizarán para cada indicador. Así mismo, se definirá la metodología que se debe 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 del Mercado secundario deberá entregar el gas en el Punto estándar de Entrega pactado en los contratos de derechos de suministro, el cual deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la Circular que la CREG publicada para esos efectos, y deberá asumir los costos para transportar el gas hasta ese punto. La información de precios del gas natural que será comercializado en el Mercado secundario y los costos de transporte que asumirá hasta el Punto Estándar de entrega deberá desagregarse en los contratos de derechos de suministro y deberá informarse al Gestor del Mercado de esa misma manera, por parte del vendedor del contrato.

Parágrafo 2°. 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 3°. Se deberán reportar al Gestor del Mercado todos los puntos estándar de entrega pactados en los Contratos de derechos de Suministro del Mercado secundario asociado con 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 Comercializador entregue el gas, asociando la Fuente de Suministro y el contrato o contratos del Mercado primario del que sea titular de los derechos de suministro.

Parágrafo 4°. En la ejecución de los contratos con interrupciones de negociaciones directas, como se establece en el artículo 37 de la presente resolución, las partes definirán los puntos estándar de entrega, el cual deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la circular que la CREG publique para estos efectos.

CAPÍTULO II

Participantes en el Mercado secundario

Artículo 29. *Vendedores de gas natural del Mercado secundario.* Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos Participantes del mercado que podrán vender gas natural en el Mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente resolución.

Artículo 30. *Compradores de gas natural del Mercado secundario.* Los Productores-comercializadores, los Comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos Participantes del mercado que podrán comprar derechos de suministro en el Mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural en el Mercado secundario, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente resolución.

CAPÍTULO III

Comercialización de derechos de suministro de gas natural

Artículo 31. *Negociaciones directas de gas natural.* Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 29 y 30 de esta Resolución podrán negociar directamente derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario, de acuerdo con lo señalado en el artículo 33 de la presente resolución. En estas negociaciones solo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente resolución. Las partes acordarán libremente el precio del gas natural que se comercialice mediante estas negociaciones directas.

Parágrafo. La cantidad total de derechos de suministro de cada comercializador registrada mediante contratos de venta de modalidades de tipo firme o que garantizan firmeza en el Mercado secundario, no podrá ser superior a la suma de las cantidades de dicho comercializador compradas mediante los contratos suscritos en firme o con garantía de firmeza, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario. Lo anterior se deberá cumplir en el momento del registro de cada contrato del comercializador ante el Gestor del Mercado.

El Gestor del Mercado deberá establecer un mecanismo para que se dé cumplimiento a la regla enunciada. En caso de no cumplirse la regla anterior al momento de solicitarse el registro de un contrato de venta de derechos de suministro, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Artículo 32. *Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo.* Los Participantes del mercado, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación del proceso úselo o véndalo detallado en el artículo 36 de la presente resolución.

CAPÍTULO IV

Negociaciones a través del BEC

Artículo 33. *Negociaciones directas a través del BEC.* Como parte del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del artículo 5° de esta Resolución, el Gestor del Mercado pondrá la siguiente información a disposición de los Participantes del mercado que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta resolución:

1. Ofertas de venta de derechos de suministro de gas natural. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la cantidad de derechos de suministro ofrecida en MBTUD, la duración del contrato ofrecido, el punto estándar de entrega, los precios de venta en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato ofrecido.
2. Solicitudes de compra de derechos de suministro de gas natural. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la cantidad requerida en MBTUD, la duración del contrato solicitado, el Punto Estándar de entrega, el precio de compra en dólares de los Estados Unidos de

América por MBTU y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado.

A partir de esta información, los Participantes del mercado que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el artículo 35 de esta resolución, realizarán las negociaciones directas de su interés. Será responsabilidad de estos llevar a cabo cada una de las negociaciones y celebrar los correspondientes contratos, con sujeción a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente resolución.

Parágrafo 1°. El Gestor del Mercado definirá el medio y el formato para la presentación de las ofertas de venta de derechos de suministro y de las solicitudes de compra de gas a las que se hace referencia en este artículo. El Gestor del Mercado facilitará la publicación de otra información sobre las ofertas de venta y las solicitudes de compra que los Participantes del mercado deseen publicar voluntariamente.

Parágrafo 2°. Excepto para los casos de contratos de modalidades de tipo firme para ser ejecutados en cualesquiera de los tres (3) días hábiles siguientes al día de su registro ante el Gestor del Mercado y siempre y cuando el contrato haya sido negociado dentro de los tres (3) días hábiles antes de su registro, todos los agentes que deseen hacer negociaciones directas en el Mercado secundario, están obligados a entregar la información establecida en este artículo, antes de adelantar cualquier negociación de compraventa y, en el caso de los vendedores, adicionalmente deberán informar si el gas es de origen nacional u obtenido en el exterior. En caso de no cumplirse con estos requisitos, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Una vez publicada la información recibida por el Gestor del Mercado, los agentes podrán hacer uso de la plataforma del BEC dispuesto para ello, o de otras plataformas, para realizar las negociaciones directas, como se establece en el artículo 34 de la presente resolución.

Parágrafo 3°. Las cantidades de suministro excedentarias contratadas por un comercializador en el Mercado primario o en el Mercado secundario, registradas para atender a la demanda regulada, deberán ser ofrecidas en primera instancia a los demás compradores del Mercado secundario que solicitan el suministro para atender directamente la demanda regulada de sus propios mercados de comercialización. En el caso de empresas comercializadoras en que exista vinculación económica, se podrán negociar prioritariamente dichas cantidades entre ellas, aplicando lo establecido en el artículo 4° de la Resolución CREG 112 de 2007.

En el caso de que no haya compradores que soliciten cantidades al comercializador que ofrece excedentes de cantidades compradas para atender su propia demanda regulada, el comercializador con excedentes podrá atender con ellos su propia demanda no regulada o negociarla con compradores que los destinen a atender demanda diferente a la demanda regulada. Para efectos de lo anterior, tanto los vendedores como los compradores incluirán en la información requerida en los numerales 1 y 2 del presente artículo, qué cantidades están ofertadas como excedentes para atender demanda regulada y qué cantidades están solicitadas para atender demanda regulada, respectivamente.

Artículo 34. *Negociaciones directas a través de otras plataformas.* La implementación del BEC no impedirá la negociación a través de otras plataformas de iniciativa particular. En cualquier caso, en la plataforma se deberá registrar y publicar la misma información que, como mínimo, se establece en los numerales 1 y 2 del artículo 33 de la presente resolución.

No obstante, todos los contratos del Mercado secundario deberán ser registrados ante el Gestor del Mercado de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 1 de esta resolución.

Artículo 35. *Registro en el BEC.* Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 29 y 30 de esta resolución deberán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta de derechos de suministro de gas y solicitudes de compra en el Mercado secundario. El registro en el BEC no conllevará el pago de cargos adicionales, y se realizará ante el Gestor del Mercado a través del medio electrónico y los formatos que este defina.

La información que el Gestor del Mercado solicite a través de los formatos de registro en el BEC, por lo menos, le deberá permitir identificar si el Participante del mercado que desea registrarse corresponde a uno de los vendedores o compradores a que hacen referencia los artículos 29 y 30 de esta resolución y si quien adelanta el trámite está facultado para representar a dicho vendedor o comprador.

CAPÍTULO V

Proceso úselo o véndalo

Artículo 36. *Proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural.* El gas natural que haya sido contratado en firme en el Mercado primario y no haya sido nominado por los compradores del mercado antes mencionado, para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores del Mercado secundario a los que se hace referencia en el artículo 30 de esta resolución que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el artículo 35 de la misma. Para la negociación de este gas se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, los vendedores del Mercado primario declararán al Gestor del Mercado, los titulares de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de

contratos firmes, firmes CF80, en el 80% de la cantidad contratada, firmes CF95, en el 95% de la cantidad contratada, de firmeza condicionada, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes Puntos de Entrega de dicho gas pactados en los contratos. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 4 de la presente resolución.

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

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

Si en las cantidades declaradas como disponibles se encuentra gas natural contratado por generadores térmicos, estos le deberán informar al Gestor del Mercado qué cantidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte del gas natural disponible para el proceso de úselo o véndalo de corto plazo. Si antes de las 16:00 horas el Gestor del Mercado no recibe esta información, éste entenderá que la totalidad del gas no nominado por el correspondiente generador térmico si está disponible para este proceso.

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las cantidades de gas disponibles de que trata el numeral anterior será el Precio de Reserva que declaren los titulares de las cantidades de gas natural disponibles conforme a lo establecido en el numeral 5.4 del Anexo 4 de la presente resolución.
3. Publicación de la cantidad disponible. A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1, el Gestor del Mercado publicará la cantidad total de gas disponible en cada Punto de Entrega.
4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar, a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de que trata el artículo 30 de esta resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta resolución, y que quieran contratar el gas ofrecido en el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, enviarán sus solicitudes de compra al Gestor del Mercado. Estas solicitudes de compra deberán presentarse de conformidad con lo establecido en el numeral 5.6 del Anexo 4 de la presente resolución. Los contratos de derechos de suministro que deriven del proceso de úselo o véndalo de corto plazo se entenderán como operaciones del Mercado secundario, les aplicarán todas las disposiciones previstas en esta Resolución para ese mercado, y así quedarán registradas por el Gestor.
5. Subasta de la cantidad disponible. El Gestor del Mercado deberá facilitar la comercialización de las cantidades disponibles de gas natural no nominadas por los compradores del Mercado primario, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 5.7 del Anexo 4 de la presente resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 para cada Punto de Entrega de gas. Habrá tantas subastas como Puntos de Entrega con gas disponible para subastar, y será entregado en el punto especificado para la correspondiente subasta.
6. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1, una vez finalizadas las subastas, el Gestor del Mercado deberá informar a los vendedores y compradores del Mercado secundario las cantidades asignadas a los compradores bajo este proceso. El Gestor del Mercado igualmente informará dichas cantidades a los Productores-comercializadores y a los Comercializadores de gas importado involucrados en este proceso.
7. Celebración de contratos. El vendedor del Mercado secundario y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de derechos de suministro de gas natural. Este deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente resolución.

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

Si el comprador adjudicado realiza el prepago del gas natural, el vendedor estará obligado a nominar el gas negociado, o a solicitar la nominación del gas al responsable de la misma, según corresponda.

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

8. Programación definitiva del suministro. A más tardar a las 18:50 horas del Día D-1, el responsable de la nominación de gas confirmará al vendedor del Mercado primario la cantidad vendida a través del proceso definido en este artículo, la cual deberá ser igual o inferior a la informada por el Gestor del Mercado según

lo señalado en el numeral 6 de este artículo. Esta cantidad entrará al programa definitivo de suministro de gas que el vendedor del Mercado primario debe elaborar y enviar al responsable de la nominación de gas y al Gestor del Mercado a más tardar a las 19:50 horas.

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

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

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

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

Parágrafo 3°. El comprador del Mercado primario será responsable de pagar al vendedor del Mercado primario las compensaciones que se ocasionen por variaciones de salida.

Parágrafo 4°. Durante el ciclo de nominación de gas, los responsables de la misma no podrán modificar las cantidades de energía ya nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de suministro, por parte de los vendedores del Mercado primario, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a suministrar, la cual se realiza dentro de la hora límite establecida en el RUT, solo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente por el comprador del Mercado primario en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural.

TÍTULO V

NEGOCIACIÓN Y EJECUCIÓN DE CONTRATOS CON INTERRUPCIONES

Artículo 37. *Condiciones de negociación de contratos con interrupciones.* Los contratos de suministro con interrupciones se negociarán mediante negociaciones directas así:

- A. Contratos con interrupciones del Mercado primario:
 - i. Se podrán negociar directamente en el mes previo al mes de inicio de su ejecución.
 - ii. Para la negociación, cada vendedor deberá cumplir con los mismos criterios establecidos en el Anexo 9 de la presente resolución y en las condiciones de negociación de los contratos se deberá indicar el criterio objetivo y neutral que será utilizado por el vendedor para definir, durante la ejecución diaria de los contratos, qué nominaciones que hagan los compradores serán las que se autorizarán por el vendedor para la entrega en el día de gas.
 - iii. En ningún caso un vendedor podrá registrar en un solo contrato con interrupciones, una cantidad superior a la PTDV/CIDV remanente de la Fuente de Suministro del contrato, para el período de ejecución del mismo. Sin embargo, la suma de la totalidad de las cantidades de los contratos con interrupciones de una misma Fuente de Suministro podrá ser superior a la PTDV/CIDV remanente de dicha fuente para el período de ejecución de los mismos.
 - iv. En el contrato se deberá establecer un solo precio único de ejecución, que será el utilizado para la liquidación de los valores de ejecución del suministro a facturar por el vendedor, y no podrá variar durante el período de duración del contrato.
 - v. El contrato deberá tener una 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. 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.
 - vi. Para la ejecución diaria de los contratos con interrupciones de una misma Fuente de Suministro, el vendedor podrá autorizar las nominaciones de los compradores hasta un total que no supere la PTDV/CIDV del día de ejecución de los contratos de esa Fuente de Suministro, sumada a las cantidades no nominadas de la parte variable de pago de los contratos de las modalidades CF95 y CF80.
 - vii. En los casos en que los contratos acordados no hayan sido resultantes de procesos de negociación en los que los vendedores no hubiesen cumplido con lo dispuesto en el literal b) del Anexo 9 de la presente resolución, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.
- B. Contratos con interrupciones del Mercado secundario:
 - i. No podrán participar como vendedores los usuarios no regulados.
 - ii. Se podrán negociar en cualquier momento del año.

- iii. El contrato deberá tener una duración mínima de 1 mes y máxima de 12 meses y deberá iniciar antes de la finalización del año de gas siguiente al año en que se realice el registro.
- iv. Para la negociación, cada vendedor deberá cumplir con los mismos criterios establecidos en el Anexo 9 de la presente resolución y en las condiciones de negociación de los contratos se deberá indicar el criterio objetivo y neutral que será utilizado por el vendedor para definir, durante la ejecución diaria de los contratos, qué nominaciones que hagan los compradores serán las que se autorizarán por el vendedor para la entrega en el día de gas.
- v. En el contrato se deberá establecer un solo precio máximo de ejecución y no podrá variar durante el período de duración del contrato.
- vi. Ejecución:
 - a) En el día D-1, antes del inicio del ciclo de nominación de suministro, las partes fijarán previamente la cantidad de gas en MBTU a entregar por parte del vendedor durante el día de gas y los Puntos de Entrega y el precio de ejecución que podrá ser inferior al precio máximo pactado. El vendedor del Mercado secundario tendrá en cuenta esta información para realizar la nominación para el día de gas.
 - b) Durante el día de gas las partes en los Contratos con Interrupciones 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 o por Punto estándar de entrega de esas cantidades, en dólares de los Estados Unidos de América. La cantidad autorizada en los Contratos con Interrupciones es aquella aceptada por parte de los vendedores del Mercado y sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.
- vii. Reporte de información al Gestor del Mercado:
 - a) Información del contrato: las partes deberán reportar al Gestor del Mercado la información de los contratos con interrupciones según lo dispuesto en el Anexo 1 de la presente resolución. Este contrato con Interrupciones deberá estar registrado ante el Gestor del Mercado como mínimo un (1) día hábil 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 o Punto Estándar de entrega, según corresponda, el precio unitario expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU determinado a partir de la información del literal a) del numeral vi. del presente artículo, y el tipo de demanda atendida.

Artículo 38. *Ejecución de contratos con interrupciones.* El contrato con interrupciones se considera firme o que garantiza firmeza en un día de gas, cuando se cumple con cada una de las siguientes condiciones: i.) En desarrollo del ciclo de nominación del día previo al día de gas, la parte compradora nomina una cantidad de gas; y, ii.) La parte vendedora autoriza la cantidad de energía a suministrar en el día de gas siguiente.

El contrato se considera que cuenta con Respaldo Físico, cuando en adición al cumplimiento de las condiciones anteriormente enunciadas, la Fuente de Suministro utilizada cuenta con Reservas de Gas Natural.

Cuando el contrato adquiere la firmeza diaria, las condiciones de ejecución en el día de gas respectivo estarán sometidas a los requisitos mínimos establecidos en los artículos 10, 11, 13 y 14 de la presente resolución.

Parágrafo. Lo establecido en el presente artículo no exime al prestador del servicio al usuario final, del cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.2.16 del Decreto número 1073 de 2015, en cuanto a que los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico, entendido este para todo el período de ejecución del contrato pactado.

TÍTULO VI ASPECTOS OPERATIVOS

Artículo 39. *Consideraciones operativas relacionadas con renominaciones.*

1. En relación con las renominaciones de suministro durante el día de gas se seguirán, además de las establecidas en el RUT, las siguientes reglas, así:
 - a) Los Productores-comercializadores y los Comercializadores de gas importado solo podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Como excepción podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral.
 - b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de gas. En este caso los responsables de la nominación de gas deberán solicitar la renominación e informar a los Productores-comercializadores o a los Comercia-

lizadores de gas importado que la renominación la hacen a nombre del adjudicatario del proceso.

- c) No se permitirán renominaciones de parte del comprador del Mercado primario, para la parte de ejecución del pago variable del contrato de las modalidades CF80 y CF95, que no fue nominada inicialmente y que fue utilizada por el vendedor del Mercado primario para autorizar la entrega de la nominación de un contrato con interrupciones.
2. Los vendedores del Mercado primario podrán autorizar, en un tiempo inferior a seis (6) horas, las renominaciones de suministro que presenten los generadores térmicos originadas por requerimientos del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o autorizaciones en el sector eléctrico. En todo caso estas aceptaciones deberán acogerse a lo establecido en el presente artículo.

Los vendedores del Mercado primario solo podrán negar la aceptación de estas renominaciones si existen limitaciones técnicas u operativas originadas en los Puntos de Entrega de las Fuentes de Suministro de gas y deberán conservar los respectivos soportes, en caso de que la autoridad competente o los compradores así los requieran y esté previsto en los contratos de suministro.

TÍTULO VII OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 40. *Gas para la puesta en operación de las Infraestructuras de Importación de Gas.* Para efectos de la comercialización del gas natural que se requiera utilizar exclusivamente para la puesta en operación de las Infraestructuras de Importación de Gas, podrán ser comercializados directamente, en cualquier momento y bajo cualquier modalidad de contratación de suministro permitida para el Mercado primario. En caso de ser necesario, la CREG podrá diseñar otros mecanismos de comercialización que le serán aplicados a las cantidades de gas de que trata este artículo.

Artículo 41. *Registro de contratos de consumo propio de los productores-comercializadores.* Los productores-comercializadores deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de suministro de cantidades de gas de las que sean propietarios, que sean destinadas a refinerías cuyo consumo se considera como propio o a otros consumos propios, presentando la información aplicable correspondiente a la requerida para el registro de los contratos de suministro del Mercado primario, según el Anexo 1 de la presente resolución, siempre que la misma esté contenida en el contrato que se registra.

Parágrafo. En el caso que el productor-comercializador no sea una persona jurídica independiente de la refinería o del sitio de consumo propio a la que se suministra el gas, se podrán registrar ante el Gestor del Mercado las actas, certificados o acuerdos suscritos para efectos del suministro. Estos documentos tendrán el mismo tratamiento que el Gestor del Mercado le debe dar a los acuerdos comerciales o contratos registrados entre agentes del mercado, en lo que respecta a la confidencialidad de la información. Se deberá presentar la información aplicable correspondiente a la requerida para el registro de los contratos de suministro del Mercado primario, según el Anexo 1 de la presente resolución, siempre que la misma esté contenida en el acta, certificado o acuerdo que se registra.

Artículo 42. *Registro de los contratos por parte de los vendedores.* Todos los contratos de suministro de gas natural, cuyas negociaciones no están sujetas al reglamento del Mercado Mayorista de gas natural, deberán ser registrados por los vendedores del Mercado primario y del Mercado secundario, independientemente del uso final que le dé el comprador a dicho gas. En el caso de que, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, haya contratos de suministro suscritos previamente que no han sido registrados, todos los vendedores deberán registrarlos, de acuerdo con los requerimientos de información detallados en el Anexo 1 de la presente resolución en un término máximo de cinco (5) días hábiles contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 43. *Información de los contratos firmes sujetos a condiciones y registro de los contratos resultantes.* Los vendedores y los compradores deberán comunicar al Gestor del Mercado que se ha suscrito el Contrato Firme sujeto a Condiciones, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a que ello ocurra.

La fecha de la entrega de dicha información al Gestor del Mercado servirá de referencia para la determinación de los requisitos mínimos a aplicar a partir del inicio de la ejecución del suministro firme o con garantía de firmeza del contrato, dado el caso de que finalmente se realice su registro ante el Gestor del Mercado para efectos de su posterior ejecución. Para lo anterior, se deberá anexar la copia completa del Contrato Firme sujeto a Condiciones y la información con que se cuente de aquella establecida en el numeral 1.1 del Anexo 1 de la presente resolución.

Para el posterior registro ante el Gestor del Mercado del contrato resultante con Respaldo Físico de un Contrato Firme sujeto a Condiciones, con posterioridad a la declaración de comercialidad de la Fuente de Suministro que respalda el Contrato inicialmente informado al Gestor del Mercado, se deberá cumplir con cada una de las siguientes condiciones:

1. Declaración inicial de la PTDFV: el Productor-comercializador podrá presentar ante el Gestor del Mercado, en cualquier momento del año, la primera declaración de la PTDFV de una Fuente de Suministro sobre la que se declara su comercialidad ante la autoridad competente, siempre y cuando la declaración sea realizada, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles contados a partir de la publicación de la declaración del Potencial de Producción de dicha Fuente de Suministro, por parte del Ministerio de Minas y Energía o por quien este delegue.
2. Plazo máximo de registro de los contratos resultantes: los contratos deberán ser registrados en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la declaración inicial de la PTDFV al Gestor del Mercado.

3. La suma de las cantidades de los contratos de modalidades de tipo firme que se registran ante el Gestor del Mercado que resulten de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, para cada uno de los meses de ejecución de los contratos que se registran, no podrá ser superior a la cantidad inicialmente publicada para esos mismos meses de ejecución, de la Producción Comprometida, PC, en la primera declaración de Potencial de Producción de la Fuente de Suministro.
4. La modalidad contractual del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones será aquella establecida en el Contrato inicialmente informado al Gestor del Mercado, y será libre.
5. La duración de ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones será aquella establecida en el Contrato inicialmente informado al Gestor del Mercado, que podrá iniciar y terminar en cualquier momento del año.
6. Los requisitos mínimos a aplicar en la ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones serán los establecidos por la CREG de acuerdo con el capítulo II del Título III de la presente resolución o de aquellas que la modifiquen o sustituyan, para la fecha en que se dio la información al Gestor del Mercado del Contrato Firme sujeto a Condiciones.
7. Tipo de demanda a atender: podrá ser cualquier sector de consumo de gas natural, incluyendo los sectores de consumo definidos como parte de la Demanda Esencial por el Ministerio de Minas y Energía.
8. La ecuación de actualización del precio de ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a condiciones será libre y podrá utilizar como referencia uno o varios índices de referencia nacionales o internacionales, acordados por las partes.

En caso de no cumplirse con las anteriores condiciones al momento del registro del contrato de modalidad de tipo firme resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Adicionalmente, las partes del Contrato Firme sujeto a Condiciones informado al Gestor del Mercado deberán actualizar al Gestor del Mercado, con una periodicidad no mayor a seis (6) meses, la evolución del cumplimiento de las condiciones establecidas, para efectos de dar inicio a su ejecución en firme.

Artículo 44. *Reglas de comportamiento.* Todos los Participantes en el Mercado Mayorista de gas natural deberán dar cumplimiento a las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019, o aquella que la modifique, añada o sustituya.

Artículo 45. *Transitorio.* Como medida adicional para ser aplicada en el primero y segundo Trimestres Estándar de negociación de suministro que se presente conforme con lo dispuesto en el artículo 46 de la presente resolución, durante el Trimestre en que se realizan las negociaciones de capacidad de transporte de acuerdo con la Resolución CREG 185 de 2020, se podrán negociar contratos de capacidad de transporte, en cualquier momento del Trimestre Estándar, cuya ejecución se limite a ser realizada durante ese mismo Trimestre Estándar. El transportador realizará la contratación siguiendo el orden cronológico de la llegada de la solicitud de cada comprador, registrada por el Gestor del Mercado, mediante el formato destinado para ello y cobrará la pareja cien por ciento (100%) fijo que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM.

Parágrafo 1°. El solicitante de la capacidad de transporte deberá contar con cantidades del suministro contratado y registrado previamente, que requiere contar con la capacidad por el tramo de transporte, al que se le solicita la misma o menor capacidad equivalente del contrato de suministro, en unidades de volumen.

Parágrafo 2°. El Gestor del Mercado deberá disponer en tiempo real, la información recibida de solicitudes de contratación de capacidad de transporte, a cada transportador del sistema de transporte al que se solicita capacidad.

Artículo 46. *Transición regulatoria.* Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplicarán a partir del 1° de junio de 2025, relativo al primer Trimestre Estándar de negociación que ocurrirá entre junio y agosto del año de gas 2025.

Hasta dicho momento se seguirán aplicando las disposiciones de la Resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones, así como la Resolución CREG 102 013 de 2024.

Artículo 47. *Vigencia y derogatorias.* La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y su aplicación se llevará a cabo considerando la transición regulatoria a que hace referencia el artículo 46 de la presente resolución.

La presente resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias. En especial, las siguientes, considerando la transición regulatoria a que hace referencia el artículo 46 de la presente resolución:

1. Resolución CREG 136 de 2014, y sus modificaciones.
2. Resolución CREG 186 de 2020, y sus modificaciones.
3. Resolución CREG 102 013 de 2024.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 30 de enero de 2025.

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 1

Información transaccional y operativa

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 2 del artículo 5° de la presente resolución, el Gestor del Mercado recopilará, verificará, publicará y conservará la información que se detalla a continuación. La declaración de la información señalada en este anexo se hará a partir de la fecha en que el Gestor del Mercado inicie la prestación de sus servicios.

Los agentes que hayan registrado contratos en forma previa a la fecha de publicación de la presente resolución y cuya ejecución se encuentre vigente, deberán completar la totalidad de la información requerida en este anexo 1 para cada uno de los contratos registrados, en el plazo máximo de treinta (30) días hábiles contados a partir de la publicación de la presente resolución. En el caso de no darse cumplimiento a lo anterior, el Gestor del Mercado deberá informar dicha situación a las autoridades competentes de vigilancia y control y podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia.

1. Información transaccional del Mercado primario

1.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el Mercado primario

a) Información a recopilar de los contratos:

El Gestor del Mercado llevará un registro de los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el Mercado primario.

Los Participantes del Mercado primario a los que se hace referencia en el artículo 16 y en el artículo 17 de esta resolución deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el Mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Tipo del contrato de acuerdo con lo establecido en el Decreto número 1073 de 2015 (con garantía de firmeza, interrumpible o mixto), en el caso que no se acoja a modalidad contractual establecida por la CREG según parágrafo 1 del artículo 20 y al numeral 4 del artículo 43, ambos de la presente resolución y.
- v. Modalidad de contrato según lo dispuesto en el artículo 8 de esta resolución (CF95, CF80, OCGX, CSC, CSI, CFC, OCG, PTDV en Pruebas) o según lo dispuesto en el parágrafo 1 del artículo 20 y al numeral 4 del artículo 43, ambos de la presente resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta resolución, se deberá declarar el tipo y la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.
- vi. Punto(s) de Entrega de la energía al comprador. Se entenderá por Punto de Entrega lo establecido en el artículo 3 de la presente resolución.
- vii. Fuente de suministro (campo de producción o punto de importación). Se deberá indicar el nombre de la(s) Fuente(s) de Suministro de las cuales se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato. En el caso de que en el contrato se incluyan varias Fuentes de Suministro, en un Punto de Entrega o una Fuente de Suministro con varios Puntos de Entrega se deberá indicar la cantidad de energía por Fuente de Suministro. Se debe distinguir el precio de suministro por cada uno de los Puntos de Entrega pactados en el contrato previamente registrado, cuando el gas provenga de una misma Fuente de Suministro en los contratos vigentes a la fecha de publicación de la presente resolución. En el caso de contratos de suministro que incluyan el costo del transporte en el SNT para la entrega en un punto de salida del SNT, el vendedor deberá discriminar el precio de dicho transporte.
- viii. Condición de cada Fuente de Suministro al momento del registro del contrato (campo menor, campo en pruebas extensas con la duración de dichas pruebas o sin declaración de comercialidad, campo aislado, yacimiento no convencional, campo en desarrollo, Fuente de Suministro extranjera, otras fuentes). Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión a sistemas de transporte del SNT a través de gasoductos.
- ix. Modalidad de transporte para la transferencia de custodia (gas natural, gas natural licuado, gas natural comprimido).
- x. Cantidad de energía contratada con garantía de firmeza, expresada en MBTUD, para cada Fuente de Suministro.
- xi. Cantidad de energía contratada con interrupciones, expresada en MBTUD.
- xii. Precio de ejecución del contrato, a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- xiii. Precio de la prima del contrato OCG, a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- xiv. Porcentaje de pago mínimo fijo de las cantidades pactadas con garantía de firmeza.

- xv. En el caso de contratos con interrupciones, precio único pactado en el contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, como se establece en el numeral iv. del literal A. del artículo 37 de la presente resolución.
- xvi. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año).
- xvii. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año).
- xviii. Moneda de pago pactada en el contrato.
- xix. Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos para la liquidación y facturación, si es el caso.
- xx. Tipo de garantía pactada.
- xxi. En el caso de que un contrato se solicite registrar con el tipo “firme” o “mixto”, la Fuente de Suministro de dicho contrato deberá contar con la PTDFV necesaria para cubrir la cantidad de energía con garantía de firmeza, para poder ser registrado en los respectivos períodos de ejecución.
- xxii. Mecanismo inicial de resolución de conflictos (por ejemplo, grupo interno de las partes, tribunal de arbitramento, justicia contenciosa, amigable componedor, etc.).
- xxiii. Información complementaria: cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, si corresponde a Demanda Esencial, si corresponde a usuarios regulados o no regulados, desagregada por la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional, comercial, industrial, petroquímica, petrolero, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte 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 no regulado. Cuando el comprador entregue a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada a entregar en el mercado relevante de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, regulados y no regulados.
- xxiv. Información de los contratos de cesión de un contrato de suministro: en el caso de acordarse un contrato de cesión de un contrato de suministro del Mercado primario, las partes del contrato de cesión deberán registrar la información de dicho contrato de cesión, que no haya sido parte de la información registrada previamente.
- xxv. Información de las fórmulas a utilizar para actualizar los precios resultantes de negociaciones directas.
- xxvi. Cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro, se deberá informar el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato.
- xxvii. Cada comprador deberá declarar el destino de las cantidades contratadas: i.) para propio consumo en el caso de UNR, ii.) para venta en el Mercado secundario o iii.) para venta en el Mercado Minorista.
- xxviii. 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. Para lo anterior se deberá tener en cuenta que solo se puede registrar un contrato con un solo registro, con la información de la fecha de inicio y la fecha de terminación tal cual fueron pactadas en el contrato, separados por fechas de inicio y de terminación sucesivas.

Los Participantes del mercado a los que se hace referencia en los artículos 16 y 17 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 del Mercado primario deberán declarar al Gestor del Mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El Gestor del Mercado deberá contar con copia de los contratos de suministro y de los contratos de cesión referidos. Para este efecto, los vendedores a los que se hace referencia en los artículos 16 de esta resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al Gestor del Mercado.

La no declaración de la información aquí señalada o entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor del Mercado no permitirá el registro del contrato y podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

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

a) Verificación

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

- i. La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este anexo.

Si el Gestor del Mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones el Gestor del Mercado deberá informárselo a las partes, dentro de las 24 horas siguientes al recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

- ii. En el caso de contratos de suministro firme o con garantía de firmeza en el que un vendedor del Mercado primario garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, el Gestor del Mercado deberá verificar que la PTDVF con la que cuenta cada una de las Fuentes de Suministro utilizadas en el contrato que se registra, tiene un valor igual o superior a la cantidad asignada a dicha Fuente de Suministro en dicho contrato. Para la comparación anterior, el Gestor del Mercado deberá utilizar el resultado que obtenga para la PTDVF disponible de cada Fuente de Suministro que aparece en el contrato, el cual se calcula restando al valor total de la PTDVF declarada más reciente, las cantidades de suministro firme o con garantía de firmeza asignadas a esa Fuente de Suministro en los contratos registrados con posterioridad a la declaración de dicha PTDVF.

Si el Gestor del Mercado encuentra que la PTDVF disponible calculada de la manera anteriormente descrita, es inferior a la cantidad asignada para cada Fuente de Suministro que se incluye en el contrato que se desea registrar, deberá informárselo al vendedor del Mercado primario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique. Cuando no sea posible la rectificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y, por tanto, no podrá ser ejecutado. En este caso, el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Adicionalmente, y para efectos de lo anterior, los vendedores del Mercado primario y el Gestor del Mercado deberán tener en cuenta, para los contratos de PTDV en Pruebas, tomar el valor asignado a cada Fuente de Suministro incluida en el contrato, con la que se garantiza el servicio de suministro de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Lo anterior independientemente de la denominación que se haya utilizado para definir el contrato de suministro que se desea registrar.

- iii. Para efectos de la verificación, el Gestor del Mercado podrá contrastar la información declarada por los Participantes del mercado con la contenida en los contratos de suministro.

En el caso del registro de los contratos con interrupciones, el Gestor del Mercado deberá validar que se cumplan los topes establecidos en el numeral iii. del literal A. del artículo 37 de la presente resolución cuando los agentes proceden al registro de un contrato. En caso de que el Gestor del Mercado encuentre que no se cumplen los topes, este deberá informárselo al vendedor del Mercado primario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique. Cuando no sea posible la rectificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato, no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación y deberá informar dicha situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

b) Registro de contratos

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

La declaración de la información señalada en literal a) del numeral 1.1 del presente anexo se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato, por lo que de no hacerse en dicho plazo el contrato no podrá ser registrado en el Trimestre Estándar de negociación, excepto en condiciones extraordinarias de fuerza mayor, las cantidades comprometidas de venta y de compra quedarán liberadas para ser comercializadas en el siguiente Trimestre Estándar de negociación. El Gestor del Mercado dispondrá de hasta tres (3) días hábiles, contados a partir del recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para verificar la información, registrar el contrato cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados.

Una vez iniciado el registro del contrato por una de las partes, la otra parte dispondrá de, como máximo de un (1) día hábil para efectuar el registro de dicho contrato. En caso de que ello no ocurra, el Gestor del Mercado se abstendrá de realizar dicho registro para esa oportunidad. En caso de que no se registre el contrato antes del plazo máximo establecido

para ello, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la presente resolución, las cantidades comprometidas deberán pasar a hacer parte de la información que se debe reportar de acuerdo con el numeral 1 de dicho artículo.

Los vendedores del Mercado primario no podrán aceptar las nominaciones ni podrán entregar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el Gestor del Mercado.

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

c) Publicación

El Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada:

- i. La cantidad total de energía negociada mediante cada modalidad de contrato y para cada Punto de Entrega. Esta información se actualizará cada vez que cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el artículo 8° de esta resolución.
- ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se negoció cada modalidad de contrato de suministro, en cada Punto de Entrega. Esta información se actualizará cuando cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el artículo 8° de esta resolución; o se actualice el precio pactado en los contratos como consecuencia de la actualización de precios a que se refiere el artículo 15 de la presente resolución.
- iii. El precio promedio nacional por Punto de Entrega y por modalidad de contrato, calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior. Este valor se actualizará con la frecuencia señalada en el numeral anterior.
- iv. Los índices requeridos para aplicar las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de esta resolución. Esta información se publicará a más tardar el último día hábil del mes de noviembre de cada año.

El Gestor del Mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

1.3 Información sobre la ejecución de los Contratos con interrupciones del Mercado primario:

A más tardar a las 24:00 horas del día D+1, los compradores y vendedores del Mercado primario 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.
- iii. Cantidad total de gas en MBTU entregada por el vendedor al comprador en el Punto de Entrega para el día de gas. La cantidad entregada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.
- iv. 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 iv. del literal A) del artículo 37 de la presente resolución.
- v. Punto de Entrega o Punto Estándar de Entrega de las cantidades de gas autorizadas por el vendedor.
- vi. Cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro, se deberá informar el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato.

Adicionalmente, cada comprador del Mercado primario deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda atendida con la ejecución del contrato. Esto es, si correspondió a Demanda Esencial o no, si correspondió a usuarios regulados o no regulados, desagregada en demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, petroquímica, petrolera, generación térmica, exportaciones u otros. Todo lo anterior por mercado de comercialización.

Los compradores que entreguen gas natural en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte, deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con interrupciones con cada usuario no regulado. Cuando el comprador entregue gas en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución, deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada con interrupciones a entregar en el mercado relevante de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, Regulados y no regulados.

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 y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

2. Información transaccional del Mercado secundario

2.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el Mercado secundario.

El Gestor del Mercado llevará un registro de los contratos de derechos 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 el artículo 29 y el artículo 30 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 26 de esta resolución (CF, CFC, OCG, OCGX, CSC, CSI).
 - v. Punto Estándar de entrega según lo establecido en esta resolución.
 - vi. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
 - vii. Precio de ejecución a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
 - viii. Precio de la prima del contrato OCG, a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
 - ix. Precio promedio de intermediación o porcentaje promedio de intermediación a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
 - x. Costo asumido por el vendedor por el transporte del gas hasta dicho Punto Estándar de Entrega, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
 - xi. 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.
 - xii. 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.
 - xiii. Moneda de pago pactada en el contrato.
 - xiv. Tasa de Cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos para la liquidación y facturación, si es el caso.
 - xv. Información complementaria: cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, si corresponde a Demanda Esencial o no, si corresponde a usuarios regulados o no regulados, desagregado en la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinерías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional, y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, petroquímica, petrolera, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores del Mercado secundario deberán declarar el mercado de comercialización o los usuarios no regulados que se atenderá con el contrato de derechos de suministro, así como la cantidad de gas contratada a entregar, discriminando entre Demanda Esencial y no Esencial, Regulados y no regulados.
 - xvi. Información sobre si el vendedor tiene relación con el comprador, si es filial, subsidiaria, sociedad matriz, y/o cualquier otra sociedad que sea parte de un mismo grupo económico.
 - xvii. 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 Participantes del mercado a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 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 deberá contar con copia de los contratos de suministro referidos. Para este efecto, los vendedores a los que se hace referencia en el artículo 29 de esta resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al Gestor del Mercado.

La no declaración de la información aquí señalada y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor del Mercado no permitirá el registro del contrato y podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

- b) Información sobre contratos con interrupciones pactados a través de negociaciones directas en el Mercado secundario

Información contractual:

A más tardar un (1) día hábil 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. Precio máximo pactado en el contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, como se establece en el numeral v. del literal B. del artículo 37 de la presente resolución.
- v. Cantidad máxima pactada en el contrato expresada en MBTUD.
- vi. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).
- vii. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
- viii. 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 tendrá copia de los contratos referidos, caso en el cual los Participantes del mercado a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 de esta resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al Gestor del Mercado.

Información sobre la ejecución de los Contratos con Interrupciones del Mercado secundario:

A más tardar a las 24:00 horas del día D+1, los compradores y vendedores del Mercado secundario 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.
- iii. Cantidad total de gas en MBTU entregada por el vendedor al comprador en el Punto de Entrega para el día de gas. La cantidad entregada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.
- iv. 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 máximo al que hace referencia el numeral v. del literal B. del artículo 37 de la presente resolución.
- v. Punto de Entrega o Punto Estándar de Entrega de las cantidades de gas autorizadas por el vendedor.

Adicionalmente, cada comprador del Mercado primario deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda atendida con la ejecución del contrato. Esto es, si correspondió a Demanda Esencial o no, si correspondió a usuarios regulados o no regulados, desagregada en demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinерías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional industrial, petroquímica, petrolera, generación térmica, exportaciones u otros. Todo lo anterior por mercado de comercialización, en los casos que aplique.

Los compradores que entreguen en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte, deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con interrupciones con cada usuario no regulado. Cuando el comprador entregue en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución, deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada con interrupciones a entregar en el mercado relevante

de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, Regulados y no regulados.

La no declaración de la información aquí señalada y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor del Mercado podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

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

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

En el caso de solicitarse el registro de un contrato de derechos de suministro en el que un vendedor del Mercado secundario garantiza derechos de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, el Gestor del Mercado deberá verificar que esa misma cantidad de los derechos de suministro del contrato que se solicita registrar, corresponda a un valor igual o inferior a la cantidad contratada de suministro con garantía de firmeza adquirida en el Mercado primario y en el Mercado secundario, que aún tiene disponible dicho comercializador para el Punto de Entrega pactado en el contrato que se solicita registrar.

Si el Gestor del Mercado encuentra que la cantidad de los derechos de suministro del contrato que se solicita registrar, es superior a la cantidad de gas contratada que aún tiene disponible ese vendedor de las compras efectuadas con garantía de firmeza en el Mercado primario y en el Mercado secundario, por Fuente de Suministro y Punto de Entrega, deberá informárselo al vendedor del Mercado secundario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y, por tanto, no podrá ser ejecutado. En este caso, el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

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

- a) A más tardar a las 14:00 horas del día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el Gestor del Mercado la información de los contratos que haya celebrado en el Mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado.
- b) A las 15:00 horas del día de gas, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La cantidad de energía que corresponde a derechos de suministro, negociada en el Mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada Punto Estándar de Entrega.
 - ii. El precio promedio de intermediación, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato en cada Punto de Entrega.

El Gestor del Mercado no identificará las negociaciones individuales de derechos de suministro en la información publicada.

Para la publicación de esta información el Gestor del Mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- c) A más tardar a las 8:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el Gestor del Mercado la información de los contratos que haya celebrado en el Mercado secundario entre las 12:00 y las 24:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado.
- d) A las 9:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La cantidad de energía correspondiente a derechos de suministro, negociada en el Mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada Punto Estándar de Entrega.
 - ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada Punto Estándar de Entrega.
 - iii. El precio o porcentaje de intermediación promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada Punto Estándar de Entrega.
 - iv. Los precios mínimos y máximos de la energía correspondiente a derechos de suministro negociada en el Mercado secundario durante el día de gas, bajo cada

modalidad de contrato y para cada Punto Estándar de Entrega, al igual que el número total de negociaciones realizadas.

- v. La cantidad de energía correspondiente a derechos de suministro negociada el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el artículo 36 de esta resolución.
- vi. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de derechos de suministro de gas natural para el día de gas mediante el proceso de úselo o véndalo de corto plazo de que trata el artículo 36 de esta resolución, para cada Punto de Entrega.
- vii. El precio promedio nacional de la energía correspondiente a derechos de suministro negociada mediante el proceso de úselo o véndalo de corto plazo de que trata el artículo 36 de esta resolución para el día de gas calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior.

El Gestor del Mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

Para la publicación de esta información el Gestor del Mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- e) El Gestor del Mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del Mercado secundario. En particular, verificará que la información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este anexo, coincida con la declarada por cada comprador en atención a la disposición en mención.

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

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

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

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

3. Información de transacciones de los usuarios no regulados en el Mercado Minorista

3.1. Recopilación de información sobre negociaciones entre Comercializadores y usuarios no regulados

- a) Información a recopilar de los contratos

El Gestor del Mercado llevará un registro de los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a usuarios no regulados.

Los comercializadores deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a usuarios no regulados. Para estos efectos deberán declarar la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Tipo de demanda: comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, petrolera, gas natural comprimido vehicular, generación térmica u otros. Se deberá declarar el nombre del usuario, la cantidad contratada con el mismo y su ubicación, para lo cual se deberá especificar si se trata de un usuario conectado al SNT o a un sistema de distribución. Si el usuario no regulado está conectado al SNT, el Comercializador deberá declarar en cuál municipio y departamento se encuentra el punto de salida del usuario. Si el usuario está conectado a un sistema de distribución, el Comercializador deberá declarar el mercado relevante de comercialización al que pertenece y el sistema de distribución al que está conectado o si no es atendido mediante red física de distribución.
- v. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vi. Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario no regulado, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, a la fecha de suscripción del contrato. Para lo anterior, se deberá desagregar el precio del suministro del costo de transporte del gas cuando en el contrato se incluyan ambos servicios.

- vii. Precio de la prima del contrato OCG, a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- viii. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).
- ix. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
- x. Garantías.
- xi. Plazo para realizar el pago.
- xii. Tipo del suministro (firme, interrumpible), pactada en el contrato de servicios públicos con el usuario no regulado.
- xiii. El municipio en que está ubicado el usuario no regulado.
- xiv. Moneda de pago pactada en el contrato.
- xv. Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación, si es el caso.
- xvi. Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario no regulado, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, cada vez que se actualicen los precios del contrato registrado.
- xvii. La demás información que determine la CREG.

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

La terminación anticipada o la modificación del contrato dará lugar a la actualización del registro ante el Gestor del Mercado. Para estos efectos los Comercializadores deberán declarar al Gestor del Mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

La no declaración de la información aquí señalada y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

b) Información de los usuarios no regulados

Los usuarios no regulados que estén dispuestos a declarar ante el Gestor del Mercado la información listada previamente, lo harán a través del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado.

3.2. Registro de contratos y publicación de información sobre negociaciones entre Comercializadores y usuarios no regulados.

El registro de los contratos suscritos entre comercializadores y usuarios no regulados se iniciará a partir de la fecha en que el Gestor del Mercado inicie la prestación de sus servicios. El registro se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato.

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

a) Registro de contratos y publicación de información declarada por los comercializadores.

El Gestor del Mercado registrará los contratos con base en la información declarada por los comercializadores y una vez haya verificado que el comercializador respectivo ha dado aviso del inicio de actividades. Con base en dicha información, el Gestor del Mercado publicará lo siguiente en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

- i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por Punto de Salida del SNT o Mercado Relevante de Comercialización, según donde esté conectado dicho Usuario, el municipio y departamento donde el UNR se encuentre conectado al Sistema de Distribución, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, desagregando el costo de transporte y el de distribución.
- ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió el gas natural a usuarios no regulados, por Punto de salida al SNT, por mercado relevante de comercialización, por municipio y departamento, donde el UNR se encuentre conectado al sistema de Distribución, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, desagregando el costo de transporte y el de distribución.

b) Información declarada por los usuarios no regulados

Cuando los usuarios no regulados declaren información sobre los contratos suscritos con los comercializadores, el Gestor del Mercado verificará la consistencia entre ésta y la información declarada por los comercializadores. Con base en la información consistente, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

- i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por Punto de salida del SNT, por mercado relevante de distribución, por municipio y departamento, donde el UNR se encuentre conec-

tado al Sistema de Distribución, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, desagregando el costo de transporte y el de Distribución.

- ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por Punto de salida del SNT, por mercado relevante de distribución, por municipio y departamento, donde el UNR se encuentre conectado al Sistema de Distribución, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, desagregando el costo de transporte y el de Distribución.

4. Información operativa

4.1. Recopilación de información operativa

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

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

a) Suministro en el Mercado primario

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1 los vendedores del Mercado primario deberán declarar al Gestor Mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU.
- ii. Cantidad total entregada a otros medios de transporte como gasoductos dedicados, gasoducto de conexión, transporte terrestre para gas natural comprimido, transporte terrestre para gas natural licuado, expresada en MBTU.
- iii. Cantidad total entregada desde las Fuentes de Suministro, directamente a las refinerías de Barrancabermeja y de Cartagena, expresada en MBTU.
- iv. Cantidad de energía exportada, por Punto de exportación, Punto de Importación y Fuente de Suministro expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia.
- v. La demás información que determine la CREG.
- vi. Los usuarios no regulados que participen como compradores en el Mercado primario deberán declarar semanalmente al Gestor del Mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información que le sea aplicable, señalada en este literal.

b) Suministro en el Mercado secundario

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los comercializadores deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información operativa del día de gas D respecto de sus ventas:

- i. Cantidad total de energía entregada en el punto de entrada del SNT, que tiene como Punto de Entrega dicho punto de entrada al SNT, expresada en MBTU, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no Esencial, si corresponde, de acuerdo con el destino del contrato registrado, a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, petrolera, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros.

La declaración deberá incluir el nombre del comprador del Mercado secundario para quien se nominó el gas y el número del contrato registrado ante el Gestor del Mercado con dicho comprador.

- ii. Cantidad total de energía entregada en el punto de salida del SNT, que tiene como Punto de Entrega dicho punto de salida al SNT expresada en MBTU, para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no Esencial, si corresponde, de acuerdo con el destino del contrato registrado, a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, petrolera, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros. El comercializador declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas hasta los puntos de salida del SNT.

La declaración deberá incluir el nombre del comprador del Mercado secundario para quien se nominó el gas y el número del contrato registrado ante el Gestor del Mercado con dicho comprador.

c) Suministro en el Mercado Minorista:

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los comercializadores que atienden demanda en el Mercado Minorista, deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información operativa del día de gas D:

- i. Cantidad total de energía entregada en el punto de salida del SNT, expresada en MBTU, para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no, si corresponde a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, petrolera, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros.
- ii. Cantidad total de energía entregada a otros medios de transporte como transporte terrestre para gas natural comprimido, transporte terrestre para gas natural licuado, expresada en MBTU, para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no, si corresponde a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, petrolera, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros.

El comercializador declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas, si el Punto de Entrega del contrato de suministro, corresponde a un punto de entrada al SNT hasta los puntos de salida del SNT o hasta el domicilio del UNR.

d) Suministro en el Mercado Minorista a usuarios no regulados:

Entre lunes y martes de cada semana los comercializadores que atienden los usuarios no regulados deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información operativa correspondiente al período transcurrido entre el lunes y domingo de la semana inmediatamente anterior:

i. Cantidad total de energía tomada de acuerdo con el medio de transporte utilizado (punto de salida de SNT, Punto de Entrega en Fuente de Suministro, Punto de Entrega para transporte terrestre, punto de descompresión de GNC, etc.), expresada en MBTU.

e) Información sobre nominaciones de suministro de gas:

Los compradores del Mercado primario que adquieren suministro de gas o derechos de suministro en el Mercado Mayorista, deberán declarar mensualmente la información de nominaciones de gas. Lo anterior de acuerdo con la propuesta que para el efecto presente el Gestor del Mercado dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

f) Información sobre renominaciones de suministro de gas:

Los compradores del Mercado primario que adquieren suministro de gas o vendan derechos de suministro en el Mercado secundario, deberán declarar mensualmente la información sobre renominaciones de gas. Lo anterior de acuerdo con la propuesta que para el efecto presente el Gestor del Mercado dentro del mes siguiente a la entrada en vigor de la presente resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

Cuando los vendedores del Mercado primario no dispongan de la información para declarar al Gestor la energía por sectores, en los Puntos de Entrega, exigirán que en la nominación de suministro, los compradores del Mercado primario, les señale la desagregación por tipo de demanda, es decir, si corresponde a Demanda Esencial o no, si corresponde a usuarios regulados o no regulados, si corresponde a demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional, comercial, industrial, petroquímica, petrolera, generación térmica, exportaciones u otros, de la energía nominada para el día de gas. El responsable de la nominación deberá entregar la desagregación el mismo día de la nominación, en el formato que para el efecto presente el Gestor del Mercado para aprobación de CREG en resolución aparte dentro del mes siguiente a la entrada en vigor de la presente resolución.

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

g) Otra información operativa:

Los vendedores del Mercado primario deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información, cada vez que sea necesario para mantenerla actualizada, por Punto de Entrega y cada Fuente de Suministro que debe corresponder al código que el Gestor asigne al Punto de Entrega donde el Productor entrega el gas a sus compradores:

- Tipo de Fuente de Suministro: Nacional o Externa, si es Infraestructura de Importación de gas o campo de producción, especificando si se trata de un campo menor, aislado, en pruebas extensas, costa afuera, yacimiento no convencional.
- Nombre del Punto de Entrega, Punto Estándar de Entrega y su codificación: se le deberá determinar un nombre al Punto de entrega, un Punto estándar de Entrega, conforme a los contratos de suministro o derechos de suministro, según corresponda, y asignarle un código por parte del Gestor del Mercado. En caso de que el Punto Estándar de Entrega esté en el sistema de distribución, se deberá indicar el nombre del mercado relevante de comercialización y del municipio donde está

ubicado el Punto estándar de Entrega. Si se trata de una Fuente de Suministro aislada, el nombre del Punto de Entrega será igual al nombre de la Fuente de Suministro pactada en el o los contratos de suministro.

4.2. Verificación y publicación de la información operativa

a) Verificación

A partir de la información operativa recolectada con base en el presente anexo y en el Anexo 2 de la Resolución 185 de 2020, el Gestor del Mercado verificará mensualmente la consistencia de la información operativa declarada por las partes que intervienen en los contratos. En particular, verificará que:

- i. Las cantidades de energía inyectadas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los vendedores del Mercado primario, coincidan con las cantidades de energía recibidas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los transportadores.
- ii. Las cantidades de energía que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declaradas por los transportadores, coincidan con las cantidades de energía tomadas en cada punto de salida del SNT, declaradas por los remitentes.
- iii. El número del contrato bajo el cual se transportó el gas que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declarado por el transportador, coincida con el número del contrato bajo el cual se transportó el gas tomado en cada punto de salida del SNT, declarado por cada remitente.
- iv. Los contratos bajo los cuales se transportó gas natural, declarados por los transportadores, los comercializadores, los distribuidores y los usuarios no regulados, estén debidamente registrados ante el Gestor del Mercado.

Si el Gestor del Mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i, ii y iii anteriores, el Gestor del Mercado deberá informarse a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el Gestor del Mercado no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si el Gestor del Mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral iv anterior, el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes responsables de declarar la respectiva información y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

b) Publicación

A partir de la información operativa recolectada con base en el presente anexo y en el Anexo 2 de la resolución 185 de 2020, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad aquí establecida:

- i. Las cantidades totales de energía inyectadas diariamente en cada punto de entrada al SNT y las cantidades totales provenientes de campos aislados, desagregadas en Fuentes de Suministro de producción nacional o Fuentes de Suministro Externas expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por Punto de Entrega.
- ii. La cantidad total de energía tomada diariamente en los Puntos de Salida del sistema de transporte, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. esencial, regulada, no regulada o tomada por otro transportador; la demanda regulada y no regulada deberá ser desagregada en residencial, y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural comprimido vehicular, plantas de generación térmica u otros).
- iii. La cantidad total de energía tomada en los Puntos de Salida diariamente del SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada y no regulada, desagregada en residencial, y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, petrolera, gas natural comprimido vehicular generación térmica u otros y por las modalidades contractuales establecidas en el artículo 8° de esta resolución.
- iv. La cantidad total de energía declarada por los Comercializadores de gas importado resultante de adicionar aquella inyectada al SNT más aquella consumida en el territorio nacional sin haber ingresado al SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el artículo 8° de esta resolución.

- v. Cantidad total de energía tomada diariamente en los puntos de salida de cada sistema de transporte, o entregada en los puntos de transferencia entre los transportadores, correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.
- vi. Las cantidades totales de energía a suministrar diariamente, según las nominaciones de suministro, en cada Punto de Entrega al SNT, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- vii. Las cantidades totales de energía autorizada diariamente, según las nominaciones de transporte, por Punto de Entrada y Puntos de Salida, de cada sistema de transporte, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- viii. La demás que determine la CREG.

5. Conservación de información

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

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

El sistema contará con las soluciones tecnológicas adecuadas y seguras que son requeridas para la conservación de la información recopilada por el Gestor del Mercado en sistemas de almacenamiento externo. Esta solución deberá contar con las capacidades de redundancia y respaldo requeridas para toda la información. Se deberá incluir facilidades, tanto de copiado, como de recuperación y archivo a largo plazo de la información.

Adicionalmente, este sistema de almacenamiento de la información deberá contar con registro de eventos y cambios con el fin de hacer seguimientos para propósitos de auditoría.

6. Divulgación anual de información

El Gestor del Mercado deberá publicar un informe anual en el BEC en el que se presente la siguiente información agregada del Mercado primario, del Mercado secundario y de los usuarios no regulados:

- a) Promedio de las cantidades de energía negociadas en el Mercado Mayorista, contratadas, nominadas y entregadas, por Punto de Entrega, Fuente de Suministro y modalidad de los contratos durante cada mes del año, expresada en MBTUD.
- b) Promedio de las cantidades de energía correspondiente a derechos de suministro negociadas en el Mercado secundario diariamente, por Punto de Entrega y modalidad de los contratos, expresada en MBTUD.
- c) Cantidad total de energía contratada, nominada y entregada, por Punto de Entrega y modalidad de los contratos, durante el año, expresada en MBTU.
- d) Cantidad total de energía negociada contratada, nominada y entregada, por Fuente de Suministro y modalidad de los contratos durante cada mes del año, expresada en MBTU.
- e) Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada en el Mercado primario, por Punto de Entrega y modalidad de los contratos, durante el año y por cada mes, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- f) Precio promedio de intermediación, ponderado por cantidades, de la energía correspondiente a derechos de suministro negociada en el Mercado secundario, por Punto estándar de entrega, según corresponda, y modalidad de los contratos, durante el año y por cada mes, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- g) Número de negociaciones durante el año.
- h) Número promedio de negociaciones diarias.
- i) Índices del mercado.
- j) Cualquier otra información relevante para el Mercado Mayorista y que sea necesaria para promover y gestionar la Liquidez del mercado y que requieran los Participantes para su desempeño en el Mercado Mayorista.

7. Indicadores del Mercado primario (MP)

El Gestor del Mercado deberá calcular como mínimo, con la periodicidad que en cada caso se expone y a partir de la información recolectada con base en el presente anexo y en el Anexo 2 de la resolución CREG 185 de 2020, los indicadores del Mercado primario que se describen a continuación. Para ello deberá tener en cuenta las declaraciones realizadas por los productores y los productores-comercializadores de gas natural al Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2.2.2.1 del Decreto número 1073 de 2015 y las definiciones y siglas establecidas en el artículo 2.2.2.1.3 de dicho decreto:

8. Unificación de puntos en el SNT

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
MP1	$\frac{PTDV}{PP}$	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo y de publicación: dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a cada publicación por parte del MME de las declaraciones anuales de producción y de sus modificaciones. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses en donde haya declaración de las variables PP y PTDV.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores agregados por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP2	$\frac{PTDVF}{PTDV}$	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo y de publicación: dentro de los primeros	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		<p>tres (03) días hábiles de cada mes del año, con la información de PTDVF y de PTDV correspondiente al Productor-comercializador, del mes más reciente al momento de la publicación del indicador.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDVF y PTDV.</p>	
MP3	$\frac{\text{CIDVF}}{\text{CIDV}}$	<p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables CIDVF y CIDV.</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP4	OCTGF (Anexo 5)	<p>Calcular toda la oferta comprometida vigente en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP y cualquier otra modalidad de tipo firme o que garantiza firmeza.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP5	$\frac{\text{OCTGF (Anexo 5)}}{\text{PP}}$	<p>Calcular toda la oferta comprometida vigente en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP y cualquier otra modalidad de tipo firme o que garantiza firmeza.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando la publicación por parte del MME de las declaraciones anuales de producción y de sus modificaciones.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		<p>mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.</p>	
MP6	$\frac{\text{OCTGF productor S (Anexo 5)}}{\text{OCTGF (Anexo 5)}}$	<p>Calcular toda la oferta comprometida vigente total nacional en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP, y cualquier otra modalidad de tipo firme o que garantiza firmeza del Productor-comercializador S respecto del total nacional de todos los Productores-comercializadores.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional por productor.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.</p>	<p>Los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP7	<p>Dda regulada con garantía de firmeza</p>	<p>Este indicador debe calcularse de manera nacional en MBTUD (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador que atiende demanda regulada.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.</p>	<p>Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP8	$\frac{\text{Dda regulada con garantía de firmeza S}}{\text{Dda regulada con garantía de firmeza}}$	<p>Calcular toda la oferta comprometida vigente total nacional en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP, y cualquier modalidad en las cantidades con garantía de firmeza del comercializador S respecto del total nacional de todos los comercializadores.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional por comercializador.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p>	<p>Los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG</p>

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.	
MP9	$\frac{\text{Dda regulada con garantía de firmeza}}{\text{OCTGF}}$	<p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador que atiende demanda regulada.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.</p>	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP10	$\frac{\text{Dda no regulada con garantía de firmeza}}{\text{OCTGF}}$	<p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial).</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.</p>	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP11	$\frac{\text{Dda reg con garantía de firmeza}}{\text{Dda reg total contratada equivalente}}$	<p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. La demanda total contratada equivalente incluye la demanda regulada con garantía de firmeza y la contratada en contratos con interrupciones en promedio diario mensualizado.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.</p>	El indicador nacional para el público general y los indicadores por comercializado para la SSPD, SIC y CREG
MP12	$\frac{\text{Dda regulada con garantía de firmeza}}{\text{Cap transporte contratada}}$	El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las	Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		<p>capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante.</p> <p>Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP13	$\frac{\text{Toda cap comprometida}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Para cada tramo regulatorio de transporte, calcular capacidad máxima comprometida en el mes (i.e. incluyendo todas las modalidades) en relación con la capacidad de transporte del tramo.</p> <p>El valor de la capacidad comprometida corresponderá al valor máximo de contratación en alguno de los días del correspondiente mes.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor.</p> <p>Este indicador debe calcularse para cada tramo regulatorio.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para el mes anterior al mes de cálculo y para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	<p>Los indicadores para cada tramo de transporte regulatorio para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP14	$\frac{\text{Mod contrato dda reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo.</p> <p>En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor.</p> <p>Para los mercados relevantes, el cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante.</p>	<p>Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG</p>

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		<p>Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP15	$\frac{\text{Mod contrato dda no reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo.</p> <p>En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor</p> <p>El cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado.</p> <p>Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	<p>Los indicadores para cada usuario no regulado para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP16	$\frac{\text{Contratos Agente}}{\text{Oferta comprometida}}$	<p>En este cálculo no se tendrán en cuenta los contratos con interrupciones.</p> <p>En la oferta comprometida también deben incluirse todos los contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del Gestor del Mercado de gas natural.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde se haya comprometido la oferta.</p>	<p>Los indicadores por agente, fuente y por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP17	$\frac{\text{Contratos cap T Agente}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 22 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por cada tramo regulatorio, calcular qué agentes tienen los contratos de capacidad de transporte, así: contratos que tiene cada agente</p>	<p>Los indicadores por agente y tramo regulatorio para la SSPD, SIC y CREG</p>

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		<p>en relación con la capacidad del tramo.</p> <p>En un mes, el valor de los contratos de un agente corresponderá al valor máximo de contratación de ese agente en algunos de los días del correspondiente mes.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP18	Precio de los contratos	<p>Por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda calcular precios promedios.</p> <p>Periodicidad de cálculo: y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: Puntual en el momento de cálculo.</p>	Los indicadores agregados para el público general.

Los puntos sobre el SNT en los que se pueda generar información relevante para el mercado, se deberán codificar teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Información que debe declarar el transportador:
 - i. Para cada punto de entrada y de salida del sistema de transporte, los transportadores deberán declarar al Gestor del Mercado, y cada vez que exista una modificación o actualización, la siguiente información para todos los tramos del SNT que corresponda:
 - Nombre
 - Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa (Divipola), vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística (DANE), del centro poblado.
 - Tramo o grupo de gasoductos sobre el cual está ubicado el punto de salida o de entrada, de acuerdo con aquellos tramos o grupos de gasoducto definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.
 - Un diagrama donde se relacione la información anterior.
 - ii. Para (i) cada punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal; (ii) cada punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, definido en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG, e inicia el siguiente tramo; (iii) cada punto sobre sistema donde se ubica una estación de compresión; (iv) cada punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores; el transportador declarará al Gestor del Mercado la siguiente información:
 - Nombre
 - Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, (Divipola), vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, (DANE), del centro poblado. Tramo o grupo de gasoductos

asociado, de acuerdo con aquellos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.

- En el caso de puntos de transferencia de custodia, se deberá declarar el nombre del transportador a quien le transfiere la custodia del gas en ese punto.
- Un diagrama donde se relacione la información anterior.

La anterior información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el 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.

9. Indicadores del Mercado secundario (MS)

El Gestor del Mercado deberá calcular, con la periodicidad que en cada caso se expone y a partir de la información recolectada con base en el presente anexo, los indicadores del Mercado secundario que se describen a continuación:

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
MS1	Suministro total adquirido en firme en el MP de cada agente comercializador	<p>Calcular la cantidad contratada como comprador de tipo firme o con garantía de firmeza del comercializador en el Mercado primario</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación</p>	Para la SSPD, SIC y CREG
MS2	Suministro total adquirido en firme en el MS de cada agente comercializador	<p>Calcular la cantidad contratada como comprador de tipo firme o con garantía de firmeza del comercializador en el Mercado secundario</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación</p>	Para la SSPD, SIC y CREG
MS3	Suministro total adquirido en UoVCP de cada agente comercializador	<p>Calcular toda la cantidad promedio ponderado diario mensual</p> <p>Periodicidad de cálculo: trimestral</p> <p>Horizonte de cálculo: doce meses anteriores a la fecha de publicación</p>	Para la SSPD, SIC y CREG
MS4	Ventas totales en firme en el MS de cada agente comercializador	<p>Calcular la cantidad contratada como vendedor de tipo firme o con garantía de firmeza del comercializador en el Mercado secundario</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación</p>	Para la SSPD, SIC y CREG

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
MS5	Ventas totales del agente comercializador en el UoVCP	<p>Calcular toda la cantidad promedio ponderado diario mensual</p> <p>Periodicidad de cálculo: trimestral</p> <p>Horizonte de cálculo: doce meses anteriores a la fecha de publicación Calcular toda la cantidad comprometida en contratos de tipo firme</p>	Para la SSPD, SIC y CREG
MS6	OCTGF (Anexo 5)	<p>Calcular toda la oferta comprometida vigente en contratos de modalidades de tipo firme.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para los siguientes sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación.</p>	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MS7	$\frac{\text{OCTGF comercializador (Anexo 5)}}{\text{OCTGF}}$	<p>Calcular toda la oferta comprometida vigente total nacional en contratos de modalidades de tipo firme, del comercializador respecto del total nacional de todos los comercializadores.</p> <p>Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.</p>	Los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

ANEXO 2

Compensaciones en suministro

<p>1. En el caso de los contratos firmes, firmes al 80%, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas, opción de compra de gas contra exportaciones, de PTDV en Pruebas y contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación, cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a los usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:</p> $C_{m,c} = 1.5 \times \left[(P_{m,c} \times TRM_m \times G_{m,c}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{m,c}}{PC \times 365} \right) \right]$ <p>Donde:</p> <p>$C_{m,c}$: Valor de la compensación por el contrato c, por el mes m, expresado en pesos.</p> <p>m: Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.</p> <p>$P_{m,c}$: Precio vigente del gas natural para el período de ejecución del contrato c, al momento del incumplimiento en el mes m, según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.</p> <p>En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas natural para el período de ejecución del contrato al momento del incumplimiento, en el mes m, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato.</p> <p>TRM_m: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.</p> <p>$G_{m,c}$: Cantidad total de energía dejada de entregar en el contrato c, durante el mes m, expresada en MBTU.</p> <p>CFI_m: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m, tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o</p>	<p>sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.</p> <p>$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m, según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.</p> <p>PC: Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado como facturado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.</p> <p>2. En el caso de los contratos firmes, firmes al 80%, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas, de opción de compra de gas contra exportaciones, de PTDV en Pruebas y contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:</p> $C_{m,c} = C_{1,m,c} + C_{2,m,c}$ $G_{m,c} = G_{1,m,c} + G_{2,m,c}$ $C_{1,m} = VCD + \left[(CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{1,m,c}}{PC \times 365} \right) \right]$ $C_{2,m} = 1.5 \times \left[(P_{m,s} \times TRM_m \times G_{2,m,c}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{2,m,c}}{PC \times 365} \right) \right]$ <p>Donde:</p> <p>$C_{m,c}$: Valor de la compensación, por el contrato c, por el mes m, expresado en pesos.</p> <p>$C_{1,m,c}$: Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios que son Regulados, por el contrato c, por el mes m, expresado en pesos.</p> <p>$C_{2,m,c}$: Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, por el contrato c, por el mes m, expresado en pesos.</p> <p>$G_{m,c}$: Cantidad total de energía dejada de entregar en el contrato c, durante el mes m, expresada en MBTU.</p>
<p>$G_{1,m,c}$: Cantidad de energía dejada de entregar a usuarios que son Regulados en el contrato c, durante el mes m, expresada en MBTU.</p> <p>$G_{2,m,c}$: Cantidad total de energía dejada de entregar en el contrato c, durante el mes m, menos la cantidad de energía dejada de entregar en el contrato c, a usuarios que son Regulados, durante el mes m, expresada en MBTU.</p> <p>m: Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.</p> <p>VCD: Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.</p> <p>CFI_m: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m, tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.</p> <p>TRM_m: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.</p> <p>$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m, según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.</p> <p>PC: Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado como facturado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.</p> <p>$P_{m,c}$: Precio vigente del gas natural para el período de ejecución del contrato c, al momento del incumplimiento en el mes m, según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.</p> <p>En el caso de un contrato de opción de compra de gas, será la suma entre el precio vigente del gas natural para el período de ejecución del contrato al momento del incumplimiento en el mes</p>	<p>m, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.</p>

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 3
Actualización de precios

<p>Para efectos de lo establecido en el artículo 15 de la presente Resolución, los precios pactados en los contratos de suministro bajo las modalidades firme CF80, firme CF95, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas y opción de compra de gas contra exportaciones, se podrán actualizar al inicio de cada año de ejecución del contrato a_i, con base en la siguiente ecuación:</p> $P_{Tf,d,a_i} = P_{Tf,d,a_{i-1}} \times \left[\left(\beta \cdot \frac{P_{a_{i-1}}^W}{P_{a_{i-2}}^W} + (1 - \beta) \cdot \frac{I_{a_{i-1}}^S}{I_{a_{i-2}}^S} \right) \right]$ <p>Donde:</p> <p>P_{Tf,d,a_i}: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T, de la fuente f, con duración d, aplicable durante el año de ejecución del contrato a_i. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.</p> <p>$P_{Tf,d,a_{i-1}}$: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T, de la fuente f, con duración d, aplicable durante el año de ejecución del contrato a_{i-1}. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.</p> <p>$P_{a_{i-1}}^W$: Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador <i>West Texas Intermediate</i> (WTI), <i>spot prices</i>, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (<i>Energy Information Administration</i>), para el año a_{i-1}. Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.</p> <p>$P_{a_{i-2}}^W$: Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador <i>West Texas Intermediate</i> (WTI), <i>spot prices</i>, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (<i>Energy Information Administration</i>), para el año a_{i-2}. Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.</p> <p>$I_{a_{i-1}}^S$: Corresponde al índice de precios al Productor de los Estados Unidos de América, Item: Private capital equipment, serie WPSFD41312 publicada por el <i>Bureau of Labor Statistics</i>, para el último mes del cuarto Trimestre Estándar del año a_{i-1}.</p> <p>$I_{a_{i-2}}^S$: Corresponde al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, Item: Private capital equipment, serie WPSFD41312 publicada por el <i>Bureau of Labor Statistics</i>, para el último mes del cuarto Trimestre Estándar del año a_{i-2}.</p>	<p>β: Valor que pondera el factor de actualización de precios exógenos al mercado de gas natural.</p> <p>T: Modalidad bajo la cual se contrató el gas natural. Podrá ser un contrato firme, <i>CF</i>, un contrato CF80, un contrato CF95, un contrato de suministro con firmeza condicionada, <i>CFC</i>, o un contrato de opción de compra de gas, <i>OCG</i>.</p> <p>f: Punto de entrega del gas natural contratado.</p> <p>d: Duración del contrato de suministro.</p> <p>a_i: Año de ejecución del contrato durante el cual se aplicará el precio del gas natural. La variable i tomará los valores de uno (1) a d, siendo a_1 el primer año de ejecución del contrato objeto de actualización de precios.</p> <p>Para cada Trimestre Estándar del año de gas, el Gestor del Mercado deberá publicar el valor de los cocientes $\frac{P_{a_{i-1}}^W}{P_{a_{i-2}}^W}$ y $\frac{I_{a_{i-1}}^S}{I_{a_{i-2}}^S}$, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la terminación de cada Trimestre Estándar, teniendo en cuenta que el Trimestre Estándar TE_i, corresponde a cada uno de los siguientes trimestres:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trimestre Estándar de 1 de diciembre a 28 de febrero (29 de febrero en año bisiesto) del siguiente año calendario. - Trimestre Estándar de 1 de marzo a 31 de mayo. - Trimestre Estándar de 1 de junio a 31 de agosto. - Trimestre Estándar de 1 de septiembre a 30 de noviembre. <p>Dado el caso de que el índice de precios $I_{a_{i-1}}^S$ publicado por el <i>Bureau of Labor Statistics</i> para la fecha de cálculo del Gestor del Mercado, corresponda a un valor preliminar y posteriormente se publique un valor definitivo, la facturación que se realice para los meses transcurridos desde el inicio de aplicación del precio actualizado anualmente hasta que se publique el valor definitivo del índice de precios, en cada año a_i de ejecución del contrato, se efectuará con el precio obtenido a partir del cociente publicado por el Gestor del Mercado en el que utilizó el índice preliminar $I_{a_{i-1}}^S$. El Gestor del Mercado dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la publicación del índice de precios definitivo $I_{a_{i-1}}^S$, publicará el valor definitivo del cociente $\frac{I_{a_{i-1}}^S}{I_{a_{i-2}}^S}$, a partir de ese momento se calculará el precio con dicho cociente y se ajustará únicamente la facturación que se haya realizado para los meses en que se aplicó el precio actualizado con el cociente preliminar. De ahí en adelante se aplicará el precio actualizado con el cociente definitivo publicado por el Gestor del Mercado.</p> <p>En los contratos vigentes al momento de la entrada en vigencia de la presente resolución, será posible para las partes mantener las fórmulas de indexación previstas en tales contratos.</p>
---	---

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 4

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

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de suministro de gas natural mediante las subastas, según lo dispuesto en el artículo 36 de esta resolución.

2. Definiciones

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

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

Compradores de gas natural: compradores a los que se hace referencia en el artículo 30 de esta resolución.

Declarantes de información sobre suministro de gas natural: son los vendedores del Mercado primario, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de suministro de gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF80, firmes CF95 y de suministro con firmeza condicionada, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas y que sea de obligatorio pago.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por el gas natural a través de las subastas. Corresponden a los precios de cierre de las subastas.

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

Producto: cantidad de energía negociada bajo la modalidad contractual firme para el día de gas. La cantidad de energía se entregará en un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

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

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

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

Vendedores de gas natural: son los titulares de suministro de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF80, firmes CF95, y de suministro con firmeza condicionada, OCG y OCGX con energía disponible para la subasta.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

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

4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

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

deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la realización de las primeras subastas.

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

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

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 de esta resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 de esta resolución requiera capacitación adicional, el administrador de las subastas podrá impartírsela, caso en el cual podrá cobrar la cifra que las partes acuerden.
- e) Contratar al auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las mismas.
- f) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la realización de las mismas.
- g) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- h) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del artículo 5 de esta resolución, el Gestor del Mercado será el administrador de las subastas.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

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

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de los declarantes de información sobre suministro de gas natural según las condiciones que se establecen en este anexo.
- b) Recibir las declaraciones de precios de reserva por parte de los vendedores de gas natural según las condiciones que se establecen en este anexo.
- c) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de gas natural según las condiciones que se establecen en este anexo.
- d) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios declarados por los compradores de gas, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.7 de este anexo.
- e) Elaborar la curva de oferta agregada con base en i) la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre suministro; y ii) la información de precios de reserva declarados por los vendedores de gas natural según lo establecido en el literal b) del numeral 5.7 de este anexo.
- f) Obtener los precios de adjudicación del gas natural a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas.

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

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

- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto.
- c) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los declarantes, de los vendedores y de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.
- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia

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

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

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

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

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

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

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

5. Procedimiento de las subastas de gas natural

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

5.2. Producto

Energía disponible, E_p , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) e , se deberá especificar el punto en el que se entregará el gas natural. Deberá ser un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- c) Duración: un (1) día.

5.3. Tamaño del producto

La cantidad de energía del producto E_e que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD.

5.4. Cantidad disponible y precios de reserva

A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre suministro de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Declaración de cantidades no nominadas

Punto de entrega	Titular	Cantidad no nominada
e	s	$Q_{E_e,s}$

Donde:

s : Titular de suministro del gas no nominado para entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este anexo.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{E_e,t}$. Este valor se expresará en MBTUD.

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

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los vendedores de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 2.

Tabla 2. Declaración de precios de reserva

Punto de entrega	Titular	Precio de reserva
e	s	$PR_{E_e,s}$

Donde:

s : Titular de suministro del gas no nominado con entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este anexo.

$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el titular s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

El precio $PR_{E_e,s}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la energía contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué cantidad de energía no está disponible para las subastas. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte de la energía disponible.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la cantidad de energía no disponible, $\hat{Q}_{E_e,t}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la energía no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del Precio de Reserva, $PR_{E_e,s}$ del titular s , el administrador de las subastas entenderá que el titular s hizo su oferta al Precio de Reserva $PR_{E_e,s}$ igual a cero (0).

5.5. Publicación de la cantidad disponible

A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1 el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible en cada Punto de Entrega, Q_{E_e} , como se señala en la Tabla 3.

Tabla 3. Cantidad total de energía disponible

Punto de entrega	Cantidad total, Q_{E_e}
e	$Q_{E_e} = \sum_s Q_{E_e,s} - \sum_t \hat{Q}_{E_e,t}$

Donde:

Q_{E_e} : Cantidad total de energía disponible para el siguiente día de gas con entrega en e . Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . Incluye la energía no nominada por

parte de los generadores térmicos titulares de suministro de gas. Este valor se expresará en MBTUD.

$\hat{Q}_{E_e,t}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es el generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

5.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de gas natural que están queriendo adquirir cantidades de energía del producto E_e enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda del comprador j

Preferencia	Cantidad demandada	Precio
i	$D_{E_e,j}(p_{E_e,j}^i)$	$p_{E_e,j}^i$

Donde:

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

$D_{E_e,j}(p_{E_e,j}^i)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio $p_{E_e,j}^i$, según su preferencia i . Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{E_e,j}^i$: Precio que el comprador j está dispuesto a pagar por la cantidad $D_{E_e,j}(p_{E_e,j}^i)$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

La cantidad $D_{E_e,j}(p_{E_e,j}^i)$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD, y deberá ser igual o inferior a la cantidad total de energía disponible, Q_{E_e} . Por su parte, el precio $p_{E_e,j}^i$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las solicitudes de compra que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto E_e , como se dispone a continuación:

- Con base en las cantidades $D_{E_e,j}(p_{E_e,j}^i)$ y en los precios $p_{E_e,j}^i$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto E_e , DA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 5.

Tabla 5. Demanda agregada del producto E_e , DA_{E_e}

Demanda agregada, DA_{E_e}	Precio, pd_{E_e}
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,max})$	$pd_{E_e,max}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,max-1})$	$pd_{E_e,max-1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,max-2})$	$pd_{E_e,max-2}$
(...)	(...)
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,min+1})$	$pd_{E_e,min+1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,min})$	$pd_{E_e,min}$

Donde:

$D_{E_e,j}(pd_{E_e})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio pd_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.

pd_{E_e} : Cada uno de los precios que los compradores j están dispuestos a pagar por el producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{E_e,max}$ hasta $pd_{E_e,min}$.

$pd_{E_e,max}$: Es el mayor de los precios $p_{E_e,j}^i$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{E_e,min}$: Es el menor de los precios $p_{E_e,j}^i$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{E_e,max-1}, \dots, pd_{E_e,min+1}$: Son los precios $p_{E_e,j}^i$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4, organizados

de mayor a menor entre $pd_{E_e, \text{máx}}$ y $pd_{E_e, \text{mín}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- b) Con base en las cantidades $Q_{E_e, s}$ y $\hat{Q}_{E_e, t}$ y en los precios $PR_{E_e, s}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 6.

Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.

- i. Establecer la curva de oferta del producto E_e para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 6.

Tabla 6. Oferta de cada vendedor s

Cantidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < p_{O_{E_e, s}} < PR_{E_e, s}$
$O_{E_e, s}(PR_{E_e, s})$	$p_{O_{E_e, s}} \geq PR_{E_e, s}$

Donde:

$O_{E_e, s}(PR_{E_e, s})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $PR_{E_e, s}$. En el caso de los generadores térmicos t esta cantidad se determinará como la diferencia entre $Q_{E_e, t}$ y $\hat{Q}_{E_e, t}$. En el caso de los demás titulares de suministro de gas esta cantidad será igual a $Q_{E_e, s}$. Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{O_{E_e, s}}$: Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e, s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 7.

Tabla 7. Oferta agregada del producto E_e , OA_{E_e}

Oferta agregada, OA_{E_e}	Precio, $p_{O_{E_e}}$
$\sum_s O_{E_e, s}(PR_{E_e, \text{mín}})$	$PR_{E_e, \text{mín}}$
$\sum_s O_{E_e, s}(PR_{E_e, \text{mín}+1})$	$PR_{E_e, \text{mín}+1}$

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

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la cantidad de energía que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4.

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

Ecuación 1

$$\bar{D}_{E_e, k} = D_{E_e, k}(p_{E_e, k} = p^*) - \left[\left(\sum_j D_{E_e, j}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{D_{E_e, k}(p_{E_e, k} = p^*)}{\sum_k D_{E_e, k}(p_{E_e, k} = p^*)} \right]$$

Donde:

k : Comprador j que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 4, una disposición a pagar igual a p^* .

$\bar{D}_{E_e, k}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al comprador k . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{E_e, k}(p_{E_e, k} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador k declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{E_e, j}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

A cada vendedor cuyo Precio de Reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la cantidad de energía ofrecida en la subasta, $O_{E_e, s}$.

A cada vendedor cuyo Precio de Reserva es igual al precio p^* se le asignará la cantidad de energía resultante de aplicar la Ecuación 2:

Ecuación 2

$$\hat{O}_{E_e, z} = O_{E_e, z}(PR_{E_e, z} = p^*) - \left[\left(\sum_s O_{E_e, s}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{O_{E_e, z}(PR_{E_e, z} = p^*)}{\sum_s O_{E_e, s}(PR_{E_e, z} = p^*)} \right]$$

Donde:

z : Vendedor s que declaró un Precio de Reserva, $PR_{E_e, z}$, igual a p^* .

$\hat{O}_{E_e, z}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al vendedor z . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e, z}(PR_{E_e, z} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor z declaró estar dispuesto a vender a un Precio de Reserva igual a p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$\sum_s O_{E_e, s}(PR_{E_e, \text{mín}+2})$	$PR_{E_e, \text{mín}+2}$
(...)	(...)
$\sum_s O_{E_e, s}(PR_{E_e, \text{máx}-1})$	$PR_{E_e, \text{máx}-1}$
$\sum_s O_{E_e, s}(PR_{E_e, \text{máx}})$	$PR_{E_e, \text{máx}}$

Donde:

$O_{E_e, s}(p_{O_{E_e, s}})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $p_{O_{E_e, s}}$. Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{O_{E_e, s}}$: Precio al que un vendedor s está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $PR_{E_e, \text{mín}}$ hasta $PR_{E_e, \text{máx}}$.

$PR_{E_e, \text{mín}}$: Es el menor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e, \text{máx}}$: Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e, \text{mín}+1}, \dots, PR_{E_e, \text{máx}-1}$: Son los precios de reserva declarados por todos los vendedores s según la Tabla 2, organizados de menor a mayor entre $PR_{E_e, \text{mín}}$ y $PR_{E_e, \text{máx}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{E_e} , y la curva de oferta agregada, OA_{E_e} , para establecer el resultado de la subasta de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

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

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima cantidad ofrecida a dicho precio como la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$.

(2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de cantidad, esta cantidad corresponderá a la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores j , $pd_{E_e, \text{mín}}$, según lo establecido en la Tabla 5, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

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

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

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

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

ii. Hará una lista de los compradores j del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.

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

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos E_e .

5.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

ANEXO 5

Oferta comprometida firme en el Mercado primario

<p>Para calcular la oferta comprometida firme para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes, se utilizarán las siguientes ecuaciones:</p> $OCF_{f,t,s,m} = \sum_1^m O_{CF_{f,t,s,m}} + \sum_1^m O_{CFXX_{f,t,s,m}} + \text{máx} \left[\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}; \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} \right] + \sum_1^m O_{OCGX_{f,t,s,m}}$ <p>(ecuación 1)</p> $ODF_{f,t,s,m,OCG} = \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}}$ <p>solo si:</p> $\left(\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} \right) > 0$ <p>(ecuación 2)</p> $ODF_{f,t,s,m,CFC} = \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}$ <p>solo si:</p> $\left(\sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} \right) > 0$ <p>(ecuación 3)</p> <p>Donde:</p> <p>$OCF_{f,t,s,m}$: Oferta comprometida firme de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>t: Año que tiene como fecha de inicio 1 de diciembre de un año y como fecha de terminación el 30 de noviembre del año siguiente.</p> <p>$O_{CF_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos firmes CF de la fuente f, Take or Pay o en cualquier otra modalidad con las cantidades que impliquen garantía de suministro sin interrupciones que cuenten con Respaldo Físico, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p>	<p>$O_{CFXX_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de las modalidades $CF95$ y $CF80$ de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>$O_{CFC_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de suministro con firmeza condicionada CFC de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>$O_{OCG_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas OCG de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>$O_{OCGX_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas contra exportaciones $OCGX$ de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>m: Todos y cada uno de los meses en los que existan contratos vigentes de las modalidades firme, firmeza condicionada, opciones de compra de gas y/u opciones de compra de gas contra exportaciones, definidos en el artículo 8 de la presente resolución.</p> <p>$ODF_{f,t,s,m,OCG}$: Oferta disponible en firme para contratos de suministro OCG de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>$ODF_{f,t,s,m,CFC}$: Oferta disponible en firme para contratos de suministro CFC de la fuente f, del año t, del productor-comercializador o Comercializador de gas importado S y para el mes m. Este valor se expresará en MBTUD.</p> <p>Para cada uno de los meses m el Gestor del Mercado calculará y publicará en el BEC la oferta comprometida firme $OCF_{f,t,s,m}$.</p> <p>Cuando en la ecuación anterior ocurre que:</p> $\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} > \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}}$ <p>Los vendedores sólo podrán ofrecer la diferencia, $\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}}$, a través de contratos de opción de compra de gas, OCG.</p> <p>Cuando, por el contrario, ocurre que:</p> $\sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} > \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}$ <p>Los vendedores sólo podrán ofrecer la diferencia, $\sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}$, a través de contratos de suministro con firmeza condicionada, CFC.</p>
---	--

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 6

Tipos de garantías

En las negociaciones directas, los vendedores y los compradores podrán acordar los tipos de garantías que serán aceptadas para efectos de amparar el cumplimiento del contrato de suministro.

Sin perjuicio de lo anterior, el vendedor, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario, no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los siguientes tipos de garantías:

1. Garantía bancaria de una entidad financiera en Colombia: instrumento mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se registrará por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.
2. Carta de crédito *stand by* de una entidad financiera en Colombia: crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución, contra la previa presentación de la carta de crédito *stand by*. La forma y perfeccionamiento de ésta se registrarán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.
3. Carta de crédito *stand by* de una entidad financiera del exterior: crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera del exterior se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal al pago de las obligaciones establecidas en la presente resolución, contra la previa presen-

tación de la carta de crédito *stand by*. La definición de la tasa de cambio correspondiente será obligatoria y acordada libremente entre las partes.

4. Prepago. Recursos en moneda colombiana que cubren el 100% del valor de la garantía.

Los compradores podrán combinar los tipos de garantías anteriormente contempladas.

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 7

Constitución de los instrumentos fiduciarios a cargo del Gestor del Mercado

1. Forma de instrumento fiduciario

En los casos establecidos en la presente resolución, el Gestor del Mercado de gas natural constituirá por cada uno de ellos un fideicomiso o patrimonio autónomo a través de una sociedad fiduciaria legalmente establecida en Colombia.

Esta disposición se refiere a la utilización de fiducias mercantiles en los términos del artículo 1126 y siguientes del Código de Comercio.

2. Objeto de los fideicomisos o patrimonios autónomos que deba constituir el Gestor del Mercado de gas natural.

El Gestor del Mercado de gas natural constituirá en cada uno de los siguientes casos un fideicomiso o patrimonio autónomo individual con el siguiente objeto:

Constitución de un fideicomiso o patrimonio autónomo con el objeto exclusivo de implementar el mecanismo de prepago del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, de acuerdo con lo ordenado en el artículo 36 de la presente resolución.

El beneficiario de los prepagos será el fideicomiso o patrimonio autónomo que para tales efectos se constituya.

Los beneficiarios de los recursos de prepago serán los que se dictan en el parágrafo 2º del artículo 36 de la presente resolución.

3. Principios en la constitución de los fideicomisos o patrimonios autónomos

Objeto exclusivo:	Cada uno de los fideicomisos o patrimonios autónomos que se constituyan deben tener como objeto exclusivo lo contemplado en las disposiciones mencionadas en la presente resolución .
Continuidad:	El Gestor del Mercado de gas natural garantizará que los fideicomisos o patrimonios autónomos de que trata esta resolución estarán disponibles cuando se requieran.
Oportunidad:	El Gestor del Mercado de gas natural constituirá oportunamente el fideicomiso o patrimonio autónomo.
Publicidad	El Gestor del Mercado de gas natural hará público en su sitio de internet, en cada caso y con la debida anticipación, el reglamento que rige cada uno de los fideicomisos o patrimonios autónomos. Para los agentes deberán ser claros y transparentes los mecanismos mediante el cual cada uno de los fideicomisos o patrimonios autónomos dará cumplimiento a su finalidad.
Diligencia	El fideicomiso o patrimonio autónomo deberá realizar diligentemente todos los actos necesarios para la consecución de la finalidad que en cada caso aplique.
Independencia	El fideicomiso o patrimonio autónomo mantendrá los bienes objeto de la fiducia (i.e. prepagos, mecanismos de cubrimiento) separados de los suyos y de los que correspondan a otros negocios fiduciarios.
Eficiencia	El fideicomiso o patrimonio autónomo se registrará por procesos eficientes que aseguren a las partes procesos óptimos en el recibo y revelación de información, recibo de garantías y transferencia de recursos, entre los más relevantes.

4. Calidades de la sociedad fiduciaria que se utilice para la constitución del fideicomiso o patrimonio autónomo que se constituya

La sociedad fiduciaria o las sociedades fiduciarias que escoja el Gestor del Mercado de gas natural deberá(n) estar autorizada(s) por la Superintendencia Financiera de Colombia, aspecto que deberá ser acreditado mediante el certificado de existencia y representación legal que para el efecto se expide y deberá(n) comprometerse por escrito a actuar conforme a todas las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 8

Priorización de la Demanda Esencial

Con base en que, como resultado del balance comercial que realice el Gestor del Mercado de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la presente resolución, se obtengan Trimestres Estándar de ejecución con balances deficitarios, el siguiente será el procedimiento a ser desarrollado por los vendedores y por los compradores del Mercado primario mediante el mecanismo de la negociación directa, con el fin de asignar con prioridad, el suministro de las cantidades requeridas por los compradores para atender los usuarios que son parte de la Demanda Esencial, para su ejecución en periodos parciales o completos, en cada uno de esos Trimestres Estándar. Lo anterior aplica a cualquier Fuente de Suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior, sin excepción alguna:

i.) Cálculo por cada comprador c que atiende directamente Demanda Esencial, de la cantidad a contratar:

$$IS1_{c,p,n} = (CR_{c,p-1,n} \times I_{c,n,n}) - CC_{c,p,n}$$

Donde:

$IS1_{c,p,n}$: Cantidad máxima total de solicitud de compra para el periodo de consumo p , por el comprador c que atiende directamente la Demanda Esencial, para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, en MBTUD.

$CR_{c,p-1,n}$: Valor de consumo del mes con el mayor promedio diario de consumo según el Sistema Único de Información - SUI, por el comprador c , para la atención directa de cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 del mismo periodo de consumo p del año calendario anterior al año en que se realizan las negociaciones directas, calculadas en MBTUD. Para lo anterior se deberá utilizar el promedio ponderado por cantidad recibida anual, de la capacidad calorífica del gas efectivamente entregado por cada contrato de suministro, utilizado para atender a la Demanda Esencial.

$I_{c,n,n}$: $DE_{c,a-1,n} / DE_{c,a-2,n}$

$CC_{c,p,n}$: Cantidad total contratada al momento de la realización de las nuevas solicitudes de compra a los vendedores del Mercado primario, de tipo firme, por el comprador c o el nuevo comprador c , para atender directamente la Demanda Esencial, para el periodo de consumo p , en MBTUD. Este valor es igual a la suma de las cantidades contratadas vigentes, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario con la resta de las

cantidades vendidas en el Mercado secundario con destino a Demanda Esencial, para atender el periodo de consumo p , para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

Con:

$DE_{c,a-1,n}$: Cantidad total de energía consumida por la Demanda Esencial atendida por el comprador c , entre el periodo transcurrido del mes de enero del año anterior al año a de realización de la negociación al mes de diciembre de ese mismo año, para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, en MBTU.

$DE_{c,a-2,n}$: Cantidad total de energía consumida por la Demanda Esencial atendida por el comprador c , entre el periodo transcurrido del mes de enero del segundo año anterior al año a de la negociación al mes de diciembre de ese mismo año, para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, en MBTU.

n : Son en su orden: i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional.

p : Periodo de consumo, que corresponde a los mismos meses en que se ejecutará el contrato.

c : Comprador que atiende a la Demanda Esencial, que puede ser un comercializador o directamente un usuario no regulado que es parte de la Demanda Esencial.

La cantidad de solicitudes de compra de un comprador del Mercado primario con el fin de atender directamente la Demanda Esencial, para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, no podrá ser superior al valor obtenido $IS1_{c,p,n}$. Será responsabilidad del agente comprador el cálculo de dicho valor y de que se cumpla la condición presente.

En el caso de que haya un nuevo comprador c que representa parte de la Demanda Esencial, que en el año 2022 o en el año 2023 era atendida por otro comprador c , el comprador saliente del año 2022 o del año 2023 deberá facilitar la información del consumo $DE_{c,p,2023}$ y $CR_{c,p-1,n}$ al nuevo comprador c y toda aquella que se requiera para efectuar los cálculos aquí descritos.

ii.) En cada una de las solicitudes de compra del Mercado primario el comprador deberá incluir como mínimo, la cantidad total solicitada de la(s) Fuente(s) de Suministro, discriminando la cantidad solicitada para atender la Demanda Esencial para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, en MBTUD. Dicha información deberá ser tenida en cuenta por cada uno de los vendedores de la Fuente de Suministro solicitada, para efectos de la asignación priorizada de las cantidades ofertadas para esa Fuente de Suministro.

iii.) El vendedor de la(s) Fuente(s) de Suministro deberá priorizar la asignación de las cantidades ofertadas de la siguiente manera:

a. Si las cantidades ofertadas son iguales o superiores al total de las cantidades solicitadas por los compradores para atender la totalidad de la Demanda Esencial, el vendedor asignará primero el total de las cantidades para atender la Demanda Esencial, pudiendo negociar el suministro de las cantidades excedentarias de la oferta con los agentes que representan la demás demanda.

b. Si las cantidades ofertadas son menores al total de las cantidades solicitadas por los compradores para atender la Demanda Esencial, el vendedor asignará las cantidades ofertadas, así:

i. Asigna las cantidades ofertadas a las cantidades totales solicitadas por los compradores que no pueden acudir a otras Fuentes de Suministro por limitaciones en la configuración del sistema de transporte del que recibe el gas, en el mismo orden que aparece en la definición de Demanda Esencial en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

ii. Las cantidades ofertadas remanentes serán asignadas a las cantidades totales solicitadas por los demás compradores, en el mismo orden que aparece en la definición de Demanda Esencial en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, hasta que llegue al numeral en que las cantidades ofertadas remanentes no son suficientes para atender la totalidad solicitada por todos los compradores de tal numeral.

iii. Las cantidades ofertadas remanentes serán asignadas entre los compradores del numeral con cantidades insuficientes de oferta, así:

$$IS2_{c,p,n} = IS1_{c,p,n} / \sum_{c=1}^c IS1_{c,p,n}$$

Donde:

$IS2_{c,p,n}$: Cociente de participación del comprador c , para el periodo de consumo p , para atender el numeral n de la Demanda Esencial directamente.

<p>iv.) El vendedor del Mercado primario asignará las cantidades disponibles para el numeral n de la Demanda Esencial, así:</p> $IS3_{c,p,n} = IS2_{c,p,n} \times CD_v$ <p>Donde:</p> <p>IS3_{c,p,n}: Cantidad a asignar al comprador c, para el periodo de consumo p, para atender el numeral n de la Demanda Esencial, en MBTUD.</p> <p>CD_v: Cantidad remanente disponible del vendedor v, en MBTUD, después de asignar las cantidades a los numerales n anteriores de la Demanda Esencial.”</p> <p>v.) En caso de que el vendedor utilice en la negociación directa un proceso de comercialización con base en algún tipo de subasta o en general, de concurrencia simultánea de varios compradores, se asignarán primero las cantidades solicitadas por los compradores que atienden directamente la Demanda Esencial de usuarios regulados, al Precio de Reserva establecido por el vendedor.</p> <p>vi.) Para los casos de la Demanda Esencial de usuarios no regulados el vendedor deberá establecer una priorización para dicha demanda, que de entre varias maneras de aplicación libre, podría corresponder a un proceso en el que el comercializador o el usuario no regulado decida solicitar la asignación prioritaria del total o parte de las cantidades resultantes del cálculo del presente Anexo. En ese caso, el precio del contrato resultante será el precio de cierre del mecanismo de concurrencia. Asimismo, el comercializador o usuario no regulado de la Demanda Esencial, podrá participar activamente en el proceso de concurrencia, caso en el que podrá comprar cantidades incluso superiores a las obtenidas del cálculo realizado.</p> <p>vii.) El Precio de Reserva, en caso de ser usado para efectos del mecanismo de la negociación directa de cada vendedor, deberá ser informado por el vendedor al Gestor del Mercado antes de iniciar cualquier proceso de negociación directa, el cual podrá ser utilizado exclusivamente para efectos de seguimiento, vigilancia y control de las autoridades del sector, incluyendo la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio. El Gestor del Mercado podrá recibir la información directamente por cualquier medio que éste establezca.</p> <p>viii.) En caso de que el vendedor utilice un proceso de comercialización con base en Precio Único, las cantidades disponibles se asignan primero a los compradores que representan a la Demanda Esencial, de acuerdo con las cantidades calculadas en numeral iv.) del presente anexo.</p> <p>ix.) En caso de haber excedentes de oferta de gas natural después de la asignación priorizada a la Demanda Esencial, los vendedores podrán ofrecer el gas natural a los compradores que atienden usuarios que no son parte de la Demanda Esencial de usuarios regulados.</p>	<p>x.) Es responsabilidad de los compradores del Mercado primario que las solicitudes de compra que presenten a los vendedores y que tengan como destino atender directamente el consumo de los usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial, contengan información veraz, en el marco de los comportamientos establecidos en la Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo contemplado en el Capítulo II “Comportamientos que propenden por el cumplimiento de los fines de la regulación”.</p> <p>xi.) Es responsabilidad de los compradores del Mercado primario que son priorizados para atender la Demanda Esencial, que el total de las cantidades contratadas, en caso de negociarse con más de un vendedor, no sea superior al valor obtenido de acuerdo con el numeral i.) del presente Anexo.</p> <p>xii.) En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del procedimiento establecido en el presente anexo, las cantidades inicialmente distribuidas para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador de ese contrato deberán ser reasignadas a la demás Demanda Esencial requerida, en el caso de que las cantidades ofertadas por los vendedores no hayan sido suficientes para atender la totalidad de la Demanda Esencial. En caso contrario, las cantidades liberadas podrán ser utilizadas por el vendedor para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial.</p>
--	---

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

ANEXO 9

Principios de negociación de los contratos de suministro de gas natural

En cualquier proceso que se utilice por parte de los vendedores de cualquier Fuente de Suministro, sin excepciones, a partir del mecanismo de negociaciones directas, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario, tanto para modalidades de tipo firme como para contratos con interrupciones, se deberán cumplir los siguientes principios:

a) Eficiencia: el desarrollo del mecanismo de mercado conducirá a la formación de precios eficientes y/o de asignaciones de cantidades eficientes, a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso.

b) Publicidad: se garantizará mediante la publicación obligatoria en la página web de cada vendedor. El vendedor deberá informar al Gestor del Mercado de dicha situación y la dirección del enlace, en el mismo día de la publicación en su página web, y el Gestor del Mercado publicará en un menú dedicado a ello en el BEC, el aviso dado por cada vendedor al día siguiente de haberlo recibido, junto con la dirección web del enlace respectivo.

c) Neutralidad: el diseño del mecanismo de mercado y el reglamento de este no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los Participantes.

d) Simplicidad y transparencia: el mecanismo de mercado será claro, explícito y constará por escrito, de tal forma que pueda ser comprendido sin duda ni ambigüedad.

e) Objetividad: los criterios de adjudicación del mecanismo de mercado serán claros e imparciales.

El Presidente,

Ómar Andrés Camacho Morales,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Antonio Jiménez Rivera.

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 104 001 DE 2025

(enero 23)

por la cual se adiciona el artículo 1° de la Resolución número 180088 de 2003 proferida por el Ministerio de Minas y Energía.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por los Decretos números 4130 de 2011, 1260 de 2013 y 1073 de 2015, y la Resolución número 40193 de 2021 proferida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía, y,

CONSIDERANDO:

El artículo 334 de la Constitución Política establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, y la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la misma Carta Política de Colombia, establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este, asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Así mismo, se constituyó la facultad del Estado de mantener la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos.

En virtud del artículo 212 del Decreto número 1056 de 1953, Código de Petróleos, el transporte y la distribución del petróleo y sus derivados constituyen un servicio público, y las personas o entidades dedicadas a esa actividad deben ejercerlas de conformidad con los reglamentos que dicte el Gobierno en guarda de los intereses generales.

Conforme lo establecido en el artículo 1° de la Ley 39 de 1987, la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público que se prestará de acuerdo con la ley. Así mismo, en el artículo 2° de la referida ley, se definió como agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, con excepción del gas licuado de petróleo, al Refinador, Importador, Almacenador, Distribuidor Mayorista, Transportador, Distribuidor Minorista y Gran Consumidor.

Según lo previsto en los artículos 1° y 4° de la Ley 26 de 1989, debido a la naturaleza del servicio público de la distribución de combustibles líquidos derivados de petróleo, fijado por la Ley 39 de 1987, el Gobierno podrá determinar horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad, relaciones