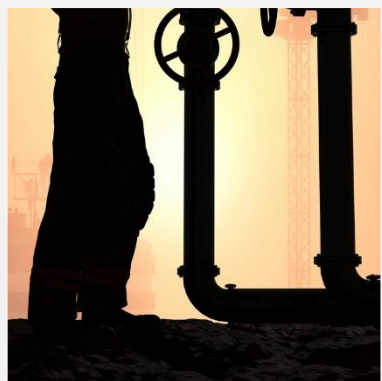
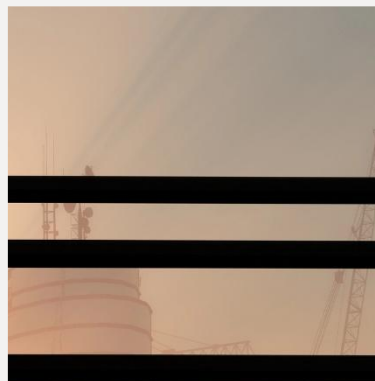
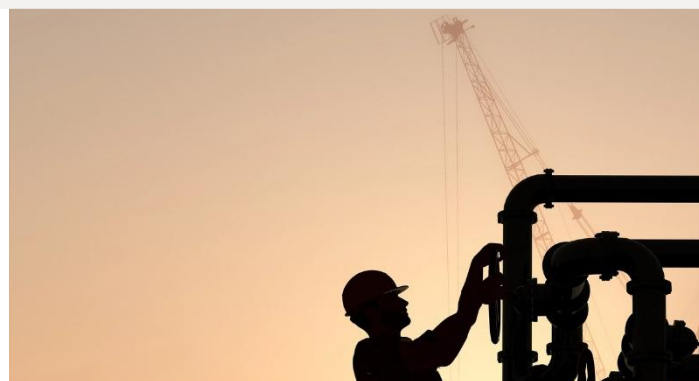
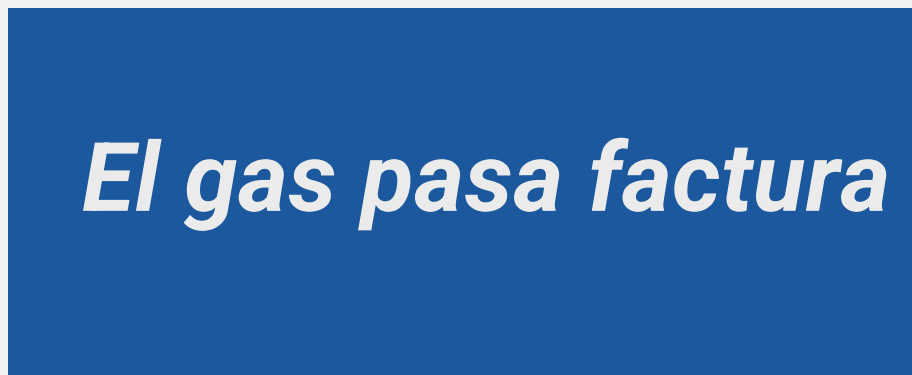


Informe Especial

El gas pasa factura



El gas pasa factura

Editor:

Fabián Osorio Quintero

Director Sectores y Sostenibilidad
cristhian.osorio@corfi.com

Autores:

Andrés Felipe Gallego

Analista Sectores y Sostenibilidad
andres.gallego@corfi.com

Dino Francisco Córdoba

Analista Sectores y Sostenibilidad
dino.cordoba@corfi.com

- En febrero, **el precio del servicio de gas registró el mayor incremento mensual desde que se tiene registro en Colombia**. Sin embargo, el impacto fue heterogéneo entre ciudades. Mientras que en Bogotá y Neiva incrementó cerca al 30%, en Cali y Cúcuta fue cerca al 0%.
- El incremento en las tarifas de gas estuvo impulsado principalmente por mayores costos en los componentes de producción y de transporte. La menor disponibilidad de gas en firme local obligó a depender del gas importado, en donde mayores costos en la adquisición y recorridos en transporte encarecieron el servicio.
- Colombia cuenta con la infraestructura que viabiliza la importación de gas, lo que evitó que la menor disponibilidad local de gas se tradujera en periodos de racionamiento.
- El reciente aumento en el precio del gas **no es una sorpresa**. Desde hace varios meses anticipábamos aumentos en sus costos ante desbalances entre la oferta y demanda.
- **El gas importado es más costoso**. Importar el recurso implica costos adicionales asociados con su licuefacción, transporte desde otros países, regasificación e inyección al Sistema Nacional de Transporte.
- Ciudades como Bogotá ahora suministran parte del gas que consumen con recurso importado, el cual llega por la planta de regasificación en Cartagena, cuando históricamente se abastecía desde Casanare. **El costo de transportar el gas desde Cartagena a Bogotá puede ser cuatro veces superior al costo de traerlo desde Casanare, lo que impacta directamente las tarifas**.
- El precio del gas importado es más volátil, dado que se negocia en el mercado spot. De hecho, se espera una caída cercana al 15% en las tarifas de gas de Bogotá en marzo, aliviando parcialmente las presiones inflacionarias en el componente de regulados.
- **El gas barato que predominó en Colombia durante décadas es cosa del pasado**. En los próximos años, el país enfrentará una realidad diferente, en la que el costo del suministro de gas será más alto, ya sea por la importación o por la producción local.
- **No hay gas más costoso que el que no se tiene**. Para mitigar los riesgos de desabastecimiento es fundamental acelerar los procesos regulatorios y logísticos para incrementar la infraestructura de regasificación y transporte. Se deben agilizar los trámites y consultas previas para la entrada en operación de proyectos estratégicos como *Sirius*, así como habilitación de pilotos en yacimientos no convencionales.

En febrero de 2025 se registró el mayor incremento mensual en el precio del gas dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde que se tiene registro. Con un aumento del 14,4% en el segundo mes del año, este ajuste superó el máximo anterior observado en marzo del 2000, cuando la variación mensual fue del 12,7% (Gráfico 1). El servicio de gas, que pesa tan solo el 1% del IPC, fue el rubro con el mayor aporte a la inflación mensual en febrero.

Si bien el aumento en el total nacional fue históricamente alto, **el comportamiento entre ciudades fue heterogéneo**. Mientras que en Bogotá y Neiva los incrementos estuvieron cercanos al 30%, en Medellín, Cali y Cúcuta fueron menores al 2% (Gráfico 2). Lo anterior evidencia la existencia de factores que llevan a diferencias significativas en los ajustes de tarifas a nivel regional.

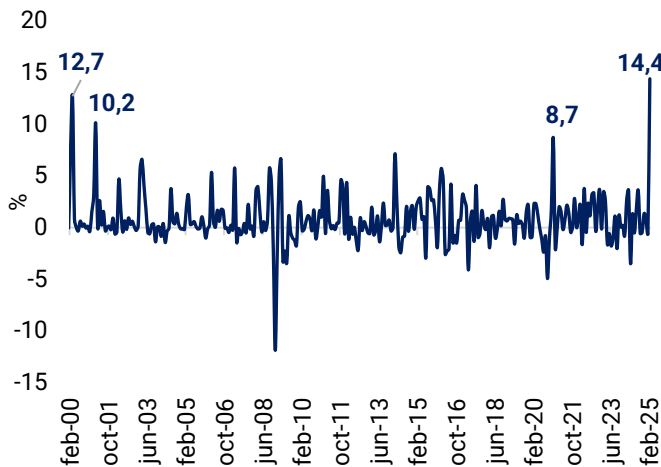
Para entender qué explicó el aumento en las tarifas de gas, es importante revisar la composición de estas. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define el costo de prestación del servicio, el cual se constituye de un componente variable (CV) y un componente fijo (CF). Para calcular el CV se suman los costos de las actividades de Producción (G), Transporte (T) y Distribución (D). Por su parte, el CF incluye la actividad de Comercialización

31 de marzo de 2025

(C). En suma, el CV depende del consumo de gas en el mes (en metros cúbicos), mientras que el CF, como su nombre lo indica, no depende del consumo.

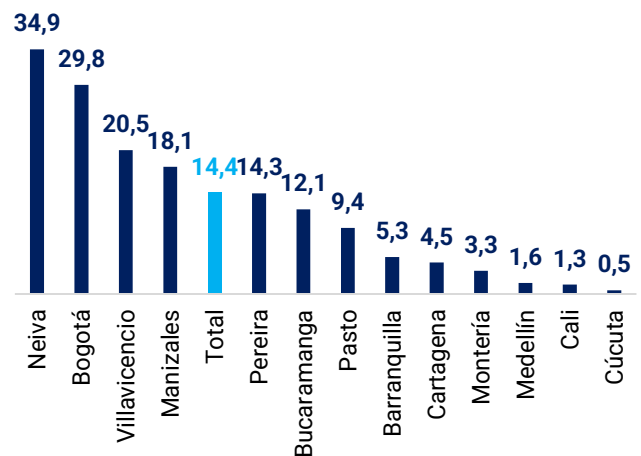
El componente de mayor peso¹ en la tarifa del gas es la producción (42%), que corresponde al valor que los comercializadores o distribuidores pagan a los productores por el gas en boca de pozo, es decir, aquel que no ha sido transportado desde su centro de producción. El transporte (21%) representa el costo de movilizar el gas a través de gasoductos troncales desde los campos de producción hasta los centros de consumo. La distribución (27%) cubre la infraestructura necesaria para llevar el gas desde las estaciones ubicadas en las entradas de las ciudades hasta los usuarios finales en ciudades y municipios. Finalmente, la comercialización (10%) incluye los gastos administrativos, de facturación, atención al usuario y otros costos operativos.

Gráfico 1. Variación mensual del IPC de gas



Fuente: DANE. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfico 2. Variación mensual del IPC de gas en febrero de 2025 por ciudades (%)



Fuente: DANE. Cálculos: Corficolombiana.

El aumento de las tarifas de gas, así como su heterogeneidad, estuvieron mayoritariamente explicados por los componentes de generación y transporte. En ciudades como Medellín² y Bogotá, el costo de la generación aumentó 43% y 43,9% mensual en febrero, explicando el 68% y 88% del incremento en la tarifa, respectivamente. En contraste, Cali tuvo una reducción en este componente. Después de la generación, el componente de transporte fue el que más explicó el aumento de las tarifas, especialmente en Bogotá y Bucaramanga. En estas ciudades el costo aumentó 58,8% y 33,5%, respectivamente. Entre tanto, el componente de distribución y el costo fijo tuvieron baja incidencia en los precios del servicio público (Gráfico 4).

¹ El peso de cada componente varía según la ciudad y el periodo considerado. Para este ejercicio consideramos el promedio de Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Cali, Cartagena y Medellín desde el 2022 hasta la fecha.

² Si bien Medellín no tuvo grandes aumentos en el IPC de gas en febrero, la tarifa publicada por EPM para dicho mes se reflejaría en el IPC de marzo.

31 de marzo de 2025

Gráfico 3. Variación mensual de los componentes de la tarifa de gas en febrero de 2025

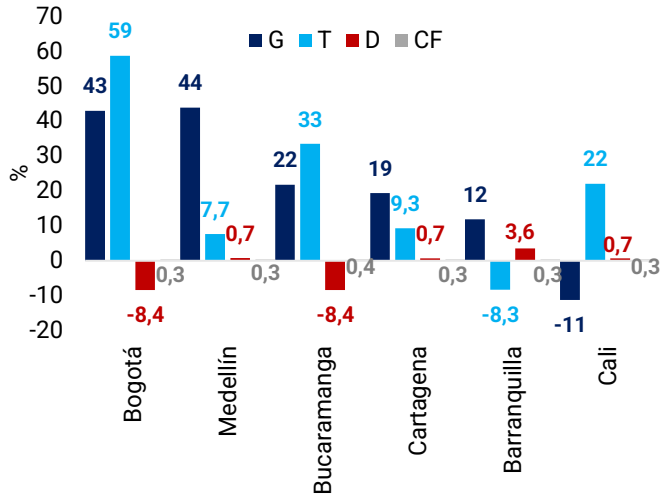
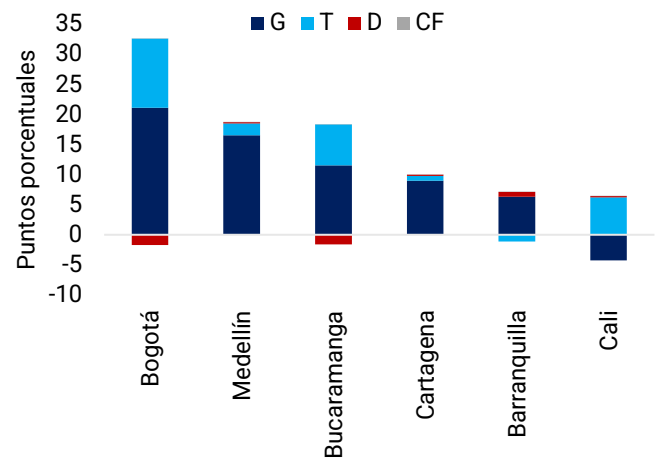


Gráfico 4. Contribución de los componentes a la variación mensual de la tarifa de gas por ciudad en febrero de 2025



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos, Vanti, EPM, Gas Natural del Oriente, Surtigas, Gases del Caribe y Gases de Occidente. Cálculos: Corfi colombiana.

*Producción (G), transporte (T), distribución (D) y comercialización(CF)

¿Por qué está subiendo el precio del gas?

El reciente incremento de los precios del gas no es un fenómeno sorprendente. **Desde hace varios meses anticipábamos aumentos en sus costos ante desbalances entre la oferta y demanda por este hidrocarburo** (ver: [El costo del déficit local del gas y eventual apagón](#) en Informe Semanal – Noviembre 11 de 2024). Para entender los determinantes de dicho aumento, es importante en primer lugar revisar el funcionamiento del mercado que permite satisfacer la demanda esencial de gas en el país³. De acuerdo con el decreto 1073 de 2015⁴, para atender este tipo de demanda los agentes tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural únicamente con agentes que cuenten con respaldo físico. De este modo, para atender la demanda esencial, la regulación exige a la cadena de suministro la negociación de contratos que garanticen firmeza, en los cuales se asume un compromiso de continuidad del servicio de suministro o transporte de un volumen máximo de gas natural⁵.

De este modo, para la constitución de dichos contratos los productores ofrecen el gas en firme disponible para la venta, mientras que agentes, como las empresas comercializadoras, presentan sus necesidades de suministro, según sus proyecciones de demanda y la finalización de sus contratos vigentes, los cuales, de acuerdo con lo dispuesto previamente por la CREG en la [Resolución 186 de 2020](#)⁶, iniciaban el 1 de diciembre y finalizaban el 30 de noviembre del año que corresponda según lo negociado por las partes. Históricamente,

³ La demanda esencial de gas incluye a usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales, gas vehicular, refinerías y la operación de las estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transmisión.

⁴ <https://www.minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/normativa/>

⁵ La firmeza surge cuando un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o capacidad máxima de transporte sin interrupciones durante un periodo determinado. Bajo esta modalidad se exige un respaldo físico de la capacidad de producción de la molécula y de la infraestructura disponible para el transporte (Ver <https://minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/normativa/generalidades-t2/>).

⁶ Esta disposición fue flexibilizada por la CREG en la Resolución 102 009 de 2024 y en la Resolución 102 013 de 2024.

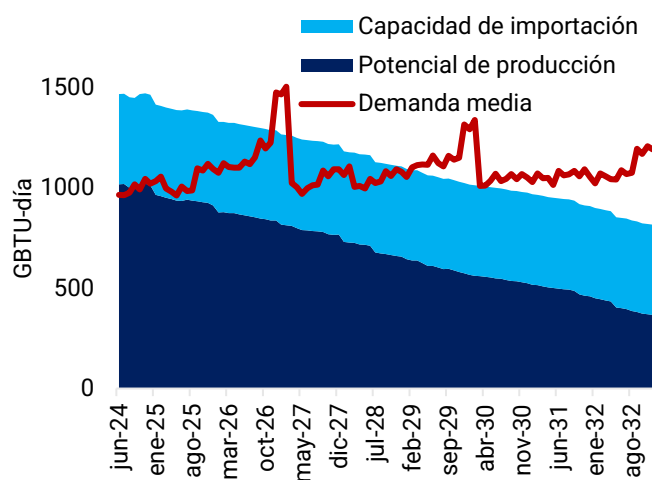
31 de marzo de 2025

Colombia había suplido el 100% de su demanda esencial con producción local de gas, de modo que, los volúmenes de gas importado por el país eran destinados exclusivamente para la atención de demanda por parte de las generadoras de energía térmica. **Sin embargo, la autosuficiencia de este hidrocarburo se ha ido perdiendo, reduciendo la oferta de molécula local en el mercado.**

Las reservas probadas⁷ de gas han disminuido constantemente desde 2011⁸, exceptuando 2021, pasando de un factor de reservas/producción (o vida media) de 13,9 años a 6,1 años en 2023, fenómeno que se ha visto exacerbado por la baja actividad exploratoria de hidrocarburos en el país. En los últimos años esto se ha visto acompañado por caídas persistentes en la producción local, la cual completó, en enero de 2025, 28 meses consecutivos con variaciones anuales negativas, cerrando el 2024 con una contracción de 9,4% (Gráfico 5). Esta declinación se ha materializado principalmente en los departamentos de Casanare y La Guajira, en los cuales la producción fiscalizada⁹ cayó 42,1% (-655 millones de pies cúbicos) y 42,9% (-80 millones de pies cúbicos) entre 2019 y 2024. En total, la caída en estos cinco años fue de 728 millones de pies cúbicos, equivalentes al 70% de la demanda nacional de gas de 2024.

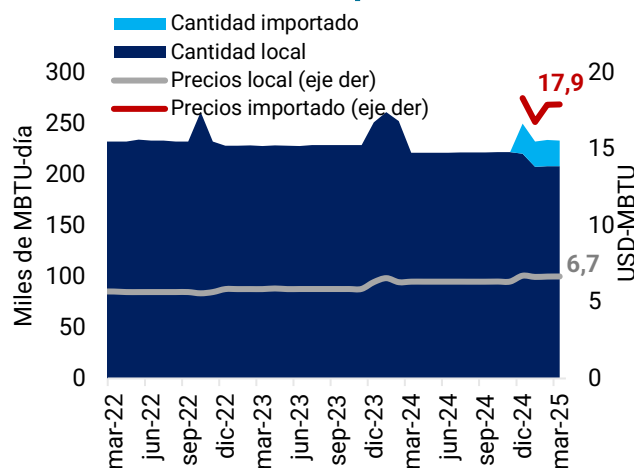
La menor producción local y el vencimiento de algunos contratos de gas en firme el 1 de diciembre de 2024 llevaron a que el mercado de gas enfrentara un importante desbalance, por lo que algunas empresas comercializadoras debieran cubrir sus necesidades con gas en firme importado (Gráfico 6). **De este modo, si bien el país ya importaba gas para demanda térmica, esta situación llevó a que, por primera vez en la historia, parte de la demanda esencial de gas fuese cubierta con molécula importada**, fenómeno que explicó en mayor medida el incremento registrado en el IPC de gas.

Gráfico 5. Balance nacional de gas



Fuente: UPME. Elaboración Corficolombiana

Gráfico 6. Contratos de suministro de gas residencial en el mercado primario



Fuente: Gestor del Mercado de Gas. Elaboración Corficolombiana

⁷ Las reservas probadas de gas son volúmenes con alta certeza de ser extraídos comercialmente con tecnología actual y condiciones económicas viables, generalmente con al menos un 90 % de certeza de recuperación.

⁸ A excepción de 2021, año en el cual las reservas probadas de gas registraron un incremento de 7,3%.

⁹ La producción fiscalizada comprende el volumen de gas natural extraído y procesado dentro del país, que puede destinarse tanto a la comercialización como al consumo propio del productor en determinadas actividades de extracción. De otro lado, es la producción comercializada es la producción de gas dispuesto en el mercado una vez descontado consumo propio.

Gas importado vs gas local

Una de las principales implicaciones de importación de gas en firme para atender la demanda esencial es el mayor costo. Para traer gas del exterior, no solo es necesario comprar el hidrocarburo, sino también convertirlo en estado líquido para su transporte. Esto implica incurrir en costos de licuefacción, así como en gastos de almacenamiento y transporte, tanto hasta el punto de embarque como hasta su destino final. Una vez en Colombia, el gas debe ser regasificado para integrarlo al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y distribuirlo a los consumidores.

El gas importado proviene mayoritariamente de Estados Unidos y Trinidad y Tobago, y, del mismo modo que el Brent y el West Texas son referencias para el mercado del petróleo, el *Henry Hub*¹⁰ es la referencia en precios para el mercado del gas natural en el país norteamericano. Desde 2018, el precio spot del *Henry Hub* ha sido en promedio USD \$3,3 por MBTU¹¹. Como cualquier *commodity*, **los precios del Henry Hub son volátiles y han estado expuestos a factores como conflictos geopolíticos y cuellos de botella en la cadena de suministro.** De hecho, en el contexto del conflicto entre Ucrania y Rusia, los precios del Henry Hub superaron los USD \$7 por MBTU.

Asimismo, recientemente el precio del Henry Hub ha mostrado un incremento, impulsado por una mayor demanda y una reducción en los inventarios de gas en Estados Unidos. Las bajas temperaturas registradas en enero y febrero aumentaron el consumo y generaron retiros significativos de las reservas, y según la EIA, ahora se proyectan inventarios 10% por debajo que el promedio de los últimos cinco años. Como consecuencia, el *Henry Hub* pasó de USD \$2,12 en noviembre de 2024 a USD \$4,19 en febrero de 2025, equivalente a un aumento de 98% en solo tres meses.

Por su parte, el precio del Gas Natural Licuado (GNL) exportado desde Estados Unidos a Colombia, que incluye el costo de licuefacción y transporte hasta el punto de exportación, se ha ubicado en niveles ligeramente superiores al precio del gas producido localmente y transado en el mercado primario. Mientras que el precio FOB promedio de las exportaciones estadounidenses de GNL fue de USD \$6,6 por MBTU entre 2018 y 2024, el precio del gas local en el mercado primario colombiano se situó en USD \$5,9 por MBTU.

Al igual que el Henry Hub, el precio del GNL importado está expuesto a la volatilidad del mercado. De hecho, en 2022, dicho precio superó los USD \$20 por MBTU, reflejando los efectos de las disrupciones en la oferta y la alta demanda global de gas (Gráfico 7). Si bien la negociación de contratos de largo plazo permite mitigar esta volatilidad, las diferencias entre el marco regulatorio colombiano y los estándares internacionales han llevado a que la importación de gas por parte del país se realice a través del mercado spot.

A ese precio se deben sumar los costos de transporte, flete y seguro marítimo hasta Cartagena, donde se encuentra la única terminal de importación y regasificación de GNL en el país. Estos costos adicionales incrementan el precio final entre un 5% y un 15% en promedio¹², dependiendo de las condiciones del mercado y la logística de cada operación. Finalmente, también se debe asumir el costo de la regasificación, proceso necesario para

¹⁰ Este valor que corresponde únicamente al precio del gas en el centro de distribución Henry Hub en Luisiana, sin incluir costos de licuefacción, transporte ni regasificación.

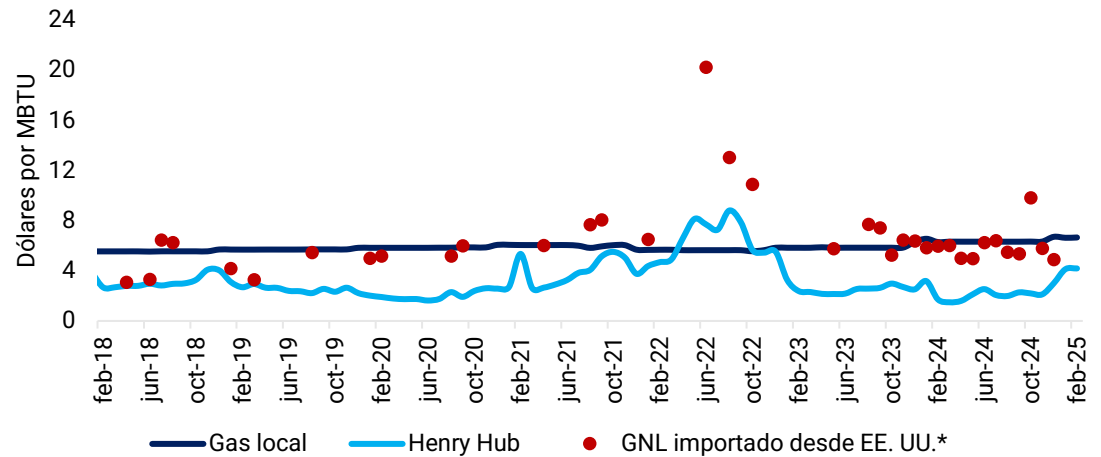
¹¹ El MBTU (millón de British Thermal Units) es una unidad de energía utilizada para medir el poder calorífico del gas natural.

¹² Este rango se obtuvo midiendo la diferencia entre el valor FOB y CIF de las importaciones de GNL en el país desde USA (DIAN).

31 de marzo de 2025

convertir el GNL nuevamente en estado gaseoso y permitir su inyección en el SNT, lo que representa un costo adicional para los consumidores finales.

Gráfica 7. Precio del gas local e importado



Fuente: Gestor del Mercado de Gas, Departamento de Energía de Estados Unidos y EIA. Elaboración Corficolombiana. *Sólo incluye costos de licuefacción y transporte al punto de embarque.

Depender en mayor medida del gas importado para el consumo esencial implica, como se observó en febrero, un mayor costo en el componente de generación de la factura de gas. Esto se debe no solo al precio del gas en los mercados internacionales, sino también a los costos adicionales asociados con su licuefacción, transporte desde otros países, regasificación e inyección al SNT. Además, los precios internacionales del gas están expuestos a una mayor volatilidad, como ocurrió en 2022 con el alza impulsada por el conflicto entre Ucrania y Rusia, y más recientemente con el incremento del *Henry Hub* debido a una menor disponibilidad de inventarios y un aumento en la demanda del sector eléctrico en Estados Unidos.

Estos factores refuerzan la vulnerabilidad ante el desbalance de la producción local y la demanda de gas en el país. **La mayor escasez del recurso local no solo ha incidido en la mayor necesidad de importación, sino también en el aumento del precio del gas local.** De hecho, entre noviembre y diciembre de 2024, los precios del gas local contratado en el mercado primario aumentaron 6%, poniendo presiones adicionales en el componente de generación.

Por otro lado, **la necesidad de importar gas para el consumo esencial también ejerce presiones sobre el componente de transporte dentro de la tarifa del servicio público.** Como se mencionó anteriormente, la única terminal de regasificación del país es la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), ubicada en Cartagena. Desde este punto, el gas importado debe ser transportado a las ciudades donde las comercializadoras recurrieron a la importación para atender la demanda. Esto contrasta con la dinámica histórica del suministro de gas en Colombia, donde el transporte se realizaba directamente desde los campos de producción, ubicados principalmente en Casanare y La Guajira.

La remuneración de la actividad de transporte de gas en Colombia incorpora el criterio de señal de distancia, lo que significa que el costo del transporte depende de la cantidad de tramos recorridos dentro del SNT. **En este esquema, las tarifas se establecen por tramos específicos, de modo que, a mayor distancia entre el punto de entrada y el punto de consumo, mayor es el costo del servicio.** En este sentido, el cambio en la fuente de abastecimiento

31 de marzo de 2025

genera un impacto significativo en ciudades como Bogotá, que históricamente recibían el gas desde los campos de producción en Casanare.

Transportar el gas desde Cartagena, donde se encuentra la terminal de regasificación, implica recorrer una mayor cantidad de tramos dentro del SNT, lo que incrementa considerablemente los costos de transporte y, en consecuencia, el valor final que pagan los consumidores. En el caso de Bogotá, transportar el gas desde Cusiana requiere de dos tramos únicamente (Cusiana-Apiay y Apiay-Usme). **Por el contrario, transportar el gas desde Cartagena requiere de 11 tramos** (Gráfico 8). Utilizando los costos por tramo del Gestor del Mercado de Gas, el costo de transportar el gas desde Cusiana a Bogotá es de USD \$1,8 por mil de pies cúbicos (mpc), mientras que traerlo desde Cartagena es de USD \$7,6 por mpc, es decir, más de cuatro veces el costo de transportarlo desde el Casanare.

Gráfico 8. Transporte de gas a Bogotá desde Cartagena y Cusiana



Fuente: Gestor del Mercado de Gas. Elaboración Corfi Colombiana. (a) Cartagena-Barranquilla; (b) Barranquilla-La Mami; (c) La Mami-Ballena; (d) Ballena-Barranca; (e) Barranca-Sebastopol; (f) Sebastopol-Vasconia; (g) Vasconia-La Belleza; (h) La Belleza-El Porvenir; (i) El Porvenir-Cusiana; (j) Cusiana-Apiay; (k) Apiay-Usme.

¿Cómo luce el sector de gas en el mediano plazo?

Bogotá fue una de las ciudades más afectadas por el reciente aumento en la tarifa del gas, debido a que en diciembre vencieron contratos de suministro que garantizaban el abastecimiento con producción nacional. **Ante la ausencia de oferta de gas en firme en el mercado local, la empresa comercializadora tuvo que recurrir al gas importado**, asumiendo los altos costos asociados tanto a su adquisición como a su transporte.

Si bien otras ciudades aún cuentan con contratos vigentes, a medida que estos finalicen, **las empresas comercializadoras que no han tenido que recurrir al mercado importado en 2024 eventualmente se verán obligadas a hacerlo**. Esto se debe a la continua reducción de la producción nacional de gas, lo que limita la disponibilidad del recurso en el mercado primario. Como resultado, en el corto y mediano plazo, el país enfrentará una mayor dependencia del gas importado, lo que presionará al alza los precios en la prestación de este servicio público.

En los próximos años, el mercado del gas en Colombia enfrentará una situación desafiante, la cual se vería profundizada por fenómenos climáticos. La UPME estima que en 2027, bajo un

31 de marzo de 2025

contexto de baja hidrología, la demanda no alcanzaría a ser cubierta con la importación de gas, dada la mayor demanda de termoeléctricas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica (Gráfico 5). Por tanto, resulta fundamental adoptar medidas oportunas para mitigar los efectos del desbalance entre oferta y demanda en el mediano y largo plazo.

En primer lugar, es indispensable ampliar la capacidad de producción local mediante la optimización de los proyectos existentes y el impulso a nuevas iniciativas. En este sentido, el desarrollo de los proyectos costa afuera (offshore) representa una oportunidad clave para fortalecer el abastecimiento interno y reducir la dependencia del gas importado. Según la UPME, los recursos offshore descubiertos C2 tienen un potencial de cubrir más del 50% de la demanda de gas a partir de 2031. Al respecto, el proyecto Sirius (antes Uchuva), ubicado en el Caribe, es el hallazgo más grande en tres décadas en el país. De acuerdo con Ecopetrol y Petrobras, las actividades de evaluación de los resultados de la perforación del pozo Sirius-2 confirman que los volúmenes de gas son mayores a 6 terapiés cúbicos de gas natural, con lo cual las reservas del recurso podrían aumentar en 200% al pasar de los 2,3 terapiés actuales.

Si bien el potencial de Sirius es enorme, este deberá surtir diversos trámites y procesos que, en el mejor de los casos, permitiría iniciar su producción comercial al cierre de 2029. Uno de los principales desafíos es superar 116 consultas previas requeridas. Otros proyectos existentes como Gorgon-Glaucus y Orca, en fase de evaluación, y Komodo-1, que recientemente obtuvo la licencia ambiental, pueden contribuir a la autosuficiencia de gas en Colombia. Sin embargo, estos proyectos, así como Sirius, en el mejor de los casos entrarían en operación hacia el cierre de la década.

Mientras los proyectos offshore entran en operación, el desbalance entre oferta y demanda deberá ser cubierto con gas importado. Por esta razón, es fundamental adoptar medidas regulatorias que permitan optimizar la contratación de este recurso. En particular, es necesario facilitar la suscripción de contratos de largo plazo para la importación de gas, lo que reduciría la volatilidad asociada a la exposición al mercado spot y brindaría mayor estabilidad en los costos de adquisición. Además, una mayor planificación en la contratación podría mejorar las condiciones de negociación para el país, permitiendo acceder a precios más competitivos y garantizar un suministro más seguro en el mediano plazo.

Si bien Colombia cuenta con la terminal de regasificación SPEC, **el país necesita ampliar su capacidad para responder de manera más eficiente a la creciente demanda de gas.** Actualmente, SPEC tiene una capacidad de regasificación de 450 millones de pies cúbicos diarios (Mpcd), lo que equivale al 43% de la demanda nacional de gas en 2024. Sin embargo, la mayor parte de esta capacidad está comprometida con las generadoras de energía térmica, dejando disponibles solo 50 Mpcd para el consumo esencial. Actualmente hay un plan de ampliación de la capacidad de la planta, cuya primera fase estaría lista en el segundo semestre de 2025 y la llevaría hasta 475 Mpcd. La segunda fase estaría terminada en el segundo semestre 2027 con un adicional de 58 Mpcd, para llevarla a un total de 533 Mpcd.

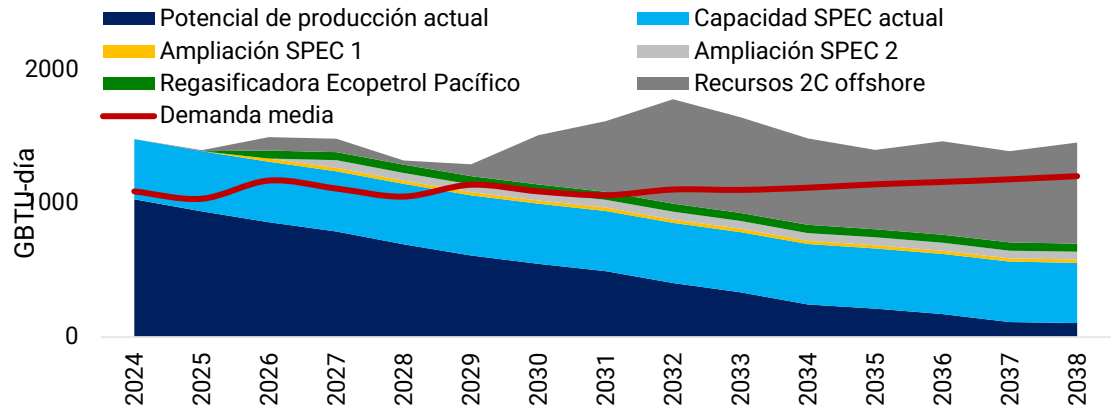
Recientemente, **Ecopetrol adjudicó un contrato para la regasificación de 60 Mpcd en el Pacífico.** Aunque se prevé que entre en operación en el segundo trimestre de 2026, su integración efectiva al sistema nacional enfrenta grandes desafíos, especialmente en materia de transporte¹³. En este sentido, es fundamental mejorar y ampliar la infraestructura de transporte de gas, no solo para garantizar la conexión del gas importado a través del Pacífico, sino también para optimizar la distribución del gas proveniente del Caribe colombiano. Esta

¹³ Adicionalmente, se enfrentan retos asociados a permisos ambientales y sociales, regulación vigente y a la complejidad de construcción del gasoducto que logre conectar el suministro al SNT.

31 de marzo de 2025

última región será clave en el abastecimiento futuro del país, ya que allí se ubican tanto la terminal SPEC como los proyectos offshore en desarrollo.

Gráfico 9. Potencial de oferta-demanda de gas en el mediano y largo plazo



Fuente: UPME, Ecopetrol y SPEC. Elaboración Corficolombiana.

Consideraciones finales

El desbalance de gas en el que nos encontramos nos está llevando a una nueva realidad: el gas será sostenidamente más caro. La necesidad de importar gas conlleva procesos adicionales, como licuefacción, transporte y regasificación, que elevan significativamente los costos y se reflejan en tarifas más altas para los usuarios. En este contexto, ciudades como Bogotá, Bucaramanga y Medellín han sido las más afectadas, registrando los mayores incrementos en sus facturas de gas. No obstante, este impacto se extenderá a más regiones del país a medida que venzan los contratos de suministro pactados años atrás. Ante la falta de oferta local firme, las comercializadoras de otras ciudades también deberán recurrir al mercado internacional, lo que provocará nuevos aumentos en las tarifas del servicio.

Si bien el desarrollo de los proyectos offshore representa una oportunidad para reducir la dependencia del gas importado, su producción es más costosa en comparación con la extracción en campos onshore tradicionales como Cusiana o Cupiagua. La exploración y explotación en aguas profundas requieren inversiones significativamente mayores, lo que se traduce en precios más altos para el consumidor final. **En cualquier caso, el gas barato que predominó en Colombia durante décadas será cosa del pasado.** En los próximos años, el país enfrentará una realidad diferente, en la que el costo del suministro de gas será más alto, ya sea por la importación o por la producción local en condiciones más exigentes.

Sin embargo, no hay gas más costoso que el que no se tiene. Garantizar el abastecimiento energético del país requiere de acciones concretas para ampliar tanto la capacidad de importación como la producción local. En este sentido, es fundamental acelerar los procesos regulatorios y logísticos para incrementar la infraestructura de regasificación y transporte. Al mismo tiempo, se deben agilizar los trámites y consultas previas necesarias para la entrada en operación de proyectos estratégicos como Sirius, que podrían aportar volúmenes significativos de gas en el futuro. Asimismo, como hemos insistido en ocasiones anteriores (ver [Crudo Panorama](#) en Informe Semanal – Febrero 4 de 2025) insistimos en permitir la firma de nuevos contratos de exploración de petróleo y gas, así como avanzar en la habilitación de proyectos piloto de exploración y producción en yacimientos no convencionales.

Equipo de investigaciones económicas

César Pabón Camacho

Director Ejecutivo de Investigaciones Económicas

(+57-601) 3538787 Ext. 70009

cesar.pabon@corfi.com

Macroeconomía y Mercados

Julio César Romero

Economista Jefe

(+57-601) 3538787 Ext. 70231

julio.romero@corfi.com

Gabriela Bautista

Analista Contexto Externo

(+57-601) 3538787 Ext. 70496

gabriela.bautista@corfi.com

Nicolas Cruz Walteros

Analista Economía Local

(+57-601) 3538787 Ext. 69973

nicolas.cruz@corfi.com

Felipe Espitia

Analista Senior Renta Fija

(+57-601) 3538787 Ext. 70495

felipe.espitia@corfi.com

Alejandra Gacha

Analista economías Sudamérica

(+57-601) 3538787 Ext. 69964

alejandra.gacha@corfi.com

Mateo Pardo

Analista economías Centroamérica

(+57-601) 3538787 Ext. 69628

mateo.pardo@corfi.com

Mariapaula Castañeda

Estudiante en práctica

(+57-601) 3538787 Ext. 70495

maria.castaneda@corfi.com

Análisis Financiero

Andrés Duarte

Director Renta Variable

(+57-601) 3538787 Ext. 70007

andres.duarte@corfi.com

Jaime Cárdenas

Analista de finanzas corporativas

(+57-601) 3538787 Ext. 69798

jaime.cardenas@corfi.com

Daniel Monroy

Analista de finanzas corporativas

(+57-601) 3538787 Ext. 69798

danielf.monroy@corfi.com

Análisis Sectorial y Sostenibilidad

Fabián Osorio Quintero

Director de Sectores y Sostenibilidad

(+57-601) 3538787 Ext. 69973

cristhian.osorio@corfi.com

Andrés Gallego

Analista de Sectores y Sostenibilidad

(+57-601) 3538787 Ext. 69973

andres.gallego@corfi.com

Dino Francisco Córdoba

Analista de Sectores y Sostenibilidad

(+57-601) 3538787 Ext. 70495

dino.cordoba@corfi.com

30 de marzo de 2025

ADVERTENCIA

El presente informe fue elaborado por el área de Investigaciones Económicas de Corficolombiana S.A. ("Corficolombiana") y el área de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa S.A. Comisionista de Bolsa ("Casa de Bolsa"). Este informe y todo el material que incluye, no fue preparado para una presentación o publicación a terceros, ni para cumplir requerimiento legal alguno, incluyendo las disposiciones del mercado de valores.

La información contenida en este informe está dirigida únicamente al destinatario de la misma y es para su uso exclusivo. Si el lector de este mensaje no es el destinatario del mismo, se le notifica que cualquier copia o distribución que se haga de éste se encuentra totalmente prohibida. Si usted ha recibido esta comunicación por error, por favor notifique inmediatamente al remitente.

La información contenida en el presente documento es informativa e ilustrativa. Corficolombiana y Casa de Bolsa no son proveedores oficiales de precios y no extienden ninguna garantía explícita o implícita con respecto a la exactitud, calidad, confiabilidad, veracidad, integridad de la información presentada, de modo que Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna por los eventuales errores contenidos en ella. Las estimaciones y cálculos son meramente indicativos y están basados en asunciones, o en condiciones del mercado, que pueden variar sin aviso previo.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO FUE PREPARADA SIN CONSIDERAR LOS OBJETIVOS DE LOS INVERSIONISTAS, SU SITUACIÓN FINANCIERA O NECESIDADES INDIVIDUALES, POR CONSIGUIENTE, NINGUNA PARTE DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO PUEDE SER CONSIDERADA COMO UNA ASESORÍA, RECOMENDACIÓN PROFESIONAL PARA REALIZAR INVERSIONES EN LOS TÉRMINOS DEL ARTÍCULO 2.40.1.1.2 DEL DECRETO 2555 DE 2010 O LAS NORMAS QUE LO MODIFIQUEN, SUSTITUYAN O COMPLEMENTEN, U OPINIÓN ACERCA DE INVERSIONES, LA COMPRA O VENTA DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS O LA CONFIRMACIÓN PARA CUALQUIER TRANSACCIÓN. LA REFERENCIA A UN DETERMINADO VALOR NO CONSTITUYE CERTIFICACIÓN SOBRE SU BONDAD O SOLVENCIA DEL EMISOR, NI GARANTÍA DE SU RENTABILIDAD. POR LO ANTERIOR, LA DECISIÓN DE INVERTIR EN LOS ACTIVOS O ESTRATEGIAS AQUÍ SEÑALADOS CONSTITUIRÁ UNA DECISIÓN INDEPENDIENTE DE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES, ESTUDIOS Y EVALUACIONES.

El presente informe no representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún valor y/o instrumento financiero y tampoco es un compromiso por parte de Corficolombiana y/o Casa de Bolsa de entrar en cualquier tipo de transacción.

Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna frente a terceros por los perjuicios originados en la difusión o el uso de la información contenida en el presente documento.

Certificación del analista

EL(LOS) ANALISTA(S) QUE PARTICIPÓ(ARON) EN LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME CERTIFICA(N) QUE LAS OPINIONES EXPRESADAS REFLEJAN SU OPINIÓN PERSONAL Y SE HACEN CON BASE EN UN ANÁLISIS TÉCNICO Y FUNDAMENTAL DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA, Y SE ENCUENTRA(N) LIBRE DE INFLUENCIAS EXTERNAS. EL(LOS) ANALISTA(S) TAMBIÉN CERTIFICA(N) QUE NINGUNA PARTE DE SU COMPENSACIÓN ES, HA SIDO O SERÁ DIRECTA O INDIRECTAMENTE RELACIONADA CON UNA RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ESPECÍFICA PRESENTADA EN ESTE INFORME.

Información de interés

Algún o algunos miembros del equipo que participó en la realización de este informe posee(n) inversiones en alguno de los emisores sobre los que está efectuando el análisis presentado en este informe, en consecuencia, el posible conflicto de interés que podría presentarse se administrará conforme las disposiciones contenidas en el Código de Ética aplicable.

CORFICOLOMBIANA Y CASA DE BOLSA O ALGUNA DE SUS FILIALES HA TENIDO, TIENE O POSIBLEMENTE TENDRÁ INVERSIONES EN ACTIVOS EMITIDOS POR ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O SUS FILIALES, DE IGUAL FORMA, ES POSIBLE QUE SUS FUNCIONARIOS HAYAN PARTICIPADO, PARTICIPEN O PARTICIPARÁN EN LA JUNTA DIRECTIVA DE TALES EMISORES.

Las acciones de Corficolombiana se encuentran inscritas en el RNVE y cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, por lo tanto, algunos de los emisores a los que se hace referencia en este informe han, son o podrían ser accionistas de Corficolombiana. Corficolombiana hace parte del programa de creadores de mercado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, razón por la cual mantiene inversiones en títulos de deuda pública, de igual forma, Casa de Bolsa mantiene este tipo de inversiones dentro de su portafolio.

ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O ALGUNA DE SUS FILIALES HAN SIDO, SON O POSIBLEMENTE SERÁN CLIENTES DE CORFICOLOMBIANA, CASA DE BOLSA, O ALGUNA DE SUS FILIALES.

Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.