

DECRETO 2100 DE 2011

(junio 15)

D.O. 48.101, junio 15 de 2011

por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

Nota 1: Ver Resolución 57 de 2017, CREG. Ver Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Nota 2: Modificado por el Decreto 1372 de 2014 y por el Decreto 1710 de 2013.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las previstas en los artículos 189 numeral 11, 333, 334, 365 y 370 de la [Constitución Política](#) y de conformidad con la Ley 142 de 1994, en especial los artículos 2°, 3° y 8°, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 365 de la [Constitución Política](#) 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.

Que el Decreto Ley 1056 de 1953 -Código de Petróleos- en su artículo 7°, sustituido por el artículo 4° de la Ley 10 de 1961, prevé que las personas que se dediquen a la industria del petróleo en cualquiera de sus ramas, suministrarán al Gobierno los datos de carácter científico, técnico, económico y estadístico.

Que, de conformidad con lo previsto en los artículos 1°, 2° y 4° de la Ley 142 de 1994, la

distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que el Ministerio de Minas y Energía, con base en los estudios elaborados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, ha determinado la conveniencia de incentivar la importación de gas natural y el desarrollo de nuevas fuentes de suministro.

Que para estimular la autosuficiencia de gas natural, a través del incremento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, se hace necesario promover las exportaciones de este energético, así como establecer instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes.

Que los hidrocarburos no convencionales, como el gas en esquistos y el gas metano en depósitos de carbón, entre otros, tienen características particulares en su proceso de exploración y explotación que requieren reglamentación y esquemas comerciales que incentiven su desarrollo en el país.

Que se ha identificado la necesidad de introducir reformas al sector de gas en orden a incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura de suministro y/o transporte de gas natural, contar con nuevas fuentes de suministro, promover una mayor confiabilidad y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Que en cumplimiento de lo previsto en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009 el proyecto de este decreto fue sometido a consideración de la Superintendencia de Industria y Comercio, entidad que mediante oficio radicado 2011024254 del 12 de mayo de 2011 formuló sus comentarios al respecto y manifestó que la norma objeto de estudio “no tiene incidencias en

la libre competencia y que por el contrario busca la ampliación del mercado, permitiendo la nueva entrada de nuevos agentes a este”.

DECRETA:

CAPÍTULO I

Siglas, definiciones y ámbito de aplicación

Artículo 1°. Siglas. Para efectos del presente decreto se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

CIDV: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta para el Consumo Interno

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

GBTUD: Giga BTU -British Thermal Unit- por día

GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular

CNOG: Consejo Nacional de Operación de Gas

MME: Ministerio de Minas y Energía

MPCD: Millones de Pies Cúbicos por Día

PC: Producción Comprometida de un Productor

PP: Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado

PTDV: Producción Total Disponible para la Venta

SNT: Sistema Nacional de Transporte de Gas

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

Nota, artículo 2º: Ver artículo 2.2.2.1.3. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 2º. Definiciones. Para la adecuada interpretación de las expresiones empleadas en este decreto se tendrán en cuenta las definiciones de la Ley 142 de 1994 y las de las normas expedidas por la CREG y el MME hasta la fecha de expedición de este decreto, a menos que un significado diferente sea expresamente atribuido a los mismos en las definiciones que se incluyen en este artículo o en otra parte de este decreto: (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Acuerdo Operativo: Decisiones sobre los aspectos técnicos del SNT, tendientes a lograr una operación segura, económica y confiable. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Agentes: Son los productores de gas, los Agentes Operacionales, los Agentes Exportadores, los Agentes Importadores, los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas, los propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Agente Exportador de Gas: Persona jurídica que exporta gas. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Agente Importador de Gas: Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador

vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador.

Agentes Operacionales: Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, 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 agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes. Para los efectos de este decreto el Comercializador de GNCV es un Agente Operacional. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Campos Menores: Campos productores de hidrocarburos cuyo PP es igual o inferior a 30 MPCD. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Comercializador de GNCV: Persona natural o jurídica que suministra GNCV a través de estaciones de servicio automotriz. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Contrato Firme o que Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato

requiere de Respaldo Físico. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Demanda Esencial: Corresponde a: (i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; (ii) la demanda de GNCV; (iii) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT; y, (iv) la demanda de gas natural de las refinerías. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y de las participaciones de la ANH: Es el gas que recibe el Estado a título de regalía y/o como participación en la propiedad del recurso en los contratos y/o convenios de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos con la ANH. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Infraestructura de Regasificación: Conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Intercambios Comerciales Internacionales de Gas Natural: Son las exportaciones e importaciones de gas natural. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Interconexión Internacional de Gas Natural: Gasoducto o grupo de gasoductos dedicados exclusivamente a los Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, que puede estar o no, conectada físicamente al SNT y que no hace parte de dicho Sistema. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo

de Minas y Energía.).

Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado – PP: Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Producción Comprometida de un Productor – PC: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 8° de este decreto. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Producción Total Disponible para la Venta – PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único

Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Protocolo Operativo: Plan escrito y detallado que establece objetivos, guías y procedimientos de carácter técnico para el desarrollo de un proceso operativo específico, de acuerdo con las mejores prácticas generalmente aceptadas a nivel nacional e internacional. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Reservas de Gas Natural: Son las reservas probadas y probables certificadas por los productores de gas a la ANH.

Nota, numeral 1.4: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Respaldo Físico: Garantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas.

Nota, numeral 1.4: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural – SNT: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, con los sistemas de distribución, con los usuarios no regulados, con las Interconexiones Internacionales de Gas Natural y sistemas de almacenamiento.

Nota, definición: Ver artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único

Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Nota, artículo 2º: Ver Resolución 147 de 2015, CREG.

Artículo 3º. Ámbito de aplicación. Este Decreto aplica a todos los Agentes e igualmente a todas las instituciones públicas y privadas relacionadas con el desarrollo de la actividad económica de gas natural. (Nota: Ver artículo 2.2.2.1.1. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

CAPÍTULO II

Del abastecimiento de gas y confiabilidad del servicio

Artículo 4º. Obligación de atención prioritaria. Los productores, los productores-comercializadores, los comercializadores, los transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno. Para este efecto deberán sujetarse a las disposiciones que expida el MME en aplicación del párrafo 1º del artículo 26 de este decreto.

Parágrafo. Los Agentes Exportadores atenderán prioritariamente la demanda de gas natural para consumo interno cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o aquel que lo modifique o sustituya. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos de exportación con Respaldo Físico, las cantidades de gas objeto de interrupción se reconocerán al costo de oportunidad de que trata el artículo 27 de este decreto.

Nota, artículo 4º: Ver artículo 2.2.2.2.15. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 5°. Demanda Esencial. 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 de este artículo.

Parágrafo 1°. Cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o el que lo modifique o sustituya y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento.

Parágrafo 2°. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 13 de este decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo.

Parágrafo 3°. Sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya, la CREG definirá la metodología para determinar los costos a los que se refiere este artículo, los Agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago.

Nota, artículo 5º: Ver artículo 2.2.2.2.16. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 6°. Modificado por el Decreto 1372 de 2014, artículo 1º. Administración del Gas

Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH.

En la celebración de los contratos y operaciones de cualquier naturaleza que la ANH celebre para la administración del gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH, se tendrá como destino de este gas la exportación con el objeto de abrir nuevos mercados, siempre y cuando la demanda interna de este combustible se encuentre abastecida. Para tales efectos, el Ministerio de Minas y Energía deberá señalar los parámetros y mecanismos, debiendo igualmente verificar el cumplimiento de dichas condiciones, en particular la obligación de atención prioritaria, acorde a los términos del presente decreto.

Si este gas natural se destina para el consumo interno, se tendrán en cuenta los siguientes lineamientos:

1. Que los contratos u operaciones que se suscriban no tengan por objeto aumentar la concentración en la oferta de gas natural en el mercado. Para este efecto la ANH podrá, entre otros, acordar con cada productor en los contratos de explotación de hidrocarburos el recaudo y la comercialización de Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH, en proporción a la participación que le corresponda.
2. Que dichos contratos u operaciones no tengan por objeto privilegiar el suministro del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH a ningún Agente.
3. Que el comercializador del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH se ajuste a lo dispuesto por la CREG para esta actividad.

Nota, artículo 6º: Ver artículo 2.2.2.2.17. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Texto inicial del artículo 6º: “Administración del Gas Natural de Propiedad del Estado y de las

Participaciones de la ANH. En la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza que la ANH celebre para la administración del Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH, deberá tener en cuenta los siguientes lineamientos:

1. Que dichos contratos u operaciones no tengan por objeto aumentar la concentración en la oferta de gas natural en el mercado. Para este efecto la ANH podrá, entre otros, acordar con cada productor en los contratos de explotación de hidrocarburos el recaudo y la comercialización del Gas Natural de propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH, en proporción a la participación que le corresponda.
2. Que dichos contratos u operaciones no tengan por objeto privilegiar el suministro del Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH a ningún Agente.
3. Que el comercializador del Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH se ajuste a lo dispuesto por la CREG para esta actividad.
4. Que el Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH se destine prioritariamente a la atención de la demanda interna de este combustible para el aseguramiento del abastecimiento nacional.

Parágrafo. Los contratos u operaciones de cualquier naturaleza a los que se refiere este artículo que se encuentren vigentes en la fecha de expedición del presente decreto se seguirán ejecutando en los términos inicialmente acordados, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a lo previsto en este artículo.”.

Artículo 7°. Certificación y publicación de las reservas. Los productores continuarán presentando a la ANH la certificación de sus Reservas de Gas Natural expedida por un organismo especializado y reconocido en la prestación de este servicio, conforme a los criterios y procedimientos expedidos por la ANH para el efecto.

La ANH deberá publicar la información consolidada de Reservas de Gas Natural y de petróleo y desagregadas por campo y ubicación geográfica, dentro de los ciento cincuenta (150) días calendario siguientes al inicio de cada año, con corte a 31 de diciembre del año anterior.

Nota, artículo 7º: Ver artículo 2.2.2.2.19. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 8º. Consumo de gas natural por productores. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo 9º de este decreto las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo.

Parágrafo. Si las cantidades de gas natural declaradas en este artículo llegaran a ser ofrecidas para la venta por el productor o por el productor-comercializador, total o parcialmente, estas se someterán a los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 11 de este decreto.

Nota, artículo 8º: Ver artículo 2.2.2.2.20. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 9º. Declaración de producción. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2º y 8º del presente decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada.

Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años

contados a partir de la fecha en el cual se elabora.

En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición.

El productor-comercializador o comercializador que, de conformidad con lo señalado del artículo 6° del presente decreto, comercialice el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y/o de las Participaciones de la ANH deberá declararlo en los términos del presente artículo.

Parágrafo 1°. Toda la información declarada al MME o a quien este determine conforme a lo previsto en el presente decreto será analizada, ajustada, consolidada y publicada por el MME mediante acto administrativo, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El MME verificará que la PP sea equivalente a la suma de: (i) PTDV de cada productor de gas de dicho campo; (ii) la PC de cada productor de gas de dicho campo; y (iii) las cantidades de Gas Natural de Propiedad del Estado y Participaciones de la ANH. Cuando el PP difiera de dicha suma, el MME ajustará la diferencia en la PTDV de cada productor en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo.

Parágrafo 2°. La primera declaración de los productores y de los productores-comercializadores de gas natural se efectuará dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de expedición del acto administrativo de que trata el artículo 31 de este decreto.

Parágrafo 3°. La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible.

Parágrafo 4°. Los comercializadores de gas importado declararán las CIDV en los términos previstos en este artículo.

Nota 1, artículo 9º: Ver artículo 2.2.2.2.21. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Nota 2, artículo 9º: Ver Resolución 124219 de 2012, M. de Minas y Energía.

Artículo 10. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este decreto. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.22. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Artículo 11. Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de las CIDV. La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 9º del presente decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en este decreto.

Parágrafo 1º. Mientras la CREG expide los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata este artículo, se aplicará lo previsto en los artículos 31 y 32 de este decreto para el período de transición.

Nota, artículo 11: Ver artículo 2.2.2.2.23. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 12. Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 11 de

este decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:

1. La comercialización de gas en Campos Menores.
2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.
3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

Parágrafo. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este artículo comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.

Nota, artículo 12: Ver artículo 2.2.2.2.24. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 13. Lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización. La CREG, en los mecanismos y procedimientos de comercialización que expida con base en lo previsto en el artículo 11 de este decreto 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. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.25. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Artículo 14. Condiciones mínimas de los contratos de suministro y de transporte. 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.

Parágrafo. Los contratos de suministro y/o transporte que a la fecha de expedición de este decreto se encuentren en ejecución no serán modificados por efectos de esta disposición, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

Nota, artículo 14: Ver artículo 2.2.2.2.26. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 15. Incentivos a la producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales. Los productores o productores-comercializadores de gas de yacimientos no convencionales podrán desarrollar directamente la actividad de generación termoeléctrica que utilice como fuente primaria el gas que produzcan, sujetándose íntegramente a la regulación vigente sobre esta actividad.

Parágrafo 1°. El MME, la ANH y la CREG, dentro de la órbita de sus competencias, podrán implementar incentivos adicionales a los previstos en este artículo para promover la explotación y comercialización de gas proveniente de yacimientos no convencionales.

Nota, artículo 15: Ver artículo 2.2.2.2.27. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 16. Reglamentación técnica y reglamento de contratación para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales. El MME, en un plazo no mayor a tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia del presente decreto, expedirá las normas técnicas para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales y las reglas de coexistencia con actividades mineras, considerando la especificidad técnica y operativa de estas actividades.

Así mismo, la ANH en un plazo no mayor a seis (6) meses, transcurridos a partir de la entrada en vigencia del presente decreto, adoptará un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales, incluyendo un modelo de contrato específico para esta actividad.

Artículo 17. Plan indicativo de abastecimiento. Con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y que las autoridades competentes cuenten con mejores elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para el asegurar el abastecimiento nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, el MME adoptará un plan indicativo de abastecimiento de gas natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 7°, 8°, 9° y el parágrafo 1° del artículo 26 de este decreto, así como la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas y será actualizado anualmente o cuando el MME así lo determine.

Parágrafo. El plan indicativo a que se refiere este artículo será elaborado por la UPME con base en los lineamientos que, para el efecto, determine el MME.

Nota, artículo 17: Ver artículo 2.2.2.2.28. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 18. Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio. Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.29. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio

público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.

Artículo 19. Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos. En un plazo no superior a un (1) año, el MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.30. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Artículo 20. Modificado por el Decreto 1710 de 2013, artículo 2º. La 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.

Parágrafo. La CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre competencia.

Nota 1, artículo 20: Ver artículo 2.2.2.2.31. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Nota 2, artículo 20: Ver Resolución 163 de 2014, CREG.

Texto inicial del artículo 20: “Gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural. La CREG evaluará la necesidad de implementar la prestación del servicio de

gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, con el objeto de propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural y, por ende, un mejor desempeño y coordinación entre los Agentes Operacionales.

Parágrafo. En el evento de que la CREG decida que se requiere contar con la prestación del servicio a que se refiere este artículo, establecerá la metodología para seleccionar y remunerar dichos servicios, 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.”.

Artículo 21. Protocolos y Acuerdos Operativos. Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007.

El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo.

Nota, artículo 21: Ver artículo 2.2.2.2.32. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

CAPÍTULO III

De las exportaciones e importaciones de gas combustible

Artículo 22. Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas. Las actividades de exportación de gas, la importación de gas para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación de gas en tránsito no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible.

Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 11 de este decreto, no se aplican a las actividades aquí señaladas.

Parágrafo. 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.

Nota, artículo 22: Ver artículo 2.2.2.2.33. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 23. Libertad de precios. El precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.34. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

Artículo 24. De las Interconexiones Internacionales de Gas Natural. Los Agentes Exportadores o Importadores podrán construir, administrar, operar y mantener las Interconexiones Internacionales de Gas Natural que se requieran para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación; así mismo, podrán disponer de la capacidad de transporte de las Interconexiones Internacionales de Gas Natural.

Parágrafo. Si para realizar la exportación o importación de gas natural se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, deberá cumplirse respecto de dichos tramos de gasoductos o gasoductos con lo previsto en el Reglamento Único de Transporte – RUT.

Nota, artículo 24: Ver artículo 2.2.2.2.35. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 25. Acceso a las Interconexiones Internacionales de Gas Natural. Los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas Natural están en la obligación de dar acceso a otros Agentes que requieran de dicha infraestructura para efectuar Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, siempre y cuando, ello sea técnica y económicamente viable.

Parágrafo 1°. Las condiciones técnicas y económicas para el acceso a la Interconexión Internacional de Gas Natural serán acordadas libremente entre las partes.

Parágrafo 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso a dicha infraestructura el asunto se someterá a la decisión del MME o de la CREG, según sus competencias.

Nota, artículo 25: Ver artículo 2.2.2.2.36. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 26. Libertad de Exportaciones de Gas. Los Agentes Exportadores podrán asumir libremente compromisos de exportación de gas natural sin sujeción a lo previsto en los artículos 11 y 14 de este decreto.

Parágrafo 1°. El MME limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los Agentes Exportadores cuando se

pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno. Para este efecto, diseñará un indicador que considere, entre otros aspectos, las Reservas de Gas Natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas. Dicho indicador será calculado y publicado por el MME en julio 30 de cada año. (Nota: Ver Resolución 74 472 de 2013, M. de Minas y Energía. D.O. 48.905, pág. 17.).

Parágrafo 2°. Mientras se mantengan las condiciones que den lugar a la limitación prevista en el parágrafo 1° de este artículo, los productores, los productores-comercializadores o los Agentes exportadores no podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar las cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existentes.

Nota, artículo 26: Ver artículo 2.2.2.2.37. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 27. Costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda. La anterior obligación no aplicará para los Agentes Operacionales que cuenten con contratos de suministro con firmeza condicionada a interrupción de exportaciones.

El costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro. El reconocimiento

del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor-comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor-comercializador por no honrar su Contrato Firme de Exportación. La CREG adicionalmente, determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente.

Nota, artículo 27: Ver artículo 2.2.2.2.38. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 28. Obligación de información de exportaciones y de importaciones de gas natural. Una vez perfeccionados los contratos de exportación y de importación, los Agentes respectivos enviarán copia al MME para su información. Cada vez que los contratos de exportación y/o de importación sean modificados se informará al MME adjuntando los documentos que den cuenta de tal modificación. Respecto de la información a que se refiere este artículo, el MME guardará la debida reserva sobre aquellos datos que, atendida su naturaleza, la requieran en defensa de los legítimos intereses de las partes en dichos contratos. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.39. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 29. Acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación. Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.

Parágrafo 1°. Los Agentes solo podrán ejercer el derecho de acceso a la capacidad de la infraestructura de regasificación mediante la celebración del contrato respectivo con el propietario y/u operador.

Parágrafo 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso, el asunto se someterá a la decisión del MME. Para este efecto, el Ministerio podrá solicitar concepto a la CREG.

Nota, artículo 29: Ver artículo 2.2.2.2.40. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 30. Incentivos para la importación de gas natural. La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético. (Nota: Ver artículo 2.2.2.2.41. del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.).

CAPÍTULO IV

Disposiciones finales

Artículo 31. Transición para la comercialización de la PTDV de campos con precios libres. Durante el período comprendido entre la fecha de expedición de este decreto y el 31 de diciembre de 2011, para efectos de la comercialización del gas de campos con precios libres, se aplicará el procedimiento de comercialización establecido en la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009. Dicho procedimiento deberá ser ajustado por la CREG, dentro de los quince (15) días siguientes a la expedición del presente decreto teniendo en cuenta (i) las derogatorias previstas en el artículo 33 de este mismo Decreto, (ii) los lineamientos del artículo 13 del presente cuerpo normativo, (iii) y en especial, los que a continuación se señalan:

1. Deberá reducir la incertidumbre respecto de la contratación del suministro en el corto y mediano plazo, considerando las condiciones actuales del sector en este aspecto.
2. Deberá reemplazarse el concepto de Producción Disponible para Ofertar en Firme -PDOF- por las cantidades que se ofrecerán por los productores o productores-comercializadores bajo Contrato Firme de la PTDV y/o la CIDV, según corresponda.
3. Deberá asegurar que los Agentes que sean adjudicatarios de la PTDV y/o la CIDV para la atención de la demanda para consumo interno de gas natural no puedan suscribir compromisos de suministro con destino a la exportación.
4. Deberá prever que los productores-comercializadores podrán asumir compromisos de exportación de gas natural conforme a lo previsto en este decreto y sin sujeción al procedimiento de comercialización aplicable durante el período de transición.

Artículo 32. Transición para la comercialización de la PTDV de campos con precios máximos regulados. Durante el período comprendido entre la fecha de expedición del acto administrativo de que trata el artículo 31 de este decreto y el 31 de diciembre de 2011, los productores-comercializadores de los campos con precios máximos regulados deberán ofrecer para la venta, en la fecha y términos que establezca el Ministerio de Minas y Energía o quien este designe, las cantidades a contratar bajo modalidad Firme de la PTVD de dichos campos y asignarla conforme al siguiente orden:

1. En primera instancia, a los transportadores que requieran el gas natural para la operación de las estaciones compresoras del SNT.
2. En segundo lugar, a los Distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución y que tengan vigentes contratos de suministro desde los campos con precios máximos regulados.

3. En tercer lugar, a los distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios industriales regulados y que tengan vigentes contratos de suministro desde los campos con precios máximos regulados.
4. En cuarto lugar, a los demás distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución.
5. En quinto lugar, a los demás distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios industriales regulados.
6. En sexto lugar, a los Agentes que requieran el gas natural para la atención de la demanda de las refinerías.
7. En séptimo lugar, a los Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de la demanda de GNCV.
8. En octavo lugar, a los Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de la demanda industrial no regulada.
9. En noveno lugar, a los Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la demanda de las plantas termoeléctricas a base de gas.
10. En décimo lugar, a los agentes que no tengan contratos de suministro desde los campos con precios máximos regulados y que requieran el gas para: (i) la atención de la demanda de GNCV, (ii) la demanda industrial no regulada, y (iii) para las plantas termoeléctricas a base de gas.
11. En undécimo lugar, a los Agentes que requieran el gas con destino a la exportación.

Parágrafo. Los agentes a los que se asigne gas durante el periodo previsto en el presente

artículo para la atención de la demanda para consumo interno no podrán suscribir compromisos de suministro con destino a la exportación.

Artículo 33. Vigencias y derogatorias. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga especialmente: (i) el Decreto 3428 de 2003; (ii) las siguientes disposiciones del Decreto 2687 de 2008: artículo 1° modificado por el artículo 1° del Decreto 1514 de 2010, artículos 2°, 3°, 4°, 5°, 8°, 9°, 10, 11, 12, 13 y 14 y los párrafos 1° y 2° del artículo 6° modificado por el artículo 1° del Decreto 4670 de 2008; (iii) los párrafos 1°, 2° y 3° del artículo 1° y los artículos 2°, 3°, 4° y 5° del Decreto 4670 de 2008; (iv) el artículo 2° del Decreto 1514 de 2010; (v) el Decreto 2730 de 2010; (vi) el Decreto 2807 de 2010; y (vii) las demás que resulten contrarias.

El artículo 6° modificado por el artículo 1° del Decreto 4670 de 2008 y el artículo 7° del Decreto 2687 de 2008; así como el artículo 1° del Decreto 4670 de 2008 conservarán su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2011 y se entenderán derogados a partir del 1° de enero de 2012.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, a 15 de junio de 2011.

JUAN MANUEL SANTOS CALDERÓN

El Ministro de Minas y Energía,

Carlos Rodado Noriega.