

BOLETÍN REGULATORIO No. 02

(10/03/2025)

Nuevas disposiciones para comercializar gas natural en Colombia, Res. CREG 102 015 de 2025

La Regulación Energética es un factor clave para cualquier agente del sector, por lo tanto, no permite desactualización.

Conocer los cambios en las políticas existentes, así como las decisiones sobre nuevas temáticas En Óptima queremos apoyar a nuestros Clientes no solo en el entendimiento de las políticas energéticas, sino también en la transformación que éstas puedan generar en términos de prestación y aprovechamiento de los servicios de energía.

Nuestro equipo multidisciplinario de profesionales ha preparado en este boletín la información necesaria para mantenerlo al día en los temas regulatorios y está siempre a su disposición para profundizarlos de acuerdo con sus necesidades específicas de negocio.

El material contenido en esta comunicación es para propósitos de información únicamente. El contenido ha sido obtenido de fuentes de información públicas y consideradas creíbles. Este reporte podrá ser reproducido total o parcialmente ÚNICA Y EXCLUSIVAMENTE con autorización escrita de OPTIMA CONSULTORES, respetando íntegramente su contenido sin cambiar/variación o alterar las palabras y conceptos que aquí se expresan. Sin perjuicio de lo anterior, OPTIMA CONSULTORES no representa ni garantiza la exactitud de la misma, ni se compromete a actualizarla en caso de eventos futuros. Esta comunicación no constituye ninguna recomendación para tomar alguna decisión o acción por parte de los clientes. Ni OPTIMA CONSULTORES, ni ninguna de sus subsidiarias o afiliadas aceptan ningún reclamo por cualquier consecuencia basada u originada en el uso de la misma.

Nuevas disposiciones para comercializar gas natural en Colombia, Res. CREG 102 015 de 2025

A partir del 1 de junio de 2025, las condiciones para la comercialización de gas natural en el mercado mayorista de Colombia estarán regidas por la Resolución CREG 102 015 de 2025. Este boletín presenta los hechos relevantes que llevaron al regulador a modificar la normativa de comercialización de suministro, así como los principales cambios que introduce la nueva regulación.

Hechos relevantes

Desde el año pasado, la comercialización de gas natural en Colombia ha experimentado cambios significativos. En la actualización anual del Potencial de Producción (PP) realizada por los productores locales al Ministerio de Minas y Energía (MME), se reportaron Cantidades Disponibles para la Venta (CDV) marginales. Además, las Cantidades Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) informadas al Gestor del Mercado (GM) no garantizaban disponibilidad por al menos un año, lo que resultó en cero cantidades vendidas dentro del cronograma de comercialización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que inicia en junio de cada año.

Ante la imposibilidad del mercado de contratar nuevas cantidades en firme, algunos agentes solicitaron a las autoridades medidas para cubrir su demanda a partir de diciembre de 2024. En noviembre, muchos Distribuidores-Comercializadores enfrentaron el vencimiento de sus contratos de suministro, quedando con demanda descubierta para el nuevo año de gas.

Para abordar esta situación, el regulador introdujo flexibilidades en la comercialización del gas natural, permitiendo el aprovechamiento de moléculas nacionales previamente inaccesibles debido a restricciones contractuales. Esta flexibilidad también abrió la puerta a la comercialización de Gas Natural Importado (GNI), ya que, ante la existencia de capacidad de almacenamiento y regasificación en la única planta de importación del país, los comercializadores de GNI comenzaron a participar en el mercado.

Actualmente, la comercialización de gas natural en el mercado mayorista se rige por la **Resolución CREG 186 de 2020** y las flexibilidades introducidas por la **Resolución CREG 102 009 de 2024**. No obstante, desde 2021, la CREG venía trabajando en un proyecto normativo para ajustar las condiciones de comercialización del suministro. La primera consulta pública fue la **Resolución CREG 226 de 2021**, la cual introdujo el concepto de trimestre estándar para alinear los tiempos de comercialización del suministro con los de transporte, y al mismo tiempo disponer de mayor oferta para la demanda. Sin embargo, la propuesta generó inquietudes en el mercado, ya que la trimestralización implicaba una comercialización más frecuente y dinámica.

Ante el agravamiento de la escasez en 2023, cuando los Transportadores informaron la falta de suministro para sus compresoras y algunos Distribuidores no

podían atender la demanda regulada (incluyendo hogares y comercios), la CREG presentó un nuevo Proyecto de Resolución: la **Resolución CREG 702 003 de 2023**. Esta normativa incorporó el concepto de priorización en la asignación del suministro, lo que, aunque buscaba garantizar el abastecimiento, fue visto por algunos agentes como una amenaza para la competencia en el mercado.

Finalmente, el 6 de febrero de 2025, la CREG publicó la **Resolución 102 015 de 2025**, cuyas disposiciones entrarán en vigencia el 1 de junio de este año. Su publicación anticipada busca que los agentes, especialmente el Gestor del Mercado, se preparen para la transformación del mercado mayorista de gas natural, incorporando los temas clave de los proyectos previos: la dinámica trimestral y la asignación priorizada del suministro. Un aspecto relevante de esta resolución es la derogación formal y completa de la Resolución CREG 186 de 2020 y la incorporación de las medidas del **Decreto 1467 de 2024 del MME**, que introdujo definiciones clave sobre el GNI, el gas costa afuera (offshore) y la conversión de infraestructura de transporte.

Principales cambios normativos de la 102 015

Luego de conocer el contexto que llevó a la expedición de esta nueva resolución, se describen a continuación las principales disposiciones que regirán la comercialización de gas natural en el mercado mayorista. En respuesta a la necesidad de administrar la escasez, el regulador ha simplificado el marco normativo con el fin de garantizar el mayor reto actual: el abastecimiento.

- Mercado primario

En el mercado primario, donde los vendedores son los Productores Locales y los Comercializadores de GNI, la comercialización del suministro con firmeza se realizará por trimestres. Esta medida busca alinear la comercialización del suministro con la del transporte, que ya sigue una dinámica trimestral desde 2020. Además, se introduce una nueva modalidad contractual: el Contrato Firme con Pago Mínimo del 80% (CF80), con el objetivo de equiparar las necesidades de contratación con las tarifas más comunes en transporte (80% fijo, 20% variable).

Cada trimestre de negociación, el primero iniciando en junio-agosto de 2025, se buscará vender el suministro firme para los siguientes 40 trimestres estándar con las cantidades declaradas al MME. Para efectos de claridad, en este informe se clasifica el gas a contratar en dos categorías:

- ✓ **Corto plazo:** Gas requerido para el siguiente trimestre estándar después del de negociación y el segundo trimestre.
- ✓ **Mediano y largo plazo:** Gas contratado a partir del tercer trimestre en adelante.

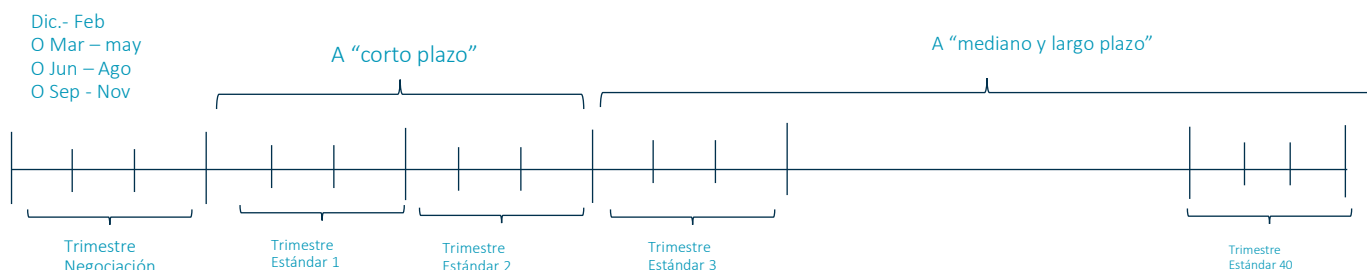


ILUSTRACIÓN 1. ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Es importante diferenciar esta clasificación, ya que aunque la negociación ocurre en un trimestre de negociación, valga la redundancia, la vigencia mínima para el gas que se contrate a “corto plazo” podrá tener como mínimo un sábado, un domingo, un festivo, una semana laboral, una semana calendario o un mes. En cambio, las negociaciones a “mediano o largo plazo” si deberán tener como vigencia mínima un trimestre.

A continuación se presenta el cronograma simplificado de comercialización de cada trimestre de negociación:

Día hábil	Actividad
1	Vendedores declaran PTDVF y CIDVF al GM, minutas y precios de reserva.
2	El GM publica la información presentada por los Vendedores.
5	Plazo máximo para que los Compradores declaren al GM las cantidades que necesitan . Sin repetir las cantidades en diferentes puntos de entrega especificando si se trata de Demanda Esencial - DE. Se debe incluir lo vendido en el mercado minorista. Diferentes cantidades por trimestre son permitidas, pero la misma cantidad para todos los meses del trimestre.
9	El GM publica los resultados de <u>balance</u> por trimestre.
10	Plazo máximo para que el GM informe a los vendedores que tienen cantidades en los puntos con <u>déficit</u> . E inicio de las negociaciones directas para el suministro de “ Mediano y Largo plazo ”, del 3er trimestre en adelante.
13	Plazo máximo para que los Compradores presenten solicitudes de compra.
18	Vendedores informan la asignación de cantidades.
20	Envío de nuevas solicitudes a los Vendedores por parte de los Compradores que no hayan alcanzado a cubrir requerimientos de gas.

25	Finalización de las negociaciones directas y registro de contratos el suministro de “Mediano y Largo plazo”, del 3er trimestre en adelante.
29	Inicio de negociaciones para el suministro a “Corto plazo” es decir, del siguiente y 2do trimestre.
54	Finalización de negociaciones para para el suministro a “Corto plazo” es decir, del siguiente y 2do trimestre.
Antepenúltimo	Límite de registro de contratos para los contratos a “Corto plazo”.

ILUSTRACIÓN 2. CRONOGRAMA DE COMERCIALIZACIÓN MERCADO PRIMARIO PARA SUMINISTRO QUE GARANTICE FIRMEZA.

Esta modalidad de negociación por trimestres ha sido una práctica del mercado en la comercialización de capacidad de transporte. Con la Resolución CREG 185 de 2020, la capacidad de transporte de gas natural en Colombia quedó sujeta a procesos de negociación trimestrales, que inician con el trimestre de negociación, modalidad que comenzará a regir para el suministro a partir de junio de este año.

Dos aspectos clave del cronograma se relacionan con un ejercicio iniciado por el Gestor del Mercado (GM) el año pasado: los **balances comerciales** y su posible resultado de déficit. El GM publicó en mediante su [boletín 063](#) del año pasado que Colombia presenta un déficit de gas para los próximos nueve años, con base en los balances anuales nacionales entre **oferta y demanda**, utilizando la información disponible del Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). La nueva modalidad de comercialización de gas, con balances trimestrales, permitirá priorizar el suministro en los períodos de mayor necesidad, aunque persiste el riesgo de sesgo por una posible sobreestimación de la demanda.

Cuando un trimestre presenta un **balance deficitario**, los vendedores deben asignar el suministro mediante un **procedimiento de priorización**. Este procedimiento, vigente desde septiembre del año pasado con la Resolución 102 009 de 2024, establece que la molécula disponible debe ofrecerse en primera instancia a la **Demanda Esencial (DE)**, siguiendo el orden definido en el **Decreto 1073 de 2015**:

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

Independientemente de la fuente, las cantidades PTDVF y CIDVF ofrecidas en un trimestre deficitario deberán seguir la priorización establecida. En

cuanto a los precios de los negocios celebrados bajo este esquema, la regulación garantiza a la **DE Regulada (DE-R)** un **precio de reserva** previamente confirmado por el vendedor. Para la **DE No Regulada (DE-NR)**, **el precio será determinado por el cierre de los mecanismos de concurrencia** que establezca el vendedor.

En términos generales, la comercialización del suministro con algún tipo de firmeza en el mercado primario de gas natural seguirá el cronograma trimestral de negociación, basado en la **actualización de disponibilidad** reportada por los productores locales y los comercializadores de GNI, quienes podrán hacerlo en **cualquier momento**. La contratación de suministro podrá realizarse directamente en plazos más cortos y de manera priorizada en trimestres con balance deficitario.

Se mantendrán disposiciones especiales para el **GNI de uso térmico** negociado en períodos de baja hidrología, según lo establecido en el Decreto 484 de 2024, **exento del cronograma** trimestral de comercialización. Asimismo, los contratos de **contingencia** conservarán **libertad en las condiciones de contratación**, y el **gas liberado por eventos eximentes** tendrá una **vigencia de solo un mes**.

Diferente a las modalidades contractuales ya existentes y la nueva CF80 mencionada previamente, la Resolución 102 015 introduce otras dos nuevas modalidades:

- ✓ **Contrato de suministro PTDV en pruebas:** Aplica al gas de campos en pruebas extensas, que no estarán sujetos al cronograma de comercialización y podrán negociarse en cualquier momento bajo condiciones contractuales acordadas entre las partes.
- ✓ **Contrato sujeto a condiciones:** Diseñado para proyectos de fuentes que aún no han declarado su comercialidad, permitiendo compromisos comerciales con condiciones libres y para cualquier sector de consumo.

Estas modalidades resuelven aspectos clave del mercado. El Contrato de suministro PTDV en pruebas promueve la equidad en el acceso al gas de campos en pruebas extensas, facilitando mayor transparencia en su disponibilidad y negociación en un contexto de escasez. Por otro lado, la modalidad contractual sujeta a condiciones busca incentivar el desarrollo del gas offshore y el GNI, motivando a los inversionistas con flexibilidad en las condiciones iniciales de venta de suministro que sería usado en el futuro.

Otro avance en la flexibilidad de la comercialización es la libertad y simplicidad para negociar GNI. Según la nueva resolución, el **respaldo físico de las CIDVF** será la **disponibilidad en la infraestructura** de almacenamiento, importación, regasificación e inyección, notificada previamente al GM. Adicionalmente, se **libera la actualización de precios**,

permitiendo a los comercializadores de GNI trasladar el riesgo de fluctuación de precios internacionales al comprador y, en consecuencia, a la demanda. Si bien esto favorece la disponibilidad de suministro, puede impactar negativamente en el costo del servicio. La libertad en la actualización de precios aplica también a los productores locales.

En síntesis, no habrá otros mecanismos distintos para la compra de gas tipo firme en el mercado primario, salvo los mencionados, junto con las excepciones señaladas. Todo suministro que garantice firmeza, independientemente de su origen (incluyendo **campos menores o aislados**), deberá acogerse al procedimiento de comercialización trimestral y a la priorización establecida. En los casos en que la fuente no esté conectada al Sistema Nacional de Transporte (SNT), se deberá especificar la modalidad de entrega como Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuado (GNL).

Por último, el gas natural no firme, es decir, con posibilidad de **interrupciones**, flexibiliza sus condiciones comerciales, permitiendo negociaciones **bilaterales** en cualquier momento del año, con plazos **mensuales** y sin priorización. La regulación ha sido más explícita en establecer condiciones operativas para nominaciones y renominaciones en esta nueva resolución, asegurando, entre otras cosas, que **el gas interrumpible cuya nominación haya sido confirmada el día previo sea tratado como firme**, permitiendo trasladar costos a la demanda regulada. La Comisión está revisando este aspecto con miras a adelantar su aplicación antes de junio. Estas condiciones también se aplicarán a las ventas interrumpibles en el mercado secundario, cuyos mecanismos y ajustes se detallan a continuación.

- Mercado secundario

En el mercado secundario, donde se gestionan excedentes, la Resolución 102 015 ratifica los mecanismos de comercialización implementados desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 009 el año pasado. En este marco, las **posturas de compra y venta** de excedentes tipo firme deben declararse en la plataforma del GM, BEC. Sin embargo, **no son obligatorias** cuando las ventas se destinan a suministro dentro de los tres días hábiles siguientes a su registro y se negociaron en los tres días hábiles previos, lo que se conoce como **ventas “firmes diarias”**.

Para garantizar el abastecimiento, la regla de priorización en el mercado secundario sigue vigente desde el año pasado: el suministro debe ofrecerse **primero a la demanda regulada** cuando su contratación inicial haya sido para esta misma demanda. Sin embargo, dado que antes no era obligatorio especificar el sector de consumo sino solo el mercado (R o NR), la Comisión solo puede garantizar la reasignación de excedentes bajo estos términos.

Otra modalidad vigente en la Resolución CREG 102 015 es el proceso **"úsalo o véndelo a corto plazo"**, que aplica al gas no nominado de los contratos firmes CF80, CF95 y firmeza condicionada en los cierres diarios del GM. Este mecanismo impone una nueva **responsabilidad al GM como depositario del dinero** en prepagó, a través de un instrumento fiduciario definido por la CREG.

En conclusión, habrá tres formas principales de adquirir gas firme en el mercado mayorista: negociación directa en el mercado primario, negociación directa en el mercado secundario (priorizando la demanda regulada en ciertos casos) y el mecanismo "úsalo o véndelo a corto plazo", que solo garantiza firmeza diaria. No obstante, esta firmeza diaria puede ser insuficiente para la mayoría de los sectores, salvo casos como el térmico o industrias con alternativas energéticas.

La Resolución 102 015 de 2025 es una respuesta del regulador a la gestión de la escasez, optando por simplificar y estandarizar los procesos de comercialización del suministro disponible. Sin embargo, esta estrategia implica una mayor concentración en contrataciones de corto plazo, lo que representa un riesgo significativo para ciertos sectores de consumo que dependen de una planeación más estable. En algunos casos, podría incluso impedir la contratación oportuna del suministro necesario para sus operaciones.

Si bien el principal objetivo es garantizar el abastecimiento, queda abierta la incógnita sobre el impacto en los precios y quién asumirá los costos adicionales derivados de: la incorporación del GNI, de la sensación de escasez que impacta los procesos de concurrencia que adelantan los Productores locales y la redistribución de excedentes. La incertidumbre regulatoria en torno a estos aspectos será determinante en la evolución del mercado. Seguiremos atentos a las disposiciones de la CREG para informar sobre su desarrollo.

www.optimaconsultores.co



INFORMACIÓN DE CONTACTO

ALEJANDRO LUCIO CH.
DIRECTOR EJECUTIVO

+57 320 275 4813
alucio@optimaconsultores.com.co

ALEJANDRO PIÑEROS P.
**SUBDIRECTOR EN REGULACIÓN Y
MERCADO**

+57 314 475 4599
apineros@optimaconsultores.com.co