



Superservicios

Informe de Análisis de Formación de Precios del Gas Natural en Colombia

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible
2026



Observatorio
SUPERSERVICIOS

Comité Directivo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Felipe Durán Carrón

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Omar Camilo López López

Asesor – Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible

Tatiana Alejandra Quintero Barrera

Director Técnico de Gestión de Gas Combustible

Jesús Edgardo Chaparro Fonseca

Coordinador de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas

Manuel Gustavo Vergara Murillo

Equipo de Trabajo

Luis Mosquera Linares

Pedro Bautista Karduss

Eric González Fontalvo

Manuel García Lancheros

Equipo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Líder Técnico y Metodológico

Edwin Jair Ramírez Charry

Experto Delegado de Energía y Gas

Luis Javier Mosquera Linares

Gestora del Proyecto de Inversión del Observatorio

Angie Katherine Lancheros Rodríguez

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	6
2. CONTEXTO DEL MERCADO DE GAS EN COLOMBIA: DEL SUPERÁVIT A LA ESTRECHEZ Y EL PAPEL DE LA IMPORTACIÓN.....	9
2.1 Periodo de abundancia relativa, percepción de autosuficiencia y primeras señales de estrechez.	9
2.2 Construcción y operación de la infraestructura de importación (2010–2022).....	13
2.3 Impacto del mercado internacional y mayor uso del GNL (2022–2024).	15
2.4 Implicaciones estructurales para el mercado interno colombiano.....	16
3. ANÁLISIS NORMATIVO ACTUAL E HISTÓRICO.....	20
3.1 El Marco de Libre Negociación y el RUT (1999-2013)	21
3.2 La Consolidación del Mercado Mayorista y las Subastas (Res. 114 de 2017)	21
3.3 La Transición hacia la Estrechez y la Flexibilización (2020-2025)	21
3.4 Principales normas relacionadas con el precio del suministro de gas natural en orden cronológico.	23
4. ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL.....	25
4.1 Mercado Primario.....	25
4.1.1 Ecopetrol:	26
4.1.2 Wattle Petroleum Company:.....	27
4.1.3 Nikoil Energy Corporation	27
4.1.4 Verano Energy	28
4.1.5 Petróleos Sudamericanos (Petrosud)	28
4.1.6 Interoil Colombia Exploración y Producción	28
4.1.7 CNEOG Colombia y CNE Oil and Gas	29
4.1.8 María Conchita Gas Sociedad por Acciones Simplificada	29
4.1.9 Frontera Energy Colombia Corp.:	29

4.1.10	CNE OIL & GAS S.A.S.:	30
4.1.11	Lewis Energy Colombia, Inc.:	30
4.2	Patrones transversales.....	31
5.	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.....	37
6.	REFERENCIAS.....	41



Superservicios



1.

Introducción



1. INTRODUCCIÓN

El presente informe busca dar una perspectiva, desde las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, con énfasis en enfocar la resolución en pro de los usuarios sobre la formación del precio en el mercado primario de gas natural. Para lo anterior, se busca examinar la tendencia del abastecimiento y su incidencia con las tendencias de precios en el mercado primario de gas natural. Posteriormente, se examina el régimen regulatorio actual que dicta las reglas en el mercado mayorista de gas natural. Adicionalmente, se realizaron requerimientos a las empresas productoras de gas natural, con el fin de examinar directamente su respuesta ante cuál es su mecanismo de conformación del precio del mercado mayorista.

Como tendencia para el abastecimiento, se explica cómo el mercado de gas natural en Colombia ha experimentado una transformación profunda, transitando de una era de **autosuficiencia y exportación** (2000-2015), sustentada en grandes yacimientos como Cusiana y Chuchupa, hacia un escenario de **estrechez estructural** y dependencia de las importaciones. Este cambio ha sido impulsado por la declinación natural de los campos maduros, la reducción del factor de reservas (R/P) a solo **4.9 años** y eventos climáticos como El Niño, que han obligado a la terminal de regasificación SPEC LNG a pasar de ser un respaldo ocasional a un pilar estratégico del suministro. La convergencia entre una producción fiscalizada a la baja y una demanda creciente ha disparado la relevancia del gas natural licuado (GNL), cuyo uso aumentó un **2546% en 2023**, vinculando los precios internos a la volatilidad del índice internacional Henry Hub. En este contexto, la seguridad energética de la nación depende ahora de una gestión crítica que combine el desarrollo de proyectos *offshore*, la optimización de la infraestructura de transporte y la posible reactivación de las conexiones con Venezuela para mitigar el déficit proyectado hacia finales de la década.

En este sentido, se examina el régimen del mercado mayorista de gas natural, para examinar cómo se llegó a los objetivos regulatorios actuales – tratar de garantizar el abastecimiento de gas natural a precios bajos, en un contexto de baja producción con relación a la demanda. En este sentido, el sector de gas natural en Colombia atraviesa

una transición crítica, pasando de un modelo histórico de autosuficiencia y superávit a un escenario de déficit estructural debido al agotamiento de las reservas. Ante esta realidad, el marco normativo ha evolucionado desde la libre negociación y subastas de abundancia (Resoluciones CREG 071 de 1999 y 114 de 2017) hacia un esquema de flexibilidad extrema consolidado en la **Resolución CREG 102 015 de 2025**, la cual prioriza la demanda esencial e integra el gas importado como un componente permanente y ya no ocasional del suministro. Esta transformación regulatoria busca mitigar el alza de precios y garantizar la seguridad energética mediante la optimización del mercado secundario y la adaptación de la infraestructura, convirtiendo al regulador en un facilitador de la resiliencia frente a la caída de la producción interna.

El análisis de los mecanismos de fijación de precios del gas natural en Colombia revela un mercado predominantemente desregulado, donde la mayoría de los agentes opera bajo el régimen de **libertad vigilada**, determinando el valor de la molécula mediante la interacción directa entre oferta y demanda. Mientras que actores mayoritarios como **Ecopetrol** emplean estrategias de valor de mercado basadas en la calidad del fluido y la ubicación del nodo, y empresas como **Interoil** aplican fórmulas matemáticas indexadas, la tendencia general se centra en la negociación bilateral y el monitoreo de referentes externos. Entre las variables críticas que configuran el precio final destacan los **costos operativos** (deshidratación, compresión y regalías), la **modalidad contractual** (firme vs. interrumpible) y el uso del **gas importado como techo de precio**. En última instancia, la formación del precio no solo busca la suficiencia financiera para cubrir inversiones en exploración y desarrollo, sino que actúa como un mecanismo de equilibrio sensible a la infraestructura logística del Sistema Nacional de Transporte y al uso eficiente de la oferta disponible.



Superservicios



2.

**Contexto del mercado
de gas en Colombia:
del superávit a la
estrechez y el papel de
la importación.**

2. CONTEXTO DEL MERCADO DE GAS EN COLOMBIA: DEL SUPERÁVIT A LA ESTRECHEZ Y EL PAPEL DE LA IMPORTACIÓN.

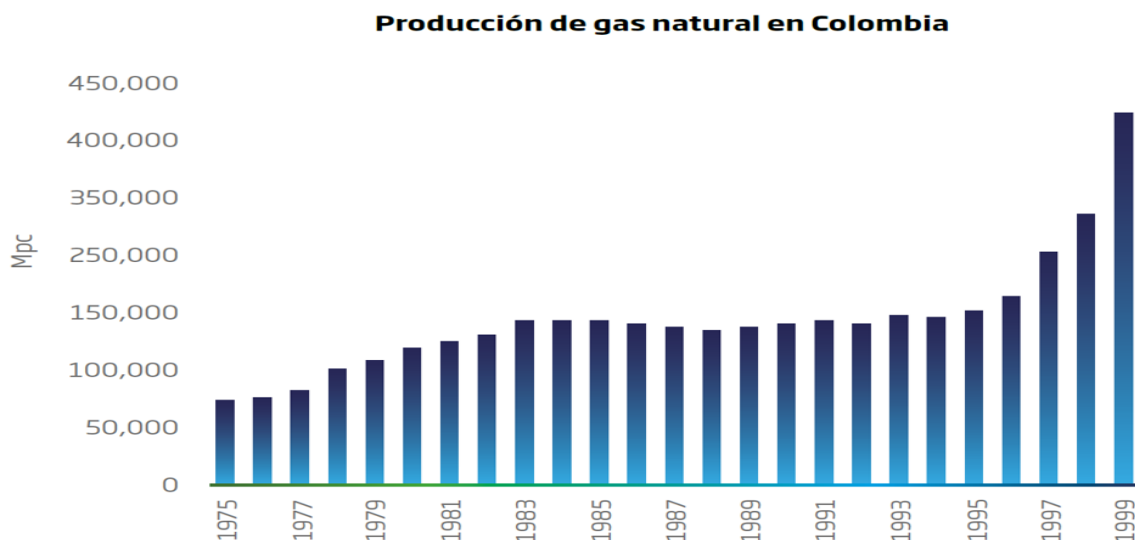
2.1 Periodo de abundancia relativa, percepción de autosuficiencia y primeras señales de estrechez.

Durante la primera década del siglo XXI, el mercado de gas natural en Colombia se caracterizó por una situación de relativa abundancia en la oferta, producto del desarrollo de importantes campos de gas en La Guajira y en la cuenca de los Llanos Orientales. Históricamente, el abastecimiento del país estuvo sustentado principalmente en los campos guajiros como Chuchupa y Ballena, desarrollados desde las décadas de 1970 y 1980 por Ecopetrol en asociación con Chevron.

Posteriormente, el descubrimiento y desarrollo de los campos de los Llanos Orientales, como Cusiana (descubierto en 1988) y Cupiagua (descubierto en 1992), consolidó la seguridad energética del país durante las décadas siguientes. Estos campos comenzaron a producir comercialmente gas en la segunda mitad de los años noventa, aportando volúmenes significativos al Sistema Nacional de Transporte - SNT.

Para finales del siglo pasado comenzaba la importante producción de los llanos orientales, con un 95% de gas natural que se reinyectaba; 1,9 millones de usuarios, ubicados en 157 municipios, contaban con el servicio de gas natural y consumían un total de 490 Mpcd; 5.472 vehículos convertidos a GNV, que se abastecían en 22 estaciones de servicio ubicadas principalmente en la Costa Atlántica.

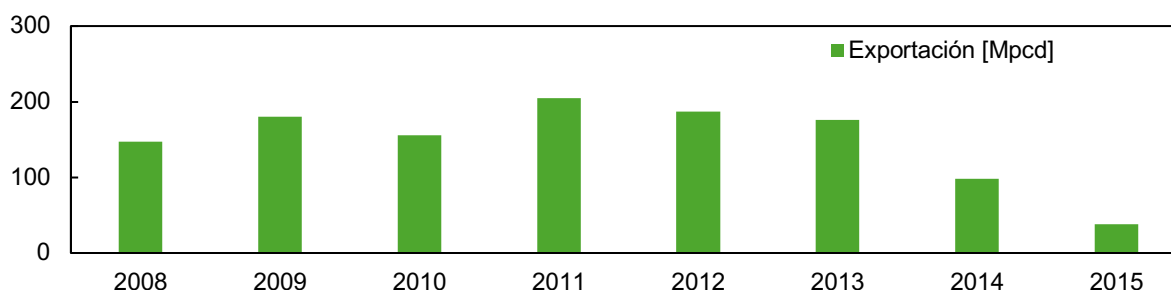
Figura 1. Producción de gas natural en Colombia de 1975 a 1999



Fuente: Informe del Sector del Gas Natural en Colombia – Promigas Edición 2000

Entre 2005 y 2012, Colombia mantuvo una percepción de autosuficiencia gasífera respaldada por reservas relativamente estables y contratos bilaterales de largo plazo. Tan evidente fue esta época de holgura que, a finales de 2007, Colombia logró consolidarse como exportador de gas natural hacia Venezuela con la inauguración del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. Este proyecto, diseñado originalmente como un acuerdo binacional de suministro en dos fases, la primera fase permitió enviar los excedentes de producción del campo Ballena hacia el occidente venezolano, materializando un punto máximo de la abundancia gasífera nacional y la segunda fase esperaba utilizar el gasoducto de manera recíproca para recibir gas de Venezuela. A continuación, se presentan los volúmenes de gas natural exportados a Venezuela a través del gasoducto durante el período de 2008 a 2015.

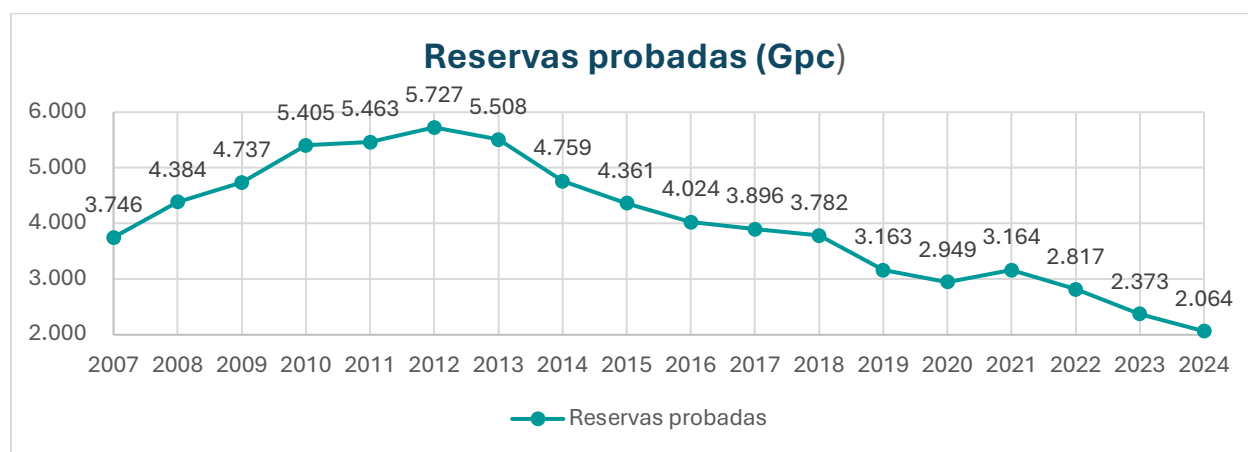
Figura 2. volúmenes de gas exportados a Venezuela a través del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.



Fuente: Promigas; elaboración propia.

Sin embargo, es imperativo precisar que la vulnerabilidad energética del país no es un evento sobrevenido, sino el resultado de tendencias que se han consolidado durante la última década. Como puede observarse en la figura 3, desde el 2012¹ inició de manera sostenida la reducción de las reservas probadas. Este hito marcó el comienzo de una fase de descapitalización del recurso que no fue compensada con hallazgos de similar magnitud en el corto plazo.

Figura 3. Reservas probadas de gas natural en Colombia desde 2007 a 2024

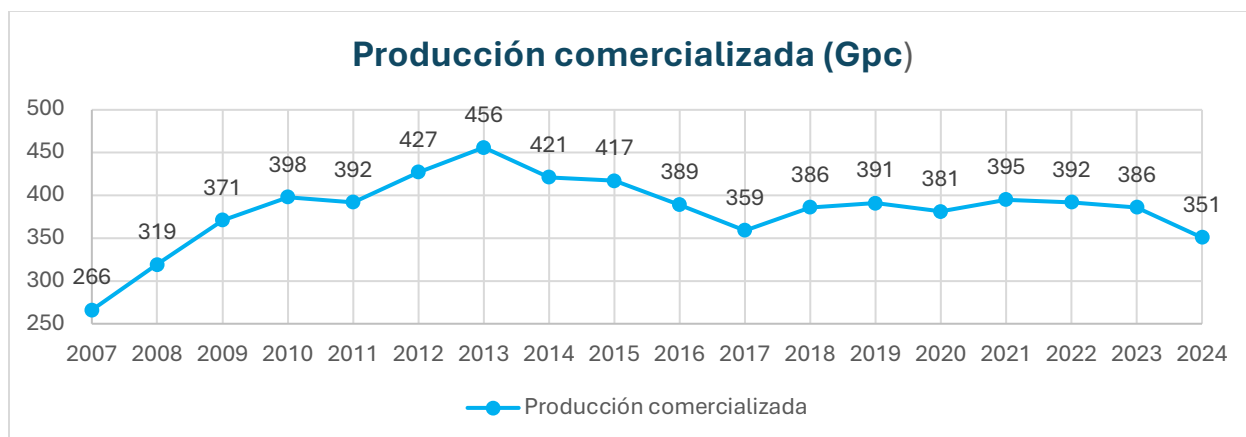


Elaboración propia. Fuentes: 2007 Ecopetrol, 2008-2024 ANH e Informe del sector Promigas

A este fenómeno se sumó el alto crecimiento que traía la **Producción Comercializada** y que, a pesar de que empezó a mostrar una tendencia decreciente a partir del año 2013 resultante del cambio de matriz energética por parte del sector industrial, el consumo continuó presionando un inventario que ya venía en retroceso, no detuvo la tendencia de reducción del factor R/P.

Figura 4. Producción comercializada de gas natural en Colombia desde 2007 a 2024

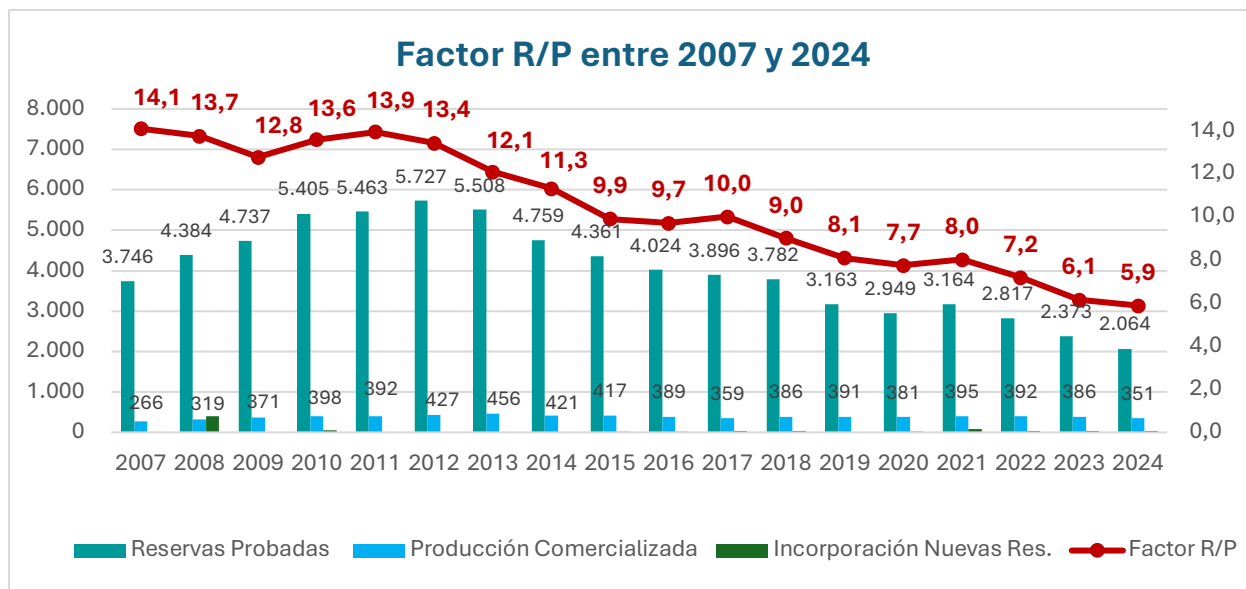
¹ <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
<https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>



Elaboración propia. Fuentes: 2007 Ecopetrol, 2008-2024 ANH e Informe del sector Promigas

El **Factor R/P (Relación Reservas / Producción)** es el verdadero termómetro de la sostenibilidad. Para una planeación energética efectiva, el indicador más relevante es el Factor R/P. Este parámetro técnico indica la cantidad de años para los que alcanzan las reservas probadas bajo el supuesto de que tanto estas como la producción comercializada se mantengan constantes.

Figura 5. Factor R/P (Reservas / Producción) de gas natural desde 2007 a 2024



Elaboración propia. Fuentes: 2007 Ecopetrol, 2008-2024 ANH e Informe del sector Promigas

La figura 5 indica que en el 2007 las reservas probadas alcanzaban hasta el 2021 si la producción comercializada se mantenía constante, en el 2011 hasta el 2025 y así sucesivamente.

2.2 Construcción y operación de la infraestructura de importación (2010–2022).

Ante la posibilidad de eventos de escasez en escenarios de alta demanda, el gobierno colombiano comenzó a diseñar mecanismos de seguridad de suministro. Un factor determinante fue el impacto del fenómeno de El Niño de 2015–2016, que redujo significativamente la generación hidroeléctrica y aumentó la demanda de gas para generación térmica.

Desde mediados de 2015, cuando se dieron por terminadas las exportaciones de gas de Colombia a Venezuela, el país quedó a la espera de que estos flujos se revirtieran y así poder incorporar ciertas cantidades de gas a la oferta nacional. El inicio de estas importaciones se fue dilatando en el transcurso de los años por diferentes motivos expuestos por el Gobierno venezolano y su estatal PDVSA. Algunos motivos, primero los aspectos climáticos (fenómeno de El niño), después técnicos y por último la ruptura de las relaciones diplomáticas y comerciales entre los dos gobiernos a mediados de febrero de 2019, restablecidas en agosto de 2022.

Como respuesta preventiva, el país impulsó el desarrollo de infraestructura para importación de gas natural licuado (GNL). En 2016 entró en operación la terminal de regasificación del Caribe en Cartagena operada por la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG). La terminal tiene una capacidad de almacenamiento de 170.000 m³ de GNL y de 400 Mpcd en operación estándar a 533 Mpcd en capacidad instalada máxima, y fue concebida inicialmente como un seguro energético para el sector eléctrico. En este contexto, la terminal de Cartagena pasó de ser un mecanismo de respaldo ocasional a convertirse en un componente estructural de la seguridad energética nacional.

Por otra parte, y como respuesta complementaria, Ecopetrol² avanzó en el desarrollo de proyectos costa afuera, los cuales podrían contener hasta 70 TCF de recursos prospectivos, frente a los 2,3 TCF de reservas probadas, con que cuenta el país. Mientras dichos recursos se desarrollan, la compañía trabaja en soluciones de importación que garanticen la seguridad energética nacional. Desde 2024, adelantó procesos públicos y competitivos. En el caso del Pacífico, se recibieron 18 manifestaciones de interés y 8 ofertas vinculantes. Como resultado, se adjudicaron a la empresa PIO S.A.S, servicios de

² <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/comunicado-sobre-el-proceso-para-contratar-servicio-de-regasificacion-en-el-caribe-colombiano>

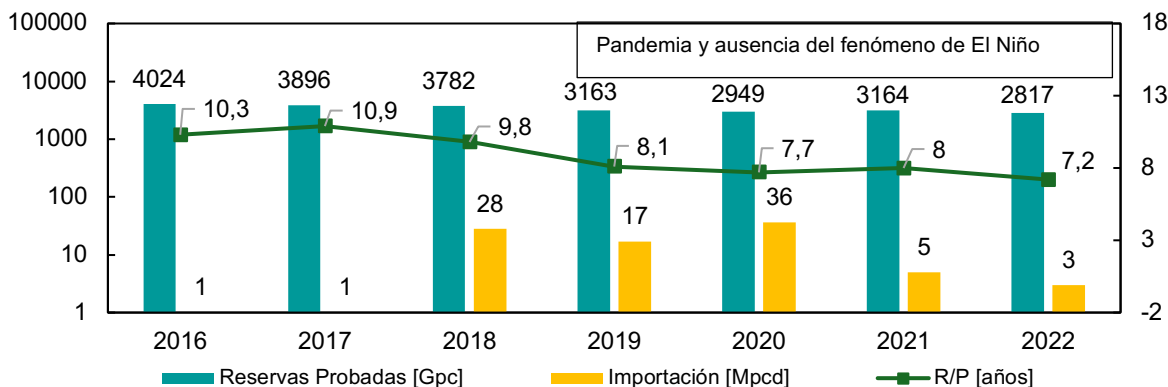
almacenamiento, transporte y regasificación en Buga, por 60 millones de pies cúbicos día (MPCD). Este proyecto entrará en operación en agosto de 2026. En paralelo, Ecopetrol impulsa un portafolio de energías renovables con el fin de liberar gas utilizado actualmente en generación térmica. En el primer semestre de 2025, la compañía lanzó un proceso de Requerimiento de Información (RFI) no vinculante, con el objetivo de recibir propuestas sobre nuevas unidades de regasificación y evaluar su posible ubicación en infraestructura del Grupo Ecopetrol, principalmente en zonas como Ballena (La Guajira) y Coveñas (Sucre).

En el sondeo de Mercado 42 empresas principalmente internacionales manifestaron interés y 20 empresas respondieron el cuestionario y enviaron su propuesta. Para dar continuidad al sondeo de mercado iniciado en enero 2025, Ecopetrol avanzó en trámites normativos y permisos, con la constitución de la compañía como empresa de servicios públicos domiciliarios para importar gas natural, con obtener el concepto de la ANLA sobre la no exigencia de un nuevo licenciamiento ambiental en las dos posibles locaciones (Coveñas y La Guajira), dado que ambas cuentan con licencias vigentes y operaciones de carga, descarga y almacenamiento de hidrocarburos, entre otros trámites.

A partir de 2017, diversos análisis de planificación energética comenzaron a señalar que el país se dirigía hacia un escenario de mayor estrechez en la oferta de gas natural. Informes de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) evidenciaron declinación progresiva de campos maduros, incremento sostenido de la demanda y retrasos en el desarrollo de nuevos proyectos.

A continuación, se presentan evidencias de inicio de operación de la regasificadora y los volúmenes de importación tratados por la empresa. En los años 2021 y 2022, dada la ausencia de fenómenos de El Niño, las necesidades de importar GNL a través de la planta de regasificación de SPEC LNG fueron mínimas. En 2020, los efectos del Covid-19 hicieron retroceder el total del gas natural consumido en el país a un volumen cercano al de tres años atrás. Los sectores termoeléctrico y residencial fueron los únicos que observaron crecimientos positivos en el año de pandemia. Adicionalmente, durante ese periodo, las reservas probadas continuaron mostrando una tendencia decreciente en términos de años de autosuficiencia, bajando de 8 a 5.9 años entre 2021 y 2024.

Figura 6. Inicio de operaciones regasificadora y volúmenes de gas natural importados.



Fuente: ANH y Promigas; elaboración propia.

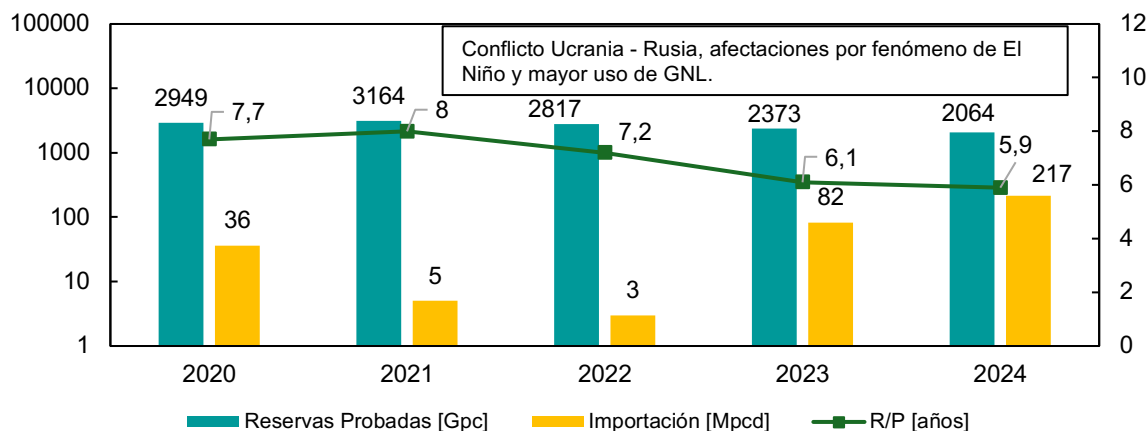
Durante este periodo surgieron expectativas sobre nuevos descubrimientos costa afuera en el Caribe colombiano, particularmente descubrimientos realizados por Ecopetrol y Shell como Purple Angel (2017) y Uchuva (2022), posteriormente Sirius-2 (2024) con 6 TPC, el más grande de la historia de Colombia que se espera inicie operación comercial en 2030 y Copoazú-1 (2026) por descubrimientos de Ecopetrol y Petrobras.

2.3 Impacto del mercado internacional y mayor uso del GNL (2022–2024).

El mercado global de gas experimentó una profunda transformación tras la invasión rusa a Ucrania en 2022. Este evento generó una reconfiguración del comercio internacional de GNL, con Europa aumentando significativamente su demanda. Para países importadores o parcialmente dependientes del GNL como Colombia, esto implicó mayores costos marginales de abastecimiento y mayor volatilidad en los precios internacionales del gas.

A continuación, se presenta el incremento de los volúmenes importados de gas natural principalmente por las afectaciones presentadas en el país por el fenómeno de El Niño, igualmente la continua disminución del factor R/P a 5.9 años para 2024. A partir de 2022 a 2024 se presentó un incremento de los volúmenes de gas importados mayores al doble que en el periodo anterior.

Figura 7. Incremento de la demanda de gas natural importado de 2022 a 2024.



Fuente: ANH y Promigas; elaboración propia.

Un mayor suministro de gas natural en 2023 se sustentó en volúmenes de GNL importados, los cuáles fueron incorporados a través de la regasificadora y alcanzaron los 82 Mpcd, para un crecimiento de 2546% con respecto a 2022 (PROMIGAS, 2024). En julio de 2023, hizo su aparición el fenómeno de El Niño, y se desarrolló rápidamente a partir de agosto, el cuál presentó una intensidad moderada en septiembre y alcanzó su punto máximo en el primer trimestre de 2024, cuando el nivel de los embalses donde operan las hidroeléctricas llegó a mínimos históricos. De acuerdo con cifras, la terminal de regasificación alcanzó récords de operación en abril de 2024 entregando al grupo de generación térmica hasta 450 Mpcd de gas natural. Para 2024 el incremento de volumen de gas importado con respecto a 2023 fue del 164,63%.

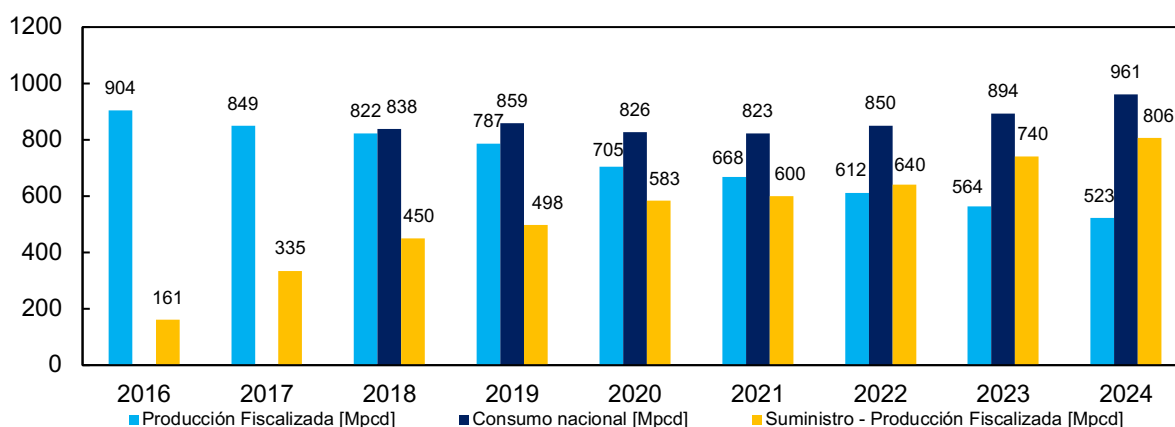
Diversos escenarios de planificación energética plantean que, sin la incorporación de nuevos proyectos de producción o infraestructura adicional, el país podría experimentar déficits estructurales de gas hacia finales de la década.

2.4 Implicaciones estructurales para el mercado interno colombiano.

La convergencia entre reducción de reservas que inició en el año 2012 y el crecimiento de la demanda que se suspendió en el año 2013, ha generado un escenario de mayor estrechez en el mercado de gas colombiano. Según informes del Gestor del Mercado del Gas Natural en Colombia – GMGNC, el dato anual de suministro de gas natural se refiere a la provisión de este recurso energético en el país actualmente para consumo interno, y se compone de la producción nacional y las importaciones. Por lo anterior, se muestra

una continua disminución de la producción fiscalizada en contraste con un constante incremento en el consumo nacional. Al incluir la variable de diferencia entre suministro y de producción fiscalizada se observa un incremento constante anual del componente de las importaciones para la provisión del consumo interno. Cabe observar, que en 2022 el valor anual del componente de las importaciones en el suministro superó el valor de producción fiscalizada.

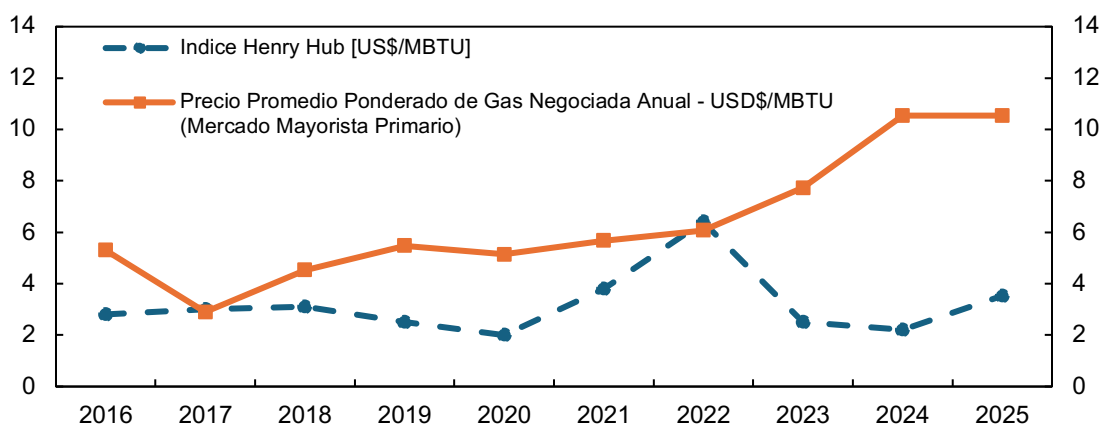
Figura 8. Producción Fiscalizada vs Consumo Nacional de 2016 a 2024.



Fuente: ANH, Promigas y GMGNC; elaboración propia.

En el gráfico se presenta el precio promedio ponderado por cantidades de energía negociada durante 2016 a 2024 en el mercado primario del mercado mayorista presentado en el informe de divulgación del GMGNC versus el índice Henry Hub para el precio del gas natural en el mercado internacional, ambos valores expresados en USD/MBTU. El precio promedio del gas natural en el mercado primario ha venido incrementando ligeramente desde 2017, sin embargo, si se observa un incremento mayor de ese valor desde el año de 2022 a 2024. Para 2025, según el informe regulatorio de divulgación anual del GMGN, el precio ponderado del gas natural negociado en el mercado primario mayorista en Colombia se ubicó en 12,54 USD/MBTU, manteniéndose sin cambios frente a 2024. Por su parte, de acuerdo con la Administración de Información Energética de Estados Unidos, el precio mayorista del gas natural referenciado al índice Henry Hub, promedió 3,52 USD/MBTU en 2025. Este nivel representó un aumento del 56% respecto al promedio anual de 2024, evidenciando un incremento significativo del precio internacional tras el bajo valor del año anterior.

Figura 9. Precio Promedio Ponderado de Gas Negociado vs Índice Henry Hub de 2016 a 2025.



Fuente: Promigas y GMGN; elaboración propia.

Actualmente el mercado de gas colombiano se encuentra en una fase de transición estructural caracterizada por oferta doméstica en declinación relativa, incremento de la demanda energética, dependencia creciente de importaciones de GNL y expectativas sobre desarrollo de producción de gas offshore.

En este contexto, se convierten en elementos claves para la seguridad energética la infraestructura de importación de GNL, la incorporación de volúmenes en campos de prueba y en desarrollo, el uso eficiente de excedentes contractuales en el mercado secundario y la opción de recuperación de la infraestructura de transporte ya construida en acuerdos con Venezuela para la reversión de flujos.

De cara al futuro, el equilibrio del mercado dependerá del incremento de la producción nacional, la expansión y/o recuperación de la infraestructura de transporte e importación, la gestión y control de la comercialización del mercado de precios colombiano, y el papel del gas natural dentro de la transición energética.



Superservicios



3.

**Análisis normativo
actual e histórico.**

3. ANÁLISIS NORMATIVO ACTUAL E HISTÓRICO.

En línea con lo anterior, el sector de gas natural en Colombia enfrenta un cambio en su sistema de abastecimiento de combustibles, transitando de un escenario histórico de superávit y autosuficiencia hacia una condición de estrechez y déficit estructural. Esta transformación ha sido desencadenada por la acelerada reducción de la producción interna y consecuencia directa de la disminución en las reservas probadas. Ante la falta de capacidad de la oferta local para cubrir la creciente demanda nacional, el sistema se ha visto obligado a depender de la importación de gas natural y de la optimización del mercado secundario mediante el uso eficiente de excedentes contractuales.

El marco normativo ha evolucionado para responder a esta crisis. Mientras que la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT) y la Resolución CREG 114 de 2017 se diseñaron para un mercado de abundancia enfocado en el acceso abierto y la eficiencia comercial, la regulación actual ha tenido que virar hacia la flexibilidad extrema para evitar el desabastecimiento. Un hito en esta transición es la Resolución CREG 102 015 de 2025, la cual reemplazó las resoluciones anteriores con el objetivo de flexibilizar la comercialización en los mercados mayorista y secundario de gas natural, mejorando la transparencia informativa con el apoyo de los indicadores que elabora el Gestor del Mercado y priorizando la demanda esencial. Esta medida busca eliminar las barreras que impedían a los comercializadores internacionales ofrecer contratos de largo plazo, reconociendo que el gas importado ya no es un respaldo ocasional, sino un componente esencial de la canasta energética.

Bajo la guía del Decreto 1073 de 2015 y la Agenda Regulatoria 2026, el presente informe analiza cómo los cambios normativos recientes intentan mitigar la presión alcista en los precios del suministro, en un contexto de estrechez. El análisis se centra en las estrategias de "precios justos" y seguridad energética propuestas por el Gobierno, que incluyen la adaptación de la infraestructura existente y el fomento de la competencia en un mercado que hoy depende de la gestión eficiente de cada molécula disponible.

En respuesta directa a la reducción en la disponibilidad física del recurso, la regulación del mercado mayorista de gas natural en Colombia ha evolucionado. Esta trayectoria se puede dividir en tres etapas fundamentales que marcan el paso de un mercado de abundancia a uno de gestión de oferta limitada.

3.1 El Marco de Libre Negociación y el RUT (1999-2013)

En sus inicios, el modelo se fundamentó en la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT). Bajo este esquema, el precio del suministro no estaba regulado por fórmulas rígidas, sino que se confiaba en la libre negociación entre las partes. En un contexto donde la producción nacional superaba con creces la demanda, el papel del regulador era garantizar la transparencia y el acceso abierto al transporte. La liberación de derechos de suministro en el mercado secundario era un proceso sencillo donde el precio se pactaba libremente, reflejando un mercado de compradores con múltiples opciones de abastecimiento.

3.2 La Consolidación del Mercado Mayorista y las Subastas (Res. 114 de 2017)

Con la necesidad de organizar mejor las transacciones y proteger a la demanda regulada, surgió la Resolución CREG 114 de 2017 (que compiló la Res. 089 de 2013). Este periodo representó el auge de la comercialización estructurada:

- Comercialización por Campos: Se establecieron mecanismos de subasta obligatorios para los productores con excedentes en campos específicos.
- Tipología de Contratos: Se crearon productos de largo plazo (como los contratos firmes o con opción de compra) diseñados para un escenario donde el riesgo principal era la asignación eficiente de la abundancia entre generadores térmicos e industria.
- El Gestor del Mercado: Bajo el Decreto 1073 de 2015, se centralizó la información operativa y transaccional, permitiendo que el mercado secundario funcionara como una válvula de escape para los excedentes de los contratos de suministro actuales.

3.3 La Transición hacia la Estrechez y la Flexibilización (2020-2025)

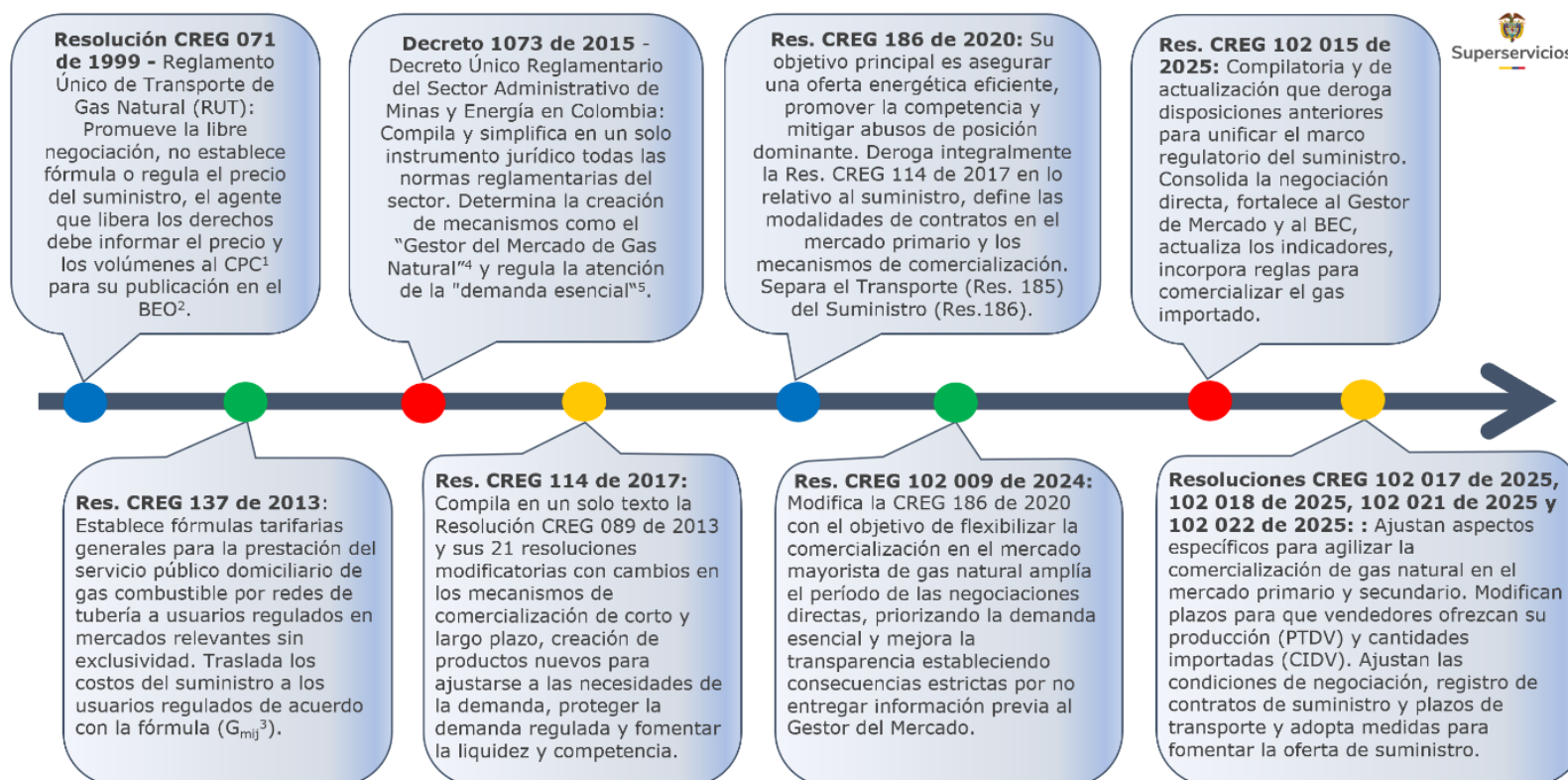
A partir de 2020, la realidad geológica del país cambió. La reducción sostenida de las reservas probadas y la falta de nuevos hallazgos comerciales de gran escala (offshore o yacimientos no convencionales en tierra) transformaron el mercado. La normativa tuvo que reaccionar:

- Resolución CREG 186 de 2020: Empezó a introducir ajustes para dar mayor dinamismo a la comercialización ante la menor disponibilidad de gas firme.
- El giro hacia la importación (Res. 102 018 de 2025): La normativa más reciente reconoce que el gas nacional ya no es suficiente. El cambio fundamental entre la Res. 114 de 2017 y la Res. 102 018 de 2025 radica en la flexibilidad contractual. Mientras antes se exigían estándares rigurosos de cumplimiento para todos, hoy se permiten "eventos eximentes de responsabilidad" más amplios para el gas importado.

Esta evolución demuestra que el regulador ha pasado de ser un árbitro en un mercado de excedentes a convertirse en un facilitador de la resiliencia energética, permitiendo que el gas importado y el uso eficiente de excedentes en el mercado secundario compensen la caída de la producción interna para evitar un racionamiento de la demanda esencial.

3.4 Principales normas relacionadas con el precio del suministro de gas natural en orden cronológico.

Figura 10: Evolución de la regulación sobre el precio del suministro de 1999 a 2025



¹CPC: Centro Principal de Control.

²BEO: Boletín Electrónico de Operaciones.

³ G_{mij} : Costo promedio unitario en \$/m³ de la compra de gas combustible para usuarios regulados en el mes m, en el mercado relevante i y atendido por el comercializador j, declarado anualmente (precio y cantidad en MBTUD para cada mercado regulado) por el comercializador a la SSPD o al Gestor del Mercado.

⁴Gestor del Mercado: Centraliza la información transaccional y operativa del sector, administra el Boletín Electrónico Central (BEC), donde se publican precios promedio y cantidades negociadas.

⁵Demanda esencial: Clasifica y regula la atención de sectores prioritarios para garantizarles el acceso a contratos de suministro y transporte.

Fuente: Elaboración propia



Superservicios



4.

Análisis de los mecanismos de fijación de precios de gas natural

4. ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

4.1 Mercado Primario

La formación de precios en el mercado primario de gas natural constituye uno de los principales mecanismos de señal económica para el abastecimiento energético del país. En este segmento se realizan las negociaciones iniciales entre productores-comercializadores, comercializadores de gas importado y agentes compradores, bajo esquemas contractuales definidos por la regulación vigente y las condiciones particulares de oferta y demanda del mercado.

El precio de la molécula no responde únicamente a los costos de producción, sino también a variables asociadas a la disponibilidad física del recurso, las condiciones de firmeza contractual, la ubicación de los puntos de entrega, la capacidad de transporte disponible y las expectativas sobre el balance futuro entre oferta y demanda.

En los últimos años, la dinámica de formación de precios en el mercado primario ha estado influenciada por la transición estructural del sector gasífero colombiano hacia un escenario de mayor estrechez en el abastecimiento. La reducción progresiva de reservas, el incremento de la demanda térmica durante eventos climáticos como El Niño y la creciente incorporación de gas natural importado han generado nuevas señales de mercado y una mayor sensibilidad de los precios frente a condiciones de escasez.

En este contexto, los mecanismos de negociación bilateral y las referencias asociadas al costo del GNL importado han adquirido una relevancia creciente dentro de la determinación de precios, reflejando no solo las condiciones internas del mercado colombiano, sino también la influencia de variables internacionales y de las restricciones operativas del sistema de transporte y suministro.

Para el análisis del mecanismo de determinación del precio de la molécula de Gas natural, se realizó recolección de datos primarios mediante un requerimiento formal dirigido a los agentes productores de gas en Colombia. El propósito técnico fue obtener trazabilidad sobre las variables y los mecanismos económicos que impactan directamente el precio final de la molécula.

Si bien la mayoría de los agentes proporcionaron información sobre sus estructuras de costos y logística de entrega en el Sistema Nacional de Transporte (SNT), un segmento de la muestra no emitió respuesta, determinando así que se realizó este documento con los datos de las empresas que generaron una respuesta oportuna.

La siguiente tabla resume el estado de la comunicación y la disposición de los datos para el análisis:

Respuesta de Requerimientos SSPD

Categoría	Agentes	Estado de Respuesta
Respuesta Efectiva	Ecopetrol, Nikoil, Parex, Interoil, Petrosud, Verano, Frontera, CNE Oil & Gas.	Suministraron detalles
Respuesta Extemporánea	Lewis Energy, Wattle Petroleum.	Información recibida fuera del cronograma inicial de evaluación.
Sin Respuesta	Gran Tierra, MKMS Enerji, CleanEnergy, Hocol, CNEOG, Petroleum Blending.	No suministraron información en los tiempos a la fecha de este análisis.

Fuente: SSPD

A continuación, se presenta el detalle de la información recibida:

4.1.1 Ecopetrol: La empresa como actor mayoritario, no utiliza una fórmula de costos unitarios para fijar el precio, sino un modelo de Estrategia de Valor de Mercado. Los puntos clave de su metodología son:

- ✓ El precio se establece para cada proceso de comercialización mediante un análisis de "*Rango de Precios Sugeridos*". Este rango se ajusta según:
 - i. Calidad del Fluido: Contenido calórico y composición química.
 - ii. Ubicación del Nodo: Cercanía a los puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT).
 - iii. Modalidad Contractual: Diferenciación de precio entre contratos firmes (garantizados) e interrumpibles.

✓ Referenciación Externa:

- i. Datos del Gestor del Mercado de Gas Natural sobre precios promedio ponderados.
- ii. Proyecciones de demanda y abastecimiento de la UPME.
- iii. Publicaciones internacionales de precios de energéticos sustitutos como S y P Global Platts y Wood Mackenzie.

4.1.2 Wattle Petroleum Company: La empresa aplica una metodología basada en referencias verificables del mercado para fijar el precio de la molécula de gas natural.

✓ El cálculo toma en consideración los siguientes parámetros:

- i. El precio promedio ponderado nacional del gas natural, tomando los datos del sistema de gas y la bolsa mercantil.
- ii. El precio del gas importado a través de unidades flotantes de regasificación, el cual se utiliza como un techo o referencia superior del mercado.
- iii. Los precios reportados por productores relevantes en el país.
- iv. Las señales directas de la oferta y la demanda.
- v. Todo este análisis externo se complementa con modelos internos de costos y de suficiencia financiera para asegurar la viabilidad económica.

4.1.3 Nikoil Energy Corporation La formación de su precio se basa en el principio de suficiencia financiera para asegurar que los ingresos cubran la inversión, operación y mantenimiento de la producción de gas natural.

- ✓ Estructuran sus precios a partir de la suma de sus costos antes de venta, los cuales incluyen la inversión en infraestructura, la explotación, la deshidratación, el control del punto de rocío, la compresión, el transporte por gasoducto y el sistema de medición.
- ✓ El total de estos costos operativos y de inversión asciende a 2.1 USD por millón de unidades térmicas británicas (MBTU).
- ✓ A este valor base se le adiciona el componente legal correspondiente a las regalías de producción de gas, establecido en un 6.4%.

4.1.4 Verano Energy La organización establece que no define el precio de la molécula mediante costos internos, sino que el valor está determinado por el libre juego de la oferta y la demanda del gas natural en el mercado.

- ✓ Al evaluar las ofertas, determinan la viabilidad del precio propuesto analizando variables operativas como los riesgos de incumplimiento por el comportamiento geológico del pozo.
- ✓ También evalúan la distancia hasta el punto de entrega, la calidad del gas, el transporte por gasoducto y el tipo de contrato, ya sea firme o con interrupciones.

4.1.5 Petróleos Sudamericanos (Petrosud) La compañía maneja una metodología basada en las resoluciones vigentes de libertad vigilada, donde el precio resulta estrictamente de la interacción entre la oferta y la demanda a través de mesas de negociación.

- ✓ Las variables determinantes en sus negociaciones son los costos de producción del gas natural, el punto de entrega acordado, la modalidad del suministro, el plazo de ejecución y las cantidades demandadas.
- ✓ Estos factores se evalúan integralmente junto con los criterios de eficiencia y suficiencia financiera al momento de cerrar el precio final de venta.

4.1.6 Interoil Colombia Exploración y Producción Es la única compañía que reporta fórmulas matemáticas explícitas para la liquidación del precio de venta de su gas natural.

- ✓ Para la liquidación a partir del año 2022, establecieron que el precio de venta es igual a 2.3 USD por MMBTU, sumado a la mitad de la diferencia resultante entre el precio de referencia y tres puntos uno.
- ✓ El precio de referencia se actualiza semestralmente y corresponde al precio promedio ponderado de la modalidad interrumpible del semestre anterior, específico para el sector industrial no regulado en la zona interior, según las publicaciones del gestor del mercado de gas natural.

4.1.7 CNEOG Colombia y CNE Oil and Gas Ambas sucursales operan bajo el mismo esquema, aclarando que no cuentan con una metodología o procedimiento interno detallado para establecer los precios de venta del gas natural.

- ✓ El precio se forma mediante una negociación bilateral directa que se ajusta a las necesidades particulares de cada cliente.
- ✓ Como variables de análisis durante la negociación utilizan los costos de producción propios, las compras de gas de respaldo, los puntos de entrega en el sistema nacional de transporte, las referencias públicas del gestor del mercado y los mecanismos de indexación permitidos.

4.1.8 María Conchita Gas Sociedad por Acciones Simplificada La empresa certifica que no establece metodologías de precios para el mercado primario de gas natural, debido a que su figura jurídica y operativa es netamente de comercializador en el mercado secundario.

4.1.9 Frontera Energy Colombia Corp.: La compañía aplica una metodología basada en el régimen de libertad vigilada, conforme a la Resolución CREG 088 de 2013. El precio no se establece mediante una fórmula regulatoria estática de costos, sino que es el resultado directo de la interacción entre la oferta y la demanda a través de procesos de negociación bilateral y mesas de trabajo.

- ✓ **Variables Determinantes:** Para el cierre del precio final, la empresa realiza una evaluación integral de los siguientes factores:
 - i. **Costos Operativos:** Se consideran los costos de producción (extracción y tratamiento), punto de entrega, cantidades y tipo de producto.
 - ii. **Condiciones Contractuales:** Se ponderan la modalidad de suministro (firme o interrumpible) y el plazo del contrato.
 - iii. **Criterios Financieros:** Se incorporan permanentemente análisis de **eficiencia y suficiencia financiera**, bajo los lineamientos del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

- iv. **Referencia de Mercado:** La formación del precio se ajusta a las condiciones de mercado vigentes al momento de la negociación y se registra ante el Gestor del Mercado.

4.1.10 CNE OIL & GAS S.A.S.: La compañía aclara que, a la fecha, no cuenta con una metodología específica o procedimiento interno detallado para establecer los precios de venta. La formación del precio se basa en:

- ✓ **Negociación Bilateral:** El precio surge de acuerdos directos entre la compañía y sus clientes bajo condiciones de mercado.
- ✓ **Cumplimiento Regulatorio:** Se ajustan estrictamente a la regulación vigente al momento de cada transacción.
- ✓ **Referencias de Consulta:** Monitorean fuentes públicas como el Gestor del Mercado de Gas Natural, aunque estas no son determinantes para el cierre de negocios.

✓ **Variables Determinantes**

Para la negociación y formación del precio, la empresa analiza los siguientes factores:

- i. **Costos y Sostenibilidad:** Buscan la recuperación de costos de operación y producción bajo criterios de sostenibilidad.
- ii. **Puntos de Entrega:** Operan en el Sistema Nacional de Transporte (SNT) desde Jobo hasta La Mami, y en boca de pozo (Campo Dividivi y Cúcuta).
- iii. **Logística:** Utilizan capacidad de transporte adquirida con Promigas para mejorar la eficiencia logística de sus clientes.
- iv. **Oferta y Demanda:** Evalúan las necesidades específicas de los clientes y las proyecciones de inversión.

4.1.11 Lewis Energy Colombia, Inc.: La compañía establece que la determinación de sus precios no depende de sus costos incurridos ni de su estructura de costos interna. En su lugar, el precio se define exclusivamente con base en las condiciones del mercado del gas natural, la interacción de los diferentes agentes del sector y el libre juego de la oferta y la demanda.

- ✓ **Variables Determinantes:** Para la fijación de precios y términos contractuales, la empresa emplea los siguientes criterios y procesos:
 - i. **Mecanismos de Comercialización:** Utiliza subastas bimestrales interrumpibles, contratos bilaterales de contingencia, procesos de concurrencia y los lineamientos de la Circular CREG 055 de 2023.
 - ii. **Infraestructura y Logística:** El precio considera la entrega desde el Campo Bullerengue (Bloque SSJN-1) hasta el punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT) denominado Isabel López, el cual conecta con el gasoducto de Promigas.
 - iii. **Recuperación de Inversiones:** Aunque el precio lo dicta el mercado, la viabilidad financiera depende de cubrir inversiones acumuladas en geología y geofísica (USD \$10M), perforación exploratoria (USD \$58.3M), pozos de desarrollo (USD \$41M) y facilidades de producción (USD \$16.7M).
 - iv. **Componentes Legales y Administrativos:** Se incluyen en el análisis los pagos por regalías y derechos económicos a la ANH (aproximadamente USD \$30M entre 2021 y 2025), además de costos de abandono y restauración ambiental.

4.2 Patrones transversales

- **Estructura de Costos de Producción:** Se integran los costos fijos y variables asociados a la extracción y tratamiento del hidrocarburo. Esto abarca las operaciones de desarrollo, mantenimiento de superficie, servicios a pozos, procesos de deshidratación, compresión y transporte interno.
- **Señales de Mercado e Indexación:** Se monitorean referencias públicas para establecer rangos de competitividad. Esto incluye el precio promedio ponderado nacional publicado por el Gestor del Mercado de Gas Natural y el precio del gas importado, el cual funciona como un límite superior de referencia en el mercado.
- **Condiciones Logísticas y Contractuales:** El precio final es altamente sensible al punto de entrega acordado en el Sistema Nacional de Transporte, la modalidad

contractual, el plazo de suministro y el esquema de transporte requerido para movilizar el fluido.

- En términos agregados, el comportamiento de las transacciones en el mercado primario revela una recomposición gradual de las modalidades de contratación entre 2025 y 2026, acompañada de un incremento generalizado en los precios negociados. Durante el año 2025, las transacciones bajo modalidad firme registraron volúmenes promedio de 675,94 GBTUD con un precio promedio ponderado de 6,51 US\$/MBTU, mientras que la modalidad interrumpible alcanzó volúmenes promedio de 434,96 GBTUD a un precio de 8,39 US\$/MBTU.
- Para el año 2026, las transacciones firmes disminuyeron volumen, ubicándose en 559.51 GBTUD, con un incremento en el precio promedio hasta 8,06 US\$/MBTU. Por su parte, la modalidad interrumpible presentó un aumento en los volúmenes negociados hasta 497,90 GBTUD, registrando un precio promedio de 8,60 US\$/MBTU.
- Este comportamiento refleja una mayor presión sobre las condiciones de abastecimiento y una creciente valoración de la flexibilidad contractual dentro del mercado mayorista de gas natural. El incremento observado en los precios, particularmente en las modalidades interrumpibles, sugiere que los agentes han incorporado señales asociadas a la disponibilidad inmediata del recurso, las condiciones de estrechez del sistema y la necesidad de gestionar mayores riesgos operativos en el corto plazo.
- Asimismo, el aumento de los volúmenes negociados bajo esquemas interrumpibles muestra una mayor utilización de mecanismos flexibles de contratación, en un contexto caracterizado por una menor holgura de oferta y una creciente dependencia de fuentes complementarias de suministro.

4.2 Mercado Secundario

El mercado secundario corresponde al segmento en el cual los agentes pueden revender gas previamente contratado, permitiendo ajustar posiciones contractuales y atender requerimientos operativos de corto plazo. A diferencia del mercado primario, donde

predominan contratos bilaterales de mediano y largo plazo entre productores y consumidores, el mercado secundario responde principalmente a necesidades inmediatas de balance, cobertura de déficits y optimización de excedentes contractuales.

Por esta razón, los precios y volúmenes negociados en este mercado reflejan con mayor rapidez las condiciones coyunturales de oferta y demanda, incorporando señales de escasez relativa, restricciones operativas y costos de oportunidad del gas en el corto plazo.

Para el análisis del comportamiento del mercado secundario se examinó la información de transacciones reportadas al Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia – GMGNC, considerando las operaciones de suministro realizadas durante el año 2025 y lo corrido de 2026. El propósito técnico fue identificar la evolución de los precios, los volúmenes comercializados y las dinámicas de reasignación contractual observadas en un contexto de estrechez estructural del mercado y alta sensibilidad de la demanda frente a las condiciones de abastecimiento.

Durante el año 2026 se observó una recomposición en las modalidades de contratación dentro del mercado secundario, caracterizada por un incremento en los volúmenes negociados bajo la modalidad interrumpible, los cuales alcanzaron 226,86 GBTUD con un precio promedio de 13,08 US\$/MBTU. Por su parte, la modalidad firme presentó una reducción en los volúmenes comercializados hasta 266,44 GBTUD, registrando un precio promedio de 10,73 US\$/MBTU.

Este comportamiento sugiere una mayor utilización de mecanismos flexibles de corto plazo por parte de los agentes, en un contexto donde las condiciones de abastecimiento y las necesidades operativas favorecieron transacciones con mayor capacidad de ajuste contractual y disponibilidad inmediata del recurso.

La persistencia de diferencias de precios entre contratos firmes e interrumpibles pone de manifiesto que el mercado secundario remunera de manera diferenciada la flexibilidad y la disponibilidad de suministro en escenarios de corto plazo. Asimismo, la reducción relativa de los volúmenes firmes podría reflejar ajustes en las estrategias de contratación de los agentes, una mayor utilización de mecanismos de balance comercial y una creciente dependencia de operaciones flexibles dentro del sistema gasífero.

El análisis por tipo de demanda muestra además que los precios observados en el mercado secundario son superiores a los registrados en el mercado primario para ambos segmentos de consumo. Se identifica igualmente que la demanda regulada enfrenta precios más altos que la demanda no regulada durante gran parte del período analizado, situación consistente con una menor capacidad de ajuste operativo y mayores costos asociados al riesgo de desabastecimiento.

La evolución de precios y volúmenes negociados muestra una alta sensibilidad frente a las condiciones de abastecimiento, particularmente en escenarios de estrechez estructural y mayores requerimientos de generación térmica.

Durante el año 2026 se observó una recomposición en las modalidades de contratación dentro del mercado secundario, caracterizada por un incremento en los volúmenes negociados bajo la modalidad interrumpible, los cuales alcanzaron 226,86 GBTUD con un precio promedio de 13,08 US\$/MBTU. Por su parte, la modalidad firme presentó una reducción en los volúmenes comercializados hasta 266,44 GBTUD, registrando un precio promedio de 10,73 US\$/MBTU.

Este comportamiento sugiere una mayor utilización de mecanismos flexibles de corto plazo por parte de los agentes, en un contexto donde las condiciones de abastecimiento y las necesidades operativas favorecieron transacciones con mayor capacidad de ajuste contractual y disponibilidad inmediata del recurso.

La persistencia de diferencias de precios entre contratos firmes e interrumpibles pone de manifiesto que el mercado secundario remunera de manera diferenciada la flexibilidad y la disponibilidad de suministro en escenarios de corto plazo. Asimismo, la reducción relativa de los volúmenes firmes podría reflejar ajustes en las estrategias de contratación de los agentes, una mayor utilización de mecanismos de balance comercial y una creciente dependencia de operaciones flexibles dentro del sistema gasífero.

El análisis por tipo de demanda muestra además que los precios observados en el mercado secundario son superiores a los registrados en el mercado primario para ambos segmentos de consumo. Se identifica igualmente que la demanda regulada enfrenta precios más altos que la demanda no regulada durante gran parte del período analizado,

situación consistente con una menor capacidad de ajuste operativo y mayores costos asociados al riesgo de desabastecimiento.

En conclusión, las tendencias detectadas muestran que el mercado secundario no solo realiza funciones de equilibrio físico, sino que también actúa como un canal de intermediación y administración comercial de los portafolios de gas natural. La creciente participación de comercializadores y agentes con estrategias activas de optimización contractual indica que este segmento se ha convertido en un espacio donde se reflejan de manera inmediata las condiciones de escasez relativa, las restricciones operativas y las expectativas de abastecimiento del mercado mayorista de gas natural en Colombia.



Superservicios



5.

Recomendaciones y conclusiones

5. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

Al respecto, se puede concluir como el agotamiento de las reservas probadas y la caída del factor de autosuficiencia a niveles críticos (5.9 años en 2024) han estado acompañadas con un alza estructural en el precio del gas (menos de 3 USD/MBTU en 2017 a más de 10 USD/MBTU en 2024). Esta nueva realidad, evidenciada por el crecimiento exponencial de las importaciones y el uso intensivo de la terminal SPEC LNG durante fenómenos climáticos como El Niño, ha vinculado el equilibrio energético del país a la volatilidad de los precios internacionales y a la urgencia de desarrollar proyectos offshore o reactivar conexiones binacionales, subrayando que la soberanía energética de la década depende ahora de una matriz de abastecimiento y de la necesidad de una regulación que balancee abastecimiento con precios eficientes.

Adicionalmente, se puede concluir como la transición del mercado de gas en Colombia, que pasó de un esquema de abundancia a uno de estrechez estructural, ha forzado una transformación profunda del marco regulatorio, desplazando el enfoque desde la libre negociación hacia una flexibilidad administrativa necesaria para la supervivencia del sistema. La sustitución de normativas históricas por la Resolución CREG 102 015 de 2025 marca un hito definitivo al institucionalizar el gas importado y el uso eficiente de excedentes como pilares de la seguridad energética.

El análisis de los mecanismos de formación de precios evidencia que el mercado colombiano opera predominantemente bajo esquemas de libertad vigilada, donde la negociación bilateral y las señales de mercado tienen un papel central en la determinación del valor de la molécula. Los agentes productores consideran variables como disponibilidad del recurso, modalidad contractual, ubicación de los puntos de entrega, costos operativos, suficiencia financiera y referencias de mercado nacionales e internacionales. Asimismo, se observa una creciente utilización del costo del gas importado y de la regasificación como referencia económica dentro de las negociaciones, especialmente en escenarios de estrechez y alta demanda de corto plazo.

Finalmente, el análisis de los agentes productores revela que la fijación del precio de la molécula en Colombia se rige mayoritariamente por un modelo de libertad vigilada, donde la negociación bilateral y el valor de mercado prevalecen sobre las fórmulas de

costos fijos. Mientras actores dominantes como Ecopetrol y empresas especializadas como Interoil utilizan criterios de fijación de precios e indexaciones semestrales, la tendencia general establece el costo del gas importado como el "techo" de referencia para el mercado nacional.

Como recomendaciones, es necesario mencionar que para mitigar el déficit estructural y fortalecer la seguridad energética, es imperativo impulsar medidas regulatorias que expandan la oferta disponible mediante el aprovechamiento de fuentes no convencionales, uso eficiente de los excedentes en el mercado secundario y excedentes de la producción industrial. En este sentido, es fundamental una iniciativa como el proyecto de decreto del Ministerio de Minas y Energía que busca incluir el gas de refinerías en las declaraciones de producción oficial; esta medida permitiría integrar volúmenes de gas que actualmente se consumen internamente en procesos industriales o se queman, inyectándolos al Sistema Nacional de Transporte (SNT) para aliviar la presión sobre la demanda esencial y diversificar la canasta de suministro nacional. Igualmente es fundamental fomentar la competencia en la infraestructura de importación con medidas como la implementación de las obras recomendadas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, que permitirán una formación más eficiente del precio del gas natural importado.

Por otro lado, la estructura actual de formación de precios revela una distorsión en los incentivos, donde los agentes productores tienden a desplazar sus ofertas hacia el precio máximo posible, utilizando el costo del gas natural importado como su principal referencia de techo. Dado que la regulación de libertad vigilada permite que la interacción entre oferta y demanda dicte los valores, la estrechez del recurso facilita que los precios locales converjan con los costos internacionales de regasificación, eliminando la ventaja competitiva del gas doméstico.

Así las cosas, resulta imperativo que la CREG adelante un **estudio técnico exhaustivo de costos** para evaluar la eficiencia y pertinencia de mantener el actual régimen de libertad vigilada. En el contexto presente, la formación de precios ha dejado de responder a los costos marginales de exploración y producción para convertirse en un ejercicio de captura de rentas basado en la explotación de un recurso escaso. Un análisis de este tipo permitiría determinar si la señal de precio actual refleja una operación

eficiente del mercado o si, por el contrario, la ausencia de una fórmula regulatoria más estricta está permitiendo que el valor de la molécula se desvincule de la realidad operativa de los campos nacionales, afectando la competitividad de la industria y la sostenibilidad del consumo residencial.



Superservicios



6.

Referencias

6. REFERENCIAS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). *Informe de Reservas y Recursos de Hidrocarburos de Colombia (Cifras 2023-2024)*. Disponible en <https://www.anh.gov.co/>

BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Informes de divulgación y los informes anuales de mercado mayorista de gas natural de 2016 a 2026. Disponible 23 de marzo de 2026 en <https://www.bmcbec.com.co/informes/Informes-Anuales>

PROMIGAS. Informes del sector de gas natural de 2019 a 2025. Disponible en https://www.promigas.com/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/Informes-del-Sector-Gas-Natural-Colombia.aspx

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *In 2025, U.S. natural gas spot prices increased from 2024's record low*. Disponible el 7 de marzo de 2026 en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66984>



Superservicios

