

Guía Técnica Gerencial para la Suscripción de Contratos de Comercialización de Gas Natural,  
Basada en las Buenas Prácticas de la Industria y en la Normatividad Técnica Colombiana.

Zaring Joemy Ocampo Barbosa

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Saulo Enrique Mora Gómez

MBA, Especialista en Seguridad y Salud en el Trabajo

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Especialización en Ingeniería del Gas  
Bucaramanga

2021

**Tabla de Contenido**

Introducción	17
1. Objetivos	19
1.1 Objetivo general	19
1.2 Objetivos específicos	19
2. Marco referencial	20
2.1 Marco teórico, conceptual y legal	20
2.1.1 Marco teórico	20
2.1.2 Marco conceptual	24
2.1.3 Marco legal	28
3. Bases contractuales para los contratos de comercialización de gas natural	50
3.1 Condiciones particulares	52
3.2 Condiciones generales	56
3.3 Condiciones especiales	57
3.3.1. Calidad del gas	57
3.4 Bases contractuales provenientes de las buenas prácticas evidenciadas en contratos de venta de gas natural suscritos y operados exitosamente.	58
4. Aplicación de la metodología y resultados obtenidos	60
4.1 Método	60
4.1.1 Según el tipo de inferencia	61
4.1.2 Según el tipo de datos empleados	61
4.1.3 Según el grado de manipulación de las variables	62
4.2 Resultados	62

4.2.1 Guía técnica gerencial para la suscripción de contratos de comercialización de gas natural, basada en las buenas prácticas de la industria y en la normatividad técnica colombiana. _____	63
5. Conclusiones _____	64
6. Recomendaciones _____	66
Bibliografía _____	67

**Lista de Figuras**

<i>Figura 1. Emisiones de diferentes combustibles fósiles.</i>	25
<i>Figura 2. Reservas probadas de gas natural por año en Colombia.</i>	26
<i>Figura 3. Pronóstico de la demanda de gas natural en Colombia.</i>	27
<i>Figura 4. Marco Institucional de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.</i>	29
<i>Figura 5. Cadena de prestación del servicio mercado de gas natural.</i>	31
<i>Figura 6. Objetivos de política pública sector gas natural.</i>	32
<i>Figura 7. Servicios prestados por el gestor del mercado.</i>	34
<i>Figura 8. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.</i>	48
<i>Figura 9. Guía técnica gerencial contratos de comercialización de gas natural.</i>	64

**Siglas Usadas a lo Largo del Texto**

AGA: American Gas Association

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

ANSI: American National Standards Institute

BEC: Boletín Electrónico Central.

BTU: British Thermal Unit.

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.

CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social

COVID-19: Enfermedad por coronavirus 2019

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

GBTU: Giga BTU.

GBTUD: Giga BTU por día.

GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular

HSE: Health, Safety and Environment

KPC: Mil pies cúbicos estándar.

KPCD: Mil pies cúbicos estándar por Día.

MBTU: Millón de BTU.

MBTUD: Millón de BTU por Día.

MME: Ministerio de Minas y Energía

OEF: Obligaciones de energía firme.

OIMIL: Organización Internacional de Metrología Legal

PTDV: Producción total disponible para la venta.

PTDVF: Producción total disponible para la venta en firme.

RUT: Reglamento único de transporte de gas natural.

SCF: Standard cubic feet

SNT: Sistema nacional de transporte de gas.

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

## Glosario

**BTU (British Thermal Unit):** es la cantidad de calor necesaria para elevar de 59 a 60 grados Fahrenheit (°F) la temperatura de una (1) libra masa de agua a una presión de una atmósfera estándar (14,696 psia). Un Millón de BTU (MBTU) equivale a 1,055 056 Giga Joule (GJ).

**Campo Aislado:** se debería entender como campo aislado aquel que no tiene conexión, a través de gasoductos, a sistemas de transporte del SNT que tiene acceso físico, directamente o a través de otros sistemas de transporte, a los puntos de Ballena en el Departamento de La Guajira o de Cusiana en el Departamento de Casanare. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017, p.34)

**Cantidad de Energía:** es la energía equivalente del gas natural, expresada en MBTU.

**Comercialización:** actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales. En el caso de la venta a los usuarios finales, también incluye la intermediación comercial de la distribución de gas natural. (CREG, 2017, p.10)

**Contrato:** es un acuerdo de voluntades, producto de una negociación libre entre ellas.

**Contrato con interrupciones, CI:** contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte. (CREG, 2017, p.11)

**Contrato de opción de compra de gas, OCG:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad 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. 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. (CREG, 2017, p.11)

**Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX:** contrato escrito en el que un agente 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. (CREG, 2017, p.11)

**Contrato de opción de compra de transporte, OCT:** contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período



determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. (CREG, 2017, p.12)

**Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad 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. (CREG, 2017, p.12)

**Contrato de suministro de contingencia, CSC:** contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. 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. (CREG, 2017, p.12)

**Contrato de suministro C1:** contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y un derecho del comprador a ejercer el porcentaje restante únicamente para su consumo y no para reventa. Corresponde a suministro sin interrupciones,

durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico. (CREG, 2017, p.12)

**Contrato de suministro C2:** contrato escrito en el que el vendedor ofrece el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, en el que se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y la cantidad correspondiente al porcentaje restante se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico, de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente resolución. (CREG, 2017, p.12)

**Contrato de suministro firme al 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 mínimo el 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. (CREG, 2017, p.12)

**Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT:** contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. (CREG, 2017, p.13)

**Contrato de transporte de contingencia, CTC:** contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia. (CREG, 2017, p.13)

**Contrato firme o que garantiza firmeza, CF:** contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico. (CREG, 2017, p.13)

**CREG:** es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994.

**Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña:** eventos que de acuerdo con los artículos 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio, o aquellos que los 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 imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad. (CREG, 2017, p.13)

**Eventos eximentes de responsabilidad:** eventos taxativamente establecidos en la Resolución CREG 114 de 2017, 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. (CREG, 2017, p.14)

**MBTU:** equivale a 1.000.000 de BTU. Un (1) MBTU equivale a 1.055.056 Giga Joule.

**Mercado primario:** es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte. (CREG, 2017, p.14)

**Mercado secundario:** mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de la Resolución CREG 114 de 2017. (CREG, 2017, p.14)

**Nominación:** es la solicitud diaria de suministro de gas natural, presentada por el comprador, o quien éste designe, a el vendedor, que especifica la cantidad de energía requerida para el siguiente día de gas.

**Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDVF:** cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por campo, punto de entrada al SNT, o por punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades que garantizan firmeza. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya. (CREG, 2017, p.15)

**Poder Calorífico Bruto Real o HHV Real:** es la cantidad de calor producida por la combustión total de un pie cúbico de gas con aire, bajo condiciones base a presión constante, donde los reactantes y productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura base y el vapor de agua formado por la combustión se condensa al estado líquido. El Poder Calorífico se calcula de acuerdo con el procedimiento establecido en el Apéndice F de la norma AGA 3 en su más reciente versión y será corregido a condiciones reales, utilizando el factor de compresibilidad calculado de acuerdo con la norma AGA 8 método detallado a las condiciones base. Sus unidades son (BTU/SCF).

**Punto de entrega:** es el punto o los puntos en los cuales el vendedor entrega y transfiere el derecho de propiedad sobre el gas a el comprador y este a su vez asume la custodia del gas con todos sus riesgos y responsabilidades.

**Riesgo geológico:** es la posibilidad, no prevista o conocida actualmente, de que se presente algún inconveniente en el subsuelo, en las estructuras geológicas productoras o adyacentes, o en las tuberías que conforman el estado mecánico del pozo, que conduzca a una disminución de la

producción o contaminación del gas, o que su efecto neto implique un incremento de costos, de tal magnitud, que no sea posible seguir produciéndolo de manera rentable. Se incluye, sin que ello sea limitativo, la falta de capacidad suficiente para realizar las entregas de gas natural de los campos, el daño de pozo, la inexistencia, la pérdida o la insuficiencia de reservas de gas y el agotamiento natural o la falta de producción de gas.

**RUT:** es el Reglamento Único de Transporte de gas natural contenido en la Resolución CREG 071 de 1999, o en aquellas normas que lo modifiquen, adicionen, deroguen o sustituyan.

## Resumen

**Título:** Guía Técnica Gerencial para la Suscripción de Contratos de Comercialización de Gas Natural, Basada en las Buenas Prácticas de la Industria y en la Normatividad Técnica Colombiana\*

**Autor:** Zaring Joemy Ocampo Barbosa\*\*

**Palabras Clave:** comercialización, contrato, CREG, gas natural, guía, regulación

En Colombia, cuando se requiere comercializar gas natural, especialmente el que proviene de un campo recién descubierto, un campo aislado, un campo que se encuentre en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, campos menores, o Yacimientos No Convencionales, entre otros, las áreas de producción/operaciones deben iniciar la interacción con las áreas de comercialización buscando materializar contratos de manera efectiva, proceso que hasta el momento no se encuentra estandarizado, ya que no se cuenta con un documento guía que compile tanto el panorama operativo, es decir la capacidad de producción de gas natural, el volumen disponible para comercializar, las características fisicoquímicas del gas a vender, puntos oficiales de medición y entrega, modalidad de suministro, variables operativas para la entrega, etc., como los requerimientos del cliente referentes a volumen, puntos oficiales de medición y cargue, entre otros.

Por lo anterior, se hace necesario contar con una guía técnica gerencial que sea el soporte de las solicitudes que realice un área operativa al área que suscribe los contratos de comercialización de gas natural, de manera que se generen las sinergias necesarias para que estos sean elaborados en tiempo y forma; lo anterior, partiendo de la compilación de buenas prácticas de la industria y de la normatividad técnica colombiana.

La guía busca que el proceso sea oportuno, evitando pérdidas económicas por cierre de pozos, plantas o sanciones de las autoridades ambientales por quemadas, al no contar con vehículos contractuales para la comercialización de este hidrocarburo.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Saulo Enrique Mora Gómez. MBA, Especialista en Seguridad y Salud en el Trabajo.

### Abstract

**Title:** Executive Technical Guide for the Subscription of Natural Gas Commercialization Contracts, Based on Good Industry Practices and Colombian Technical Regulations\*

**Author:** Zaring Joemy Ocampo Barbosa\*\*

**Key Words:** commercialization, contract, CREG, guide, natural gas, regulation

In Colombia, when it is necessary to commercialize natural gas, especially that which comes from a recently discovered field, an isolated field, a field that is subjected to extensive testing or whose commerciality has not been declared, minor fields, or unconventional reservoirs, among others, the production / operations areas must initiate interaction with the commercialization areas seeking to materialize contracts effectively, a process that has not been standardized so far, since there is no guide document that compiles both the operational panorama, that is, the natural gas production capacity, the volume available for commercialization, the physicochemical characteristics of the gas to be sold, official measurement and delivery points, mode of supply, operational variables for delivery, etc., and the customer requirements regarding volume, official measurement and load points, among others.

Therefore, it is necessary to have an executive technical guide that supports the requests made by an operational area to the area that signs the natural gas commercialization contracts, so that the necessary synergies are generated and the contracts are prepared in terms of time and form; the foregoing, based on the compilation of good industry practices and Colombian technical regulations.

The guide seeks to ensure that the process is timely, avoiding economic losses due to the closure of wells or plants, or caused by sanctions from the environmental authorities for flames, by not having contractual vehicles for the commercialization of this hydrocarbon.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicalchemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Saulo Enrique Mora Gómez. MBA, Occupational Health and Safety Specialist.



## Introducción

Cuando se encuentran yacimientos de gas natural o se tienen campos que pueden aportarlo y tratarlo en plantas de superficie, se debe gestionar la apertura del mercado con el objetivo de vender este hidrocarburo, lo que conlleva a la suscripción de contratos de comercialización que muchas veces deben alcanzarse en corto tiempo para empezar a obtener, lo más pronto posible, el retorno de las inversiones. El no contar con estos contratos oficiales puede generar cierre de pozos, plantas y/o campos, o quema del hidrocarburo, lo cual desencadenaría en pérdidas económicas, afectaciones operativas, fuga de clientes reales y/o potenciales o sanciones de autoridades ambientales.

En Colombia, cuando se requiere comercializar gas natural, especialmente el que proviene de un campo recién descubierto, un campo aislado, un campo que se encuentre en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, campos menores, o Yacimientos No Convencionales, entre otros, las áreas de producción/operaciones deben iniciar la interacción con las áreas de comercialización buscando materializar contratos de manera efectiva, proceso que hasta el momento no se encuentra estandarizado, ya que no se cuenta con un documento guía que compile tanto el panorama operativo, es decir, la capacidad de producción de gas natural, el volumen disponible para comercializar, las características fisicoquímicas del gas a vender, puntos oficiales de medición y entrega, modalidad de suministro, variables operativas para la entrega, etc., como los requerimientos referentes a volumen, puntos oficiales de medición y cargue, entre otros.

Lo anterior puede solventarse con la estructuración detallada de las solicitudes y necesidades del área operativa al área que suscribe los contratos de comercialización de gas natural, generando las sinergias necesarias para que estos sean elaborados en tiempo y forma, partiendo de la compilación de buenas prácticas de la industria y bajo la normatividad técnica colombiana.

Tanto las áreas operativas, como las áreas que suscriben los contratos, deben buscar que el proceso sea oportuno, evitando pérdidas económicas por cierre de pozos y plantas, o sanciones de las autoridades ambientales por quemas, al no contar con vehículos contractuales para la comercialización de este hidrocarburo.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Elaborar una guía técnica gerencial para la suscripción de contratos de comercialización de gas natural, basada en las buenas prácticas de la industria y en la normatividad técnica colombiana.

### **1.2 Objetivos específicos**

Analizar información relacionada con la normatividad vigente para suscribir contratos de comercialización de gas natural en Colombia, mediante consulta bibliográfica y consulta a expertos.

Establecer los requerimientos básicos que se manejan en la industria para suscribir y operar contratos de comercialización de gas natural, mediante sesiones de trabajo con expertos, con quienes redactan este tipo de contratos, con quienes los suscriben, con quienes los operan y con quienes llevan a cabo la facturación/liquidación mensual.

Describir información relacionada con las buenas prácticas evidenciadas en contratos de venta de gas natural suscritos y operados exitosamente, mediante sesiones de trabajo con expertos, con quienes redactan este tipo de contratos, con quienes los suscriben, con quienes los operan y con quienes llevan a cabo la facturación/liquidación mensual.

## 2. Marco referencial

### 2.1 Marco teórico, conceptual y legal

#### 2.1.1 Marco teórico

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto, se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como gas seco. Las principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros. El gas natural se encuentra al igual que el petróleo en yacimientos en el subsuelo. Puede ser asociado (gas mezclado con crudo) o libre. Las propiedades del gas, tales como composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico varían de un yacimiento a otro.

Según Ruiz y Acevedo (2013), la clasificación del gas de acuerdo con su composición es la siguiente:

**Gas Rico (Húmedo):** Es aquel gas natural del cual se pueden obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos ( $C^+3$ ), debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

Gas Pobre: También llamado Gas Seco, es aquel gas natural que está formado en su mayoría por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, y también en la producción de hidrógeno.

Gas Agrio: Es aquel gas natural que contiene impurezas como el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub>, los cuales son altamente corrosivos, especialmente el H<sub>2</sub>S.

Gas Dulce: Es aquel gas natural que no contiene o contiene muy poco (trazas) de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

Las principales ventajas del gas natural son:

La infraestructura que se requiere para su procesamiento y uso, como tanques de almacenamiento, bombas, intercambiadores de calor, etc. es sencilla, si se compara con la requerida en procesos con petróleo.

A diferencia de otros energéticos como el carbón que requiere molienda previa y remoción de cenizas después de su uso, el gas no requiere procesamiento previo o posterior a su uso en el punto de consumo.

Es más seguro que otros combustibles en caso de fugas, debido a que se disipa fácilmente por el aire disminuyendo el riesgo de explosión generado por altas concentraciones; sin embargo, en algunos casos, puede convertirse en una nube confinada o no de vapores inflamables.

Es más amigable con el medio ambiente.

La frecuencia de mantenimiento de los equipos que operan con gas natural es menor si se compara con la requerida por equipos que utilizan otros energéticos.

La utilización del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los primeros campos en Santander; a través de la Ley 10 de 1961 se prohibió de forma explícita su quema, lo cual se ratifica mediante el Decreto 1873 de 1973. En 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado "Programa de gas para el cambio". Hacia finales de 1991, el CONPES aprobó el programa para la masificación del consumo de gas natural.

Mediante el establecimiento de Contratos de Asociación en Colombia, se logró mitigar el riesgo que representaba comercializar gas natural. Dada la inexperiencia con este hidrocarburo, se realizaron alianzas con empresas multinacionales tales como Texas Company (Texaco), British Petroleum (BP) y Petrobras, entre otras, para la exploración y explotación de este recurso.

En el caso de los campos de la Guajira, dada la inexistencia de un mercado de gas en el país y con el fin de asegurar la explotación de las reservas descubiertas, Ecopetrol se encargó de la comercialización de la totalidad de la producción asumiendo los riesgos comerciales. Ecopetrol compraba la producción de propiedad de Texaco a los precios definidos en la Resolución 039 de 1975 (Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural), para después comercializarla, lo cual implicaba la creación del mercado a través de la competencia con otros combustibles.

Posteriormente, con el descubrimiento de Opón, para la comercialización de estas reservas se utilizó un esquema similar, esto es, Ecopetrol compraba la producción que les correspondía a los asociados, dentro del Contrato de Asociación, para su posterior comercialización en el mercado. En este caso, el mercado de la Costa Atlántica estaba en crecimiento, y el gas de Opón sería destinado para crear el mercado de gas en el interior del país y atender las necesidades de suministro de los proyectos termoeléctricos del interior (antes de conocer realmente su capacidad de producción), por lo que el esquema de comercialización en cabeza de Ecopetrol reducía los riesgos percibidos por los asociados.

En los campos del Casanare (Cusiana-Cupiagua), también se recurrió a la comercialización de una parte de la producción en cabeza de Ecopetrol. En este caso, los riesgos de mercado no representaban un inconveniente, ya que era una producción que el mercado demandaba. Sin embargo, se requería la ejecución de nuevas inversiones. En los campos Guepajé, Río Ceibas y Montañuelo, debido a la baja confiabilidad en la producción, no era posible asumir grandes compromisos en firme y se requería un respaldo de Ecopetrol con producción de otros campos.

Adicionalmente, los socios de Contratos de Asociación eran compañías enfocadas principalmente a la producción de hidrocarburos líquidos y no contaban con la estructura organizacional para asumir la comercialización de gas. Por estas razones, Ecopetrol asumió la comercialización de toda la producción en esos campos, comprando las participaciones de sus asociados. En conclusión, las razones por las que hasta ese momento se desarrolló la comercialización de la producción en cabeza de Ecopetrol en los Contratos de Asociación, fueron las siguientes:

- Riesgos propios de un mercado nuevo y en desarrollo, representados en riesgos de demanda.
- Falta de infraestructura comercial para transporte y distribución de gas natural. (Guerrero y Llano, 2003)

### ***2.1.2 Marco conceptual***

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el gas natural representa el 21% de la generación energética mundial, el petróleo el 32% y el carbón el 29%, entre otras fuentes de energía. Por su parte, la Asociación Colombiana de Gas Natural (2017), indica que a nivel local, después del petróleo (36%), el gas natural ocupa el segundo lugar más importante de la canasta energética del país, con un 23% de participación de la energía primaria.

Durante la actual transición energética que se está viviendo a nivel mundial, el gas natural es uno de los grandes protagonistas, ya que ayuda a satisfacer la demanda energética y a su vez contribuye en la reducción de la emisión de gases efecto invernadero, constituyendo así una alternativa más sostenible.



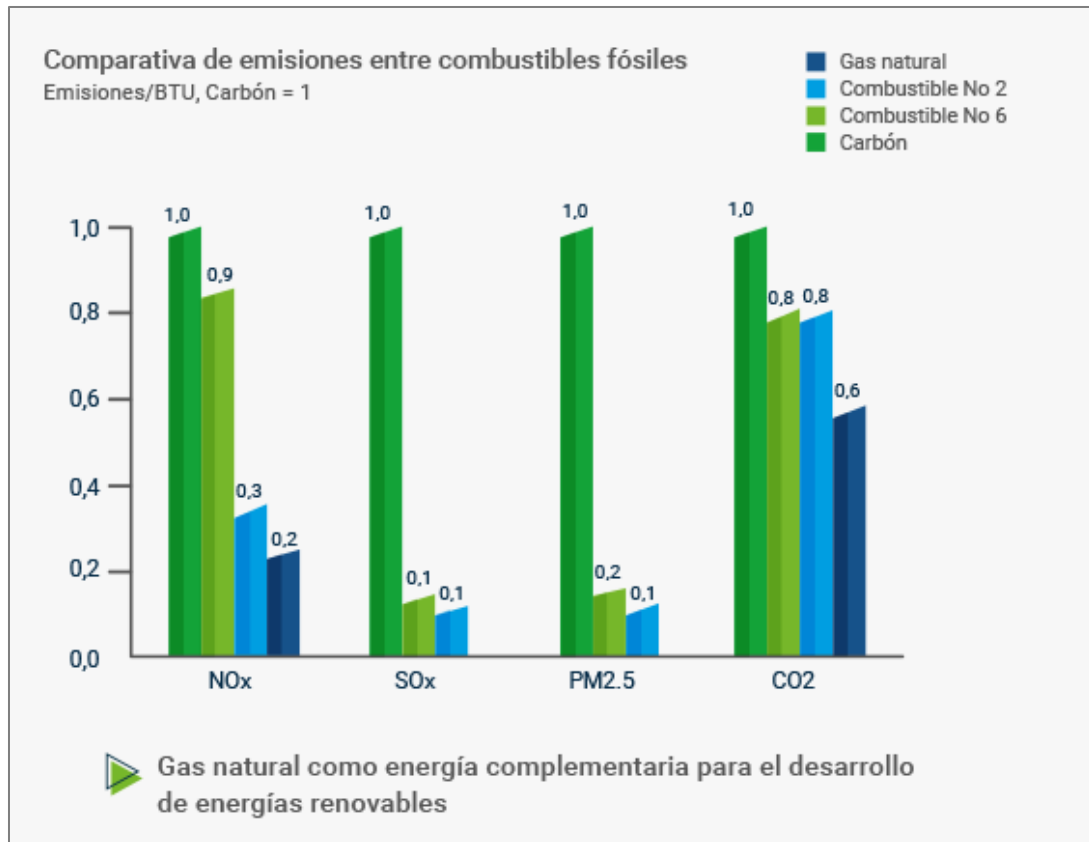


Figura 1. Emisiones de diferentes combustibles fósiles. (Naturgas, 2017)

Al ser el gas natural un combustible versátil, cada vez son más los sectores que empiezan a incursionar en el uso de este. Con él son varios los procesos que se ven enriquecidos, se genera electricidad, los hogares lo usan como medio de calefacción y como combustible para cocinar, para transporte de carga, transporte marítimo, transporte de pasajeros, etc.; en la actualidad ya son más los automóviles que se han transformado para usar gas natural vehicular.

El gas natural tendrá una función central en la transformación energética, debido a que cada vez son más los sectores de la industria que apuntan a su uso en procesos tales como la industria textil, industrias pesadas del hierro y el acero, cementeras, y fabricantes de productos químicos y plásticos, entre otras.

Según el Ministerio de Minas y Energía, a diciembre de 2018, Colombia contaba con reservas de gas de 3.782 gigas pies cúbicos (Gpc), es decir, aproximadamente 9.8 años de vida útil, mientras el petróleo con 6.2 años; por ello, el hidrocarburo del futuro próximo en el país es el gas natural.

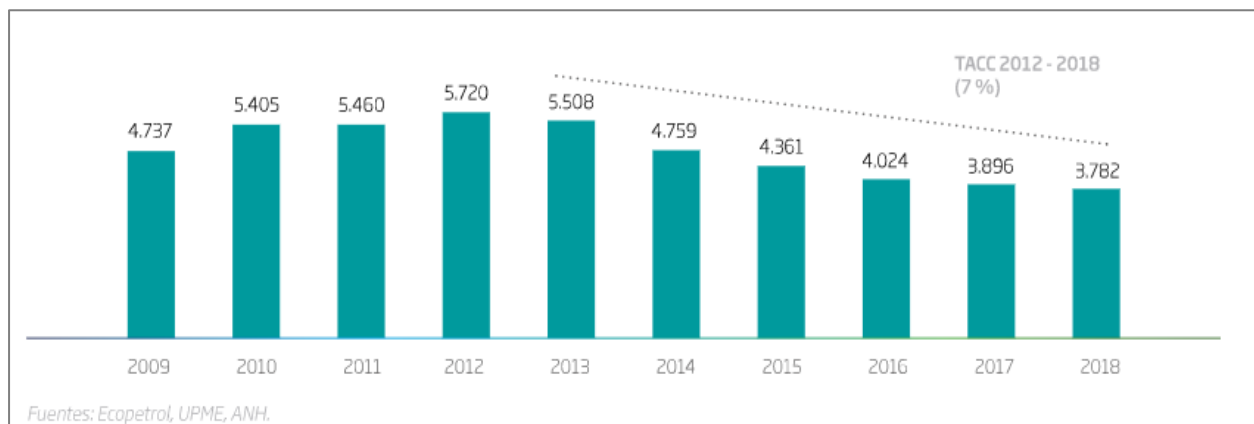


Figura 2. Reservas probadas de gas natural por año en Colombia. (PROMIGAS, 2018)

Durante el 2018, el país logró adicionar 272 Gpc a sus reservas probadas. De esta cifra, 238 Gpc se dieron por reevaluaciones, mientras que por nuevas incorporaciones se adicionaron 34 Gpc. (Portafolio, 2019)

De acuerdo con los pronósticos, en los próximos años se espera una demanda con tendencia al alza, teniendo en cuenta la industria regulada y no regulada, el consumo residencial, la demanda comercial, el uso de gas natural vehicular, la industria petroquímica y de transportadores; a continuación, la proyección que hace Naturgas:

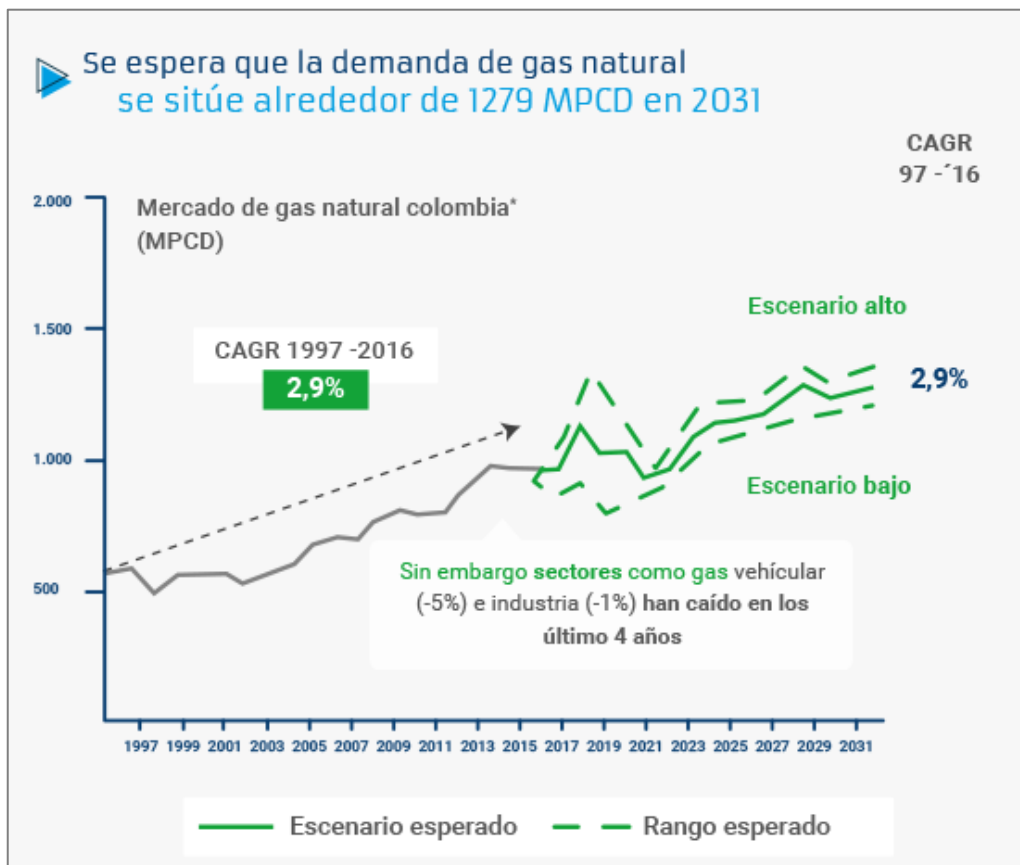


Figura 3. Pronóstico de la demanda de gas natural en Colombia. (Naturgas, 2017)

Los principales campos de producción en Colombia a finales de 2017 fueron: Cusiana-Cupiagua (42%), Guajira (33%), Gibraltar (4%), La Creciente (3%) y Otros (18%). (Naturgas 2017)

Lo anterior significa que cada vez se suscriben más contratos de compra/venta de gas natural en el país, pues es un combustible que sin duda está liderando la transición energética; por lo tanto, es importante tener una ruta y guía a seguir cada vez que se requiera materializar este tipo de procesos, ya sea para atender un campo recién descubierto, un campo aislado, un campo que se encuentre en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, campos menores, o Yacimientos No Convencionales, entre otros.

### ***2.1.3 Marco legal***

#### ***2.1.3.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).***

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) nació en 1994 cuando el Congreso de la República mediante las Leyes 142 y 143 creó las comisiones de regulación, con el fin de regular las actividades de los servicios públicos domiciliarios. La CREG es una entidad eminentemente técnica y su objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión. (CREG, 2020)

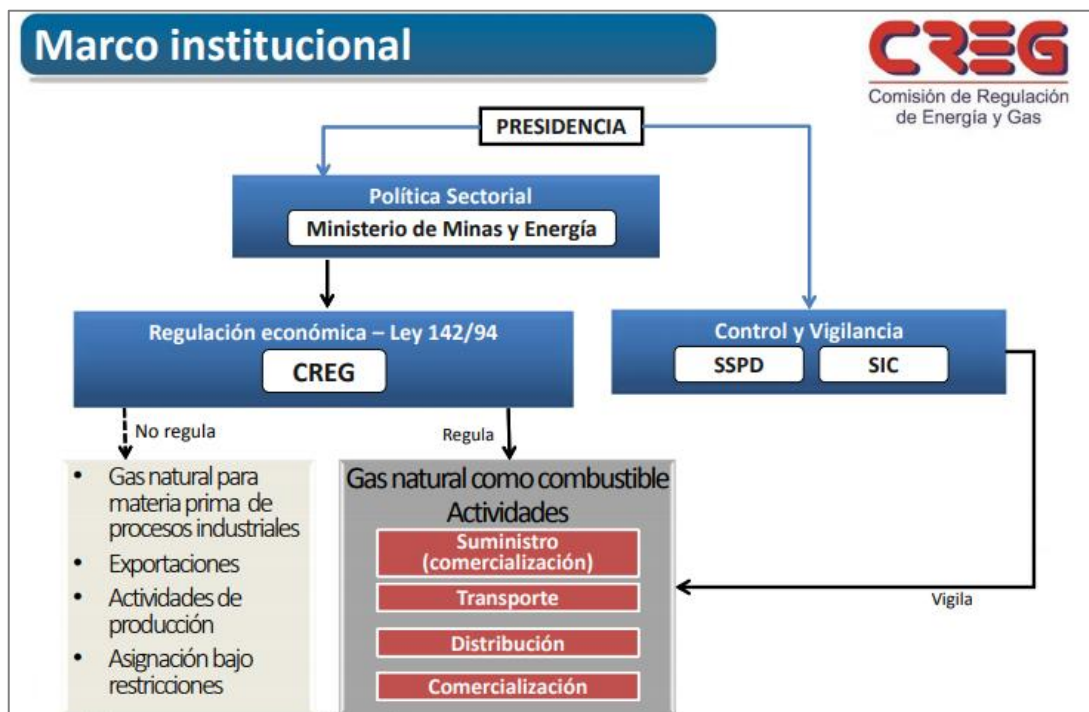


Figura 4. Marco Institucional de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014)

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, buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia, establecer el reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible en Colombia y desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural.

La Ley 142 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios y definió el gas combustible como un servicio público. La CREG es un organismo adscrito al Ministerio de Minas y Energía. (Rodríguez, 2005)

**2.1.3.2 Cadena de prestación del servicio.** En el mercado de gas natural actúan los usuarios y los agentes de la cadena de prestación del servicio. Los usuarios se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes en productores, comercializadores, transportadores y distribuidores.

Los usuarios regulados son personas naturales o jurídicas cuyo consumo es inferior a 100.000 pies cúbicos por día. En esta clasificación están los pequeños usuarios industriales y comerciales, y todos los usuarios residenciales.

Los usuarios no regulados son personas naturales o jurídicas cuyo consumo es superior a 100.000 pies cúbicos por día. En este nivel de consumo están las plantas de generación eléctrica a base de gas (termoeléctricas) y grandes usuarios industriales y comerciales.

Los agentes prestadores del servicio, a lo largo de la cadena, son agentes privados sometidos a la regulación de la CREG y a la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.



Figura 5. Cadena de prestación del servicio mercado de gas natural. (CREG, 2019)

**2.1.3.3 Gestor del mercado de gas natural.** En cumplimiento de los objetivos de política pública, descritos en los Decretos 1260 y 1710 del 2013, y de la regulación, en desarrollo del reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural ordenado a la CREG mediante el Artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, se creó la figura del gestor del mercado de gas natural.



Figura 6. Objetivos de política pública sector gas natural. (CREG, 2019)

El mercado colombiano de gas natural cuenta con la figura del gestor del mercado desde el año 2015, con el fin de recopilar, centralizar y publicar la información transaccional y operativa del sector. Es así como el gestor del mercado juega un papel vital en la transparencia y acceso a la información, contribuyendo con el correcto funcionamiento del sector y asegurando el acceso al gas natural a todos los agentes interesados. (CREG, 2019, p.4)



Con base en los Decretos 1260 y 1710 de 2013, desde 2015 hace parte del ecosistema regulatorio del servicio público domiciliario de gas el gestor del mercado de gas, cuyo objetivo central es proveer un bien público en la cadena: la recolección, creación y gestión de información del mercado. En estos casi cinco años, la figura del gestor ha recorrido un importante camino de construcción de institucionalidad que ha implicado un gran esfuerzo inicial de recolección de información, por un lado, pero sobre todo de análisis para la mejora de la calidad de la información disponible. (CREG, 2019, p.5)

Teniendo en cuenta que es necesario para el mercado conocer de la operación y comercialización del gas natural, el gestor del mercado cumple la función de centralizar dicha información y gestionar mecanismos de comercialización que propenden por una formación eficiente de precios para la prestación del servicio domiciliario a los usuarios finales. (CREG, 2019, p.15)

El gestor del mercado es un agente independiente, seleccionado a través de un proceso competitivo que adelanta la CREG. Los servicios del gestor del mercado están enfocados en garantizar que todos los agentes del mercado tengan acceso a la información operativa y transaccional, y que ésta sea completa, confiable y oportuna, centralizándola para facilitar su trazabilidad y uso adecuado para la toma de decisiones que conlleven a la eficiencia en la formación de precios y en el uso de la infraestructura existente.

Para esto, el gestor presta principalmente tres (3) tipos de servicios: (i) centralización de la información transaccional y operativa a través del Boletín Electrónico Central (BEC), mediante el cual se suministra información para que participantes del mercado tomen decisiones comerciales y operativas, (ii) análisis permanente del comportamiento del mercado con base en la información centralizada, y (iii) gestión de mecanismos de comercialización para la promoción de la interacción entre la oferta y la demanda. (CREG, 2019, p.11)

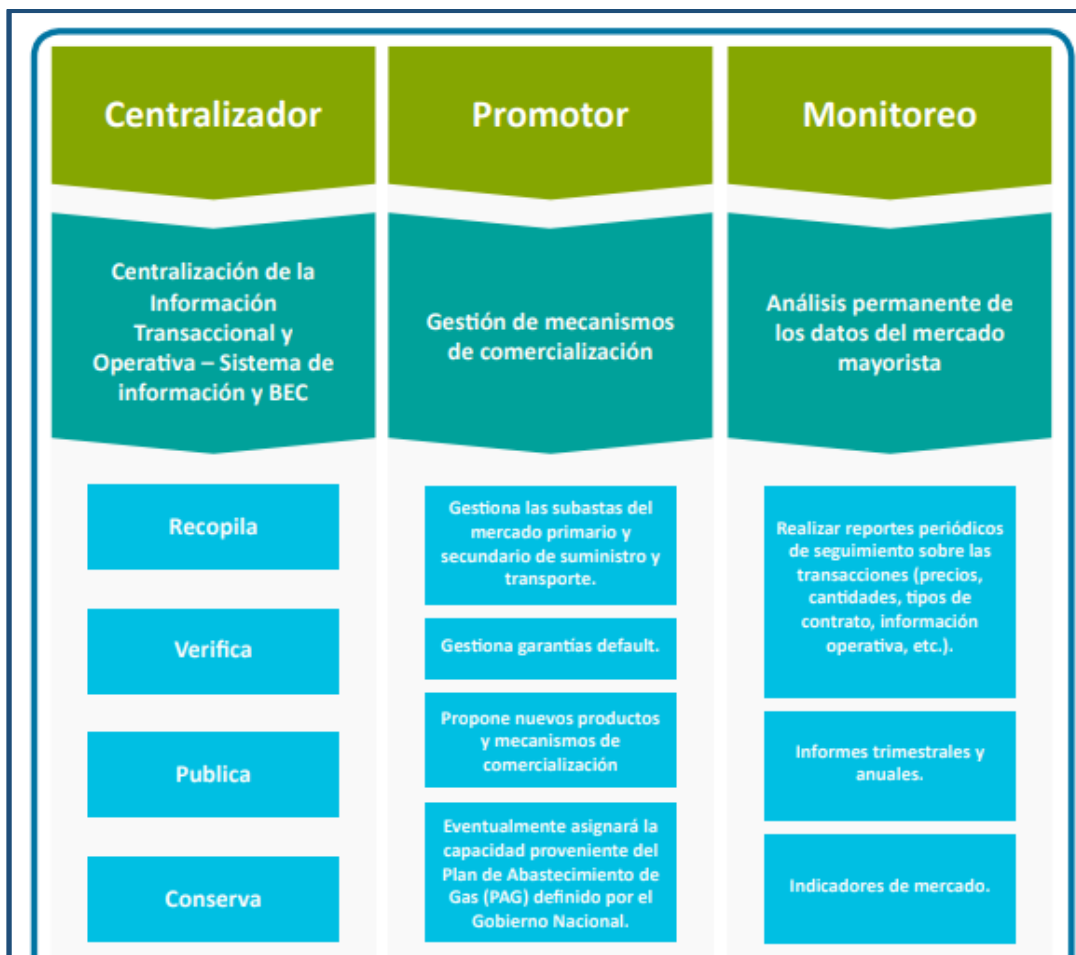


Figura 7. Servicios prestados por el gestor del mercado. (CREG, 2019)

El Boletín Electrónico Central, BEC, es la página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la Resolución CREG 114 de 2017. Es también una herramienta que permite a 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.

Actualmente, todos los agentes del mercado mayorista de gas natural están registrados en el gestor del mercado. En el desarrollo de sus funciones, el gestor podría encontrar múltiples espacios para generar un mercado más dinámico y competitivo, los cuales se dan a través del desarrollo y gestión de herramientas y productos que incentiven la participación de los agentes en los intercambios de gas. (CREG, 2019, p.12)

La remuneración de los servicios prestados por el gestor del mercado estará sujeta a un esquema de ingreso regulado. El ingreso regulado será pagado al gestor del mercado por los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de la Resolución CREG 089 de 2013 que hayan suscrito contratos firmes y/o de suministro con firmeza condicionada. Los vendedores podrán incluir este costo en el precio del gas natural, al momento de la suscripción del contrato correspondiente. (Res. 114, 2017)

Conforme al Artículo 4 del Decreto 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 estos, 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. (Res. 114, 2017)

***2.1.3.4 Regulación específica y aplicable para suscripción de contratos de compra venta de gas.*** A continuación, se relacionan los principales requerimientos de la CREG que contienen el esquema actual para la comercialización de gas natural, como también otras normas que regulan dichos procesos:

*2.1.3.4.1 Resolución CREG 114 de 2017.* “Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se deroga la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones”. (Res. 114, 2017)

Mediante esta Resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario. (Res. 114, art. 1, 2017)

Así mismo, dicho artículo indica que las reglas de comercialización de gas para uso como materia prima de procesos industriales petroquímicos están excluidas de las reglas establecidas por la CREG para el mercado mayorista de gas. (Res. 114, art. 1, 2017)

En el Título III. Aspectos comerciales del mercado primario, Capítulo I. Modalidades de contratos de suministro y de transporte, Artículo 9. Modalidades de contratos permitidas, indica:

En el mercado primario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato de suministro Firme al 95%, CF95.
2. Contrato de suministro C1.
3. Contrato de suministro C2.
4. Contrato de transporte firme.
5. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
6. Contrato de opción de compra de transporte.
7. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
8. Contrato de suministro de contingencia.
9. Contrato de transporte de contingencia.
10. Contrato con interrupciones. (Res. 114, art. 9, 2017)

En el Artículo 22. Negociación directa en cualquier momento del año, indica:

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar directamente el suministro de gas natural, en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación:

i). Cuando, de conformidad con lo establecido en el Artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, provenga de las siguientes fuentes de producción:

- Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.
- Campos menores.
- Yacimientos No Convencionales.

ii). Cuando provenga de un campo aislado. Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión, a través de gasoductos, a sistemas de transporte del SNT que tienen acceso físico, directamente o a través de otros sistemas de transporte, a los puntos de Ballena en el Departamento de La Guajira o de Cusiana en el Departamento de Casanare.

iii). Cuando provenga del desarrollo de un nuevo campo de producción de gas natural. Se deberá entender desarrollo en los términos del contrato de exploración y producción de hidrocarburos de la ANH.

El gas natural proveniente de ese nuevo campo y que se declare como oferta de PTDVF podrá negociarse directamente durante los tres (3) años siguientes a la declaratoria de comercialidad del nuevo campo, período durante el cual deberán celebrarse los contratos resultantes de dichas negociaciones. Una vez terminado ese período de tiempo el gas natural proveniente de ese campo se deberá comercializar de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 25 y el Artículo 26 de esta Resolución.

iv). Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra contra exportaciones, siempre que la cantidad a negociar no supere la cantidad vendida o por vender por el respectivo productor-comercializador con destino a exportaciones.

v). Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.  
(Res. 114, art. 22, 2017)

En el Título IV. Aspectos comerciales del mercado secundario, Capítulo I. Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro y de transporte, Artículo 30. Modalidades de contratos permitidos, indica:

En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
3. Contrato de opción de compra de gas.
4. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
5. Contrato de opción de compra de transporte.
6. Contrato de suministro de contingencia.
7. Contrato de transporte de contingencia.
8. Contrato con interrupciones. (Res. 114, art. 30, 2017)

*2.1.3.4.2 Resolución CREG 021 de 2019.* “Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017”. Entre otros, dicha resolución surge porque “la Comisión ha observado que existen algunas problemáticas en el desempeño del mercado mayorista que hace necesario revisar la regulación adoptada mediante la Resolución CREG 114 de 2017”. (Res. 021, 2019)

En su Artículo 2 indica:

Adiciónense los siguientes contratos en el Artículo 9 de la Resolución CREG 114 de 2017:

11. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
12. Contrato de opción de compra de gas. (Res. 021, art. 2, 2019)

En el Artículo 4 indica:



Modifíquese el Artículo 25 de la Resolución CREG 114 de 2017, el cual quedará así:

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

El gestor del mercado hará pública esta información con el fin de poder realizar las negociaciones directas de contratos CF95, firmeza condicionada y opción de compra de largo plazo, cuyas cantidades de energía negociadas no podrán ser superiores a las declaradas al gestor del mercado. (Res. 021, art. 4, 2019)

En el Artículo 5 indica:

Modifíquese el Artículo 30 de la Resolución CREG 114 de 2017 el cual quedará así:

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

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
4. Contrato de opción de compra de gas.
5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.

6. Contrato de opción de compra de transporte.
7. Contrato de suministro de contingencia.
8. Contrato de transporte de contingencia.
9. Contrato con interrupciones. (Res. 021, art. 5, 2019)

En el Artículo 7 indica:

Modifíquese el Artículo 32 de la Resolución CREG 114 de 2017 de la siguiente forma:

El Artículo 32, Puntos estándar de entrega e indicadores de formación de precios, en su literal A, indica: en los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario, distintos de los contratos con interrupciones negociados como se establece en el literal B del Artículo 49 de la presente Resolución, se deberá pactar el punto estándar de entrega, establecido en listado que adoptará la CREG en circular de la Dirección Ejecutiva.

En todo caso, dichos puntos de entrega deben corresponder a: i) un punto de transferencia de custodia entre el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado, y el transportador cuando se trate de puntos de entrada al sistema de transporte; ii) un punto de transferencia de custodia entre el transportador y el vendedor del mercado secundario cuando se trate de puntos de salida del sistema de transporte; iii) un punto de transferencia entre transportadores; o iv) un punto de inicio o terminación del servicio de transporte. (Res. 021, art. 7, 2019)

El Artículo 8 indica:

Modifíquese el Artículo 49 de la Resolución CREG 114 de 2017 el cual quedará así en su literal B:

Artículo 49. Negociación de contratos de suministro con interrupciones. Los contratos de suministro con interrupciones se negociarán mediante subastas o negociaciones directas así: negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas: con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que hacen referencia los Artículos 33 y 34 de esta Resolución podrán negociar directamente contratos con interrupciones en cualquier momento del año mediante las siguientes reglas descritas en el numeral 5. Reporte de información al gestor del mercado:

a). Información del contrato: las partes deberán reportar al gestor del mercado la información de los contratos según lo dispuesto en el Anexo 2 de la presente Resolución. Este contrato deberá estar registrado frente al gestor del mercado antes del día de inicio de ejecución.

b). Información de ejecución del contrato: a más tardar el día D+1 las partes deberán declarar al gestor del mercado las cantidades en MBTU autorizadas por el vendedor, el punto de entrega, el precio unitario expresado en dólares americanos por MBTU determinado a partir de la información del literal c) del numeral 4 del literal B del presente artículo y el tipo de demanda atendida. La cantidad autorizada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador. (Res. 021, art. 8, 2019)

En el Artículo 10 se indica:

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

v. Punto de entrega de la energía al comprador. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Se deberá indicar el nombre de la fuente de suministro de la cual se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato. (Res. 021, art. 10, 2019)

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

El Artículo 12 indica:

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

4.1. Recopilación de información operativa.

La declaración de la información señalada en el presente numeral se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado. Dicha declaración se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente; esta información es:

- a) Suministro
- b) Transporte
- c) Entregas a usuarios finales
- d) Información sobre nominaciones de suministro de gas
- e) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas
- f). Otra información operativa. (Res. 021, art. 12, 2019)

*2.1.3.4.3. Resolución CREG 138 de 2020.* En el Artículo 3 indica los requerimientos que deben cumplirse para realizar la venta de gas natural, así:

Todos los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de la Resolución CREG 114 de 2017 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, deberán actualizar, para cada campo de producción, la oferta de PTDVF o la oferta de CIDVF al gestor del mercado, y previo al inicio de cualquier negociación directa de las modalidades contractuales a las que se hace referencia en el Artículo 2 de la presente Resolución, con el fin de aplicar lo establecido en el anterior Artículo 1.

Dicha declaración se realizará conforme al cronograma de la comercialización de suministro de gas natural publicado mediante Circular No. 054 de junio 18 de 2020 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. (Res. 138, art. 3, 2020)

La aplicación de lo dispuesto en el Artículo 3 permitirá:

- Confirmar la cantidad declarada en firme al Ministerio de Minas y Energía
- Si hay más de un dueño del gas, es decir varios socios, confirmar dichas cantidades por cada parte, pues el total de la declaración debe ser igual al 100% de la producción que se afirme para el activo.
- Confirmar que se tenga la información de la PTDV actualizada que soporte la PTDFV.
- Ajustar las diferencias que existan en la base de datos del gestor de mercado antes de proceder con la suscripción de los contratos de compraventa de gas.

*2.1.3.4.4. Circular CREG 080 de 2020 (Bolsa Mercantil de Colombia, BMC). Validación del dato publicado por el gestor del mercado de gas natural en la plataforma habilitada para ello que corresponde a una página electrónica.*

De esta manera, se podrá revisar el ajuste a las cifras de acuerdo con las cantidades disponibles y el Potencial de Producción declarado por el vendedor al Ministerio de Minas y Energía. Los datos declarados ante el Ministerio de Minas y Energía de la PTDV del campo en cuestión deben ser previamente conciliados por el Operador del activo cuando exista más de un socio.

*2.1.3.4.5. Decreto 2100 de 2011 (hoy compilado en el Decreto 1073 de 2015).* Publicado el quince (15) de junio de 2011 por el Ministerio de Minas y Energía, por el cual se establecieron los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural.

*2.1.3.4.6. Artículo 2.2.2.21 del Decreto MME 1073 de 2015.* Regula la disponibilidad para comercializar cualquier fuente de gas en el país.

*2.1.3.4.7. Artículo 2.2.2.22 del Decreto MME 1073 de 2015.* Requiere la actualización de la Declaración de Producción Total Disponible para las ventas de Gas Natural.

*2.1.3.4.8. RUT, Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.* La calidad del gas natural que puede ser comercializado en Colombia está definida por el RUT, el cual es expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas según la Resolución 071 de 1999; a continuación, se presentan las especificaciones de calidad que relaciona esta normatividad:

<b>Especificaciones</b>	<b>Sistema Internacional</b>	<b>Sistema Inglés</b>
Máximo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de Líquido <i>(Nota 2)</i>	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen <i>(Nota 3)</i>	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión <i>(Nota 4)</i>	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000 pc

Figura 8. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. (Ortiz, 2017). Nota 1: Todos los datos sobre metro o pie cúbico de gas están referidos a condiciones estándar. Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido. El Punto de Rocío de Hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar 45°F. Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO<sub>2</sub>, nitrógeno y oxígeno. Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

La Resolución CREG 114 de 2017 indica que en el RUT se prevé la existencia del mercado secundario de suministro y de transporte de gas, el cual se basa en los sistemas de información implementados por cada transportador a través de los boletines electrónicos de operaciones.

2.1.3.4.9. Resolución CREG 029 de 1995. Mediante esta resolución se regula la actividad de comercialización de gas natural en el mercado mayorista y el precio máximo de entrega en troncal; fue modificada por la 071 de 1998 prohibiendo la comercialización conjunta cuando existe más de un socio en un mismo activo.



*2.1.3.4.10 Resolución CREG 024 de 2017.* Precio del gas natural. Esta resolución indica que de conformidad con la regulación vigente y en cumplimiento de las normas de promoción a la libre competencia el precio del gas natural es de libre configuración. 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.

*2.1.3.4.11. Artículo 17 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 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.

*2.1.3.4.12. Decreto 1258 de 2013.* La UPME tiene a su cargo, entre otros, la planeación de las alternativas para satisfacer los requerimientos energéticos, elaborar y actualizar los planes de abastecimiento de gas natural. Igualmente tiene a su cargo la elaboración y divulgación del balance minero energético nacional.

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

*2.1.3.4.14. Resolución 877 de 2013, modificada por la Resolución 640 de 2014.* Expedida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), determinó que a partir del 1° de enero de 2014 la

ANH recaudará el pago de las regalías generadas por la explotación de gas, en dinero. En consecuencia, los productores de gas podrán disponer del porcentaje de la producción de gas correspondiente a regalías recaudadas en dinero, según la proporción de sus participaciones en los contratos de explotación de hidrocarburos, con sujeción al mecanismo de comercialización de gas natural que determine la CREG.

*2.1.3.4.15. Códigos Civil y de Comercio.* Regulan los contratos de suministro, compraventa y transporte. Estos se registrarán por el derecho privado, por las disposiciones de la CREG y en especial por lo establecido en las consideraciones consignadas en cada contrato.

### **3. Bases contractuales para los contratos de comercialización de gas natural**

En la Resolución CREG 114 de 2017 se indica que:

El Artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá “(e)stablecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista” y “(s)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”. (CREG, 2017, p.5)

Tomando en consideración lo que expresa la regulación colombiana, las buenas prácticas de la industria y lo que han plasmado Ecopetrol y sus clientes en los contratos de comercialización de gas natural que han suscrito en el último año, se estableció la relación de los principales ítems que componen dichas bases contractuales, concluyendo que es necesario pactar tres (3) condiciones fundamentales, las cuales pueden clasificarse en i). Particulares, ii). Generales y iii). Especiales, así:

Condiciones Particulares: serán las condiciones expresas por las cuales se registrará el contrato por ser propias o específicas para el mismo; aquellas circunstancias no expresadas en esta categoría se registrarán por lo establecido en las cláusulas contenidas en las Condiciones Generales.

Condiciones Generales: serán aquellas que le aplican tanto a un contrato específico como también a contratos similares; su contenido recopila disciplinas como HSE, protocolos de bioseguridad ante la pandemia por COVID-19 y obligaciones de ética, transparencia y cumplimiento, entre otros.

Condiciones Especiales: serán aquellas donde las Partes, por mutuo acuerdo, pacten circunstancias técnicas, comerciales o contractuales especiales para el contrato.

A continuación, se desarrolla y detalla el contenido de ítems que componen cada una de las condiciones mencionadas.

### 3.1 Condiciones particulares

- a. Objeto del contrato
- b. Modalidad en la que será suscrito el contrato
- c. Partes que firmarán el contrato y rol de cada una de ellas (vendedor/comprador)
- d. Apoderado o representante de cada parte y cargo
- e. Fuente específica del gas natural y descripción de esta (campos menores, campos aislados, Yacimientos No Convencionales, campos que se encuentren en pruebas extensas, otros).
- f. Poder Calorífico del gas natural (BTU/SCF) y fuente de esta información con fecha; este valor se aplicará desde el inicio de las entregas; con esta unidad se revisará y calculará el precio de la energía que entregará el gas natural a comercializar (USD/MBTU).
- g. Cantidad diaria de gas en firme (CDGF) o interrumpible que se tendrá disponible (en MBTUD aplicando el poder calorífico mencionado anteriormente).
- h. Soportes de la disponibilidad de gas informada al MME sobre la fuente que se quiere comercializar según el Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto MME 1073 de 2015 y de la Declaración de Producción Total Disponible para las Ventas (PTDV) según el Artículo 2.2.2.2.22 del mismo decreto.
- i. Soportes de la Declaración de las cantidades de Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) para el período de interés, de la fuente que se quiere comercializar, al gestor de mercado, de conformidad con la Resolución CREG 138 de 2020 y de acuerdo con lo establecido en la Circular No. 080 expedida por la CREG el veinticinco (25) de agosto de 2020.

j. Destino que el comprador le dará al gas natural, a fin de que el vendedor pueda atender, entre otras, sus obligaciones operativas, de dar cumplimiento al orden de atención ante una eventual declaratoria de insalvable restricción en la oferta de gas natural. Importante precisar que el comprador es libre de destinar el gas al mercado que estime conveniente:

- Mercado primario regulado: residencial y comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, GNCV, otros.
- Mercado primario no regulado: generación térmica, petroquímica, industrial para generación energía eléctrica, GNCV, industrial uso como combustible, gas para transportadores, otros usos.

k. Precio estimado para el gas natural de acuerdo con la fuente de la cual proviene.

Notas:

- Es necesario que el equipo técnico que soporta la operación del activo disponga de la estructura de costos de producción del gas de la fuente que se quiere comercializar para realizar las proyecciones del precio final de venta.
- El precio de venta debe incluir el cobro de la remuneración al gestor del mercado señalado en el Artículo 8 de la Resolución CREG 114 de 2017 y todas aquellas que la adicionen, deroguen o sustituyan.

- El precio de venta no incluye el factor o sobretasa que debe aportarse al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos para subsidios contemplado en el artículo 89 de la Ley 142 de 1994, ni los costos de impuestos y de cualquier otro gravamen, tasa y/o contribución que se pueda causar como consecuencia de la venta y transporte del gas, los cuales serán asumidos de acuerdo con lo que acuerden las partes en el contrato.

l. Fecha de inicio de las entregas (debe incluir día, mes, año y hora): esta fecha debe considerar que previamente el contrato debe registrarse por parte del vendedor y del comprador en la herramienta para tal fin dispuesta por el gestor del mercado, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017, o aquella que la modifique, adicione, derogue o sustituya.

m. Duración del contrato

n. Fecha de terminación del contrato: debe incluir día, mes, año y hora.

o. Equipos de medición: instrumentos por donde pasará finalmente el gas natural antes de ser vendido; de acuerdo con el tipo de operación estos pueden ser:

- Medidor de gas antes de la planta de tratamiento (gas sin tratamiento): se requiere ubicación, serie del equipo y tipo de instrumento. Este medidor se utilizará cuando por razones operativas, técnicas o de HSE los flujos que van a la planta de gas para proceso deban ser desviados; en esa situación se venderá gas rico.
- Medidor de gas a la salida de la planta de tratamiento (gas tratado): se requiere ubicación, serie del equipo y tipo de instrumento. Este medidor se utilizará para medir el gas seco que va a ventas después de su tratamiento en la planta de gas.

Los sistemas de medición emplearán medidores homologados de conformidad con la normativa que se encuentre vigente en el país y de acuerdo con lo establecido en el RUT, o en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas (AGA), del American National Standards Institute (ANSI) y de la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML). El medidor deberá estar calibrado por un laboratorio acreditado ISO 17025 en mínimo tres puntos que abarquen los caudales de operación de este.

p. Punto de entrega: debe incluir los detalles técnicos y operacionales suficientes para evidenciarlo y ubicarlo en cualquier momento y/o en un proceso de auditoría.

q. Presión de entrega (psi)

r. Calidad del gas natural y cumplimiento del RUT

s. Composición del gas natural (cromatografía reciente)

t. Duración permisible para suspensiones del servicio (días)

u. Fechas en las que el vendedor publicó en su página web la disponibilidad del gas de la fuente específica para su comercialización y en la que recibió comunicación del comprador manifestando su intención de contratar el suministro de gas.

v. Notificaciones operativas, de facturación, administrativas y otras

w. Restricciones para el cumplimiento de las obligaciones contractuales:

- Fuerza mayor.
- Eventos eximentes
- Riesgo geológico

x. Otros: requisitos financieros, de pólizas, de garantías, impuestos de timbre, capacidad de los representantes de cada empresa para suscribir el contrato, fechas para actualización del precio y variables que la componen, certificaciones de revisoría fiscal, comportamiento de pagos del comprador u otros criterios, perfil de crédito de los clientes, monto y vigencia de los cupos de crédito, si aplica, período de tiempo para el balance final y cierre del contrato, etc.

Nota: las condiciones particulares primarán sobre las condiciones generales y por tanto, todo aquello específicamente previsto en las condiciones particulares se preferirá a lo establecido en las condiciones generales.

### **3.2 Condiciones generales**

- a. Requerimientos mínimos de HSE
- b. Protocolos de bioseguridad ante la pandemia por COVID-19
- c. Obligaciones de ética, transparencia y cumplimiento
- d. Proceso de facturación
- e. Garantías de suministro
- f. Impuestos
- g. Terminación anticipada
- h. Cesión
- i. Legislación aplicable
- j. Idioma
- k. Resolución de controversias



- l. Confidencialidad
- m. Indemnidad
- n. Responsabilidades
- o. Otros.

### **3.3 Condiciones especiales**

Como su nombre lo indica, son aquellas que tienen consideraciones o casos que deben ser analizados por las partes y pactados por mutuo acuerdo; entre ellas pueden estar las siguientes situaciones:

#### ***3.3.1. Calidad del gas***

El comprador reconoce y acepta que, durante la ejecución del contrato, el gas objeto de entrega puede no cumplir con las especificaciones de calidad exigidas por la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT).

El comprador reconoce y acepta que durante la ejecución del contrato la composición del gas puede cambiar, llevando líquidos y/u otros componentes.

El comprador manifiesta expresamente que acepta las condiciones de calidad establecidas en el contrato para la entrega del gas natural, las cuales son diferentes a las establecidas en la Resolución 071 de 1999 (RUT) o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Por las razones expuestas y previa negociación de las partes, se puede acordar que el comprador exonera de toda responsabilidad al vendedor. Así mismo, se puede acordar que el vendedor no asumirá costo alguno cobrado por el comprador o terceros derivado de la entrega de gas natural que se encuentre por fuera de las especificaciones de calidad establecidas en el RUT.

### **3.4 Bases contractuales provenientes de las buenas prácticas evidenciadas en contratos de venta de gas natural suscritos y operados exitosamente.**

De acuerdo con las sesiones de trabajo realizadas con expertos, con quienes redactan este tipo de contratos, con quienes los suscriben y con quienes los operan se compilaron las siguientes buenas prácticas que se recomienda sean aplicadas por las diferentes áreas de la industria que requieran celebrar este tipo de contratos:

1. Analizar de manera integral los perfiles de producción de la fuente que quiere ser comercializada, es decir entre equipos de subsuelo y de superficie del activo con el fin de establecer la viabilidad de que estos puedan materializarse.

2. De acuerdo con lo anterior, revisar en detalle la posibilidad de que exista materialización del riesgo geológico en el yacimiento de la fuente a comercializar (o en alguno de los pozos), y realizar el respectivo análisis de manera que los tiempos permisibles para suspensión del servicio de suministro de gas (días) que se pacten en el contrato sean adecuados, evitando asumir multas o penalidades por falta de disponibilidad del hidrocarburo.

3. Verificar en los sistemas que se manejan con el gestor de mercado y con el MME la existencia de los soportes de la Declaración de Producción Total Disponible para Ventas (PTDV) y la Declaración de las cantidades de Producción Total Disponible para las Ventas en Firme (PTDVF) para la fuente y período de interés, y comparar esta información con los perfiles de producción propuestos; en forma paralela realizar los ajustes a que haya lugar para evitar inconvenientes por diferencias volumétricas con dichas entidades.

4. Realizar visita de campo a la fuente que se requiere comercializar, de carácter obligatorio, tanto para los futuros compradores como para los vendedores, con el fin de que estos verifiquen en sitio todos los requerimientos técnicos, de proceso, administrativos y financieros, que luego serán incluidos en el documento contractual.

5. Discutir y analizar el borrador del contrato a suscribir con todas las áreas involucradas (técnicas, regulatorias, financieras, operativas, jurídicas, etc.) con el fin de recibir retroalimentación, oportunidades de mejora y requerimientos propios de cada una de las disciplinas.

6. Posterior a la retroalimentación anterior, remitir el borrador del contrato a la contraparte con el fin de que esta valide cada una de las condiciones incluidas y emita oportunamente los comentarios respectivos.

7. Tan pronto se conozca la necesidad de generar el contrato de comercialización se debe solicitar al área operativa la toma de una cromatografía al gas natural con el fin de determinar calidad, composición y poder calorífico, dados los impactos de dichas variables en las Condiciones Particulares y las posibilidades de que estas requieran la negociación de Condiciones Especiales cuando se proyecte no cumplimiento del RUT, entre otros casos.

8. Es necesario que el equipo técnico que soporta la operación del activo disponga de la estructura de costos de producción del gas natural de la fuente que se quiere comercializar para realizar las proyecciones del precio final de venta.

9. Requerir al área operativa las certificaciones (y calibraciones) recientes de los medidores que serán usados en el contrato, de conformidad con la normativa que se encuentre vigente en el país y de acuerdo con lo establecido en el RUT, de esa manera se tendrá disponible y en forma oportuna un requerimiento fundamental de las Condiciones Particulares del contrato.

#### **4. Aplicación de la metodología y resultados obtenidos**

##### **4.1 Método**

El proceso de investigación puede describirse como el conjunto de métodos que se aplican para conocer un tema, situación o problema en profundidad y generar nuevos conocimientos en el área en la que se está aplicando o mejorar los que ya existen.

Así, el proceso se dirige a alcanzar y aplicar nuevos conocimientos, explicar una realidad determinada o a obtener maneras de resolver cuestiones y situaciones de interés. La investigación es la base del conocimiento científico, si bien no toda investigación es científica de por sí.

Tomando en consideración que existen varios tipos de investigación y que estos se clasifican dependiendo de su objetivo o propósito, la profundidad del estudio realizado, los datos que se analizaron y el tiempo que este requirió, entre otros factores, es posible afirmar que el presente trabajo tuvo como soporte la aplicación de tres tipos de investigación (deductiva, cualitativa y no experimental), las cuales se describen a continuación:

#### ***4.1.1 Según el tipo de inferencia***

***4.1.1.1. Investigación deductiva.*** En este tipo de investigación, la realidad se explica a partir de leyes generales que apuntan hacia conclusiones particulares. Se espera que las conclusiones formen parte de las premisas del problema, por lo tanto, si las premisas son correctas y el método inductivo es aplicado adecuadamente, la conclusión también será correcta. El capítulo dedicado a la regulación colombiana sobre gas natural y la revisión y análisis de los contratos de compra y venta de gas natural suscritos por Ecopetrol en la vigencia 2020 claramente permiten soportar la aplicación de este tipo de investigación.

#### ***4.1.2 Según el tipo de datos empleados***

***4.1.2.1 Investigación Cualitativa.*** Se entiende por investigación cualitativa aquella que se basa en la obtención de datos en principio no cuantificables, basados en la observación.

Aunque ofrece mucha información, los datos obtenidos son subjetivos y poco controlables y no permiten una explicación clara de los fenómenos. Se centra en aspectos descriptivos. Los datos obtenidos de dichas investigaciones pueden ser operativizados a posteriori con el fin de poder ser analizados, haciendo que la explicación acerca del fenómeno estudiado sea más completa. La interacción realizada con los expertos sobre contratos de compra y venta de gas natural y la observación de los suscritos por Ecopetrol en la vigencia 2020, claramente permiten soportar la aplicación de este tipo de investigación.

#### ***4.1.3 Según el grado de manipulación de las variables***

***4.1.3.1 Investigación no experimental.*** Este tipo de investigación se basa fundamentalmente en la observación. En ella las diferentes variables que forman parte de una situación o suceso determinados no son controladas. Nuevamente se ratifica que la interacción y las observaciones realizadas junto con los expertos en contratos de compra y venta de gas natural son el soporte de la aplicación de este tipo de investigación.

## **4.2 Resultados**

Luego de la revisión de la regulación y normatividad asociadas a la suscripción de contratos de comercialización de gas natural en Colombia, de la interacción con algunos de los expertos que llevan a cabo dicho proceso tanto en el rol de vendedores como en el de compradores, consulta bibliográfica, compilación de los requerimientos básicos contractuales que se manejan en la industria y de recolectar las buenas prácticas evidenciadas en contratos suscritos y operados

exitosamente por Ecopetrol, se obtuvo la guía técnica gerencial que busca dejar un aporte técnico – documental a las etapas que se llevan a cabo en la industria para suscribir contratos de comercialización de gas natural a nivel nacional. A continuación, se describe el paso a paso desarrollado.

#### ***4.2.1 Guía técnica gerencial para la suscripción de contratos de comercialización de gas natural, basada en las buenas prácticas de la industria y en la normatividad técnica colombiana.***

Documento elaborado en cinco (5) etapas, las cuales componen el proceso de investigación que se llevó a cabo, así:

a) Regulación: consulta de la normatividad colombiana existente sobre comercialización de gas natural y suscripción de contratos de compra-venta.

b) Condiciones particulares: compilación de los requerimientos particulares mínimos y específicos que debe tener un contrato de compra-venta de gas natural en Colombia.

c) Condiciones generales: compilación de los requerimientos generales que debe tener un contrato de compra-venta de gas natural en Colombia.

d) Condiciones especiales: compilación de los requerimientos especiales y propios de cada contrato de compra-venta de gas natural en Colombia.

e) Mejores Prácticas de la Industria: compilación de las lecciones aprendidas y/u oportunidades de mejora de contratos materializados de manera exitosa, que pueden fortalecer un contrato de compra-venta de gas natural en Colombia.

Posteriormente, se realizó la conexión de actividades sucesoras/predecesoras de acuerdo con los resultados de la investigación y los requerimientos del proceso, tomando en consideración las mejores prácticas que se evidenciaron que pueden ser aplicadas para optimizarlos.

El ejercicio gerencial se resume en la figura 9

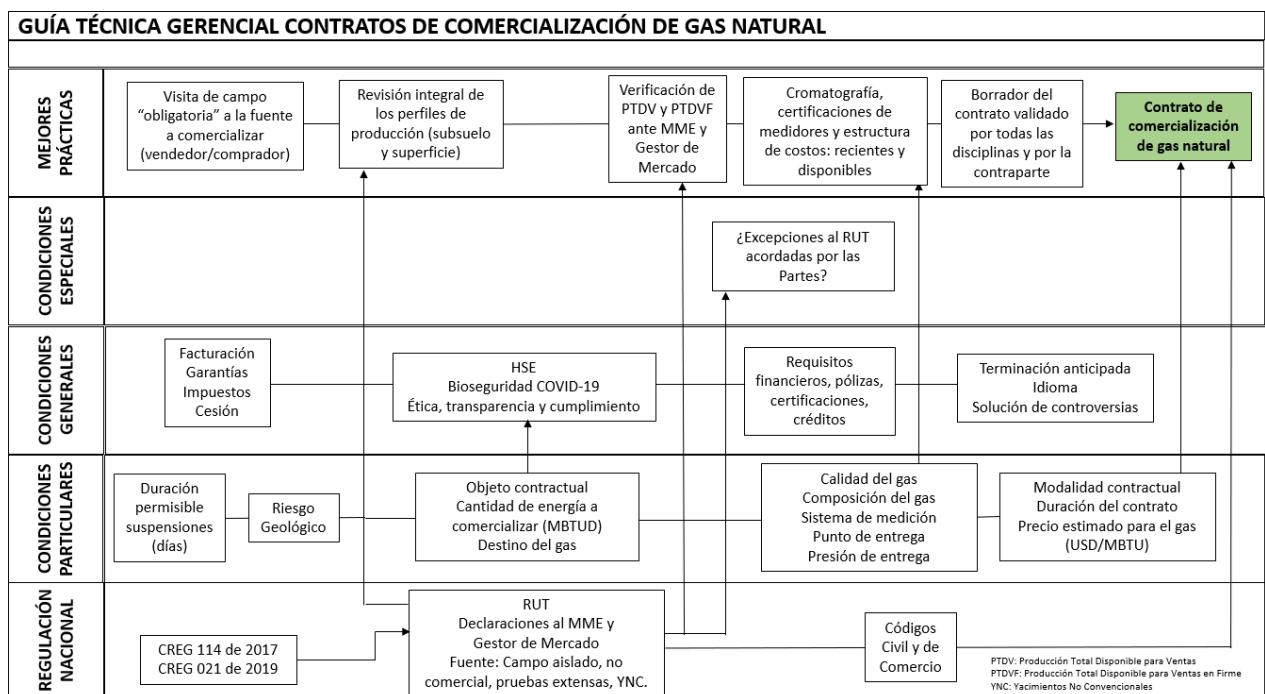


Figura 9. Guía técnica gerencial contratos de comercialización de gas natural.

### 5. Conclusiones



La guía técnica gerencial elaborada para la suscripción de contratos de comercialización de gas natural, basada en las buenas prácticas de la industria y en la normatividad técnica colombiana se convierte en una herramienta práctica de bolsillo que ayudará a que dichos documentos se elaboren en tiempo y forma de acuerdo con los requerimientos operativos de los campos productores de gas natural a nivel nacional.

La interacción con expertos en el proceso de comercialización de gas natural significó partir de conocimiento y lecciones aprendidas que ahorraron tiempo, costos y procesos; a su vez, permitió obtener mejores resultados para la guía técnica gerencial, redundado en beneficios técnico-financieros para las áreas operativas de campos productores de gas natural que la apliquen.

La normatividad vigente para suscribir contratos de comercialización de gas natural en Colombia permite acceder a procesos contractuales integrales adaptados a las necesidades operativas de los campos productores.

Los requerimientos básicos que se manejan en la industria para contratos de comercialización de gas natural están acordes a la normatividad y regulación existente, lo cual permite alinear necesidades técnicas, financieras, operativas y de proceso al suscribirlos.

Existen buenas prácticas a nivel industria para mejorar el contenido de los contratos de venta de gas natural y su proceso de suscripción, las cuales, al ser incorporadas en los nuevos contratos, permitirán procesos eficientes, oportunos y con contenido técnico mejor detallado.

## **6. Recomendaciones**

Se recomienda distribuir de manera electrónica la guía técnica gerencial para la suscripción de contratos de comercialización de gas natural, basada en las buenas prácticas de la industria y en la normatividad técnica colombiana, a las diferentes gerencias operativas de campos productores de gas natural del país con el fin de que se convierta en una herramienta práctica de bolsillo que contribuya a que dichos documentos se elaboren adecuadamente y con oportunidad.

Se recomienda actualizar la guía técnica gerencial para la suscripción de contratos de comercialización de gas natural, basada en las buenas prácticas de la industria y en la normatividad técnica colombiana en la medida en que existan cambios en la regulación colombiana o cuando existan buenas practicas adicionales que puedan mejorar su configuración.

### Bibliografía

- Asociación Colombiana de Gas Natural. (2017). El gas en Colombia.  
<https://www.naturgas.com.co/quienes-somos#el-gas>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). *Marco Regulatorio Sector Energético en Colombia*. [https://www.creg.gov.co/sites/default/files/marco\\_regulatorio\\_sector\\_energia.pdf](https://www.creg.gov.co/sites/default/files/marco_regulatorio_sector_energia.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). *Gestor del mercado de gas*.  
[https://www.creg.gov.co/sites/default/files/jul302019\\_cartilla\\_gestor\\_del\\_mercado\\_de\\_gas\\_1.pdf](https://www.creg.gov.co/sites/default/files/jul302019_cartilla_gestor_del_mercado_de_gas_1.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2020). Nuestra Historia.  
<https://www.creg.gov.co/creg/quienes-somos/nuestra-historia>
- Gonzalez, D. A., & Cruz, O. Y. (2013). *Evaluación y Selección del Sistema de Medición para El Recibo de Gas Opón en la Planta de Gas El Centro Perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares Ecopetrol S.A* [tesis de especialización, Universidad Industrial de Santander ] . Repositorio Universidad Industrial de Santander.  
<http://noesis.uis.edu.co/handle/123456789/33862>
- Guerrero, F., & Llano, F. (2003). Gas Natural en Colombia- Gas e.s.p. *Estudios Gerenciales*, 87.  
[https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios\\_gerenciales/article/view/110/108](https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios_gerenciales/article/view/110/108)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017, 14 de Agosto) *Resolución No. 114 de 2017*.  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/85c415a6b92296ab0525818f00035dfd?OpenDocument>

Ortiz, J. M. (2017). *Intercambiabilidad de Gas*.

[http://www.promigas.com/es/noticias/documents/8.intercambiabilidad - juan manuel ortiz - polygon energy.pdf](http://www.promigas.com/es/noticias/documents/8.intercambiabilidad-juan-manuel-ortiz-polygon-energy.pdf)

Portafolio. (13 de Mayo de 2019). Suben reservas de crudo, pero bajan las de gas natural.

*Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/reservas-de-petroleo-en-colombia-suben-de-5-7-a-6-2-anos-529499>

Promigas. (2018). *Gas natural en Colombia*.

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx#:~:text=Minminas y la ANH%2C a,que llegan a 3.782 Gpc.&text=Durante 2018%2C el pa%20s logr%20, Gpc a sus reservas probadas>.

Resolución 021 de 2019. [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por medio de la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017. 12 de Febrero de 2019

Resolución 114 de 2017. [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones. 14 de Agosto de 2017

Resolución 138 de 2020. [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se fija el valor de los servicios de fotocopiado y afines, en la Agencia Nacional de Infraestructura. 3 de Febrero de 2020

Rodríguez, E. A. (2005). *Impacto de las reglamentaciones de la comisión de regulación de energía y gas al mercado de gas natural en el país* [tesis de especialización, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio Universidad Industrial de Santander. Universidad Nacional de

Santander.