

INFORME DEL **SECTOR** **GAS NATURAL** 2026





Contenido

INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL 2026

Edición XXVII - Cifras 2021 - 2025

01. Presentación	4
02. Resumen ejecutivo	8
03. Temáticas relevantes	18
3.1 Contexto internacional	19
3.2 Contexto nacional	28
3.3 Los debates y las decisiones pendientes	35
04. Gas natural en el contexto internacional 2021 - 2025	66
4.1 Cifras mundiales	67
4.2 Cifras de Sur y Centroamérica	87
4.3 Cifras de Norteamérica	93
05. Gas natural en Colombia: 2021 - 2025	98
5.1 Entorno económico	99
5.2 Cifras del sector	107
5.2.1 Matriz energética y emisiones de CO ₂	108
5.2.2 Exploración y reservas	111
5.2.3 Producción y suministro	118
5.2.4 Transporte de gas por redes	133
5.2.5 Distribución y comercialización	138
06. Anexos	174
6.1 Actualidad regulatoria 2025 - 2026	175
6.2 Detalle de la cobertura nacional	181
6.3 Detalle de municipios sin gas natural	207
6.4 Bibliografía	220
6.5 Otros anexos	226

Presentación

01.

El Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2026 evidencia la importancia de fortalecer la seguridad energética del país mediante una visión de largo plazo, decisiones oportunas y coordinación institucional

La publicación de la vigésimo séptima edición del Informe del Sector Gas Natural en Colombia es una oportunidad para presentar un balance de los logros alcanzados por un sector que durante varias décadas ha contribuido al crecimiento y al desarrollo económico del país, gracias al trabajo conjunto del Gobierno y la industria.

También sirve de marco para destacar los retos que enfrenta cada eslabón de la cadena, cuya interacción permite la atención de cerca de 36 millones de habitantes y de usuarios comerciales e industriales que han encontrado en el gas natural una fuente de energía confiable, asequible y sostenible.

En suma, los desafíos del abastecimiento pasaron de ser una advertencia a convertirse en una realidad estructural que demanda respuestas urgentes. Precisamente, el inicio de un nuevo período de Gobierno abre el espacio para abordar las necesidades del sector de forma integral.

Por esta razón, esta edición tiene como eje central la seguridad energética, tema que se desarrolla en el capítulo 3 mediante un análisis técnico con visión de largo plazo, dividido en tres secciones orientadas a contribuir a la agenda de política pública para el nuevo cuatrienio.



La primera sección examina el nuevo equilibrio del llamado 'trilema energético' (seguridad, equidad y sostenibilidad) en el ámbito mundial. Se muestra que la seguridad energética ha vuelto al centro de la política global, que durante varios años concentró la atención en los procesos de sustitución tecnológica para la reducción de emisiones.

En este entorno, el gas natural ha adquirido un nuevo valor estratégico, no solo como combustible, sino como un mecanismo esencial de firmeza y flexibilidad operativa capaz de respaldar sistemas eléctricos cada vez más dependientes de fuentes renovables variables y expuestos a la volatilidad climática.

El gas natural licuado (GNL) se ha consolidado como un activo con valor geopolítico, pues constituye un instrumento clave para la seguridad energética. Para las economías emergentes e importadoras de gas, esto implica mayor competencia por el GNL, mayor exposición cambiaria y un papel cada vez más relevante de la infraestructura de importación.

La segunda sección analiza la vulnerabilidad y estrechez del sistema de gas colombiano. Se destaca que la caída



de las reservas probadas y la pérdida de la autosuficiencia han reducido los márgenes de maniobra operativa, situando al país en una posición de fragilidad frente a choques externos.

Ejercicios probabilísticos arrojan resultados inquietantes sobre el riesgo de déficit de gas nacional, especialmente bajo condiciones de estrés hidrológico. Sin embargo, el desafío no se limita a asegurar la disponibilidad de gas, sino que se extiende a la necesidad de elevar la resiliencia del sistema, entendida como su capacidad de respuesta ante eventos extremos.

En este contexto, la tercera sección subraya la necesidad de una política pública que tenga como eje la seguridad energética, sin que esto implique olvidar las otras dimensiones del 'trilema energético'. Esto requiere una agenda oficial orientada a asegurar la disponibilidad ininterrumpida de gas natural a precios asequibles.

Para ese propósito, se exponen los principales debates y las decisiones pendientes para el periodo 2026-2030. Allí se aportan insumos para el diagnóstico que el Gobierno haga del sector y la definición de acciones concretas a emprender durante el cuatrienio.

Se destaca el potencial de los yacimientos no convencionales, cuyos recursos recuperables podrían multiplicar por nueve las reservas actuales, así como los avances en áreas costa afuera, donde el descubrimiento de Sirius representa una oportunidad transformadora para el abastecimiento de gas natural hacia el final de la década.

Asimismo, se analizan medidas para materializar las oportunidades en materia de importación de GNL, tanto de iniciativa del Gobierno como de agentes del sector. También se concluye que es imperativo diversificar el suministro de gas importado y evitar nuevas dependencias geopolíticas, aspecto a considerar ante la posible importación desde Venezuela.

Finalmente, se proponen ajustes al modelo de transporte con esquemas más flexibles, ampliaciones a la infraestructura y esquemas eficientes de remuneración. También se analiza el rol protagónico que tienen la distribución y la comercialización en la expansión de la cobertura del servicio público domiciliario de gas natural, uno de los fines de la intervención del Estado en este servicio.

El informe recalca que para concretar estas oportunidades de inversión es imperativo fortalecer la seguridad jurídica, racionalizar la carga tributaria y agilizar los trámites de licenciamiento ambiental y consulta previa.

Esta nueva edición del Informe del Sector Gas Natural en Colombia evidencia la importancia de fortalecer la seguridad energética del país mediante una visión de largo plazo, decisiones oportunas y coordinación institucional. Esperamos que este trabajo contribuya a ese propósito.

Juan Manuel Rojas Payán
Presidente Promigas



Resumen ejecutivo

02.



Entorno económico de Colombia

Principales indicadores de la economía colombiana

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
Variación PIB	10,8%	7,3%	0,6%	1,7%	2,6%
Inflación (variación IPC anual)	5,6%	13,1%	9,3%	5,2%	5,1%
Variación IPP anual	26,6%	21,8%	-6,0%	7,3%	-2,6%
TRM fin de año	3.981	4.810	3.822	4.409	3.757
TRM promedio año	3.743	4.255	4.325	4.074	4.053

Fuente: DANE y Banco de la República

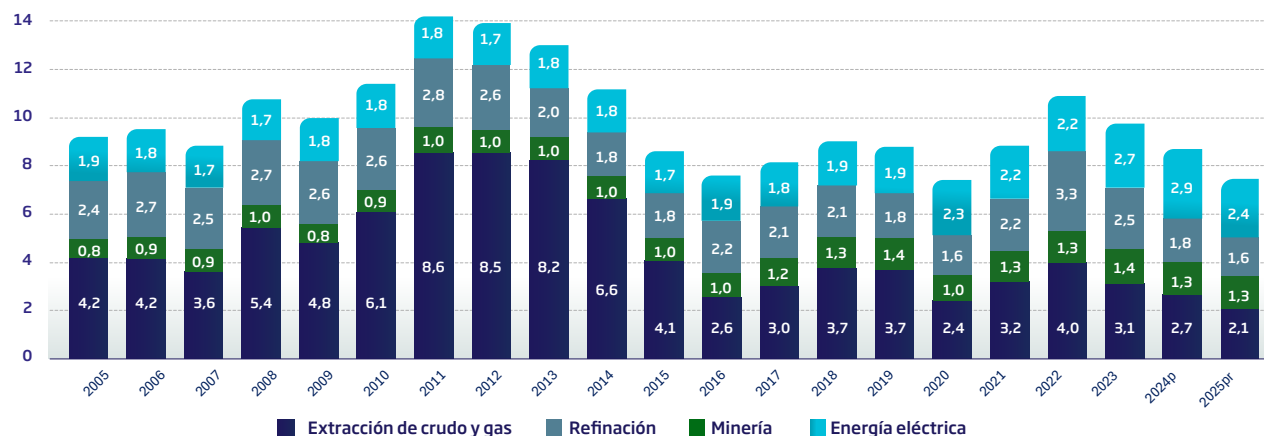
Otros indicadores de la economía colombiana

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
DTF Fin de año	3,1%	13,7%	12,7%	9,3%	9,1%
IBR Fin de año (Tres meses)	3,4%	11,7%	12,0%	9,0%	9,4%
Tasa de desocupación	11,1%	10,3%	10,0%	9,1%	8,0%
Salario mínimo legal - (\$/mes)	908.526	1.000.000	1.160.000	1.300.000	1.423.500
Total deuda externa - US\$MM	193.493	205.005	219.970	220.953	243.565
Riesgo país: EMBI + (fin de año)	352	369	272	330	275

Fuente: DANE, Banco de la República y Fedesarrollo.

Nota: cifras históricas de deuda externa actualizadas según la metodología del Banco de la República.
Asimismo, se ajustaron las estadísticas de tasa de desocupación con información del DANE.

Participación porcentual del sector de minas y energía en el PIB

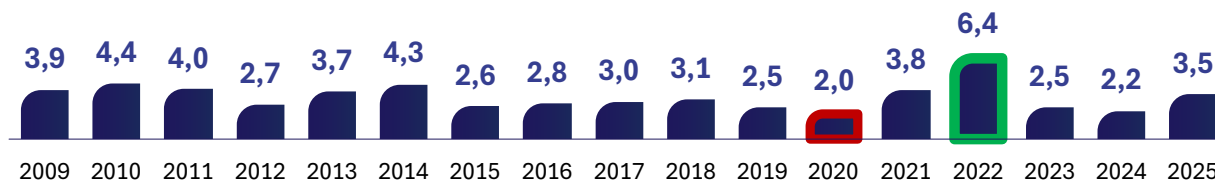


Fuente: DANE

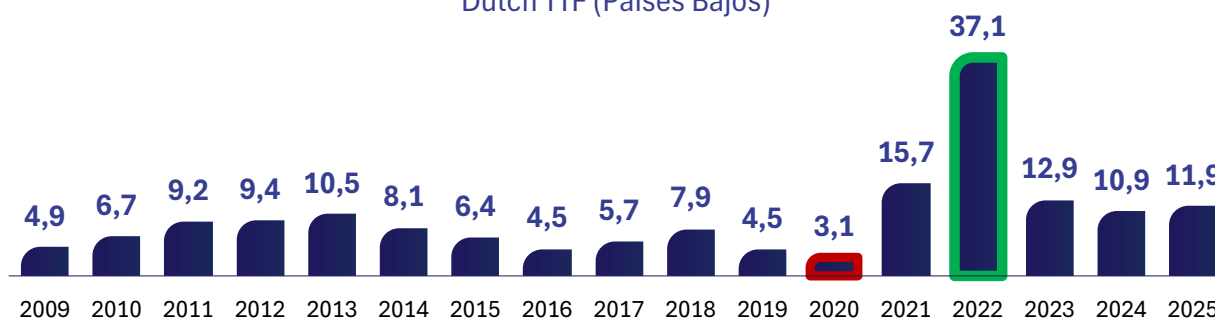


Precios promedio del gas natural en el mercado internacional

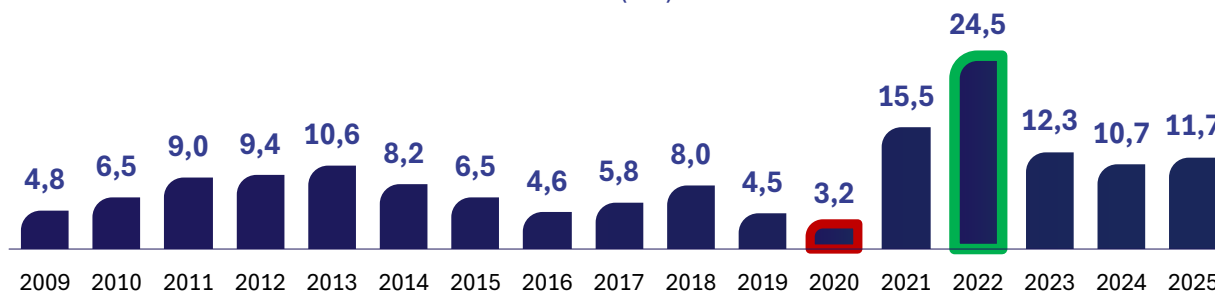
Henry Hub (US)



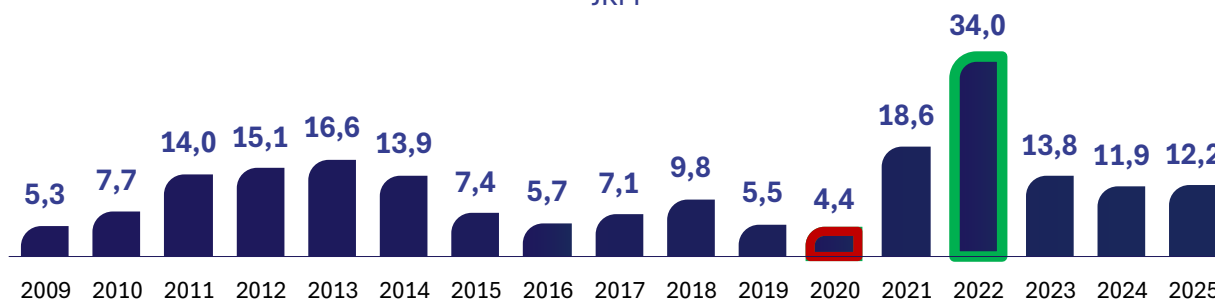
Dutch TTF (Países Bajos)



NBP (UK)

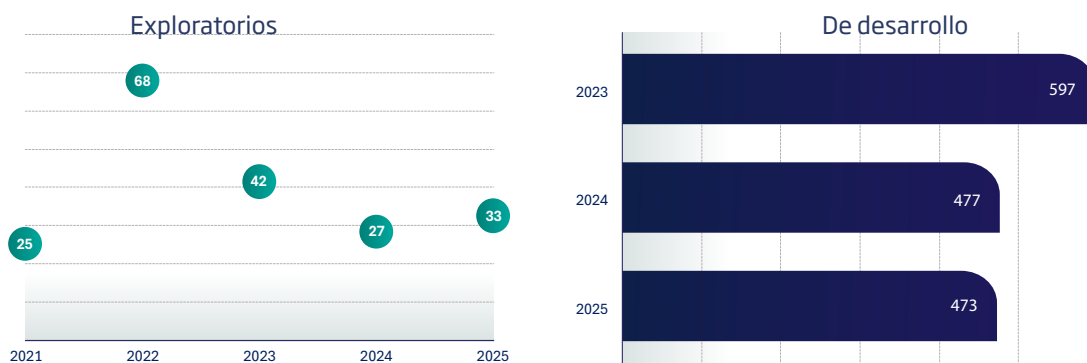


JKM



Cifras del gas natural en Colombia

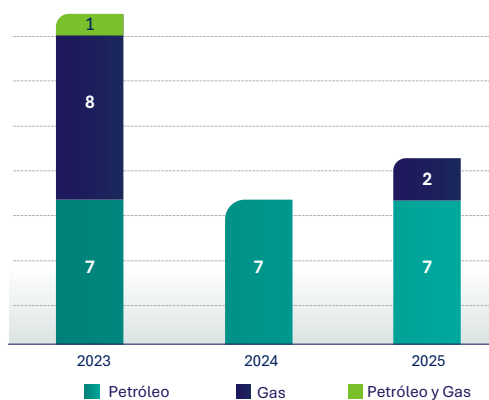
Número de pozos perforados



Fuente: ANH, elaboración propia

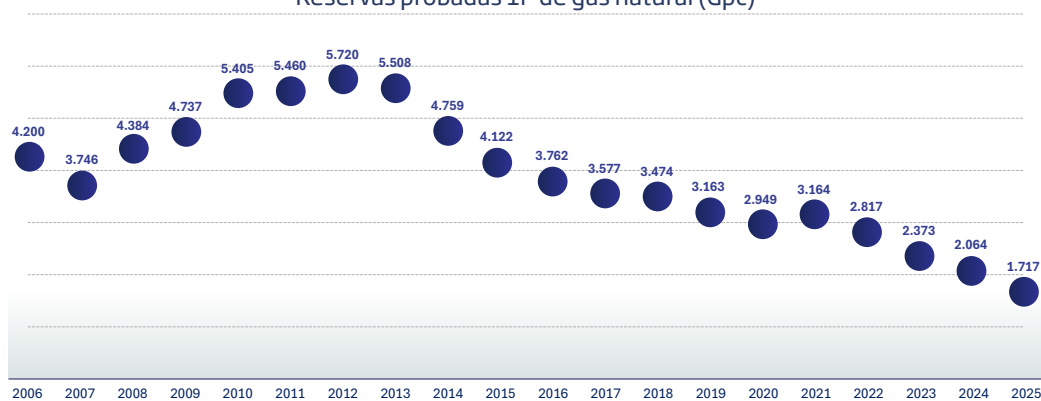
Nota: pozos exploratorios A3/A2 clasificación LAHEE

Avisos de descubrimiento entre 2023 y 2025



Fuente: ANH, elaboración propia

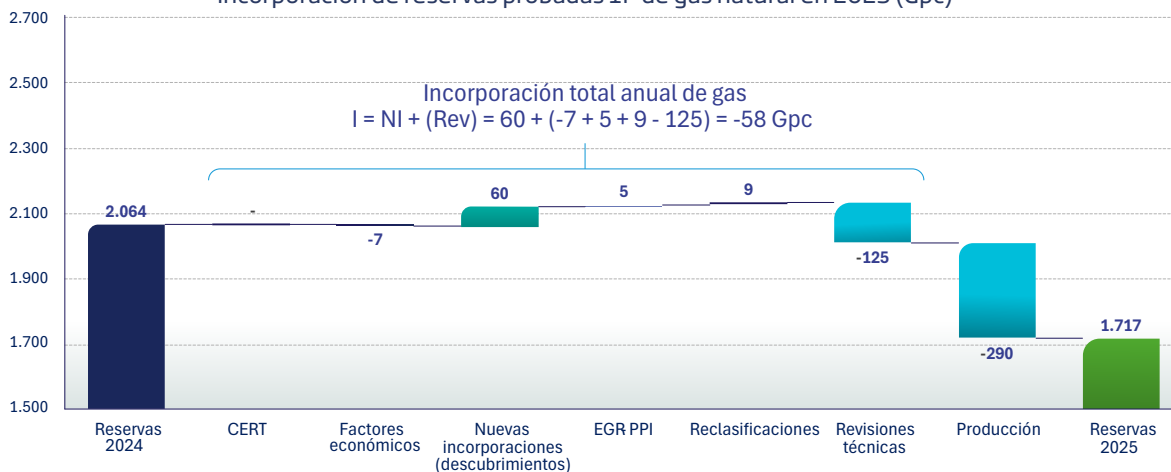
Reservas probadas 1P de gas natural (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia



Incorporación de reservas probadas 1P de gas natural en 2025 (Gpc)

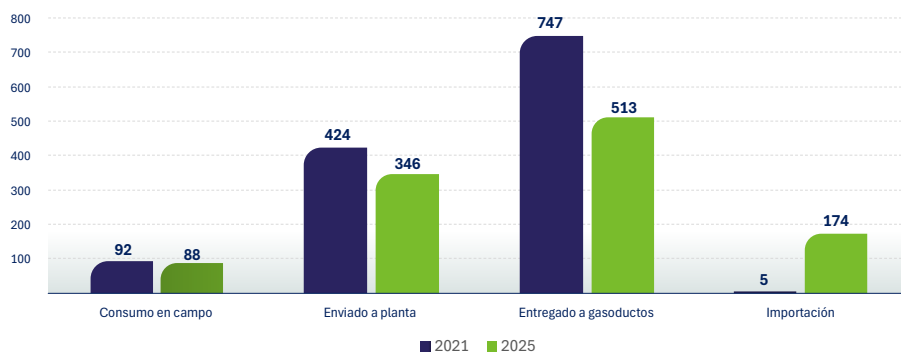


Fuente: ANH, elaboración propia

Producción fiscalizada por cuenca entre 2021 y 2025 (Gpc)

Cuenca	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Llanos Orientales	476	414	369	352	315	-9,8%	-10,5%
VIM	87	89	91	86	73	-4,1%	-14,6%
La Guajira	48	47	41	39	30	-11,0%	-22,6%
VMM	28	32	31	22	21	-6,5%	-4,8%
Sinú - San Jacinto	10	11	13	11	9	-3,6%	-22,2%
Cuencas menores	18	20	19	12	11	-12,4%	-12,5%
Total	668	612	564	523	459	-8,9%	-12,1%

Fuente: ANH, elaboración propia



Suministro en 2021 y 2025 (Mpcd)

Fuente: ANH, elaboración propia

Red de transporte entre 2021 y 2025 (km)

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
TGI	4.033	4.033	4.033	4.033	4.033	0,0%	0,0%
Promigas	2.752	2.753	2.753	2.757	2.750	0,0%	-0,3%
Progasur	375	375	375	375	375	0,0%	0,0%
Promioriente	335	335	335	335	325	-0,8%	-3,0%
Transmetano	190	190	190	190	186	-0,6%	-2,1%
Coinogas	19	57	57	57	57	31,7%	0,0%
Transoccidente	11	11	11	11	11	0,0%	0,0%
Total	7.715	7.754	7.754	7.758	7.737	0,1%	-0,3%

Fuente: empresas del sector.

Nota 1: se ajusta la información registrada en años anteriores para Progasur.

Nota 2: las diferencias en las longitudes de Promigas, Transmetano y Promioriente no corresponden a una modificación física de la infraestructura, sino a la aplicación de la metodología de medición utilizada por el IGAC. Esta metodología calcula las longitudes sobre una superficie plana y no incorpora las variaciones de elevación del terreno, como pendientes, montañas o cambios de altura. Por lo anterior, las reducciones corresponden exclusivamente al cambio en la metodología de medición del IGAC y no a una disminución física de la infraestructura.

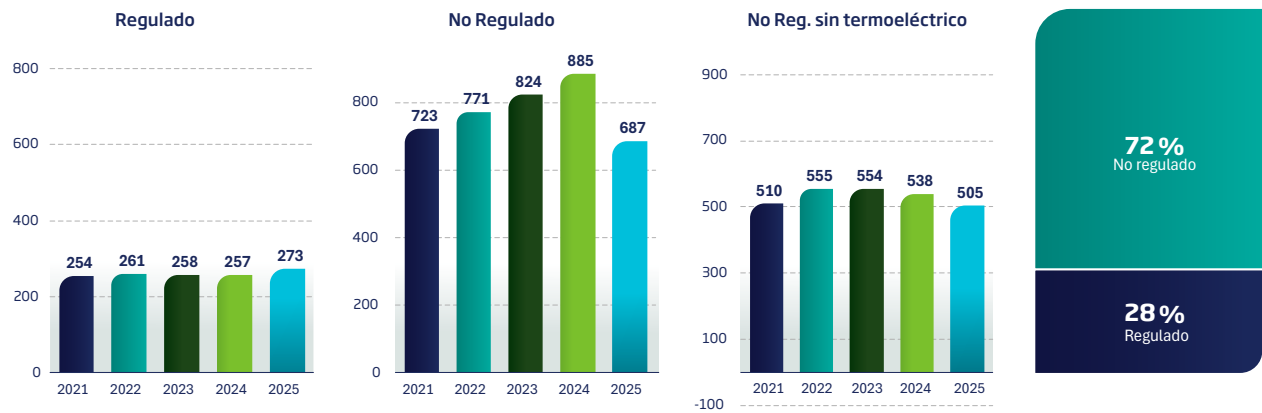
Consumo por sector entre 2021 y 2025 (GBTUD y Mpcd)

Sector	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Industrial y comercial	341	346	339	329	325	-1,2%	-1,2%
Termoeléctrico	214	216	270	348	182	-3,9%	-47,7%
Residencial	174	177	173	176	183	1,2%	4,0%
Petrolero y otros	172	214	223	214	201	4,0%	-6,1%
GNV	55	55	53	60	60	2,5%	0,5%
Petroquímico	22	24	23	15	8	-22,0%	-46,4%
Total	977	1.032	1.081	1.142	960	-0,4%	-15,9%
Mpcd	902	953	999	1.054	886		

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.



Consumo por tipo de usuario entre 2021 y 2025 (GBTUD)

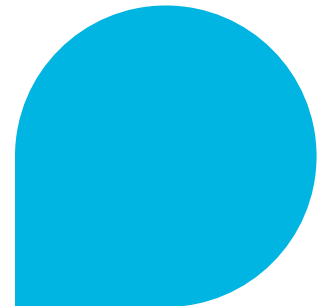


Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

Consumo de los usuarios regulados por departamento en 2025 (GBTUD)

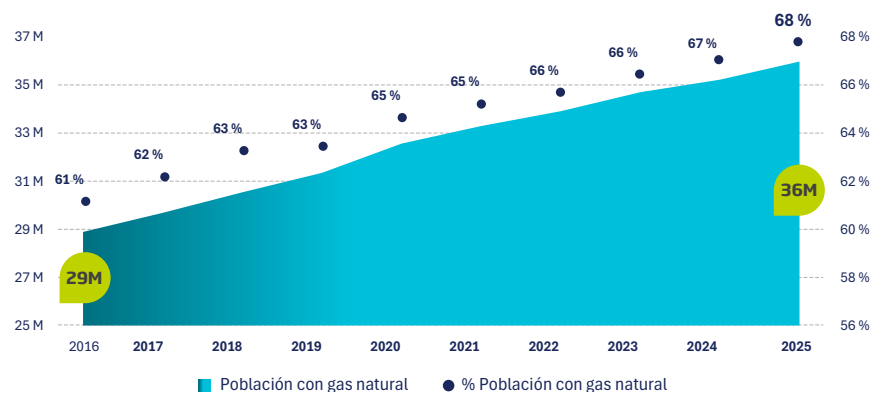
Departamento	GBTUD	%
Bogotá	60	22 %
Antioquia	44	16 %
Cundinamarca	34	13 %
Valle del Cauca	20	7 %
Atlántico	19	7 %
Bolívar	11	4 %
Santander	11	4 %
Otros departamentos	74	27 %
Total	273	100 %

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.



Población con gas natural entre 2016 y 2025 (Millones de habitantes y viviendas)

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.



Número de usuarios por región entre 2021 y 2025 (Miles de usuarios)

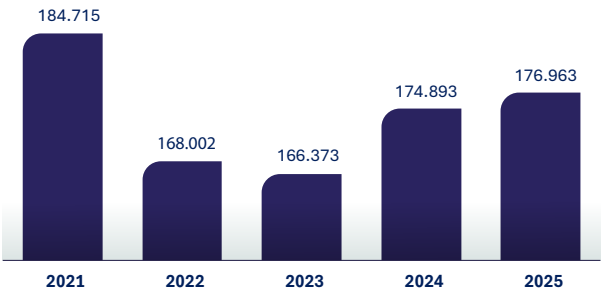
Región	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Andina	6.682	6.915	7.187	7.433	7.678	3,5 %	3,3 %
Caribe	2.159	2.246	2.338	2.407	2.487	3,6 %	3,3 %
Pacífica	1.381	1.434	1.487	1.533	1.577	3,4 %	2,9 %
Orinoquía y Amazonía	440	458	481	503	524	4,5 %	4,2 %
Total	10.663	11.053	11.492	11.876	12.267	3,6 %	3,3 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.

Número de usuarios por estrato entre 2021 y 2025 (Miles de usuarios)

Estrato	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Estrato 1	2.434	2.541	2.654	2.759	2.866	4,2%	3,9%
Estrato 2	3.805	3.928	4.061	4.172	4.285	3,0%	2,7%
Estrato 3	2.689	2.784	2.904	2.994	3.093	3,6%	3,3%
Estrato 4	969	1.008	1.056	1.105	1.151	4,4%	4,2%
Estrato 5	360	373	386	400	413	3,5%	3,2%
Estrato 6	206	210	215	221	226	2,3%	2,3%
Total	10.463	10.843	11.275	11.651	12.035	3,6%	3,3%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.



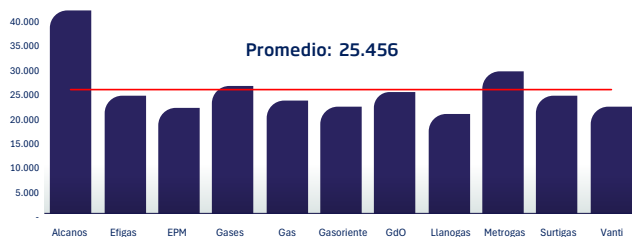
Vehículos activos a GNV entre 2021 y 2025
(Número de vehículos)

Fuente: Naturgas y Promigas.

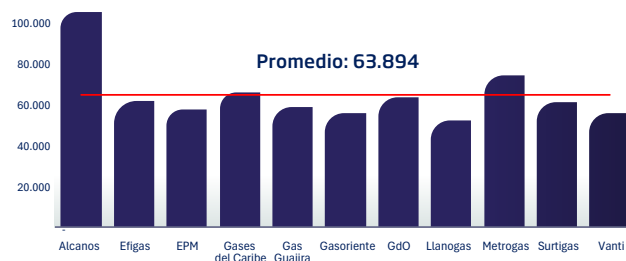


Facturación a usuarios residenciales en diciembre de 2025 (\$/factura)

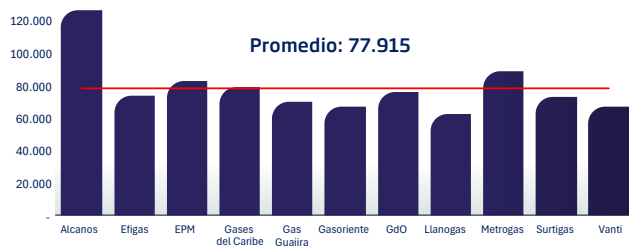
Estrato 1 - 2025



Estrato 3 y 4 - 2025



Estrato 5 y 6 - 2025



Fuente: cálculos propios con base en las publicaciones tarifarias de las empresas del sector.

Balance entre subsidios y contribuciones de 2021 a 2025 (millones de \$)

Año	Subsidios	Contribuciones	Déficit
2021	984.015	138.514	845.501
2022	1.141.455	148.843	992.612
2023	1.323.774	175.518	1.148.256
2024	1.405.576	176.013	1.229.563
2025	1.559.890	214.148	1.345.742
Total	9.438.348	1.237.718	8.200.630

TACC 2021 - 2025



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD. Se ajustaron los valores de los años anteriores con la información más reciente de la SSPD.



Temáticas relevantes: **seguridad energética**

03.



3.1

Contexto internacional





Trilema energético: un nuevo equilibrio

Durante varios años, el debate mundial sobre los asuntos energéticos se enfocó en la transición energética, considerada principalmente como un proceso de sustitución tecnológica para la reducción de emisiones.

La caída en los costos de las energías renovables, el avance en la electrificación de la economía y el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de energía eléctrica llevaron a asumir que las principales restricciones para la descarbonización eran tecnológicas y financieras. Bajo esta lógica, buena parte del debate se concentró en cómo acelerar el despliegue de nuevas tecnologías, desplazar los combustibles fósiles y optimizar los costos de transición¹.

Este marco cambió radicalmente entre 2021 y 2025,

alterando el equilibrio entre los elementos del llamado ‘trilema energético’ (seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental).

La crisis provocada por la invasión rusa a Ucrania evidenció que la energía es un recurso estratégico, fundamental para la resiliencia frente a riesgos geopolíticos, la seguridad nacional y la estabilidad macroeconómica². A esto se sumó la ocurrencia de eventos climáticos frecuentes e intensos que afectaron la operación de sistemas energéticos sensibles a la hidrología, junto con episodios de inflación energética, altas tasas de interés y disputas por minerales críticos y cadenas industriales.

La transición energética comenzó a abordarse también desde la óptica de la seguridad energética, la resiliencia operativa y el manejo de riesgo sistémico (Figura 3.1).

Figura 3.1 | Evolución de la transición energética entre 2015 y 2025

2015–2021		2022–2025	
Transición centrada en descarbonización y costos		Transición bajo estrés, centrada en seguridad y resiliencia	
 Descarbonización Objetivo central de política y narrativa	>	 Seguridad energética Prioridad estratégica para los gobiernos	
 Eficiencia y costo mínimo Énfasis en reducción de costos y optimización	>	 Resiliencia y robustez sistémica Énfasis en continuidad del suministro y redundancia	
 Electrificación Electrificación como vector principal	>	 Flexibilidad Sistemas capaces de adaptarse y balancearse	
 Renovables como sustitución Renovables desplazan a fósiles	>	 Renovables + respaldo Renovables requieren respaldo flexible (gas, almacenamiento, red)	
 Integración global Cadenas de suministro globales y mercados interconectados	>	 Fragmentación geopolítica Regionalización, friend-shoring y competencia estratégica	
 Energía barata Supuesto de disponibilidad abundante y estable	>	 Energía segura Asequibilidad subordinada a seguridad y estabilidad	
 Abandono de fósiles Salida progresiva de combustibles fósiles	>	 Transición bajo estrés Fósiles de transición mantienen rol crítico, especialmente gas natural	
 Energía como problema climático Enfoque casi exclusivo en emisiones	>	 Energía como problema climático + estratégico Clima, seguridad, geopolítica y desarrollo	

Fuente: elaboración propia con base en IEA, World Energy Outlook 2025; IMF, Energy Transition and Geoeconomic Fragmentation; IGU, Global Gas Report 2025.

1. International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2025 (Paris: IEA, 2025).
2. International Monetary Fund (IMF), Energy Transition and Geoeconomic Fragmentation: Implications for Climate Scenario Design, IMF Staff Climate Note 2023/003.

El entorno energético global pasó a operar hace varios años bajo restricciones simultáneas de naturaleza climática, fiscal, geopolítica y operativa.

Los países ya no enfrentan únicamente el desafío de reducir sus emisiones; también deben asegurar el abastecimiento de los distintos energéticos, contener cambios abruptos en los costos de aprovisionamiento de los mismos, preservar la competitividad de su aparato productivo y mantener la capacidad de respuesta frente a eventos extremos y perturbaciones operativas.

En este entorno, la Agencia Internacional de Energía (IEA³) señala explícitamente que la seguridad energética volvió al centro de la política energética global y que ya “no existe una única narrativa sobre el futuro de la energía”⁴.

Una de las principales consecuencias ha sido la transformación de la planeación energética global. La eficiencia en costos y la reducción de emisiones ya no son los únicos criterios dominantes, sino que ahora coexisten con objetivos de redundancia, diversificación, flexibilidad y capacidad de respuesta bajo condiciones extremas.

El nuevo rol estratégico del gas natural

Esto también ha modificado el papel del gas natural, que ha adquirido valor no solo como combustible o *commodity*, sino por su capacidad para responder a restricciones operativas, climáticas y geopolíticas.

Esta transformación se ha hecho especialmente visible en los sistemas eléctricos. A medida que aumentan la electrificación y la participación de renovables variables, el desafío deja de ser únicamente producir energía suficiente a lo largo del año. La expansión de las energías renovables reduce emisiones y costos marginales, pero aumenta la necesidad de activos flexibles que respondan a la variabilidad operativa.

El reto pasa también por garantizar capacidad de respuesta en momentos críticos como picos de demanda, caídas de generación renovable, restricciones de red o eventos climáticos extremos. En este contexto, el gas natural cambia de función: no solo es relevante como fuente de energía promedio, sino que adquiere valor como mecanismo de estabilidad operativa.

En este sentido, el *World Energy Outlook 2025* enfatiza que el crecimiento de la electrificación aumenta la necesidad de respaldo y confiabilidad, no la elimina⁵. Si bien la expansión de baterías y almacenamiento mejora el manejo intradiario de la variabilidad, todavía enfrenta limitaciones frente a eventos de varios días de duración, sequías prolongadas o choques simultáneos de oferta y demanda.

En este contexto, dos atributos adquieren protagonismo: la firmeza y la flexibilidad.

3. IEA por las iniciales de *International Energy Agency*.

4. IEA, *World Energy Outlook 2025*.

5. IEA, *World Energy Outlook 2025*.

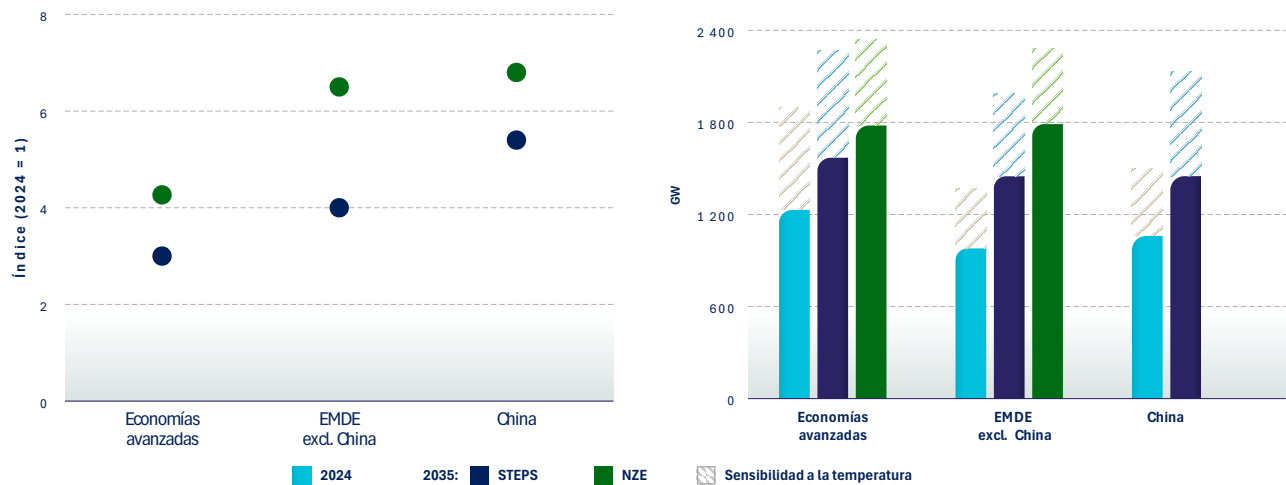




La firmeza se refiere a la capacidad de garantizar el suministro cuando el sistema enfrenta condiciones críticas o eventos extremos. La flexibilidad, en cambio, corresponde a la capacidad de aumentar, reducir o desplazar rápidamente generación frente a cambios abruptos en la demanda, la hidrología o la producción de renovables (Figura 3.2)⁶.

La expansión global del gas natural licuado (GNL) refleja esta transformación. La IEA proyectó el año pasado cerca de 300 mil millones de metros cúbicos/año (bcm/año) de nueva capacidad global de licuefacción hacia 2030, liderada por Estados Unidos y Qatar (Figura 3.3)⁷.

Figura 3.2 | Flexibilidad y crecimiento de demanda pico eléctrica



Fuente: IEA, World Energy Outlook 2025.

Notas: GW = gigavatio. STEPS = Escenario de Políticas Declaradas; NZE = Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050.
Economías avanzadas = economías avanzadas; EMDE excl. China = economías de mercados emergentes y en desarrollo, excluida China.
La demanda máxima no incluye la activación de la respuesta de demanda.

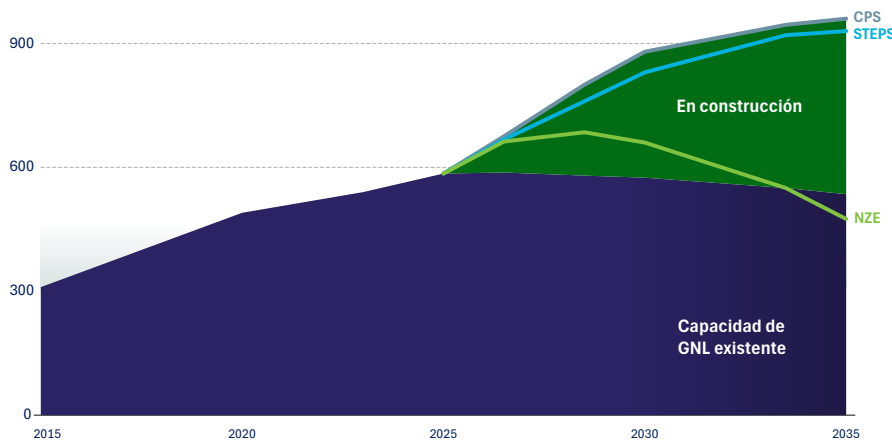


Figura 3.3 |
Capacidad global de exportación de GNL hacia 2035 (Bcm)

Fuente: IEA, World Energy Outlook 2025.

Nota: CPS = Escenario de Políticas Actuales; STEPS = Escenario de Políticas Declaradas;

NZE = Escenario de Cero Emisiones Netas a 2050.

6. International Gas Union (IGU), *Global Gas Report 2025*.

7. IEA, *World Energy Outlook 2025*; International Gas Union (IGU), *World GNL Report 2025*.

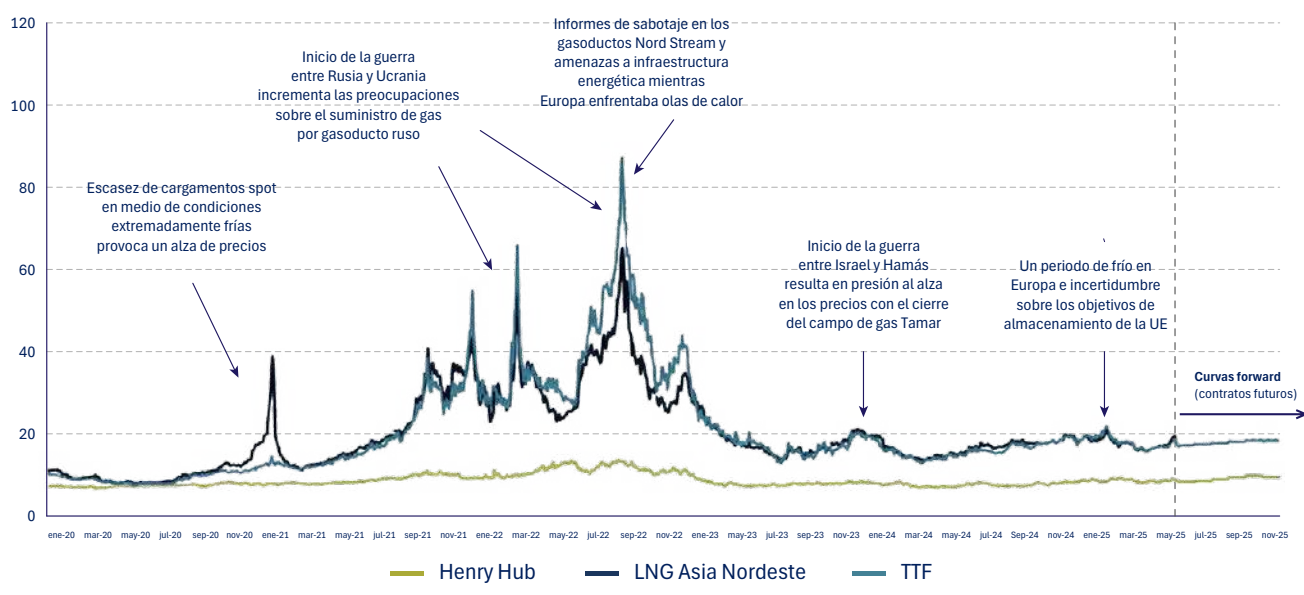
Ahora bien, la integración del mercado global de GNL está redefiniendo simultáneamente las posibilidades de diversificación de fuentes de suministro y las nuevas dependencias para las economías importadoras.

Por nuevas dependencias no solo se hace referencia a los países que concentran la mayor capacidad de licuefacción, sino también a aspectos como la flota de

embarcaciones en capacidad de transportar el GNL y las tecnologías de regasificación.

Asimismo, la volatilidad observada en los mercados internacionales ha puesto de presente una realidad difícil de ignorar⁸: incluso mercados profundos y líquidos pueden experimentar variaciones severas de precios, limitaciones físicas y riesgos operativos (Figura 3.4).

Figura 3.4 | Volatilidad internacional del gas natural y GNL entre 2021 y 2025 (US\$ reales por MBTU)



Fuente: IGU, Global Gas Report 2025.

Nota: Las curvas forward representan los precios de contratos futuros para cada referente y no constituyen una previsión.

De otro lado, se debe señalar que la renovada relevancia del gas no elimina, sin embargo, las restricciones ambientales y regulatorias asociadas a su uso. Por el contrario, la legitimidad futura del gas dependerá cada vez más de su capacidad para reducir emisiones de metano, mejorar la eficiencia e integrarse con estrategias de descarbonización⁹.

8. IEA, Gas Market Report Q1 2025.

9. IEA, Global Methane Tracker 2025; UNEP, Emissions Gap Report 2024.





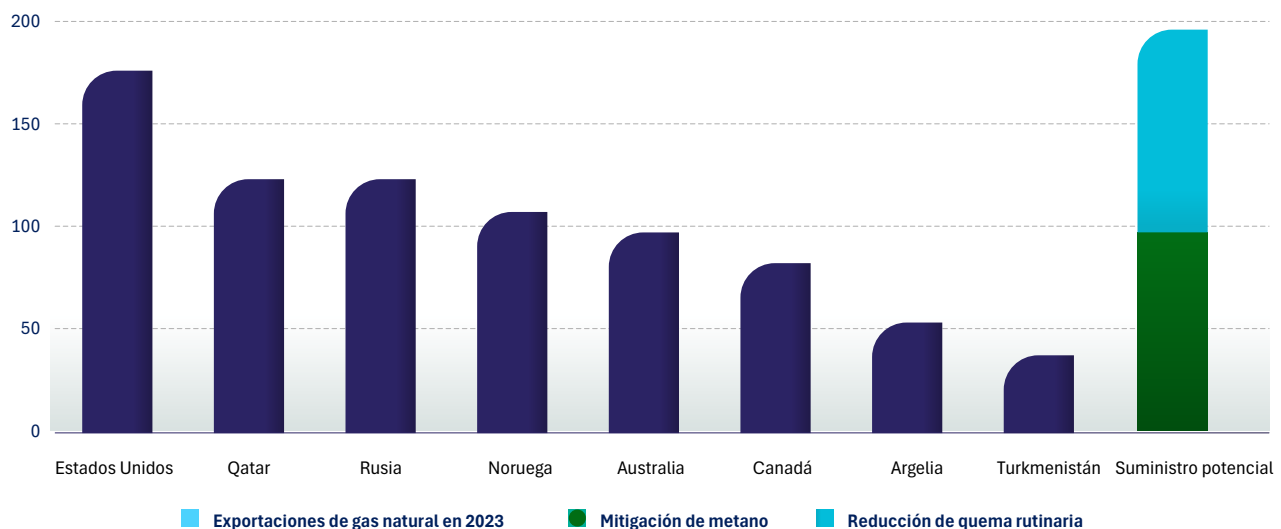
La presión sobre las emisiones de metano es particularmente importante. La IEA estima que un esfuerzo coordinado de reducción de estas emisiones y quema rutinaria podría poner cerca de 100 bcm adicionales de gas natural a disposición del mercado internacional, contribuyendo a la seguridad energética y a reducir emisiones (Figura 3.5).

Esto resulta particularmente relevante si se tiene en cuenta que el metano tiene un potencial de

calentamiento global cercano a 80 veces el del CO₂ en horizontes de 20 años.

La reducción de emisiones fugitivas, los sistemas MRV (medición, reporte y verificación) y la trazabilidad ambiental empiezan a convertirse así en componentes estructurales de la competitividad y legitimidad del gas¹⁰, que determinan el acceso a fuentes de financiación y ciertos clientes, entre otros.

Figura 3.5 |
Suministro potencial de gas natural por reducciones de metano (Bcm)



Fuente: IEA, Global Methane Tracker 2025.

10. IEA, Global Methane Tracker 2025.

GNL y la nueva geografía energética global

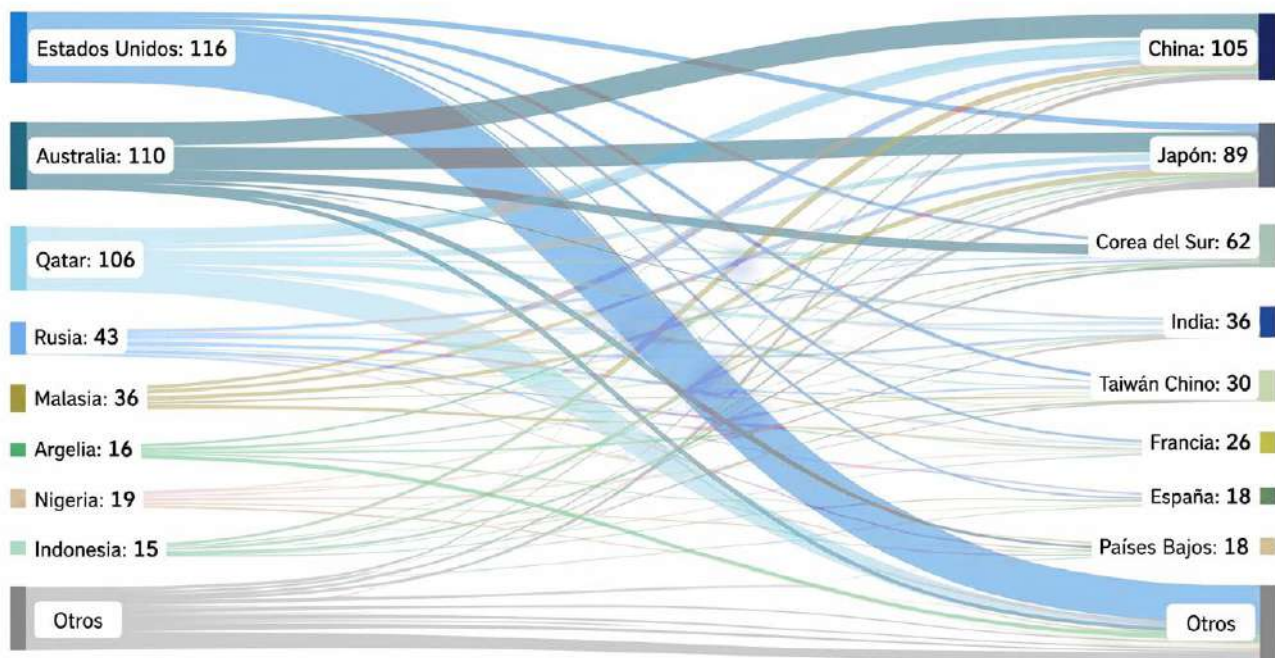
La interrupción parcial del suministro ruso hacia Europa aceleró la reorganización del comercio internacional de gas natural (Figura 3.6). En esa reorganización, el GNL dejó de ser un componente complementario del sistema europeo y pasó a consolidarse como un activo geopolítico y un instrumento de seguridad energética¹¹.

En paralelo, Norteamérica se consolidó como la principal fuente de exportación de GNL.

El caso de Asia es diferente, dada la dinámica de consumo de GNL que ese continente tenía incluso antes de la invasión rusa a Ucrania.

Ahora bien, un hecho común para los diferentes mercados internacionales es la mayor interacción entre sí, que se refleja en la convergencia gradual entre indicadores de precios de mercados de Europa y Asia.

Figura 3.6 | Comercio global de GNL en 2024 (Bcm)



Fuente: IGU, Global Gas Report 2025.

Nota: Las exportaciones e importaciones son netas, es decir, las importaciones se restan de las exportaciones para cualquier exportador y viceversa.

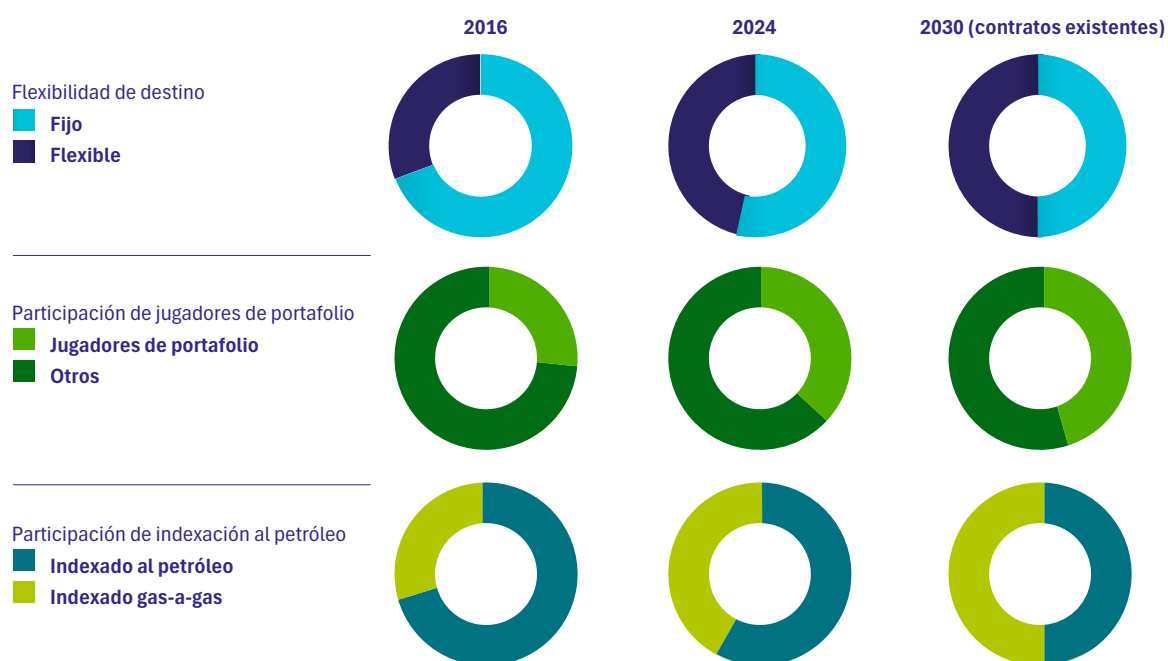
11. IEA, Gas 2025: Analysis and Forecasts to 2030.



El mercado de GNL global probablemente seguirá ganando liquidez, flexibilidad y sofisticación financiera, con una mayor presencia de contratos sin restricciones de destino (destination-free), indexación a hubs internacionales y actores de portafolio (Figura 3.7)¹². Esa mayor liquidez no elimina la posibilidad de choques severos de precios o restricciones operativas. Los episodios observados entre 2021 y 2025 demostraron que incluso mercados profundos pueden experimentar disrupciones extremas bajo condiciones de estrés.

La nueva geografía del GNL también implica una mayor concentración geopolítica. Estados Unidos y Qatar representan aproximadamente 70% de la nueva capacidad global proyectada para entrar en operación hacia 2030¹³. Esto implica la diversificación global frente al antiguo dominio del gas ruso por gasoducto, pero introduce nuevas dependencias sobre rutas marítimas, infraestructura crítica, estabilidad geopolítica y mercados financieros internacionales.

Figura 3.7 | Contratos GNL, flexibilidad e indexación



Fuente: IEA, Gas 2025.

Notas: La flexibilidad de destino es solo con fines indicativos, asumida en ausencia de una fuente clara de información. Los contratos con flexibilidad de destino suelen estar respaldados por arreglos de envío FOB.

12. IEA, Gas 2025: Analysis and Forecasts to 2030.

13. IEA, Gas 2025: IGU, Global Gas Report 2025.



Implicaciones para economías emergentes

Para las economías emergentes e importadoras de gas, este nuevo entorno implica mayor competencia por el GNL, mayor exposición cambiaria y un papel cada vez más estratégico de la infraestructura de importación, transporte y almacenamiento.

Muchos países emergentes enfrentan además restricciones fiscales, mayores costos de capital y menor capacidad para absorber episodios prolongados de precios altos. En este sentido, el FMI advierte que el aumento estructural de tasas de interés y la fragmentación geoeconómica¹⁴ podrían desacelerar el despliegue de infraestructura energética y aumentar los costos reales de transición¹⁵.

En América Latina, aunque algunos países tienen una matriz energética relativamente limpia y con alta participación renovable, existe una fuerte dependencia hidroeléctrica y alta vulnerabilidad ante sequías y eventos climáticos extremos. Por ello, la electrificación de la economía aumentará la importancia estratégica de mecanismos de respaldo, flexibilidad y capacidad térmica.

La experiencia reciente ha mostrado también que la disponibilidad global de GNL no garantiza por sí sola la seguridad energética local. La capacidad efectiva de respuesta depende de la infraestructura de importación, del transporte, de la capacidad de

almacenamiento, de la flexibilidad contractual, de la capacidad financiera para absorber volatilidad internacional y, en consecuencia, de la regulación local.

En este contexto, la seguridad energética depende menos de la existencia física de moléculas en los mercados globales y más de la capacidad local para contratarlas, financiarlas, transportarlas y manejarlas operativamente bajo escenarios adversos.

Las implicaciones de este nuevo entorno son particularmente relevantes para economías dependientes de sistemas energéticos con márgenes limitados de redundancia operativa, como es el caso de Colombia, tema que se aborda en la sección 3.2.

14. Proceso mediante el cual consideraciones geopolíticas, de seguridad nacional y de competencia estratégica comienzan a influir sobre las decisiones de comercio, inversión y financiamiento internacional. Esto puede traducirse en restricciones comerciales, relocalización de cadenas de suministro, menor integración económica global, mayores costos de capital y una asignación menos eficiente de recursos, con implicaciones potencialmente relevantes para el desarrollo de infraestructura y la transición energética.

15. IMF, *Energy Transition and Geoeconomic Fragmentation*, 2023.





3.2

Contexto nacional



Vulnerabilidad y estrechez del sistema de gas colombiano

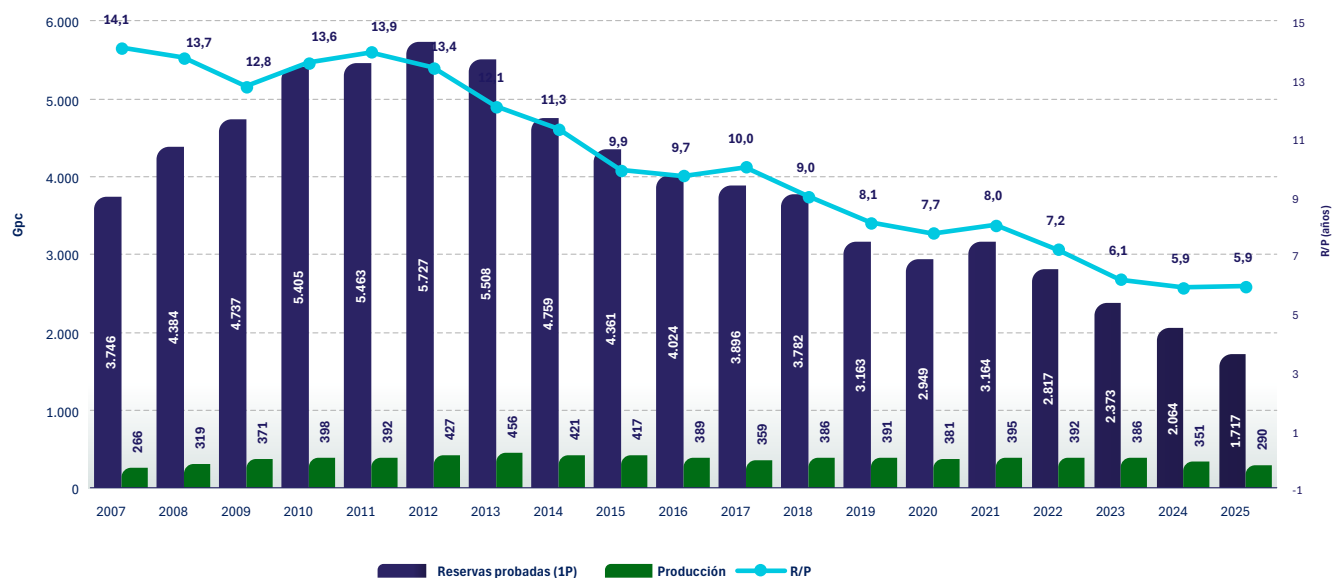
Colombia se encuentra en una posición particularmente sensible frente a los cambios del contexto energético global, pues opera con holgura limitada.

A diferencia de otras economías de la región, con amplias reservas de gas natural o infraestructura diversificada de importación, el sistema colombiano combina

características que aumentan su vulnerabilidad, entre ellas el deterioro progresivo de su autosuficiencia.

Durante la última década, sus reservas probadas registraron una tendencia decreciente, lo que llevó al país a tener una relación estrecha entre reservas y producción (R/P) y a depender cada vez más de importaciones (Figura 3.8).

Figura 3.8 | Evolución de reservas probadas de gas natural en Colombia



Fuente: ANH, elaboración propia.

Ejercicios probabilísticos recientes muestran riesgos de déficit de gas nacional para los próximos años, con escenarios que arrojan probabilidades entre 40 % y 60 % en 2026 y 2027, bajo condiciones de estrés hidrológico y atrasos en nueva oferta¹⁶.

Esto coincide con un entorno de incertidumbre creciente sobre nuevos desarrollos exploratorios, tiempos de maduración de proyectos e incentivos a la inversión en exploración y producción. Como resultado de esto, incluso escenarios en los que existen recursos potenciales relevantes, pueden enfrentar dificultades para traducirse en oferta firme disponible dentro de horizontes compatibles con las necesidades del sistema.

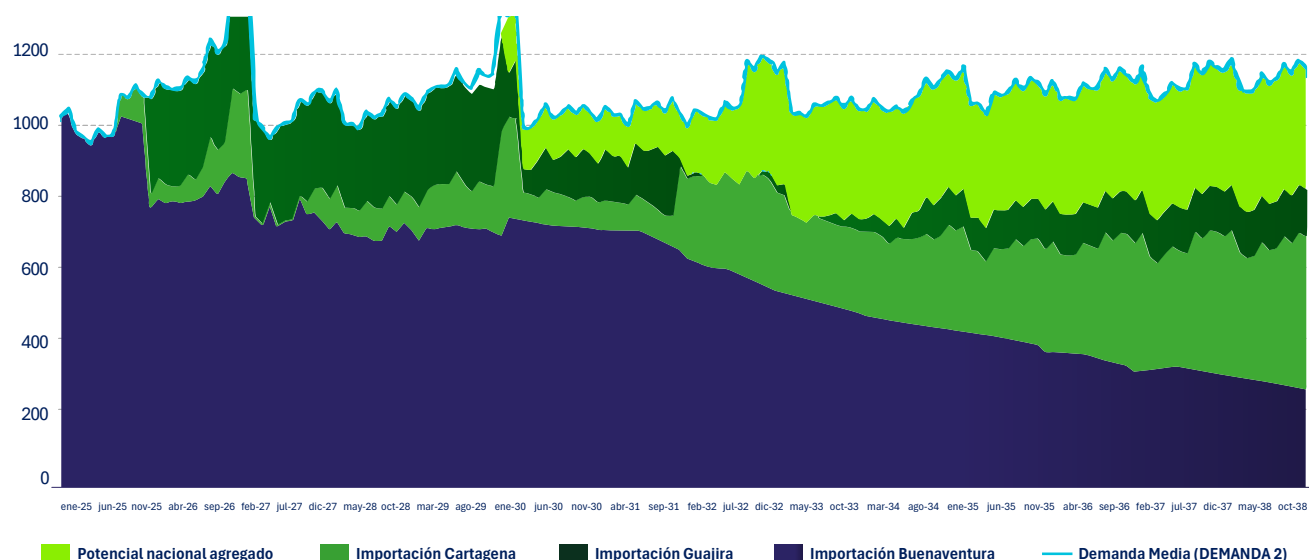
16. CREE–Andesco, *Medidas para mejorar el abastecimiento de gas natural en Colombia* (2025).



La situación se torna más compleja al considerar que la expansión de la infraestructura toma varios años y enfrenta riesgos regulatorios, ambientales, sociales y de coordinación institucional.

El propio Plan de Abastecimiento de Gas Natural reconoce la necesidad de acelerar proyectos de transporte, regasificación e integración regional para preservar condiciones adecuadas de abastecimiento y confiabilidad (Figura 3.9)¹⁷.

Figura 3.9 | Fuentes de suministro para garantizar atención de la demanda (Mpcd)



Fuente: UPME, Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2025.

Por lo tanto, la vulnerabilidad del sistema colombiano no surge únicamente de la escasez física de moléculas. Resulta de la suma de factores como la declinación de las reservas, la incertidumbre sobre nueva oferta nacional, las restricciones de transporte, los atrasos en infraestructura crítica y la mayor sensibilidad del sistema eléctrico a eventos hidrológicos.

Además, la mayor exposición importadora representa otra dimensión crítica de esta vulnerabilidad. El GNL ofrece una herramienta importante de diversificación y flexibilidad, pero también introduce nuevas

dependencias externas sobre precios internacionales, logística marítima, capacidad de regasificación, tasa de cambio y controversias políticas con otros países.

Todo lo anterior ha reducido los márgenes de respuesta operativa del sistema energético. Así, en Colombia el gas natural no opera únicamente como un *commodity* aislado, sino como parte de un sistema interdependiente. Por consiguiente, la discusión sobre el gas natural pasa a ser una discusión sobre capacidad de respuesta del sistema energético bajo condiciones de mayor incertidumbre y estrés operativo.

17. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2025*.

Esto redefine el significado estratégico de decisiones en materia de exploración, desarrollo de infraestructura de importación y de transporte, y funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, que dejan de ser discusiones sectoriales aisladas y pasan a formar parte de una estrategia de seguridad energética.

El principal desafío colombiano no es exclusivamente de disponibilidad de gas natural. Es, sobre todo, un desafío de resiliencia sistémica. En este contexto, el gas cambia su función dentro del sistema energético: de fuente de suministro promedio a mecanismo de firmeza, flexibilidad y estabilidad operativa.

Gas natural, hidrología y resiliencia eléctrica

La vulnerabilidad del sistema de gas colombiano adquiere una dimensión aún más relevante al considerar su estrecha interacción con el sistema eléctrico.

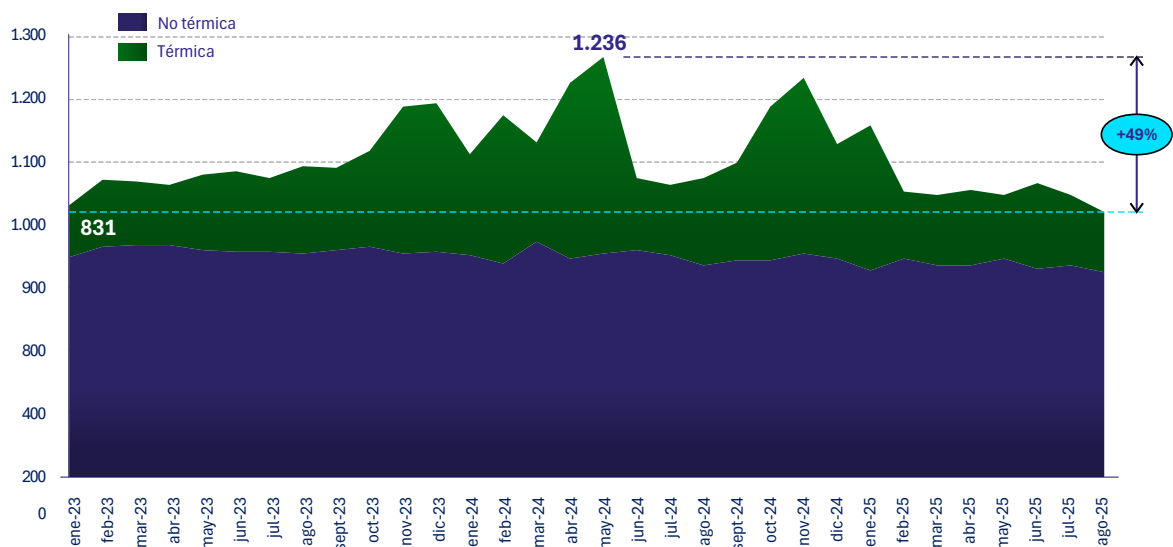
Colombia tiene una matriz de generación relativamente limpia, con alta participación hidroeléctrica, característica que históricamente constituyó una ventaja competitiva ambiental y económica. Sin embargo, esta dependencia hace que el sistema sea particularmente sensible frente a eventos climáticos extremos y períodos prolongados de bajos aportes hidrológicos.

En este contexto, el valor estratégico del gas natural no depende principalmente de su participación promedio en la generación eléctrica, sino de su capacidad para sostener el sistema cuando la hidrología se deteriora y aumenta la necesidad de despacho térmico.

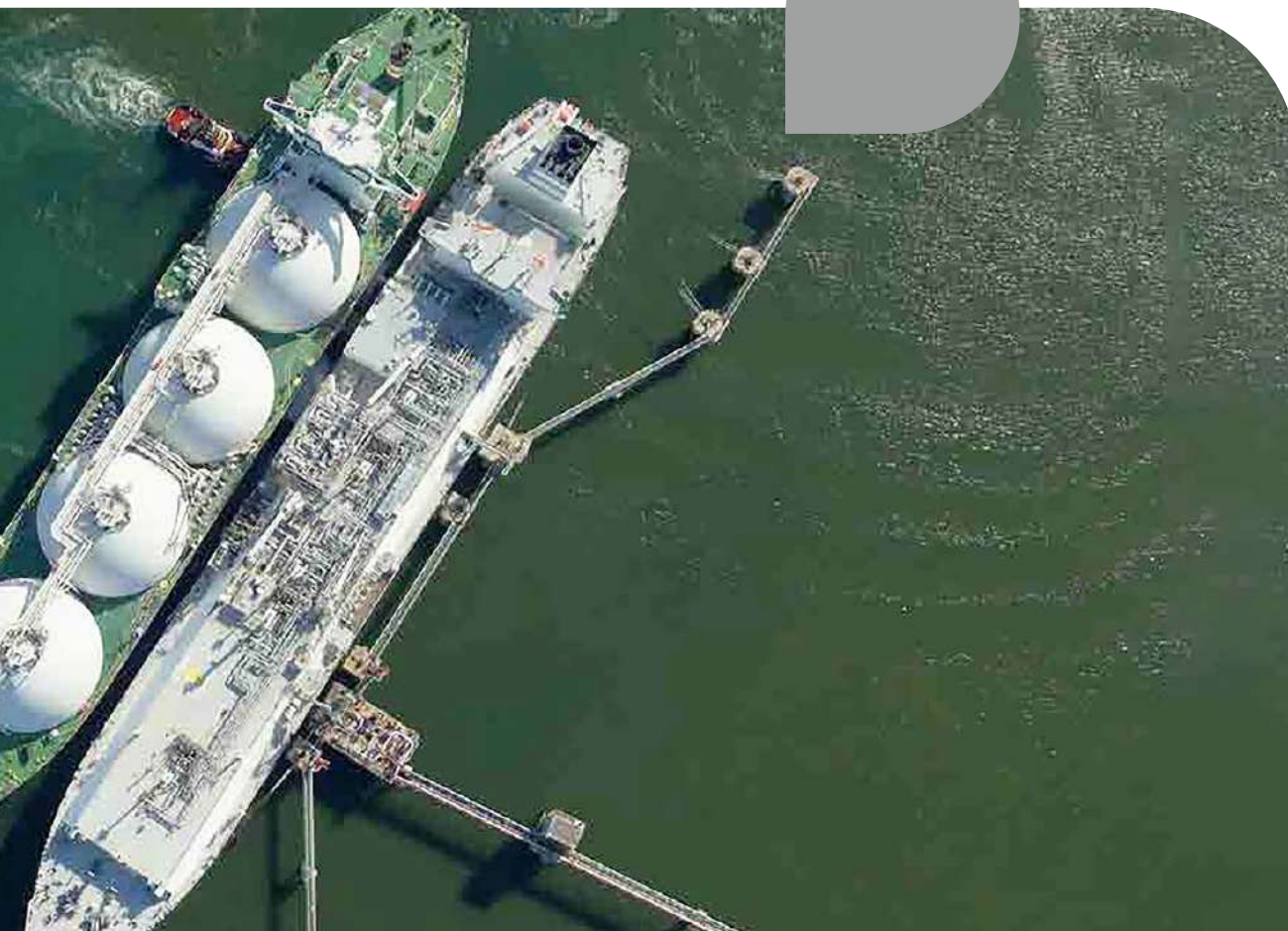
Los episodios del fenómeno de El Niño han puesto de manifiesto esta interacción entre hidrología y seguridad energética. Durante períodos de baja disponibilidad hídrica, el sistema eléctrico incrementa significativamente su dependencia térmica, elevando simultáneamente la demanda de gas natural y la presión sobre la contratación firme y la capacidad de producción, importación y transporte (Figura 3.10).

La electrificación de la economía y la expansión de renovables variables, como la solar y le eólica, tendrán un impacto positivo en la reducción de emisiones. Pero también incrementará la necesidad de mecanismos de flexibilidad y respaldo capaces de responder ante la variabilidad climática y operativa, para lo cual el gas natural seguiría desempeñando un papel relevante.

Figura 3.10 | Sensibilidad del sistema eléctrico colombiano a eventos hidrológicos (demanda en GBTUD)



Fuente: CREE-Andesco 2025.



GNL, infraestructura y seguridad de abastecimiento

La mayor relevancia del GNL en Colombia refleja precisamente esta transición hacia un sistema más dependiente de recursos flexibles. La terminal de regasificación de Cartagena permitió introducir una fuente adicional de suministro y reducir parcialmente la vulnerabilidad a eventos de escasez doméstica. No obstante, también evidenció la nueva realidad en la que la seguridad energética depende de infraestructura crítica y de mercados internacionales volátiles.

El GNL reduce la dependencia de la geología local, pero aumenta la exposición geopolítica, logística y

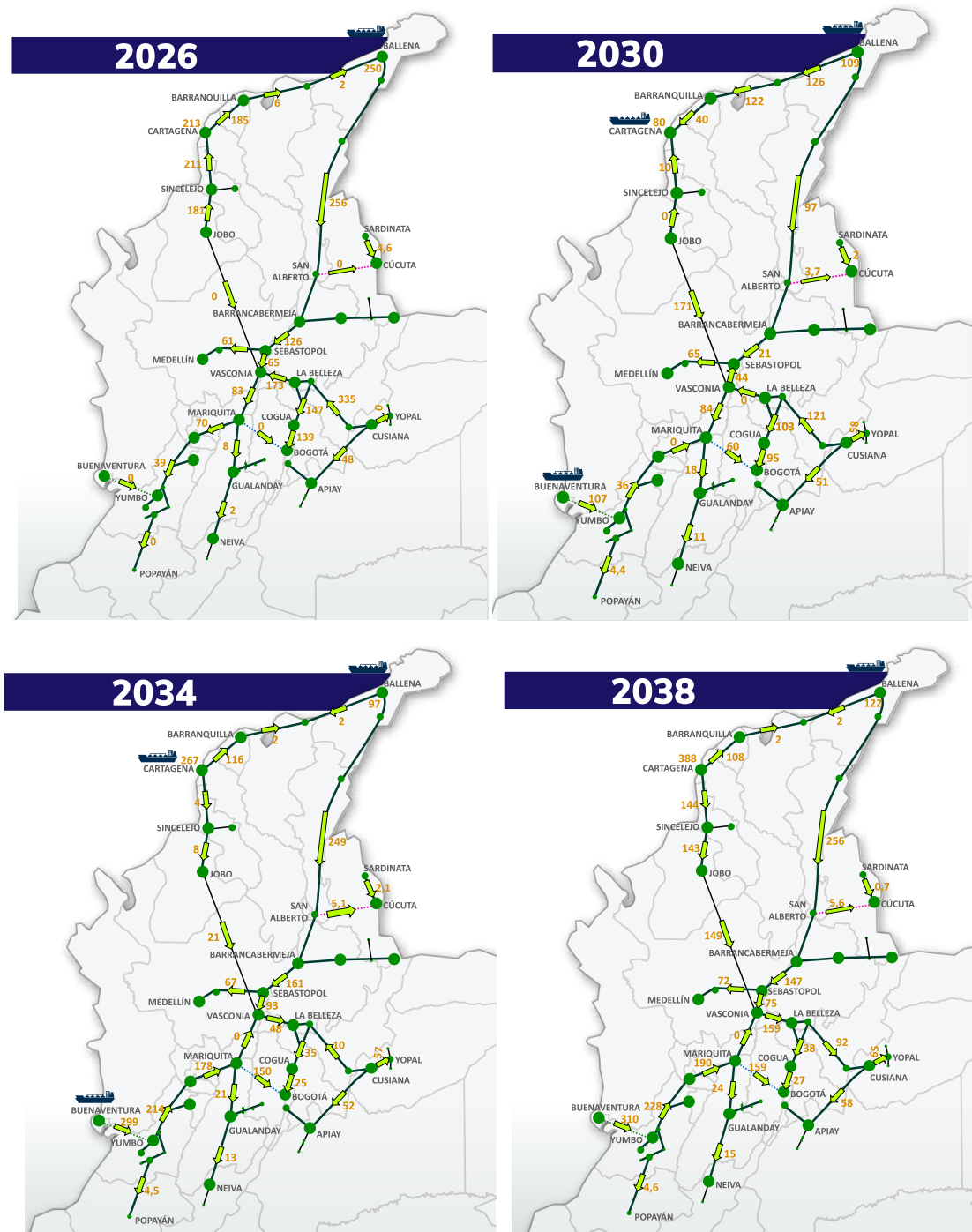
cambiaria. La confiabilidad del sistema deja así de depender exclusivamente de la producción nacional y pasa a depender también de rutas marítimas, disponibilidad internacional de cargamentos, capacidad de importación y estabilidad de precios globales.

Las limitaciones de transporte entre la Costa Caribe y el interior amplifican esta fragilidad. La disponibilidad de moléculas en terminales costeros no garantiza automáticamente capacidad efectiva de entrega hacia los principales centros de consumo y generación térmica del interior del país.

Se requiere entonces expandir oportunamente la infraestructura existente y desarrollar nueva infraestructura crítica (Figura 3.11)¹⁸, proceso que enfrenta horizontes largos de ejecución y riesgos

relevantes de coordinación institucional, licenciamiento ambiental, incentivos regulatorios y viabilidad financiera.

Figura 3.11 | Infraestructura para garantizar atención de la demanda



Fuente: Adaptado del Documento Complementario del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de la UPME, 2025.

18. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2025*.



Finalmente, se resalta la importancia de asegurar que el acceso a nuevas fuentes de suministro y la expansión de la capacidad de transporte no solo se concreten oportunamente, sino que estén guiados por el criterio de la eficiencia económica.

La competitividad del gas natural es determinante para preservar la demanda de este energético. Por una parte, los usuarios tienen la posibilidad de acceder a sustitutos. Por otra parte, una menor demanda impacta al alza las tarifas de las actividades monopólicas. En tal sentido, la contracción de la demanda tiene efectos en espiral.

Conclusiones

En los últimos años ha habido un giro en el debate mundial sobre los asuntos energéticos, y con esto un nuevo equilibrio entre los elementos del 'trilema energético' (seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental).

La transición energética ya no se concibe como un proceso para acelerar la sustitución tecnológica para reducir emisiones, sino como uno que contempla la preservación de la seguridad energética, la confiabilidad operativa y la capacidad de respuesta frente a choques climáticos, geopolíticos y de infraestructura.

En ese nuevo entorno, también se redefinen las prioridades asociadas al gas natural. Su relevancia depende cada vez menos de su aporte promedio de energía y más de su contribución a firmeza, flexibilidad y resiliencia sistémica.

Para Colombia, esta transformación ocurre en un momento particularmente sensible. La caída de las reservas probadas, la mayor exposición a importaciones de GNL, la dependencia hidrológica del sistema eléctrico y las restricciones de transporte entre la Costa Caribe y el interior del país han reducido los márgenes de maniobra del sistema. El principal riesgo no es solamente la no disponibilidad de gas natural, sino que el sistema en general no esté en condición de responder bajo condiciones de estrés.

En este contexto, resulta prioritario estructurar y poner en marcha una agenda de trabajo orientada a fortalecer la resiliencia del sistema energético y que tenga a la seguridad energética como su eje central. Esto no significa renunciar a la transición energética, sino reconocer que una transición desordenada puede aumentar simultáneamente vulnerabilidad energética, costos y emisiones.



3.3 Los debates y las decisiones pendientes





1. La agenda del nuevo cuatrienio

Los análisis expuestos en las secciones anteriores indican que el sector de gas natural en Colombia requiere una política pública que tenga como eje principal a la seguridad energética, sin olvidar las otras dimensiones del trilema energético (equidad energética y sostenibilidad ambiental). El objetivo central es claro: que la agenda oficial esté orientada a asegurar la disponibilidad ininterrumpida de gas natural a un precio asequible.

No solo es importante que la agenda de trabajo del cuatrienio se construya en esta dirección, sino también que se divulgue, discuta y coordine oportunamente. Esto orientará a los organismos públicos y facilitará su interacción, al tiempo que permitirá que los agentes ajusten sus expectativas y den forma a sus planes de inversión. Además, favorecerá una adecuada articulación entre el sector público y el privado, sin la que sería difícil emprender y acelerar el desarrollo de los proyectos clave para garantizar un suministro confiable de gas natural para todo el país.

Para definir esta política pública se debe partir de una clara comprensión del estado actual de cada eslabón de la cadena, así como de sus problemas y oportunidades, y de las medidas alternativas que el Gobierno Nacional podría adoptar. Sobre esta base podrán identificarse cuáles debates y decisiones son prioritarios y cuáles autoridades deben actuar.

Con el fin de contribuir a este propósito, en esta sección se hace un recuento de los temas sectoriales que ameritan la intervención del Gobierno Nacional. Este recuento puede serle útil al Gobierno, como insumo

para su propio diagnóstico del sector de gas natural y la definición de las acciones a acometer durante el cuatrienio. También puede servir de base para que el Gobierno y los agentes construyan una visión compartida de la agenda de política pública y regulación que requiere el sector.

En línea con lo anterior, esta sección se concentra en los asuntos bajo la competencia del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas. Sin embargo, cabe señalar que el desarrollo del sector también depende de actuaciones de autoridades de otros sectores administrativos. Algunos de esos asuntos se listan hacia el final de esta sección, sin ahondar en ellos.

Los numerales 2, 3 y 4 abordan la exploración y producción de gas natural. En la parte alta de la cadena, el principal desafío consiste en aprovechar oportunamente los recursos disponibles en el territorio nacional.

Los yacimientos no convencionales continúan representando una oportunidad de gran magnitud, cuyos recursos recuperables podrían multiplicar las reservas actuales. Por su parte, los descubrimientos en áreas costa afuera, encabezados por Sirius, podrían transformar el balance nacional de gas hacia el final de la década.

A su vez, las áreas continentales siguen siendo fundamentales para sostener la producción en el corto y mediano plazo mediante nuevas incorporaciones de recursos, una mayor conversión de recursos contingentes en reservas y una gestión más eficiente de los campos maduros.

El numeral 5 está dedicado a las importaciones de gas natural. El país entró en una nueva etapa caracterizada por la importación permanente de gas natural para atender segmentos distintos a la generación térmica. En consecuencia, el desarrollo oportuno de infraestructura de importación constituye un complemento indispensable del abastecimiento nacional.

Este proceso exige propiciar condiciones que faciliten las inversiones, promuevan la competencia entre proyectos y diversifiquen las fuentes internacionales de suministro, de forma que el país reduzca su exposición a riesgos geopolíticos y fortalezca la resiliencia de su sistema de abastecimiento.

El numeral 6 desarrolla los asuntos relacionados con la comercialización mayorista del gas natural. El tránsito hacia un mercado deficitario, la creciente participación del gas importado y la evolución del mercado hacen aconsejable revisar diversos aspectos del marco regulatorio.

Las reglas de comercialización mayorista deberán seguir evolucionando para responder a un mercado más dinámico, con nuevas modalidades de contratación y una mayor integración con los mercados internacionales, preservando los objetivos de eficiencia, competencia y confiabilidad que históricamente han orientado la regulación sectorial.

Los numerales 7, 8 y 9 se centran en la parte media y baja de la cadena, mientras que el numeral 10 aborda los asuntos relacionados con la gestión en cabeza del Gestor del Mercado. La agenda del cuatrienio también debe abarcar estos eslabones. En estos segmentos resulta prioritario asegurar la ejecución oportuna de las inversiones previstas, la expedición de decisiones regulatorias dentro de los plazos establecidos y la adaptación gradual de las instituciones a las nuevas condiciones del mercado.

Lo anterior se complementa en el numeral 11 con la revisión de los asuntos bajo la responsabilidad de otras autoridades. El desarrollo del sector trasciende las competencias del Ministerio de Minas y Energía y de sus entidades adscritas. La seguridad jurídica, la competitividad tributaria, el licenciamiento ambiental, la consulta previa, la seguridad física de la infraestructura y la articulación entre autoridades nacionales y territoriales constituyen condiciones necesarias para promover la inversión y, por tanto, fortalecer la seguridad energética.

Finalmente, el numeral 12 presenta una estimación de los impactos esperados, tanto sobre la actividad sectorial como sobre la economía colombiana.

Los procesos de recuperación que el sector ha experimentado tras choques exógenos recientes sirven de referencia para estimar de forma conservadora la dimensión de la actividad y de la inversión de un sector que vuelve a ocupar un lugar prioritario en la agenda del Gobierno Nacional. Así, se estima que las inversiones sectoriales superarían los US\$23.000 millones entre 2027 y 2030.

En conjunto, estos asuntos conforman una agenda integral de política pública cuyo propósito es fortalecer la seguridad energética del país mediante un desarrollo coordinado de todos los eslabones de la cadena de gas natural.

Con base en lo anterior, los numerales siguientes presentan un conjunto de diagnósticos, alternativas de política pública y posibles líneas de acción que pueden servir como insumo para la construcción de la agenda sectorial del nuevo cuatrienio.





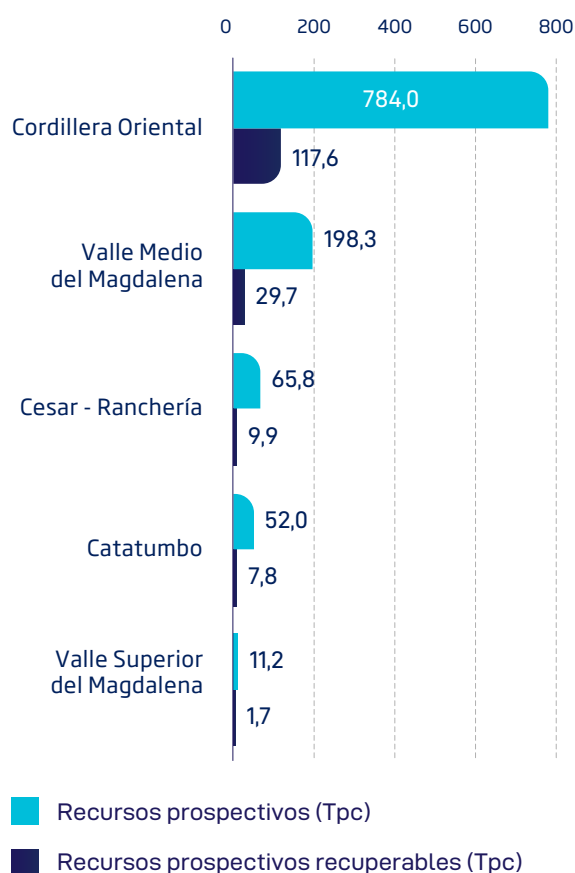
2. Yacimientos no convencionales

Recursos disponibles

En el marco de un debate de control político realizado por la Cámara de Representantes en 2021, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) informó que, según sus estudios sobre el potencial de gas natural del país, los recursos prospectivos recuperables en yacimientos no convencionales eran de alrededor de 167 terapíes cúbicos (Tpc)¹⁹, según se ilustra en la Figura 3.12.

Esta cifra corresponde a una fracción de los recursos prospectivos en estos yacimientos, que la ANH estimó en 1.111 Tpc. La cuenca con mayor potencial es la Cordillera Oriental, con el 70,5 % de los recursos, seguida por las cuencas Valle Medio del Magdalena (17,8 %), Cesar-Ranchería (5,9 %), Catatumbo (4,7 %) y Valle Superior del Magdalena (1,0 %).

Figura 3.12 | Recursos prospectivos en yacimientos no convencionales (Tpc)



Fuente: ANH, elaboración propia.

Dada la política pública vigente durante el cuatrienio 2022-2026, el sector no ha avanzado en los años recientes en la evaluación y el desarrollo de los yacimientos no convencionales. Por esta razón, no se dispone de información actualizada sobre el potencial de gas natural en estos yacimientos y las estimaciones varían sustancialmente según la fuente que se consulte.

De todas formas, en una visión conservadora, las diversas estimaciones coinciden en que los recursos recuperables podrían al menos multiplicar por nueve las reservas de gas.

Marco normativo

Teniendo en cuenta los beneficios que le reportaría al país el aprovechamiento de los recursos mencionados, las entidades del sector de minas y energía expidieron un conjunto de normas que rigen su exploración y extracción. Dichas normas, hoy vigentes, abarcan lineamientos de política pública, la reglamentación técnica de la actividad y la regulación de aspectos contractuales.

Ese desarrollo normativo giró alrededor de los objetivos de identificar y evitar los posibles riesgos de la explotación de los yacimientos no convencionales, así como mitigar sus efectos residuales, dado que tanto en el ámbito nacional como en el internacional se había gestado un debate sobre las consecuencias de la explotación comercial de estos yacimientos.

19. Para una adecuada comprensión de estas métricas, resultan útiles las definiciones del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PMRS), aprobado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE).

En Colombia, en 2012 la Contraloría General de la República (CGR) advirtió al Gobierno Nacional sobre los posibles riesgos de esta actividad y lo conminó a adoptar las medidas necesarias y suficientes para asegurar una actividad sostenible. Este pronunciamiento del organismo de control se hizo en ejercicio de su función de advertencia y en aplicación del principio de precaución consagrado en la Ley 99 de 1993.

Posteriormente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 3004 de 2013, que definió el concepto de yacimiento no convencional y estableció un plazo para que el Ministerio de Minas y Energía emitiera la reglamentación técnica exigible para la exploración y explotación de hidrocarburos en este tipo de yacimientos, en reemplazo de las reglas de la Resolución 180742 de 2012.

En cumplimiento de ese mandato, el Ministerio expidió la Resolución 90341 de 2014, construida con base en las experiencias de Canadá y Estados Unidos, principalmente, y teniendo en cuenta las particularidades del caso colombiano. Esta norma incorporó las mejores prácticas de la industria y las recomendaciones de expertos en materia de planeación, regulación técnica, relación con las comunidades locales y asuntos socioambientales, entre otros²⁰.

Por su parte, la ANH expidió el Acuerdo 03 de 2014, mediante el cual se adaptó el régimen contractual para la exploración y explotación de hidrocarburos con el objetivo de incluir reglas específicas sobre los yacimientos no convencionales.

Pese a estos esfuerzos, a finales de 2014 la CGR concluyó que el Gobierno Nacional no había acogido plenamente el principio de precaución, pues consideró que persistían deficiencias en la generación del conocimiento local y específico para la fase de explotación y para el desarrollo de la Ronda Colombia 2014, liderada por la ANH.

Ante argumentos como estos, en paralelo a las gestiones del Gobierno Nacional y la industria para dar inicio a la

actividad en yacimientos no convencionales, comenzó a tomar fuerza la idea de realizar proyectos piloto que permitieran constatar que las normas mencionadas constituían un marco robusto para el desarrollo de la actividad, preservando el medio ambiente y el bienestar de las comunidades.

En octubre de 2018, el Ministerio designó una comisión interdisciplinaria independiente para evaluar la viabilidad de realizar la actividad de forma segura y sostenible. Esta comisión rindió su informe en abril de 2019, en el cual recomendó, entre otros, la ejecución de Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), como experimentos de naturaleza científica y técnica sujetos a condiciones de diseño, monitoreo y control.

Entretanto, los debates sobre la materia pasaron a la órbita legal. En noviembre de 2018, el Consejo de Estado resolvió suspender el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014, dentro del marco de una acción de nulidad contra estas normas. Ahora bien, poco después precisó que esto no impedía la realización de los PPII, en los términos planteados por la comisión interdisciplinaria convocada por el Gobierno.

Sobre esta base, las entidades del sector expidieron las normas que enmarcarían el desarrollo de los PPII: el Decreto 328 de 2020, que dictó lineamientos de política pública; la Resolución 40185 de 2020, con la que el Ministerio estableció requisitos técnicos; los Acuerdos 06 y 07 de 2020, que definieron las reglas de la ANH para la selección de contratistas y los arreglos contractuales; y la Resolución 304 de 2020, con la que el Servicio Geológico Colombiano (SGC) dispuso lineamientos para el monitoreo de sismicidad²¹.

Los tiempos destinados a la preparación de este marco normativo, sumados a los requeridos para gestionar las solicitudes presentadas por las empresas para el desarrollo de los PPII, condujeron a que no fuera posible avanzar en su ejecución antes del inicio del cuatrienio 2022-2026.

20. Mediante la Resolución 421 de 2014, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) adoptó los términos de referencia para los proyectos de perforación exploratoria, que incluyeron requerimientos complementarios para el caso de los yacimientos no convencionales.

21. Además, los Ministerios del Interior y de Minas y Energía expidieron la Resolución 904 de 2020, que estableció lineamientos sociales para el desarrollo de los PPII. Por otra parte, el MADS expidió la Resolución 821 de 2020, que adoptó los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental de los PPII.



Por otra parte, mediante una sentencia de julio de 2022, el Consejo de Estado negó las pretensiones de nulidad contra el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014, y levantó la suspensión provisional de estas normas. Adicionalmente, entre 2022 y 2026 se tramitaron proyectos de ley para prohibir la explotación de yacimientos no convencionales, pero el Congreso de la República no los aprobó.

En suma, una vez superados los debates jurídicos mencionados, las normas expedidas entre 2013 y 2014 permanecen vigentes, al igual que aquellas que regulan los PPII. En este contexto, existe un marco habilitante, y corresponde ahora al nuevo gobierno decidir si encamina al país hacia el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales o descarta esa posibilidad.

Posibles medidas

Para impulsar la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, el Gobierno Nacional podría escoger entre dos alternativas (Tabla 3.1). Una consiste en darle aplicación inmediata al marco normativo de 2013 y 2014, mientras que la otra implica transitar previamente por la ejecución de pilotos, dentro del marco diseñado para los PPII.

La primera tiene el beneficio de partir de un conjunto de normas cuya legalidad ya ha sido probada, por lo que su aplicación puede ser expedita. Además, tiene la ventaja de permitir el paso del período de exploración al de producción, sin que medien criterios diferentes a los previstos en los contratos suscritos con la ANH, lo cual aporta certidumbre a los agentes.

Sin embargo, más allá de las discusiones y decisiones de orden jurídico, persisten las inquietudes sobre los

riesgos de la actividad y la capacidad de la regulación y las instituciones para evitarlos o mitigarlos. Los riesgos por los que se ha expresado preocupación se relacionan, principalmente, con la integridad de los pozos, la eventual contaminación de acuíferos y la sismicidad inducida por la reinyección.

Esta alternativa no atiende esas inquietudes de forma explícita, aunque algunos expertos consideran que la experiencia internacional demuestra los avances de la tecnología para mitigar los riesgos asociados a la actividad. Estos avances, hoy probados en proyectos comerciales en países como Estados Unidos y Argentina, no existían hace más de una década, cuando se inició la discusión en Colombia.

El inicio de los PPII también puede darse rápidamente porque se dispone de un marco normativo robusto. Ahora bien, dada su condición experimental, las empresas participantes no tienen derecho a continuar la exploración y explotación una vez ejecutados dichos pilotos. Esto genera incertidumbre a las empresas interesadas y exige tiempos adicionales, en caso de que se decida pasar a la explotación comercial.

En todo caso, esta alternativa tiene la fortaleza de aportar evidencia tangible sobre la viabilidad de realizar esta actividad en Colombia, así como elementos para mejorar el marco normativo vigente.

Queda también la posibilidad de explorar una alternativa intermedia que se enfoque en las áreas de atención mencionadas. En caso de tomar este rumbo, el tiempo de desarrollo normativo e implementación sería una variable clave por gestionar, teniendo en cuenta la experiencia pasada.

Tabla 3.1 | Posibles medidas para la explotación de los yacimientos no convencionales

	Aplicación del marco normativo de 2013-2014	Aplicación del marco normativo para los PPII
Fortalezas	• Aplicación expedita. • Certeza sobre derechos y tiempos para pasar a explotación comercial	• Aplicación expedita. • Evidencia sobre riesgos en Colombia, antes de explotación comercial.
Áreas de atención	• Persiste discusión sobre riesgos de la actividad.	• Incertidumbre sobre derechos para la explotación comercial. • Riesgo de no aprovechar a tiempo los recursos nacionales de petróleo y gas, especialmente ante el déficit de gas natural.

3. Áreas costa afuera

Recursos disponibles

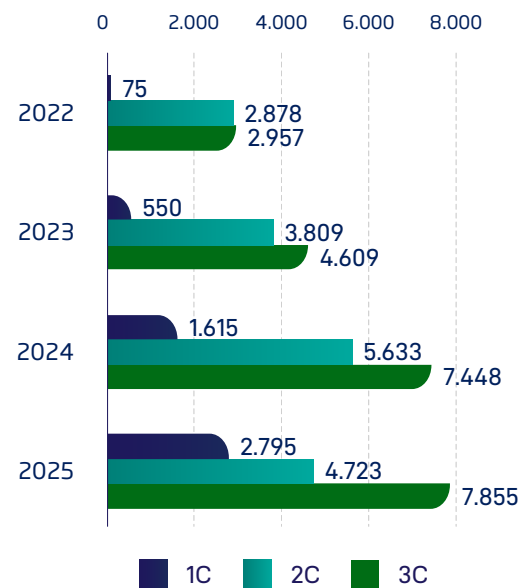
Los Informes de Recursos y Reservas (IRR) publicados por la ANH entre 2023 y 2026 evidencian un aumento en los recursos contingentes de gas natural en áreas costa afuera, impulsado por el avance en los programas de evaluación de los descubrimientos anunciados en el Caribe desde 2014 (Figura 3.13).

Los recursos contingentes 1C, es decir, aquellos para los cuales existe un mayor grado de certeza, pasaron de 75 gigapiés cúbicos (Gpc) al cierre de 2022 a 2.795 Gpc a finales de 2025. Entretanto, los recursos 2C se elevaron de 2.878 Gpc a 4.723 Gpc entre 2022 y 2025. Por su parte, los recursos 3C, aquellos con un mayor nivel de incertidumbre, aumentaron de 2.957 Gpc en 2022 a 7.855 Gpc en 2025.

La magnitud de estos recursos permite prever que el abastecimiento del mercado nacional dependerá en buena medida del desarrollo de estas áreas. Incluso, abre la puerta a un escenario de exportación. Sin embargo, la evolución dispar de los proyectos asociados a los contratos de exploración y producción en estas áreas indica que podría requerirse la intervención del Estado a través de distintos instrumentos de política pública.

Figura 3.13 |

Recursos contingentes en áreas costa afuera (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia.



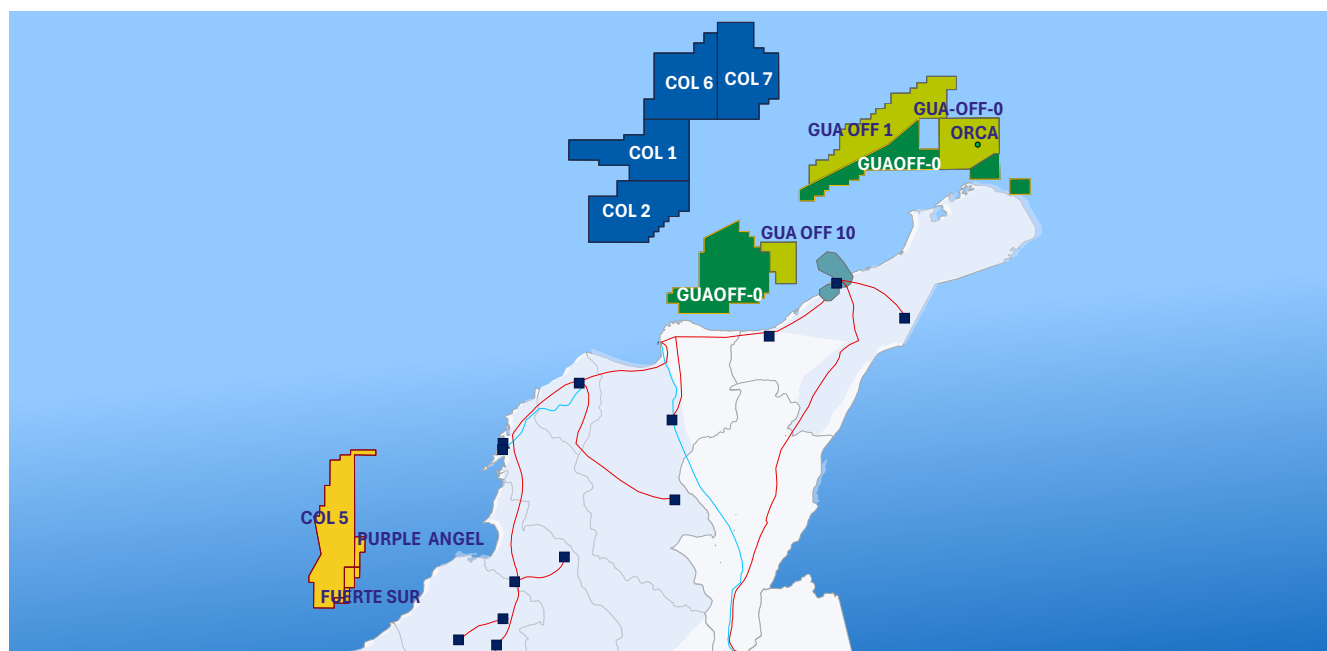


Estado de los contratos

Las áreas costa afuera en el Caribe colombiano se pueden agrupar en cuatro conjuntos, teniendo en cuenta la cercanía geográfica y los avances en la actividad exploratoria (Figura 3.1, página siguiente). A continuación se presenta un recuento general de la actividad en estas áreas, comenzando con aquellas en las que se observa un mayor progreso.

En primer lugar, se destacan los avances en la exploración del bloque GUA OFF 0. Este, localizado al norte del Magdalena y La Guajira, es operado por Petrobras International Braspetro BV, empresa con una participación de 44,4 % en el contrato con la ANH, complementada por una participación de 55,6 % en cabeza de Ecopetrol.

Figura 3.14 | Contratos en áreas costa afuera



Fuente: Adaptado de Ecopetrol.

En julio de 2022, Petrobras y Ecopetrol anunciaron que la perforación exploratoria del pozo Uchuva-1 había conducido al descubrimiento de una acumulación de gas en este bloque, en ese momento denominado Tayrona. Este hito marcó la apertura de una nueva área frontera, cercana al complejo Chuchupa-Ballena, en operación desde la década de 1970.

Esto dio paso a la ejecución del programa de evaluación del descubrimiento con la intención de delimitarlo y determinar su comercialidad. En este contexto, en 2024

se perforó el pozo delimitador Uchuva-2, con el que se confirmó la presencia de gas natural y se avanzó en la identificación de los límites del yacimiento.

Vale la pena recordar que la perforación de Uchuva-2 quedó expuesta a la suspensión ordenada por el Juzgado Cuarto Laboral de Santa Marta, en respuesta a una acción de tutela presentada por una comunidad indígena que alegó la vulneración de su derecho a la consulta previa. La medida fue revocada posteriormente en segunda instancia por el Tribunal Superior de Santa Marta.

En ese mismo trámite, el juzgado ordenó abstenerse de utilizar las denominaciones Tayrona y Uchuva por su origen indígena y la ausencia de consentimiento comunitario. En consecuencia, las compañías ajustaron la nomenclatura del proyecto y adoptaron el nombre GUA OFF 0 para el bloque y Sirius para los pozos.

Con base en las pruebas iniciales de formación de Uchuva-2, ahora llamado Sirius-2, Petrobras y Ecopetrol estimaron que el gas original en sitio ascendería a alrededor de 6 Tpc y que la producción del campo sería del orden de 470 millones de pies cúbicos por día (Mpcd) por espacio de 10 años. Sobre estos cimientos, iniciaron la preparación para el desarrollo del yacimiento.

A finales de 2025 llevaron a cabo la comercialización conjunta de una primera fracción del gas natural que prevén producir: 113 Mpcd a seis años, 86 Mpcd a cinco años y 50 Mpcd a tres años. Las entregas se iniciarían en 2030, asumiendo que entre 2026 y 2027 se concluiría el proceso de consulta previa con alrededor de 120 comunidades aledañas y se obtendría la licencia ambiental, y que la construcción requeriría aproximadamente tres años.

En paralelo, estas compañías continuaron la campaña exploratoria del bloque con la perforación de Buena Suerte-1 durante el primer semestre de 2025, que resultó seco. Además, en el segundo semestre de 2025 terminaron la perforación de Papayuela-1, sobre el cual no se han divulgado resultados, e iniciaron la de Copoazú-1, cuyo éxito exploratorio fue anunciado en marzo de 2026.

Por otra parte, los bloques COL 5, Purple Angel y Fuerte Sur conforman el segundo conjunto de áreas con avances en la actividad exploratoria.

Bajo la operación de Anadarko, hoy filial de Occidental, se avisaron tres descubrimientos a partir de la perforación de los pozos Kronos-1B (diciembre de 2015), Purple Angel-1A (junio de 2017) y Gorgon-1 (julio de 2017). Posteriormente, bajo la operación de Shell EP Offshore Ventures Limited, se avisó el éxito del pozo delimitador Gorgon-2 ST2 (noviembre de 2022) y del pozo exploratorio Glaucus-1 (octubre de 2023).

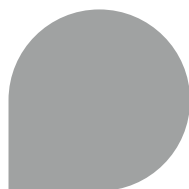
Shell y Ecopetrol, cada uno con una participación del 50 % en los contratos de estas áreas, avanzaron en la evaluación integrada de la provincia gasífera identificada con estos descubrimientos. Sin embargo, en 2025 Shell anunció su decisión de renunciar a su interés en estos bloques, por lo que el mercado está a la espera de los pasos que Ecopetrol dará para continuar la evaluación.

El tercer conjunto está conformado por los bloques Tayrona Orca, GUA OFF 1 y GUA OFF 10, localizados al norte de La Guajira, en los que Ecopetrol tiene el 100 % del interés contractual. De la actividad exploratoria realizada en estas áreas, se destaca la llevada a cabo en el bloque Tayrona Orca.

En 2014, bajo la operación de Petrobras, se perforó con éxito el pozo exploratorio Orca-1, que llevó al descubrimiento de una acumulación de gas. Posteriormente, entre 2023 y 2024, Ecopetrol perforó el pozo Orca Norte-1 para delimitar el descubrimiento. Con este nuevo pozo se identificaron dos acumulaciones de gas en reservorios diferentes al identificado con Orca-1.

La perforación de Orca Norte-1 derivó en la reevaluación del proyecto original, según lo informó Ecopetrol a inicios de 2024, sin que a la fecha se conozcan las acciones emprendidas en tal sentido, ni los planes para la evaluación de los nuevos reservorios descubiertos.

Finalmente, las evaluaciones geológicas de los bloques COL 1, COL 2, COL 6 y COL 7, basadas en información sísmica adquirida con tecnología de punta, indican la posible presencia de acumulaciones de hidrocarburos con el potencial para transformar el balance entre la oferta y la demanda del país, e incluso abrir una plataforma para la exportación.





Para confirmar esto, es necesario avanzar en la perforación exploratoria en estos bloques. Por esta razón, Anadarko Colombia Company, empresa con el 60 % de los intereses contractuales, y Ecopetrol, con el 40 % restante, planearon iniciar la perforación del pozo Komodo-1 en noviembre de 2024.

Sin embargo, tras invertir cerca de US\$ 250 millones, estos planes quedaron frustrados por el trámite de la licencia ambiental. En julio de 2024, cuando se estaba a la espera de la decisión de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), esta suspendió el trámite. A finales del año, la ANLA otorgó el permiso con unas condiciones tales que las empresas consideraron inviable el proyecto.

Posibles medidas

A continuación se esboza una lista de asuntos en los que el Gobierno Nacional podría trabajar durante el cuatrienio, con el fin de aprovechar al máximo el potencial de hidrocarburos identificado en las áreas costa afuera. Para esto se sigue el mismo orden en que se describió el estado actual de los contratos.

En primer lugar, es deseable que, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, las empresas con participación en el bloque GUA OFF 0 identifiquen las acciones del Gobierno que contribuirían a asegurar la declaración de comercialidad del campo y, de superarse este hito, la construcción de la infraestructura para el inicio de la producción.

Sobre esta base, para el mercado sería valioso que dichas empresas y las entidades competentes tracen y hagan público un plan de acción orientado a asegurar

el inicio de la producción en 2030 o incluso antes. Esto mejoraría la coordinación entre el sector público y el privado en torno a un asunto prioritario, sin que las autoridades comprometan su independencia. Además, el flujo de información hacia el público aportaría mayor certidumbre al mercado.

En segundo lugar, el Ministerio de Minas y Energía y la ANH podrían requerir, y publicar con el consentimiento del operador, los planes para continuar la exploración en los bloques COL 5, Purple Angel, Fuerte Sur, Tayrona Orca, GUA OFF 1 y GUA OFF 10. Más allá de los plazos previstos en los contratos que cobijan estas áreas, para los usuarios y los agentes del mercado es importante reducir la incertidumbre y aclarar sus expectativas con información oportuna. Además, este es un insumo relevante para los escenarios de planeación de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Finalmente, lo sucedido durante la perforación de Uchuva-2, hoy Sirius-2, y durante el licenciamiento ambiental de Komodo-1, evidencia la necesidad de que el Gobierno Nacional avance en acciones que fortalezcan la seguridad jurídica a las inversiones en el sector. Esto abarca asuntos por fuera de las competencias de las entidades del sector de minas y energía, a los que se hace referencia en el numeral 11.



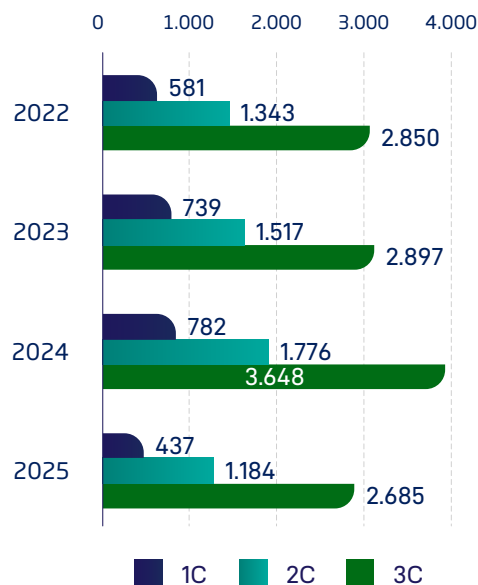
4. Áreas continentales

Recursos disponibles

Los recursos contingentes en áreas continentales también aumentaron entre 2022 y 2024, pero luego registraron una disminución entre 2024 y 2025 (Figura 3.15). Además, su progresión a reservas fue marginal, lejos de compensar la producción, lo cual se tradujo en menores reservas probadas.

Figura 3.15 |

Recursos contingentes en áreas continentales (Gpc)

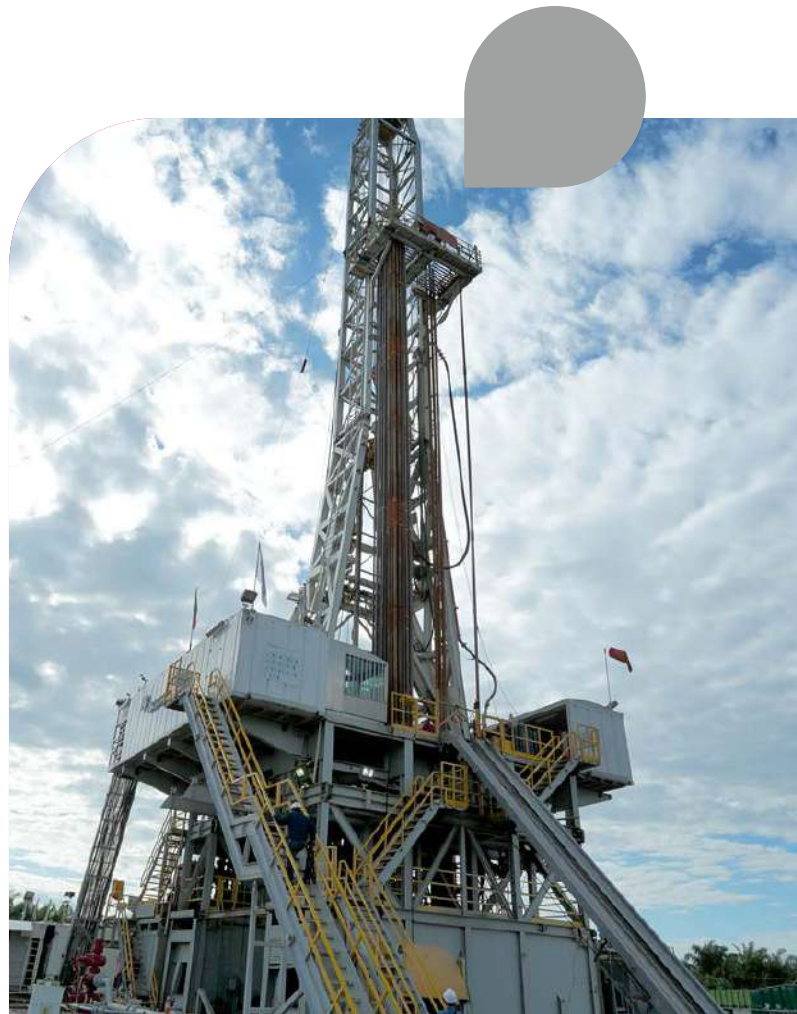


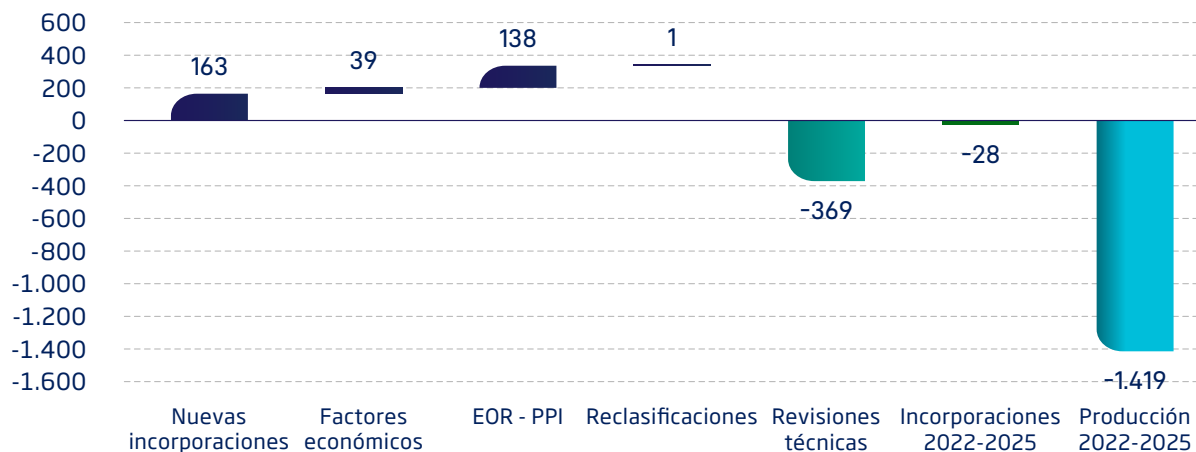
Fuente: ANH, elaboración propia.

En la Figura 3.16 (página siguiente) se desglosan las incorporaciones de reservas probadas 1P durante el mismo período, y se contrasta el acumulado (barra azul) con la producción total (barra verde). Aunque estas cifras recogen lo sucedido en las áreas costa afuera y en las continentales, sirven para aproximarse a lo ocurrido en estas últimas, dado que la actividad costa afuera no condujo a nuevas reservas.

En resumen, la incorporación por proyectos exploratorios fue de 163 Gpc, que apenas representa el 11,5 % del volumen producido. Además, la gestión de volúmenes conocidos, sumada a los efectos de factores exógenos, condujo a una reducción de las reservas de 191 Gpc. Esto explica la caída en las reservas probadas de 3.164 Gpc en 2021 a 1.717 Gpc en 2025.

Cabe precisar que en estas cifras, tomadas del IRR, las incorporaciones son la suma de las nuevas incorporaciones y las revisiones. Estas últimas resultan de agregar las variaciones en las reservas por factores económicos, recobro mejorado (EOR - PPI en la Figura 3.16), reclasificaciones y revisiones técnicas.



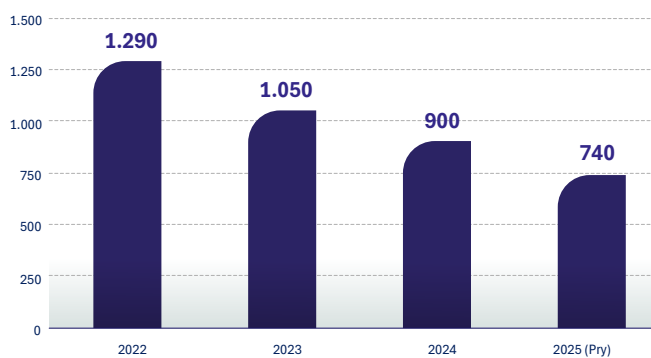
**Figura 3.16** | Incorporación de reservas probadas 1P de gas natural entre 2022 y 2025 (Gpc)

Fuente: ANH, elaboración propia.

Inversión en exploración

Las cifras recopiladas y publicadas por la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) indican que las inversiones en exploración habrían sufrido una caída del 43 % entre 2022 y 2025 (Figura 3.17). Luego de registrar inversiones por US\$ 1.290 millones en 2022, las de 2025 se proyectaron en US\$ 740 millones.

De la inversión proyectada para el último año, US\$ 515 millones corresponderían a áreas continentales y US\$ 225 millones a áreas costa afuera. Del primer conjunto, la inversión enfocada en gas natural habría ascendido a US\$ 187 millones, esto es, el 36 %, concentrada en cuencas maduras. Del segundo conjunto, el 100 % habría tenido como foco el gas natural.

Figura 3.17 | Inversiones en exploración (MUS\$)

Fuente: ACP, elaboración propia.

Posibles medidas

En este contexto, resulta clave que el Gobierno Nacional adopte con celeridad medidas que contribuyan a la seguridad energética del país. Dichas medidas se pueden agrupar en tres frentes: promover la incorporación de nuevos recursos contingentes, facilitar el tránsito de recursos contingentes a reservas e incentivar mejoras en la gestión de los volúmenes conocidos.

En relación con el primer frente, esto es, promover la incorporación de nuevos recursos contingentes, la seguridad jurídica y la diligencia en las actuaciones de los organismos públicos deben guiar las medidas que se adopten.

En este sentido, sería prudente restituir la figura de los contratos de estabilidad jurídica, permitida hace dos décadas por la Ley 963 de 2005 y luego derogada por la Ley 1607 de 2012. Lo anterior, con el fin de estabilizar el régimen tributario aplicable a la exploración y producción. Esto debería acompañarse de una reforma tributaria que racionalice las cargas impuestas a la industria petrolera, con miras a mejorar su competitividad relativa.

A esto se suma la necesidad de generar condiciones de entorno propicias para la operación. Esto supone el trabajo coordinado entre las entidades de sectores administrativos como minas y energía, interior, ambiente y defensa, en temas como los esbozados en el numeral 11, para mitigar los riesgos distintos a los del subsuelo y generar un entorno habilitante para la actividad petrolera.

También implica inversiones por parte del Gobierno Nacional y su trabajo con los gobiernos locales para mejorar las condiciones de vida de las comunidades ubicadas en las áreas de los proyectos, de forma que sus acciones potencien y hagan visibles los beneficios de la actividad y se reduzca la demanda de inversiones que están por fuera de las posibilidades y obligaciones de las empresas.

Además, la relación entre la industria y las comunidades podría beneficiarse del fortalecimiento de esquemas existentes como obras por impuestos y obras por

regalías, e incluso de un nuevo esquema para que la participación de la ANH en la producción (x%) se concrete en obras. Esto acercaría a las comunidades y a la industria, alrededor de unas nuevas relaciones de mutuo beneficio o de generación de valor compartido, sin incrementar las cargas para la industria.

Lo anterior sería el complemento de una serie de acciones de la ANH para retomar la promoción de áreas frontera. Es deseable que esto incluya la actualización del mapa de tierras para definir nuevas áreas disponibles, la revisión de los reglamentos contractuales del Programa Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) y de las rondas petroleras, y el acercamiento a empresas de exploración y producción, incluyendo aquellas que han optado por renunciar a bloques adjudicados o que han tenido que suspender sus operaciones en el país.

Vale la pena mencionar que las medidas planteadas en los párrafos previos también beneficiarían el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales y el desarrollo de las áreas costa afuera. Asimismo, buena parte de esas medidas también contribuiría al segundo frente de trabajo planteado, esto es, facilitar el tránsito de recursos contingentes a reservas. Sin embargo, se recomienda contemplar medidas adicionales.

Por una parte, dado que los cronogramas de algunos proyectos se afectan con los tiempos que demandan los diferentes trámites administrativos, sería conveniente retomar la estrategia de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINE), establecida en el Documento Conpes 3762 de 2013, que en el pasado permitió priorizar las decisiones que inciden en proyectos prioritarios del sector.

En línea con lo anterior, sería conveniente reestablecer el funcionamiento de la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE), cuya conformación resultó del Documento Conpes 3762 de 2013 y cuyo trabajo estuvo regido en un principio por los decretos 2445 de 2013 y 155 de 2015.



El tercer frente de trabajo consiste en incentivar mejoras en la gestión de los volúmenes conocidos. Al respecto, como se puede inferir de la Figura 3.16, los incentivos de los Proyectos de Producción Incremental (PPI) han servido a ese propósito. En tal sentido, se sugiere que el Ministerio de Minas y Energía evalúe la viabilidad de fortalecer dichos incentivos y que imparta una directriz para que la ANH facilite su aplicación.

Por ejemplo, se recomienda que la reglamentación de los proyectos PPI ofrezca la flexibilidad operativa necesaria para estimular la producción incremental,

como la libertad para que los operadores determinen las actividades e inversiones para maximizar la explotación de los recursos.

Finalmente, se recomienda tener en cuenta que las empresas con estructuras de costos livianas pueden tener ventajas en la explotación de campos maduros. Esto lleva a posibles cesiones de intereses contractuales que permitirían un mejor aprovechamiento de las reservas, por lo que es deseable facilitar tales operaciones. Esto podría implicar la flexibilización de los requisitos de dichas cesiones y una mayor agilidad en los trámites correspondientes.

5. Importaciones

Proyectos de importación de GNL

Como se expone en la sección 3.2, en diciembre de 2024 se inició la importación permanente de gas natural con destino a segmentos de la demanda diferentes a la generación térmica. Desde ese momento las importaciones han mantenido una tendencia al alza, en respuesta a la brecha que deja la declinación natural de los campos en producción.

En este contexto, al que se suman las restricciones sobre la explotación de yacimientos no convencionales, la baja incorporación de reservas en otras áreas continentales y la perspectiva de que la nueva producción en las áreas costa afuera se inicie a finales de esta década, el Gobierno y la industria han venido impulsando el desarrollo de nueva infraestructura de importación.

A través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40031 de 2025, el Gobierno Nacional está promoviendo el desarrollo de dos proyectos de importación:

- Buenaventura: planta de regasificación con capacidad de 400 Mpcd, almacenamiento de 170.000 metros cúbicos (m3) de gas natural licuado (GNL) y gasoducto entre Buenaventura y Yumbo con capacidad de transporte de 400 Mpcd.
- La Guajira: planta de regasificación con capacidad de 250 Mpcd y almacenamiento de 120.000 m3 de GNL.

Estos proyectos se apalancarían con un ingreso máximo regulado, esquema de remuneración previsto en la regulación que permite que aquellos que construyan la nueva infraestructura puedan trasladar los costos del proyecto a sus beneficiarios, con independencia del uso de la misma. Esto facilitaría su cierre financiero.

De otro lado, múltiples empresas están impulsando proyectos de importación de GNL con base en acuerdos comerciales en los que las partes convienen sus obligaciones y la distribución de riesgos, sin la intervención del Gobierno Nacional.

Entre estos se encuentra la segunda etapa de SPEC: la capacidad de regasificación de la FSRU que se puso en operación en 2016, esto es, 400 Mpcd, se amplió a 475 Mpcd en 2025 y se expandirá a 533 Mpcd en 2027. Esta etapa no incluye ampliaciones de la capacidad de almacenamiento de GNL, actualmente de 170.000 m3.

Adicionalmente, en el mercado se habla del orden de 14 proyectos en estructuración o desarrollo. Sin embargo, la información pública sobre los mismos es limitada. A continuación se hace referencia a los proyectos que han tenido despliegue en medios de comunicación durante los últimos meses, con independencia de las decisiones para seguir adelante con su ejecución o para descartarlos:

- Buenaventura, Valle del Cauca - Ecopetrol y PIO SAS: contempla el recibo y almacenamiento de GNL en Buenaventura y regasificación en Buga, con una capacidad de 60 Mpcd. La comercialización del gas importado se habría iniciado en julio de 2025 con miras a comenzar las entregas en 2026.
- Cartagena, Bolívar - Ecopetrol y Frontera Energy: FSRU en la Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A., con una capacidad inicial de 126 Mpcd, que permitiría el suministro entre diciembre de 2026 y noviembre de 2033. Una fase posterior ampliaría la capacidad en 244 Mpcd, para un suministro adicional entre diciembre de 2028 y noviembre de 2033.
- Ballena, La Guajira - Transportadora de Gas Internacional (TGI): unidad flotante de (FSRU²²), con capacidad de 300 Mpcd, que se conectaría al Sistema Nacional de Transporte (SNT) a través de la línea de transferencia Chuchupa - Ballena. Su operación iniciaría en 2027.
- Ciénaga, Magdalena - Ciénaga LNG: FSRU con capacidad de 400 Mpcd, con conexión al SNT en un punto localizado al suroccidente de Santa Marta, cuya operación iniciaría en 2028. También contempla operaciones de pequeña escala, a través de isocontenedores y embarcaciones para abastecer mercados no conectados al SNT.
- Coveñas, Sucre - Ecopetrol y Cenit: FSRU con capacidad de hasta 400 Mpcd, con conexión al SNT mediante el sistema Coveñas - Ayacucho. En 2025, Ecopetrol inició la comercialización de 110 GBTUD que suministraría por espacio de 10 años, desde el primer trimestre

de 2027. En febrero de 2026 suspendió el proceso, en atención al acuerdo con Frontera Energy para la importación a través de la Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A.

- Dibulla, La Guajira - Energy Developments y TransEnergy LNG: terminal terrestre con capacidad de regasificación de 180 a 240 Mpcd y de almacenamiento de 160.000 m³ de GNL. Sus entregas se realizarían mediante una conexión al SNT.
- Palermo, Magdalena - Amazónica LNG: terminal terrestre de regasificación con capacidad modular entre 80 y 150 Mpcd, que iniciaría la inyección de gas al SNT en el segundo semestre de 2027. También estaría en condición de hacer entregas mediante isocontenedores y cisternas.

Otros proyectos consisten en soluciones modulares, como es el caso de Caribe LNG y OneLNG.

Los retos de la importación

Los proyectos de importación de GNL se enfrentan a un alto riesgo de demanda, en un contexto competitivo, así como a la incertidumbre sobre el marco regulatorio.

La pérdida de la autosuficiencia del mercado colombiano de gas natural ha derivado en la reducción del consumo de este producto. Primero, desde diciembre de 2024 se ha observado un incremento en el costo unitario del servicio, debido a las compras crecientes en el mercado spot internacional y a los mayores precios a los que se está transando el producto de origen nacional. Así, la demanda más sensible al precio ha tenido que reducir su consumo y/o migrar a sustitutos como carbón, gas licuado de petróleo (GLP), diésel y otros combustibles líquidos.

Segundo, la decisión gubernamental de supeditar las ventas a la demanda industrial a que previamente se realicen las ventas a la demanda esencial, en conjunto con la falta de claridad sobre la disponibilidad del producto a mediano plazo, ha estimulado la búsqueda de sustitutos por parte de usuarios industriales que deben asegurar la continuidad de sus procesos productivos.

22. FSRU por las iniciales de *Floating Storage Regasification Unit*.



Tercero, la menor flexibilidad en los procesos de comercialización del gas natural, comparada con aquella permitida para la comercialización de sustitutos como el GLP o el carbón, ha favorecido la migración hacia estas alternativas.

En paralelo a la reducción del consumo, en el mercado circulan anuncios sobre el inicio de la nueva producción en áreas costa afuera y sobre los avances de múltiples proyectos de regasificación. De esta manera, mientras la demanda ha experimentado una contracción durante los meses recientes, se anticipa que la oferta podría tener una expansión a mediano plazo. Esto plantea interrogantes sobre la viabilidad de que haya demanda suficiente para cada proyecto, lo que exacerba el riesgo comercial.

Ahora bien, el riesgo de demanda no es el único que enfrentan los desarrolladores de proyectos de importación de GNL. También encaran riesgos asociados al marco normativo.

Primero, el Decreto 1467 de 2024 definió a las actividades asociadas a la importación de gas natural como complementarias del servicio público domiciliario, por lo que la CREG ha anunciado su regulación. En tal sentido, quienes buscan el cierre financiero de sus proyectos a través de acuerdos bilaterales quedan expuestos a decisiones futuras en materia tarifaria y en relación con aspectos comerciales.

Segundo, las decisiones del Gobierno en relación con los proyectos de importación del PAGN podrían afectar a aquellos de iniciativa particular. Esto porque su cierre financiero no depende de acuerdos comerciales y las dos iniciativas compiten por la misma demanda. Además, si algún proyecto del PAGN se clasificara como embebido en la red de transporte, lo eximiría de competir con otros posibles desarrollos, dejándolo en una condición privilegiada.

A esto se suman los retos de orden ambiental y social que en general enfrentan los proyectos de infraestructura en el país.

Posibles medidas

Frente al riesgo de demanda, vale señalar que los acuerdos comerciales entre los agentes del mercado son un instrumento adecuado para su mitigación. En efecto, han sido la base del desarrollo del sector. Ahora bien, el mercado carece de información precisa sobre el estado los proyectos, lo cual dificulta las decisiones de contratación. En este sentido, el mercado se favorecería de las acciones que el Gobierno emprenda para recopilar y publicar información sobre los mismos.

El PAGN es otra herramienta al alcance del Gobierno Nacional que permite mitigar el riesgo de demanda y, por lo tanto, puede facilitar el desarrollo oportuno de la infraestructura de importación. Esto porque su ejecución no está condicionada a la celebración de contratos hasta alcanzar un cierre financiero.

No obstante, conviene subrayar que las decisiones que el Gobierno adopte dentro del marco del PAGN pueden exacerbar el riesgo de demanda observado por los desarrolladores de proyectos de iniciativa particular, como se indica bajo el subtítulo anterior.

En lo que respecta a la regulación de la remuneración, se identifican tres alternativas. La primera es la esbozada en la agenda regulatoria de la CREG (libertad regulada, incluso para los proyectos de iniciativa particular). La segunda consiste en permitir la libre contratación de la regasificación y el libre acuerdo de sus tarifas (libertad vigilada). La tercera es permitir que desarrolladores de proyectos distintos a los del PAGN se sometan voluntariamente a la regulación aplicable al PAGN, hasta completar la capacidad de regasificación que fije el Gobierno; los demás participarían en el mercado bajo el régimen de libertad vigilada (Tabla 3.2, página siguiente).

La primera consiste en regular el procedimiento para la asignación de los servicios de regasificación y las tarifas por estos servicios. El tiempo requerido para esto y la incertidumbre a la que quedarían expuestos los desarrolladores mientras esto se concreta, podrían atrasar las soluciones de importación.

Bajo la segunda, los agentes podrían avanzar en sus acuerdos comerciales, lo cual favorecería el desarrollo oportuno de la infraestructura. Esta alternativa tiene en cuenta que el gas importado a través de un proyecto compite con el de otros proyectos de esta naturaleza y con el gas de fuentes locales.

La tercera ayudaría a viabilizar proyectos para los que no se haya alcanzado un cierre financiero con base en acuerdos comerciales. Sin embargo, su aplicación debería acotarse a una capacidad máxima de regasificación definida por el Gobierno Nacional, pues si esta medida se generalizara, expondría a los usuarios a costos superiores a los necesarios para cubrir sus necesidades.

Tabla 3.2 | Posibles medidas para la regulación de la regasificación

	Libertad regulada	Libertad vigilada	Esquema voluntario
Fortalezas	• Decisiones de las partes en un contexto regulado.	• Certidumbre a acuerdos comerciales en curso. • Considera competencia entre fuentes suministro.	• Certidumbre a acuerdos comerciales en curso. • Viabilidad de proyectos con retos comerciales.
Áreas de atención	• Atraso de proyectos por incertidumbre regulatoria.	• Vigilancia y control bajo estándares objetivos.	• Exceso de capacidad resultaría en sobrecostos. Debe acotarse. • Vigilancia y control bajo estándares objetivos.

Importación desde Venezuela

Antes de cerrar este numeral, conviene referirse a la posibilidad de importar gas natural de Venezuela a través del gasoducto Antonio Ricaurte.

En 2007, Ecopetrol y PDVSA suscribieron dos contratos para el intercambio internacional de gas natural, dentro del marco de un esquema de integración binacional. El primer contrato previó que Ecopetrol exportaría gas a Venezuela entre 2008 y 2012, dada la condición excedentaria del mercado colombiano. El segundo contempló que el flujo se revertiría hacia Colombia a partir de 2012 y hasta 2027.

Ante el atraso en la infraestructura del lado venezolano, las exportaciones desde Colombia se extendieron hasta 2015, año en el que cesaron definitivamente, dada la necesidad de atender prioritariamente la demanda local. En tanto se prolongaron las exportaciones a

Venezuela, las partes acordaron posponer el inicio de las importaciones desde el país vecino.

Por su parte, el contrato de importación a Colombia ha permanecido inactivo, pues el inicio de las obligaciones de PDVSA, en 2015, coincidió con el deterioro de las relaciones binacionales. Además, las sanciones a PDVSA por parte de la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC²³) del Departamento del Tesoro de Estados Unidos impidieron la activación del contrato.

Ante el restablecimiento gradual de las relaciones entre Estados Unidos y Venezuela desde el primer trimestre de 2026, el Gobierno Nacional ha explorado la posibilidad de activar el contrato mencionado o adelantar importaciones a través de empresas diferentes a Ecopetrol.

23. OFAC por las iniciales de *Office of Foreign Assets Control* (OFAC).



Al respecto, es importante recordar que el abastecimiento nacional quedó en riesgo en el pasado por decisiones ajenas al país. También vale la pena tener en cuenta las condiciones de abastecimiento a las que quedó expuesta la demanda europea tras la invasión rusa a Ucrania.

Esto indica que es imperativo diversificar el suministro de gas importado. En tal sentido, el avance de los proyectos de importación de GNL no se debe condicionar a la eventual importación desde Venezuela. Además, no hay razones para esperar que el precio del gas venezolano sea inferior al de otras fuentes internacionales.

6. Comercialización mayorista de gas

Funcionamiento actual

Según lo dispuesto por el Decreto 1073 de 2015, la compraventa de gas natural en el mercado mayorista está sometida a los procedimientos y mecanismos de comercialización regulados por la CREG, así como a los requisitos contractuales señalados por esa entidad.

La decisión de regular estos aspectos del mercado respondió a la necesidad de promover la formación de precios eficientes del gas natural, en un entorno de precios libres y en un contexto de alta concentración de la oferta nacional, marcado por la inexistencia de relaciones comerciales entre el mercado nacional y el extranjero que permitieran utilizar los precios internacionales como referencia.

En la medida en que la dinámica del mercado ha sufrido cambios respecto de las condiciones vigentes al momento de expedirse la regulación, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG han impulsado reformas normativas. Las más recientes y relevantes corresponden al Decreto 1467 de 2024 y la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Algunas disposiciones de estas normas han permitido una mayor flexibilidad en las relaciones comerciales, acorde con las necesidades de un mercado deficitario y cada vez más interconectado con el mercado internacional, que a su vez ha seguido ganando liquidez. No obstante, otras disposiciones limitan su buen funcionamiento.

Entre los elementos que ameritan una revisión, a la luz de las condiciones actuales del mercado, se destacan tres.

En primer lugar, las disposiciones que priorizan las ventas a la demanda esencial, pues se debe asegurar que la definición de este concepto cobije a todos los usuarios que deben tener cabida dentro de esta categoría, como es el caso de los usuarios regulados, sin distingo de su condición de residenciales.

En segundo lugar, los eventos eximentes de responsabilidad y las compensaciones, que elevan la percepción de riesgo de los importadores. Aunque la regulación ahora permite que los contratos de suministro de gas importado incluyan eventos eximentes de responsabilidad que sean un espejo de los propios de sus contratos en el mercado internacional, también exige la incorporación de otros eventos eximentes que escapan al control de los comercializadores de gas importado.

Esto es importante porque el tamaño de las compensaciones ante un eventual incumplimiento implica riesgos que los comercializadores de gas importado no necesariamente pueden gestionar.

En tercer lugar, los comercializadores tienen el reto de asegurar que sus compras de gas importado se hagan a precios eficientes, lo cual depende en buena medida de los volúmenes que demandan y los plazos de contratación.

Posibles medidas

En relación con los elementos mencionados, en primer lugar se sugiere que se revise la definición del concepto de demanda esencial para que abarque a todos los usuarios que debieran agruparse en esa categoría.

En segundo lugar, se recomienda revisar la lista taxativa de eventos eximentes de responsabilidad prevista en la regulación. Por una parte, con miras a complementar eventos que solo relevan parcialmente de sus obligaciones a los comercializadores de gas importado ante circunstancias que no pueden gestionar. Por otra parte, para incorporar otros casos que, aunque no corresponden a aspectos de los contratos de suministro en el mercado internacional, sí son una práctica de ese mercado.

Esto moderaría los riesgos asumidos por los comercializadores de gas importado, en línea con su capacidad de gestión, con efectos positivos sobre la competencia en el mercado primario.

En tercer lugar, se sugiere revisar la regulación de las compensaciones aplicables en caso de incumplimiento, para armonizarlas con las prácticas internacionales.

En cuarto lugar, en un mercado con menor producción nacional y creciente participación del gas importado, resulta conveniente evaluar cómo la habilitación de la agregación de la demanda puede contribuir a una mayor eficiencia en la comercialización de gas importado.

7. Transporte

El transporte de gas natural tiene un rol central en el abastecimiento de este energético, pues actúa como puente entre las fuentes de suministro y los centros de consumo. En este sentido, una política pública que tenga como eje principal la seguridad energética debe atender prioritariamente los asuntos neurálgicos de esta actividad.

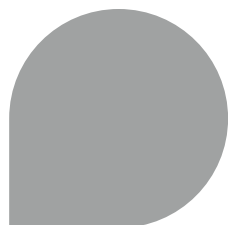
En esta línea, se recomienda que la agenda de trabajo del Gobierno Nacional para este cuatrienio contemple tres frentes: fijar oportunamente las tarifas de transporte bajo una estricta aplicación de criterios técnicos y la regulación vigente; asegurar la pronta ejecución de la infraestructura de transporte incluida

en el PAGN, lo cual requiere de una mayor coordinación institucional entre la CREG y la UPME; y revisar el funcionamiento del modelo actual de transporte y emprender su reforma, de ser pertinente.

Tarifas de transporte

Las tarifas por el transporte de gas natural están sujetas a la regulación de la CREG, específicamente a la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 175 de 2021. Esta estableció dos etapas para la determinación de los cargos regulados: una transitoria, a cargo de cada transportador, y una definitiva, bajo la responsabilidad de la CREG.

Para la primera etapa, cada transportador debía actualizar las tarifas vigentes con base en los procedimientos señalados en la resolución y las nuevas disposiciones de la CREG en materia de tasa de costo de capital de la actividad y moneda en la que se expresa la inversión. Las nuevas tarifas, con un carácter transitorio, se aplicaron desde septiembre de 2022.





Para la segunda etapa, la CREG debía adelantar actuaciones administrativas encaminadas a determinar las tarifas que reemplazarían las calculadas de forma transitoria por los transportadores. Esto, a partir de las solicitudes que estos agentes presentaron formalmente en 2022 y dando aplicación a los criterios y procedimientos de la metodología.

Aunque la metodología tarifaria fue expedida en noviembre de 2021 y las solicitudes tarifarias fueron presentadas en 2022, dichas actuaciones se encontraban en curso al momento de la redacción de este informe. En específico, en 2025 la CREG aprobó las tarifas aplicables a los sistemas de transporte de Promigas y TGI. No obstante, las partes interesadas interpusieron recursos de reposición que son objeto de análisis por parte de la Comisión.

Por lo tanto, un asunto prioritario en la agenda de trabajo del Gobierno es la pronta definición en firme de las nuevas tarifas de transporte, asegurando que las decisiones finales guarden coherencia con la metodología vigente y estén soportadas en una revisión técnica integral de la información disponible.

Además, conviene adoptar soluciones estructurales para que las metodologías tarifarias se expidan cada cinco años y las tarifas calculadas según ellas se fijen con mayor celeridad.

Infraestructura de transporte en el PAGN

El PAGN es una herramienta concebida por la política pública para impulsar, de forma centralizada, la construcción de activos que contribuyan al abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural. En esencia, las normas que rigen el PAGN permiten que los costos y gastos asociados a estos activos se trasladen a sus beneficiarios, aun cuando estos no contraten su uso, lo cual mitiga el riesgo de demanda de los proyectos y facilita su desarrollo.

Así, la ejecución de un proyecto del PAGN puede ser más expedita que la de uno de iniciativa particular, pues no está sujeta a la celebración de contratos entre los agentes de la cadena. Sin embargo, en la práctica puede sufrir atrasos, por el tiempo requerido para la materialización de los actos administrativos en los que se definen los beneficiarios, se adjudica la ejecución y se determinan los costos y gastos eficientes del activo, así como por los retos de entorno.

En relación con el primer punto, cabe recordar que el primer PAGN con estas características fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017. No obstante, las primeras resoluciones con las que se definió la remuneración de proyectos allí incluidos son de 2024 (resoluciones CREG 502 061 y 502 062).

Este antecedente sirve para llamar la atención sobre la importancia de que en el cuatrienio 2026-2030 se priorice la adjudicación y la fijación de la remuneración de los proyectos del PAGN. Esto cobra relevancia si se tiene en cuenta que el PAGN actual, adoptado mediante la Resolución 40031 de 2025, incluye 12 nuevos proyectos de transporte (Figura 3.18, página siguiente).

Entre estos proyectos se resalta la conexión entre el Valle Inferior del Magdalena (VIM) y el interior del país. De acuerdo con los análisis de la UPME, el riesgo de desabastecimiento en el interior del país no solo obedece a la insuficiencia de la oferta nacional, sino también a la capacidad limitada de transporte entre la Costa Atlántica y el interior. En consecuencia, la UPME identifica como medida prioritaria la habilitación de alternativas adicionales de transporte desde el VIM.

En relación con el segundo punto, esto requiere un trabajo conjunto entre las autoridades del sector de minas y energía y las de otros sectores administrativos, en asuntos como los esbozados en el numeral 11 de esta sección.

Figura 3.18 | Proyectos de transporte en el PAGN adoptado en enero de 2025

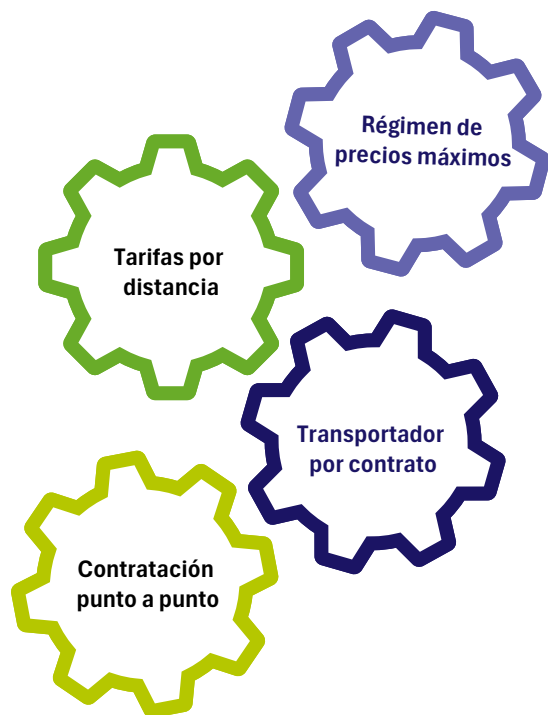


Fuente: Adaptado del Documento Complementario del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de la UPME, 2025.

Modelo de transporte vigente

El modelo bajo el cual se ha desarrollado la actividad de transporte en Colombia a lo largo de este siglo, conjuga cuatro elementos principales (Figura 3.19): el régimen de regulación de tarifas es de precios máximos; las tarifas se calculan según la distancia; el esquema de operación es de transportador por contrato; y la contratación se hace punto a punto.

Primero, en un régimen de precios máximos, el regulador fija un límite superior para la tarifa. La recuperación de los costos del transportador, así como la obtención de la rentabilidad inmersa en la tarifa, dependen de cuánta capacidad logre comercializar. Así, el transportador tiene el incentivo de procurar eficiencias en sus costos y asumir un rol activo en la comercialización de su capacidad.

**Figura 3.19 | Modelo de transporte vigente**

Segundo, el cálculo de la tarifa según la distancia promueve la contratación de gas de las fuentes de suministro más cercanas al sitio de consumo. En otras palabras, un gran consumidor de gas natural tiene el incentivo a localizarse cerca de las fuentes de suministro; esto, por supuesto, si tiene la flexibilidad para hacerlo. Con esto se busca optimizar las expansiones de la red.

Tercero, en un esquema de transportador por contrato, para que un usuario pueda servirse de la capacidad de transporte, debe contratarla mediante un acuerdo comercial con el transportador. En la misma línea, la planeación y expansión del sistema recae en el transportador. Esto empata con el incentivo de la regulación para que el transportador realice una gestión comercial activa.

Cuarto, los acuerdos comerciales mencionados son punto a punto, lo cual le permite al usuario ingresar gas natural por un punto de entrada específico y retirarlo por un punto de salida determinado. Esto se conecta con el cálculo de la tarifa según la distancia.

Esta combinación de elementos responde a los objetivos de la regulación, definidos con base en las condiciones del mercado y las perspectivas de su desarrollo futuro. Surge entonces una pregunta central sobre la pertinencia de mantener este modelo, de altos incentivos para el transportador y el consumidor, y apropiado para un mercado con múltiples vendedores en diferentes fuentes de suministro.

El mercado colombiano de gas natural ha tenido cambios sustanciales, por lo que en diferentes escenarios se ha esbozado la necesidad de revisar si el modelo vigente es el adecuado para el contexto actual y para las condiciones que se presentarán en los próximos años, en las que priman un déficit estructural y la incertidumbre sobre la localización de las nuevas fuentes de suministro. Sin embargo, a la fecha no se observan avances concretos en este frente.

En el cuatrienio 2018-2022, el Ministerio de Minas y Energía conformó la denominada Misión de Transformación Energética, grupo de expertos al que le encomendó estructurar una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio del sector, incluyendo la revisión de aspectos relacionados con el transporte de gas. De otro lado, en 2021 la CREG contrató un estudio enfocado en el análisis de un modelo de entrada y salida.

Tanto la Misión como el estudio contratado por la CREG recomendaron migrar a un modelo de entrada y salida, sin que los argumentos en los que soportaron su recomendación hayan permitido una adecuada comprensión de las razones por las cuales consideran que es una mejor alternativa que modelos de transporte como el vigente o el de estampilla, a la luz de las características del mercado colombiano y los posibles impactos para los diferentes agentes y usuarios.

En paralelo, en la metodología tarifaria para la remuneración de transporte, contenida en la Resolución CREG 175 de 2021, el regulador abrió la puerta para que cada transportador solicitara la agregación de tarifas de tramos contiguos de su sistema de transporte, siempre

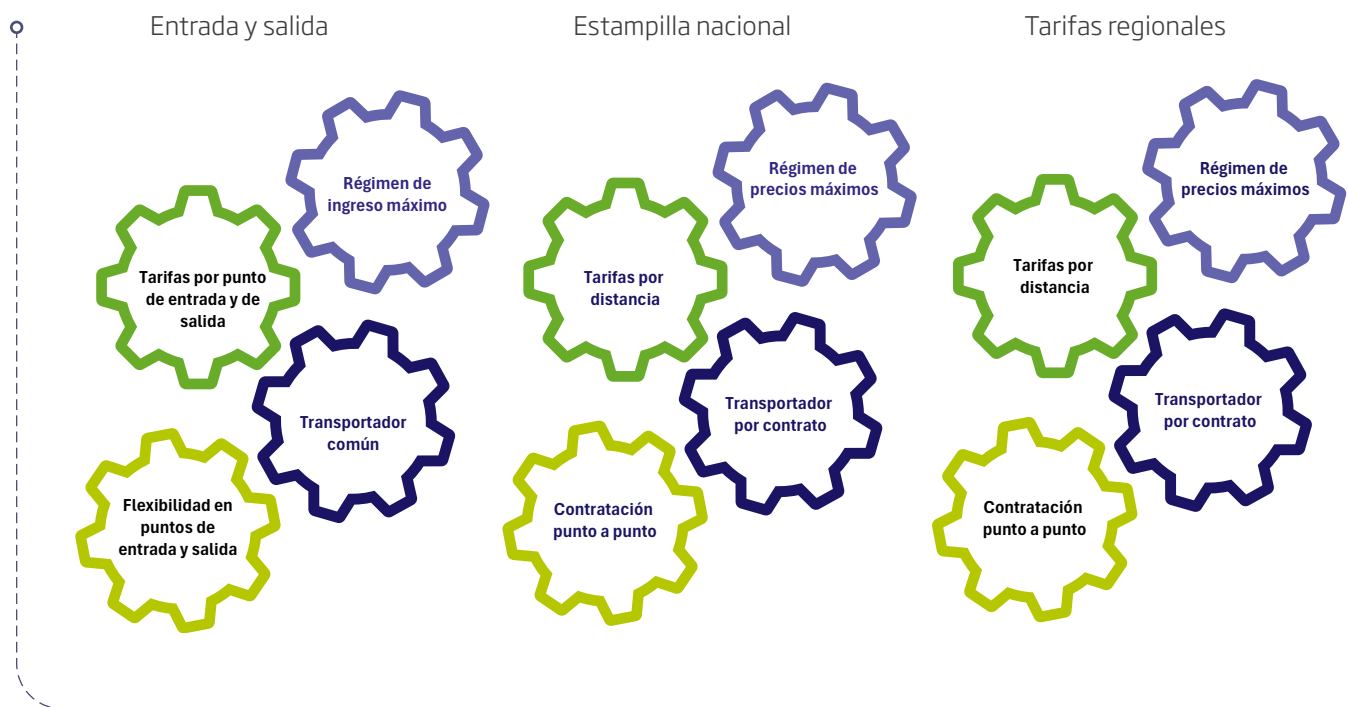
que esto tuviera un impacto positivo en el mercado, lo que en la práctica se acercaría a pasar gradualmente a un modelo de tarifas regionales.

En virtud de lo anterior, tanto Promigas como TGI le solicitaron a la CREG que aprobara la agregación de las tarifas de la totalidad de los tramos que componen sus sistemas de transporte. Dentro del marco de estas actuaciones, algunos agentes del mercado plantearon que se migrara a un modelo de estampilla nacional, lo cual no tiene cabida bajo la regulación vigente.

Aunque es posible considerar variaciones en el diseño de cada modelo, los atributos típicos de las alternativas mencionadas, esto es, entrada y salida, estampilla nacional y tarifas regionales, son los condensados en la Figura 3.20, respecto de los cuales se presenta un comentario breve a continuación.

En un régimen de ingreso máximo, el regulador fija el ingreso que el transportador debe percibir por el servicio de transporte y establece las tarifas de tal forma que se asegure el ingreso regulado, sin faltante o excedente alguno. Por lo tanto, el transportador no se expone al riesgo de demanda y no se hace necesaria su gestión comercial.

Figura 3.20 | Modelos alternativos de transporte



El cálculo de las tarifas se hace en el sentido literal de la Figura 3.20. En el primer caso se calcula una tarifa por la inyección en cada punto de entrada y una por la extracción en cada salida. En el segundo, la tarifa es nacional, independiente de la ruta, del punto de entrada y del de salida. En el tercero, la tarifa se calcula por sistema de transporte; ahora bien, el paso de un sistema a otro da lugar al pago de las dos tarifas.

A diferencia del esquema de transportador por contrato, en uno de transportador común, la expansión y la operación son centralizadas, por lo que el transportador tiene un rol más pasivo. Finalmente, los tres modelos alternativos permiten mayor flexibilidad en la definición de los puntos de entrada y/o salida del sistema.



En suma, se han puesto sobre la mesa diferentes visiones sobre el modelo de transporte, sin que a la fecha se haya dado un debate ordenado sobre las bondades y los retos de cada modelo, desde la perspectiva de los usuarios, de los agentes de la cadena

y de los objetivos de la regulación. Este sigue siendo uno de los grandes pendientes del sector, que se espera sea resuelto en este cuatrienio.

8. Distribución

La actividad de distribución juega un papel determinante en la expansión de la cobertura del servicio de gas, uno de los fines de la intervención del Estado en este servicio público domiciliario, según lo establece la Ley 142 de 1994. Además, esta expansión está ligada al propósito de asegurar la disponibilidad ininterrumpida de diversas fuentes de energía a precios asequibles.

Por lo tanto, las medidas que el Gobierno Nacional emprenda para preservar la suficiencia financiera de los agentes que ejercen esta actividad, así como aquellas orientadas a promover el aumento de la cobertura, resultan coherentes con una política pública cuyo eje principal sea la seguridad energética, sin olvidar las otras necesidades que impone el trilema energético.

En tal sentido, se sugiere que entre los planes del cuatrienio 2026-2030 se consideren la actualización de la metodología tarifaria con la que se remunera esta actividad y la revisión de los mecanismos para facilitar la conexión de nuevos usuarios.

Metodología tarifaria

Al igual que en el caso del transporte de gas natural, la tarifa o cargo que un distribuidor puede cobrar por sus servicios está sujeta a la regulación. En particular, el cargo que puede cobrar en un mercado relevante es el aprobado por la CREG, conforme a la metodología tarifaria expedida por esa entidad.

Por lo general, una metodología tarifaria se recoge en una sola resolución, en la que se especifican las variables a considerar, la forma en que se debe calcular cada variable y la manera como se deben computar para fijar los cargos correspondientes. Ahora bien, este no es el caso de la metodología más reciente aplicable a la distribución, esto es, la Resolución CREG 202 de 2013.

Dado que la distribución es un monopolio de redes, la metodología busca que el cargo regulado para cada mercado relevante se aproxime al costo medio de prestar el servicio. Así, el núcleo de la metodología radica en cuantificar los valores eficientes de las variables que determinan el costo medio: inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), demanda y tasa de costo de capital.

Sin embargo, la Resolución CREG 202 de 2013 no reguló de forma definitiva el cálculo de los gastos AOM ni de la tasa de costo de capital. Esto derivó en la necesidad de complementar y enmendar la metodología a través de sendas resoluciones expedidas entre 2014 y 2020.



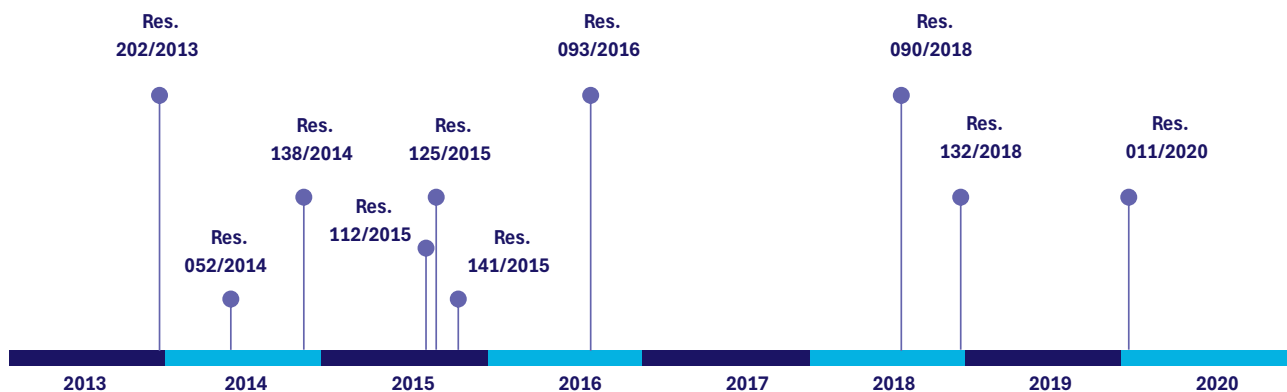
La Figura 3.21 resume en una línea de tiempo el proceso que debió surtir la CREG desde finales de 2013 para corregir y completar la Resolución CREG 202 de 2013, de forma tal que pudiera recibir las solicitudes tarifarias de los distribuidores y aprobar las tarifas correspondientes.

Con esta figura no se busca analizar cada una de las resoluciones expedidas, sino hacer notar que transcurrieron más de seis años desde la expedición de la metodología tarifaria hasta el momento en que fue viable su aplicación. Así, la metodología anterior rigió en la práctica por cerca de dos décadas, si se tiene en cuenta que fue expedida en 2003 y la nueva metodología se completó en 2020.

Esto se ha traducido en incertidumbre para las empresas prestadoras del servicio, que realizan inversiones permanentemente dentro del giro ordinario de su negocio. Además, impide que los usuarios vean reflejados en sus tarifas, de forma oportuna, los aumentos de la productividad y las eficiencias alcanzadas por los agentes.

En virtud de lo anterior, se sugiere que en los planes del cuatrienio se incluya la expedición de una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución y la subsecuente aprobación oportuna de cargos regulados.

Figura 3.21 | Modificaciones a la metodología tarifaria de la actividad de distribución



Res. 202/2013: estableció los criterios generales para remunerar la actividad de distribución.

Res. 052/2014: modificó el artículo 6 de la Res. 202/2013.

Res. 138/2014: modificó los artículos 4, 5, 6, 9, 13 y 15 y los anexos 1, 3, 9 y 10 de la Res. 202/2013, y adicionó el artículo 27.

Res. 112/2015: modificó el artículo 6 de la Res. 202/2013.

Res. 125/2015: modificó los artículos 6, 9, 12 y 13 y los anexos 4, 5, 9 y 10 de la Res. 202/2013.

Res. 141/2015: modificó el artículo 6 de la Res. 202/2013.

Res. 093/2016: revocó parcialmente la Res. 202/2013.

Res. 090/2018: estableció los apartes previamente revocados de la 202/2013.

Res. 132/2018: resolvió una actuación administrativa iniciada de oficio en virtud del artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

Res. 011/2020: resolvió una actuación administrativa iniciada por solicitud de un tercero, en virtud del artículo 126 de la Ley 142 de 1994.



Conexiones

Entre 1999 y 2025, el número de usuarios residenciales del servicio público de gas natural pasó de 1,9 millones a 12 millones. Esto obedeció, en buena medida, a la expansión de las redes de distribución y a los esfuerzos de los usuarios, las empresas del sector y los gobiernos locales y nacional para financiar las conexiones a las redes de distribución.

El costo de conectar un domicilio a la red de distribución es marginal, si se compara con la magnitud de los costos incurridos aguas arriba en la cadena. Así, las iniciativas que se concentren en la financiación de nuevas

conexiones pueden generar beneficios en términos de cobertura que superen con creces los costos que demanden.

Según el Ministerio de Minas y Energía, al cierre de 2025 había 1,1 millones de domicilios anillados, sin conexión a la red. Esta cifra abre la posibilidad de acelerar la ampliación de la cobertura a partir de una revisión de los mecanismos públicos de financiación. En específico, que los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento se enfoquen en la financiación del costo total de las conexiones.

9. Comercialización minorista

El comercializador de gas natural actúa como articulador entre los distintos agentes de la cadena y los usuarios del servicio. Por una parte, contrata y asume los costos del suministro, transporte y distribución para asegurar la entrega del producto en los domicilios. Por otra, se encarga de la facturación y la gestión de cobro.

En la medida en que sobre este agente recae el flujo de recursos de la cadena, pues sus desembolsos hacia los demás agentes por lo general preceden el recaudo proveniente de los usuarios, su salud financiera resulta especialmente sensible, tanto a la forma en que se le remunera como a la oportunidad de los ingresos que percibe.

En este contexto, se sugiere que el plan de trabajo para el cuatrienio 2026-2030 aborde dos asuntos clave para la actividad de comercialización, eslabón de intermediación fundamental para la continuidad del servicio: la fórmula tarifaria y el giro de subsidios.

Fórmula tarifaria

Para determinar el costo de prestación del servicio que un comercializador le puede trasladar a los usuarios regulados, debe aplicar las fórmulas tarifarias establecidas por la CREG. La Resolución CREG 137 de 2013 contiene dichas fórmulas, las cuales están siendo revisadas por la Comisión.

En efecto, la CREG hizo público el proyecto de resolución 702 016 de 2025, que contiene un borrador de la norma que reemplazaría la vigente. Aunque se trata de un documento preliminar, precisamente para comentarios de los interesados, ha generado preocupación, en la medida en que podría introducir nuevos riesgos que los comercializadores no podrían gestionar.

En específico, el proyecto de resolución plantea un conjunto de condiciones y acotamientos para que el comercializador pueda trasladar a los usuarios los costos en los que incurre al contratar el suministro y el transporte de gas natural. Se trata de reglas de difícil cumplimiento, especialmente en un mercado deficitario y sujeto a variaciones en los consumos, por lo que el comercializador quedaría expuesto a asumir los costos que no pueda trasladar a la demanda.

No obstante la necesidad de actualizar la regulación para incorporar los cambios observados en el mercado durante la última década, es importante que dicha actualización haga una adecuada ponderación de las exigencias al comercializador y los riesgos que puede asumir, a la luz de la metodología con la que se remunera su actividad

También es pertinente asegurar que la nueva fórmula tarifaria permita trasladar a los usuarios los diferentes costos que componen el precio del gas natural importado, como es el caso de los costos de la regasificación, así como otros asociados al almacenamiento y a la mezcla con otros energéticos como el hidrógeno y el biometano.

Metodología tarifaria

Adicionalmente, es necesario dar una pronta aplicación a la Resolución CREG 102 003 de 2022, mediante la cual se estableció la metodología tarifaria para la remuneración de la actividad de comercialización.

A pesar de que esta norma fue expedida en abril de 2022, aún no se ha procedido con el correspondiente cálculo tarifario, debido a las modificaciones de las que fue objeto. Por consiguiente, las empresas que ejercen esta actividad están a la espera de que las tarifas se fijen de forma ágil y bajo una estricta aplicación de criterios técnicos y la regulación vigente.

Giro de subsidios

Como se menciona en el aparte anterior, el vencimiento de las obligaciones del comercializador con los demás agentes de la cadena suele ser previo al ingreso de las sumas facturadas a los usuarios. Esta brecha implica la financiación de los consumos de gas natural.

Dicha brecha es aún mayor en el caso de los usuarios de los estratos 1 y 2, pues los subsidios con los que se cubre parte del costo de prestarles el servicio son girados por el Gobierno Nacional en una fecha posterior a aquella en que vencen las facturas de estos usuarios.

Según la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), cada mes se causan subsidios del orden de \$ 110 mil millones, cuyo costo de financiación es asumido por el comercializador hasta el desembolso por parte del Gobierno Nacional. Esta situación se presenta porque no se ha dado aplicación a la metodología con la que se remunera la actividad de comercialización, que ahora contiene elementos para compensar este costo.

Por lo anterior, no solo resulta clave que el Gobierno Nacional se ponga al día en el pago de los subsidios adeudados a los comercializadores, cifra que a diciembre de 2025 superaba \$ 1 billón, sino también que asegure la transferencia oportuna de los subsidios que se causen a futuro. Como complemento de lo anterior, es pertinente evaluar y adoptar medidas para la focalización de los subsidios.

10. Gestor del Mercado

El Gestor del Mercado es responsable de recopilar, verificar, publicar y conservar la información comercial y operativa que le señala la CREG, lo cual contribuye a la transparencia del mercado, facilita la interacción entre los agentes de la cadena y sirve de insumo para la formulación de la política pública, el diseño de la regulación y la planeación sectorial.

Esta figura, que surgió de los lineamientos del Decreto 2100 de 2011 y tomó forma con las resoluciones CREG 089 y 124 de 2013, ha ganado relevancia a medida que se ha estrechado el balance entre la oferta y la demanda en el mercado colombiano, pues ha sido más evidente la importancia de disponer de información confiable y oportuna.



Aunque este tema no ocupa los primeros lugares en los debates del sector, ha dado lugar a discusiones incipientes sobre la necesidad de una mayor estabilidad del Gestor del Mercado y sobre la conveniencia de encargarle la prestación de otros servicios. Estos son aspectos que convendría considerar en la agenda del cuatrienio 2026-2030.

Estabilidad y fortalecimiento del Gestor

La CREG tiene a cargo la selección del Gestor del Mercado, mediante un concurso regulado por esa entidad, sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva. El adjudicatario del concurso tiene la obligación de prestar sus servicios como Gestor por espacio de cinco años, prorrogable a seis años.

Aunque la regulación prevé mecanismos para preservar la información recopilada por el Gestor y asegurar su transferencia en caso de que el adjudicatario de un nuevo concurso sea diferente del titular actual, persiste el riesgo de que un cambio en el responsable de la prestación de los servicios conlleve la pérdida de una experiencia valiosa para el sector.

Además, dada la corta duración del período de prestación de servicios, surge la duda sobre la viabilidad de amortizar las inversiones que el titular de la obligación emprenda en los años finales de dicho período. Aunque este riesgo no desaparecería con un período más extenso, sería menor la frecuencia con que se presentaría.

A la fecha, los dos concursos realizados por la CREG han resultado en la selección de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC), que ha prestado sus servicios como Gestor por más de 11 años. Dado que se avecina un nuevo concurso, resulta oportuno discutir cómo mitigar estos riesgos.

Una alternativa a evaluar es la extensión del período. Otra consiste en asignar la obligación de prestación de estos servicios sin limitar su duración, a semejanza de lo que ocurre en el sector eléctrico con XM S.A. E.S.P.

Nuevos servicios

En un estudio de consultoría realizado en 2024 y 2025 por el Centro Regional de Estudios de Energía (CREE), por solicitud de la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco)²⁴, se identificaron brechas en la información sobre la producción de gas natural y la operación de la cadena, que dificultan construir un panorama completo de la situación del sector.

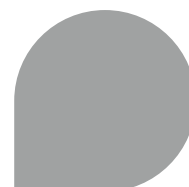
Por ejemplo, el Ministerio recopila las declaraciones de producción de gas natural, las procesa y publica. En paralelo, la ANH recopila y publica información que resulta del ejercicio de su función de fiscalización. Por su parte, el Gestor del Mercado agrega y publica información sobre el gas disponible para la venta mediante contratos firmes.

Otro ejemplo que vale la pena mencionar es el del manejo de la información relacionada con los mantenimientos de la infraestructura del sector, la cual es recopilada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO Gas), y a la que el Gestor del Mercado no tiene acceso, pese a que se trata de información operativa.

A partir del análisis de casos como estos, el estudio mencionado recomendó evaluar la conveniencia de asignarle al Gestor del Mercado la responsabilidad de prestar nuevos servicios relacionados con la agregación de información adicional a la que hoy recopila. Esto contribuiría a una visión panorámica del sistema y del mercado.

El alcance de los nuevos servicios puede limitarse a recibir la información procesada por los órganos mencionados, o incluso extenderse a reemplazarlos en la tarea que hoy desempeñan. Esto demanda el análisis caso a caso, asunto que podría desarrollarse durante el nuevo cuatrienio.

24. Medidas para mejorar el abastecimiento de gas natural en Colombia.



Gestor técnico

La discusión, apenas preliminar, sobre los nuevos servicios que se le podrían encomendar al Gestor del Mercado, ha llevado a plantear la idea de transformarlo en un gestor técnico, con obligaciones que se acerquen a las de XM S.A. E.S.P. en el sector eléctrico.

A primera vista no es claro cómo podría funcionar una figura así en un mercado como el actual, en el que la

operación física está ligada a los acuerdos comerciales. Ahora bien, esto podría ser necesario ante un eventual cambio en el modelo de transporte que implique migrar a un esquema de transportador común.

Este es un asunto que resulta pertinente analizar bajo las riendas del nuevo Gobierno.

11. Asuntos de otras autoridades

Como se indica al inicio de esta sección, esta se centra en las necesidades del sector de gas natural que están bajo la tutela del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas. No obstante, varias necesidades del sector trascienden las competencias de esas autoridades y demandan una adecuada coordinación entre entidades de diferentes sectores administrativos.

A continuación se hace una breve referencia a cinco asuntos relevantes, con la aclaración de que las actuaciones requeridas para el desarrollo del sector no se limitan a estas:

- Reducir la carga tributaria: la inversión en el sector, en particular en exploración y producción, es muy sensible al régimen tributario. En este sentido, se requiere revertir las medidas que han elevado la carga impositiva del sector durante los últimos años, a fin de mantener el ritmo de producción.

Ahora bien, para posicionar nuevamente a Colombia como un destino de inversión, teniendo en cuenta el rezago del cuatrienio anterior, resulta conveniente evaluar incluso una reducción frente a la línea base de 2022.

- Ampliar y fortalecer la presencia de la fuerza pública: la seguridad física es otra variable determinante de la inversión, no solo en exploración y producción, sino también en transporte de gas natural. Por lo tanto, y ante el deterioro de las condiciones de seguridad del país, resulta prioritario reforzar la presencia de

la fuerza pública y garantizar su permanencia en las regiones con operaciones del sector.

- Fortalecer la articulación institucional en el territorio: la adecuada y oportuna interacción entre autoridades nacionales y locales permitiría que las comunidades perciban de manera temprana los beneficios de las actividades del sector antes de su inicio, con efectos positivos tanto en el desarrollo del sector como en la percepción de las comunidades.
- Reglamentar la consulta previa: la experiencia de este y otros sectores evidencia la necesidad de una ley estatutaria que regule este proceso, de forma que se reconozca el derecho a la consulta previa, pero se precise que no implica una facultad de veto.
- Agilizar el licenciamiento ambiental: es necesario priorizar el inicio y la gestión oportuna de las actuaciones de las autoridades responsables de los instrumentos ambientales necesarios para las operaciones de la cadena de gas natural.

Los asuntos descritos en este numeral evidencian que la seguridad energética no depende exclusivamente de las decisiones adoptadas por las entidades del sector de minas y energía. Su fortalecimiento exige también actuaciones coordinadas en materia tributaria, ambiental, social, judicial y de seguridad, cuya articulación será determinante para materializar las inversiones requeridas durante el nuevo cuatrienio.



12. Inversión potencial

La implementación de las medidas propuestas tendría un impacto positivo en el abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, elementos clave para fortalecer la seguridad energética del país. Podría además generar un aumento importante de la actividad y de la inversión en distintos segmentos de la cadena de valor del petróleo y el gas natural.

Precisamente, este último numeral del capítulo aborda esa perspectiva. Aquí se presenta un ejercicio ilustrativo sobre el orden de magnitud de la actividad y la inversión que podría inducirse con la adopción de decisiones gubernamentales que sirvan para retomar la senda de expansión del sector. No se trata de una proyección puntual, sino de un escenario de referencia construido bajo un conjunto explícito de supuestos.

Las estimaciones utilizan como referencia la respuesta histórica de la actividad del sector a cambios en el entorno económico, particularmente después de la caída internacional de precios observada entre 2014 y 2016, que produjo un cambio estructural en los niveles de inversión y exploración. Las cifras deben interpretarse por lo tanto como un piso razonable de actividad bajo supuestos favorables y no como una predicción puntual.

En el caso de la exploración y producción de petróleo y gas natural, las estimaciones se basan en estos supuestos: i) precio promedio del crudo Brent de US\$80/barril durante el cuatrienio; ii) estabilidad macroeconómica compatible con ese escenario; iii) recuperación gradual de la actividad del sector utilizando como referencia las elasticidades históricas observadas tras el ciclo de precios iniciado en 2014; y iv) cierre en dos años de la brecha entre la actividad observada y los niveles históricamente alcanzados durante períodos de recuperación, bajo el supuesto de una política de impulso a los hidrocarburos.

Dado el carácter conservador de estos supuestos, las cifras deben entenderse como un piso aproximado del potencial de actividad e inversión y no como una estimación máxima.

Con base en información histórica, es posible desagregar los pozos por tipo de hidrocarburo. De acuerdo con

información de la ACP, se estima que entre el 30 % y el 40 % de los pozos exploratorios tendrían al gas natural como objetivo principal. Asimismo, el cruce de los registros del SGC con las estadísticas de la ANH sobre producción por campo sugiere que entre el 2 % y el 5 % de los pozos de desarrollo se perforarían en campos predominantemente gasíferos. Estas proporciones constituyen supuestos de orden de magnitud y no pronósticos puntuales, aplicables a las estimaciones presentadas en la Tabla 3.3.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta los resultados recientes de ejercicios probabilísticos para cuantificar la diferencia entre la demanda nacional de gas natural y la oferta local, se asume que se requerirá la instalación de nueva infraestructura de regasificación con una capacidad del orden de 500 Mpcd.

En tercer lugar, para asegurar la atención continua del servicio público domiciliario de gas natural y mejorar la resiliencia del sistema, durante el cuatrienio se ejecutarían los proyectos de nueva infraestructura de transporte y las ampliaciones de la capacidad existente que la UPME identificó en el estudio técnico que soporta el PAGN.

Finalmente, se asume que el sector es capaz de mantener un ritmo de ampliación de la cobertura del servicio similar al del último cuatrienio, mediante el aprovechamiento de las redes de distribución existentes.

Bajo estos supuestos, el ejercicio sugiere que una estrategia de reactivación del sector podría movilizar inversiones superiores a US\$23.000 millones entre 2027 y 2030, además de reactivar de manera significativa la actividad exploratoria, el desarrollo de infraestructura, la expansión del sistema de transporte y la ampliación de cobertura del servicio (Tabla 3.3, página siguiente).

Las inversiones aquí presentadas representan el orden de magnitud de la actividad económica que podría movilizarse si el país logra restablecer condiciones de inversión compatibles con las observadas en episodios históricos de recuperación del sector.

Tabla 3.3 | Actividad e inversión potencial 2027-2030

	Actividad	Proyección del cuatrienio	Inversión estimada US\$millones
Yacimientos no convencionales	Proyectos en fase de exploración	2	325
	Proyectos en fase de producción	1	2.400
Áreas costa afuera	Campañas exploratorias	1	1.200
	Desarrollo de campos	1	2.900
Otros en áreas continentales	Pozos exploratorios	175	2.538
	Pozos de desarrollo	2.234	11.170
	Sísmica 2D equivalente	6.510	267
Importaciones	Capacidad de regasificación de iniciativa pública (Mpcd)	250	451
	Capacidad de regasificación de iniciativa privada (Mpcd)	250	451
Transporte	Proyectos de nueva infraestructura de transporte (PAGN)	3	1.305
	Proyectos de adecuación infraestructura existente (PAGN)	8	98
Distribución	Nuevas conexiones	1.200.000	300
Total			23.405

Sin embargo, más allá de las cifras de inversión, este ejercicio pone de presente la capacidad que tiene el sector de petróleo y gas natural para movilizar actividad económica a lo largo de una cadena de valor intensiva en capital, ingeniería y servicios especializados. La inversión en exploración, producción, infraestructura de transporte, regasificación y distribución genera demanda sobre sectores como construcción, manufacturas, metalmecánica, servicios profesionales, logística, transporte y actividades técnicas, con efectos que trascienden ampliamente al propio sector energético.

Adicionalmente, una mayor actividad del sector puede contribuir a fortalecer las finanzas públicas mediante mayores regalías, impuestos y dividendos, así como reducir presiones sobre la balanza de pagos al sustituir parcialmente importaciones de gas natural licuado y disminuir la exposición del país a episodios de alta volatilidad en los mercados internacionales.

En cualquier caso, estos efectos económicos deben interpretarse como consecuencias potenciales de una mayor actividad e inversión y no como resultados automáticos. Su magnitud dependerá de factores como

la evolución de los precios internacionales, la estabilidad regulatoria, la capacidad institucional para ejecutar oportunamente las inversiones y la respuesta efectiva del sector privado.

Es importante resaltar que parte del valor económico de estas inversiones no se refleja directamente en indicadores tradicionales de producción o inversión. Una infraestructura energética más robusta reduce la probabilidad y el costo económico de interrupciones del suministro, disminuye la exposición a episodios extremos de precios internacionales y aumenta la capacidad del sistema para responder a eventos climáticos adversos. En ese sentido, una fracción importante del retorno económico de estas inversiones proviene precisamente del riesgo que permiten evitar.

En este sentido la discusión sobre las inversiones aquí contempladas no debería limitarse a su costo financiero inmediato. Debe evaluarse también como una inversión en resiliencia económica, cuyo beneficio consiste en reducir la probabilidad y el costo de futuras disrupciones del sistema energético y, por este camino, proteger el crecimiento económico, la competitividad y el bienestar de los hogares.

Gas natural en **el contexto internacional 2021 - 2025**

04.



4.1

Cifras mundiales



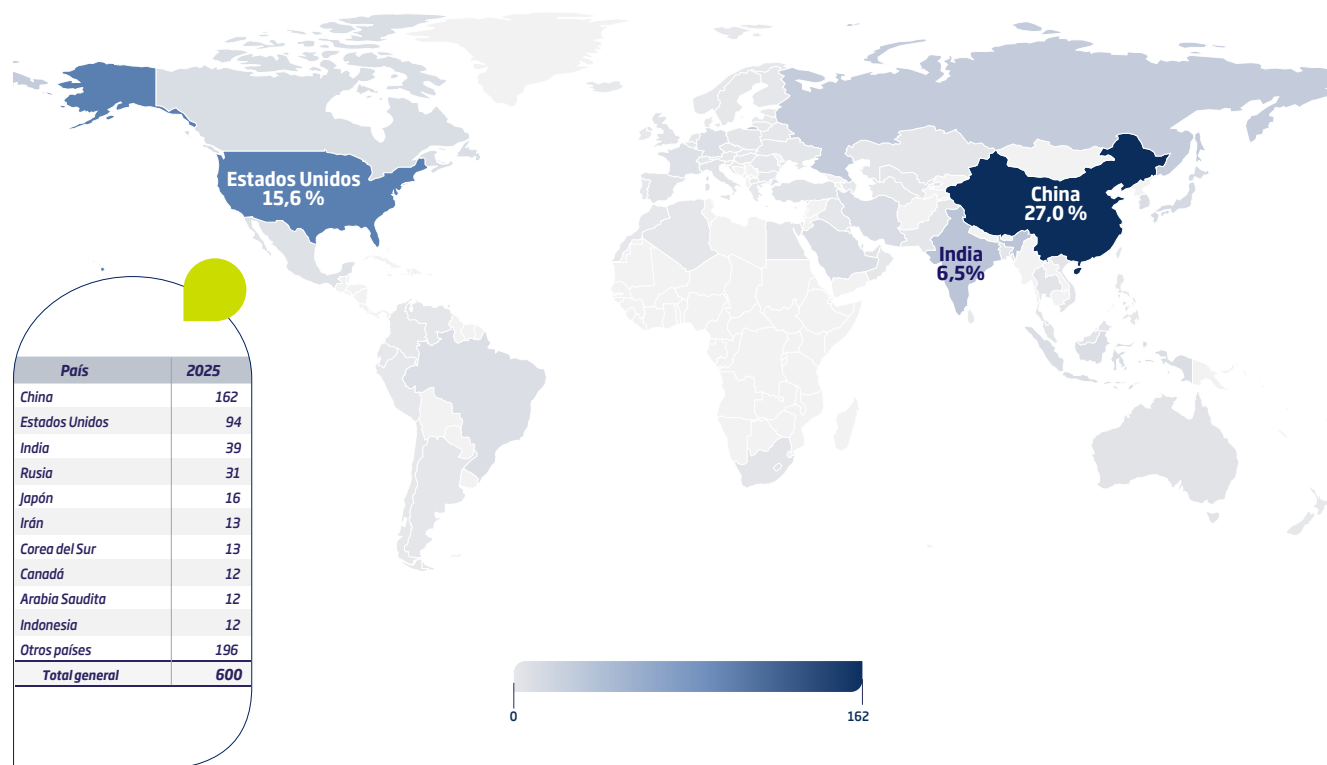


El consumo de energía de origen fósil sigue al alza

En 2025, China concentró más de una cuarta parte de la demanda energética mundial. Si se le suman Estados Unidos e India, la cifra se aproxima a la mitad del total global (Figura 4.1)

El consumo de estos tres países, junto con el de Rusia, Japón, Irán, Corea del Sur, Canadá, Arabia Saudita e Indonesia, los diez mayores consumidores del planeta, fue equivalente a tres cuartas partes de los requerimientos energéticos de todo el mundo.

Figura 4.1 | Consumo energético mundial en 2025 (EJ)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Nota: el Energy Institute cambió su metodología de cálculo, por lo que estas cifras no son comparables con las publicadas en años anteriores.

Entre 2021 y 2025, el 87 % del consumo energético mundial fue atendido con energía proveniente de fuentes fósiles; el 8 % con hidroelectricidad y energía proveniente de otras fuentes renovables; y el 5 % remanente con energía nuclear (Tabla 4.1).

El consumo de petróleo, carbón y gas natural se incrementó en cerca de 28 exajulios (EJ), lo cual equivale a un aumento cercano al 6 % durante el período. El petróleo explica más de la mitad de dicho crecimiento.

Entretanto, el consumo de hidroelectricidad y de energía nuclear tuvo un incremento marginal, mientras que el de la energía proveniente de otras fuentes renovables se expandió en poco más de 11 EJ, equivalente a tres cuartas partes del aumento en el consumo de petróleo.

Lo anterior evidencia el fortalecimiento de la complementariedad entre las fuentes tradicionales de energía y las energías renovables no convencionales.

Tabla 4.1 | Consumo energético mundial, por fuente, entre 2021 y 2025 (EJ)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Petróleo	185,9	192,3	196,8	199,0	201,0	2,0%	1,0%
Carbón	159,2	161,1	163,8	165,4	166,0	1,1%	0,4%
Gas natural	144,8	144,1	144,6	148,7	150,7	1,0%	1,3%
Renovables	24,4	26,7	29,3	32,2	35,5	9,7%	10,0%
Hidroelectricidad	15,5	15,6	15,4	16,1	16,1	1,1%	0,1%
Energía nuclear	30,6	29,2	29,9	30,7	31,0	0,4%	1,1%
Total	560,4	569,0	579,6	592,2	600,3	1,7%	1,4%

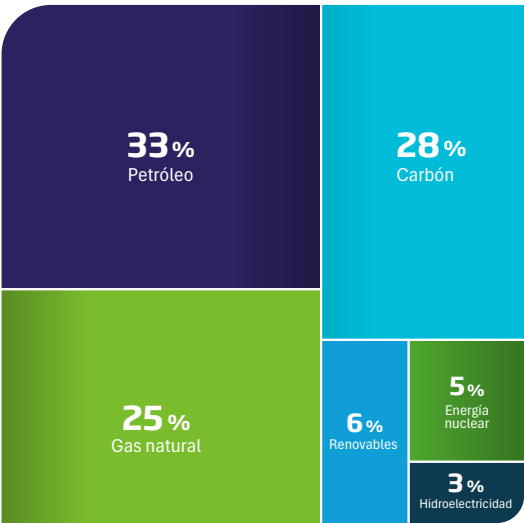
Fuente: Energy Institute, elaboración propia
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

En 2025, el consumo de petróleo representó una tercera parte del consumo energético mundial, mientras que el de carbón y el de gas natural representó, cada uno, más de una cuarta parte (Figura 4.2).

A pesar del crecimiento del consumo de energías renovables diferentes a la hidroelectricidad durante los últimos años, su participación en el consumo mundial fue apenas del 6 % en 2025.

En todo caso, se resalta que la participación de las renovables diferentes a la hidroelectricidad fue mayor que la de la energía nuclear en 2025. La situación era al revés en 2021.

Figura 4.2 | Consumo energético mundial, por fuente, en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



Aún no se alcanza un punto de inflexión en las emisiones

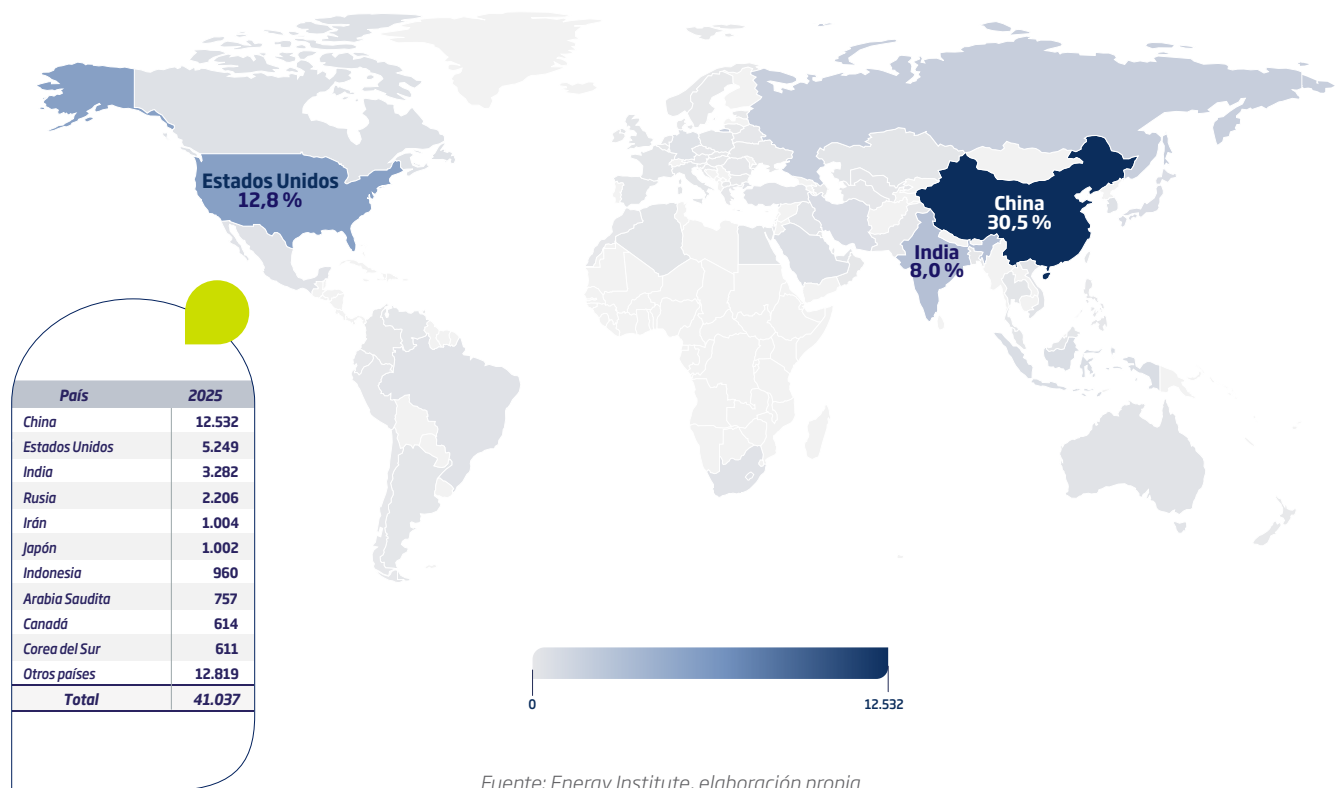
En 2025, China también ocupó el primer lugar en materia de emisiones equivalentes de dióxido de carbono (CO_2e) provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas, con cerca de una tercera parte de las emisiones mundiales.

Si este conjunto se amplía a los diez países con mayores emisiones, esto es, si también se consideran Rusia, Irán, Japón, Indonesia, Arabia Saudita, Canadá y Corea del Sur, sus emisiones agregadas correspondieron a más de dos terceras partes de las emisiones globales.

Las de este país, sumadas a las de Estados Unidos e India, representaron más de la mitad del total mundial (Figura 4.3).

Figura 4.3 |

Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas, en 2025 (MtCO_2e)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia

Entre 2021 y 2025, la región de Europa y Eurasia fue la única del planeta en la que se registró una reducción en las emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas, según

la agrupación regional que se presenta en la Tabla 4.2 (página siguiente).

Norteamérica, que mostró una tendencia decreciente en sus emisiones entre 2022 y 2024, experimentó un repunte de cerca de 3 % en el último año.

Tabla 4.2 |
Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas, por región, entre 2021 y 2025 (MtCO₂e)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Asia-Pacífico	19.517	19.947	20.848	21.248	21.304	2,2 %	0,3 %
Europa y Eurasia	6.967	6.932	6.716	6.716	6.737	-0,8 %	0,3 %
Norteamérica	6.267	6.384	6.258	6.241	6.397	0,5 %	2,5 %
Oriente Medio	2.776	2.916	2.992	3.037	3.073	2,6 %	1,2 %
África	1.779	1.782	1.827	1.870	1.926	2,0 %	3,0 %
Sur y Centroamérica	1.502	1.532	1.575	1.593	1.600	1,6 %	0,4 %
Total	38.809	39.492	40.216	40.705	41.037	1,4 %	0,8 %

Fuente: Energy Institute, elaboración propia
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

En 2025, las emisiones de Asia-Pacífico por los conceptos mencionados superaron la suma de las emisiones de las demás regiones del mundo.

De esta región forman parte China, India, Japón, Indonesia y Corea del Sur, cinco de los diez países con mayores emisiones, que explican el 86 % de las cifras de Asia-Pacífico.

Europa y Eurasia explican una sexta parte de las emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas. Norteamérica representa una porción similar.

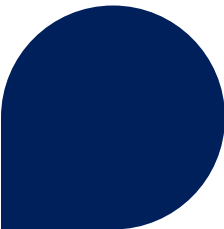
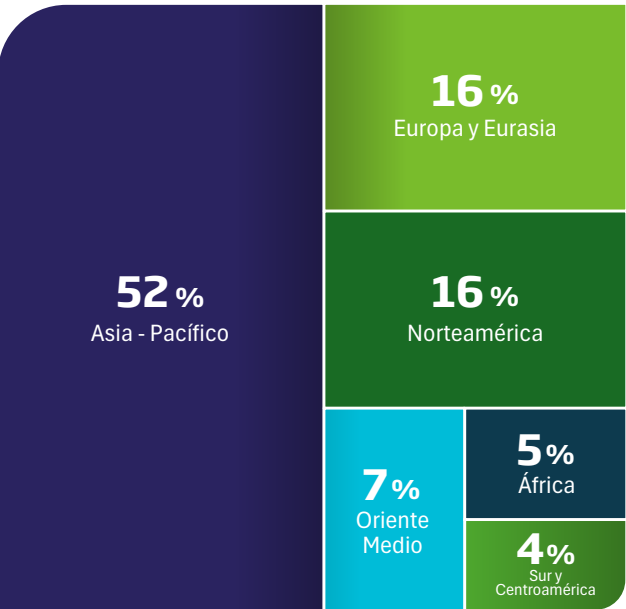


Figura 4.4 |
Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas, por región, en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



El hemisferio oriental concentra las mayores reservas de gas natural

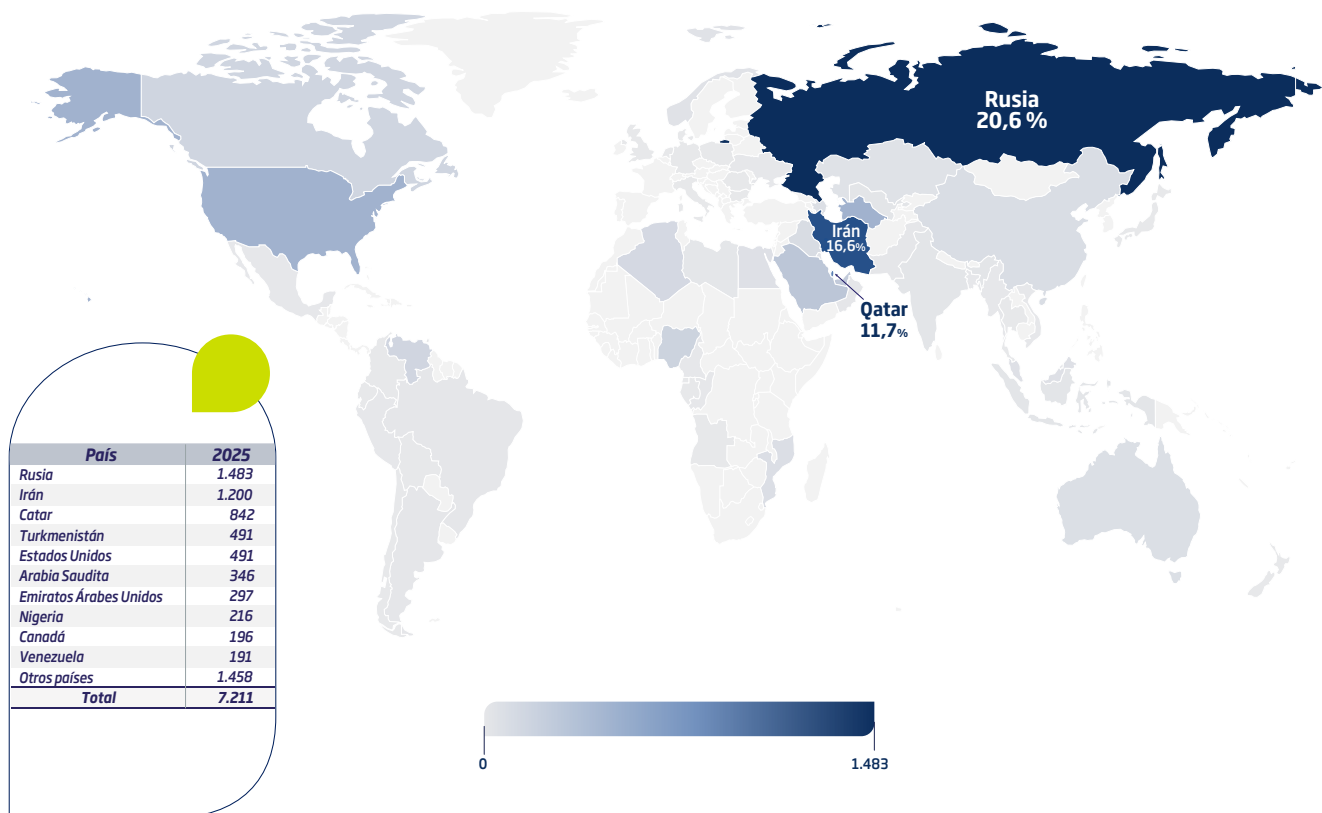
Al cierre de 2025, Rusia concentraba una quinta parte de las reservas probadas de gas natural del planeta. En conjunto con las de Irán y Catar representaban cerca de la mitad de las reservas mundiales (Figura 4.5).

Las reservas de estos tres países, sumadas a las de Turkmenistán, Estados Unidos, Arabia Saudita,

Emiratos Árabes Unidos, Nigeria, Canadá y Venezuela, representaron cuatro quintas partes de las reservas mundiales de gas natural.

Lo anterior evidencia una alta concentración de este recurso.

Figura 4.5 |
Reservas probadas mundiales de gas natural en 2025 (Tpc)



OPEC Annual Statistical Bulletin 2026, elaboración propia.

Entre 2021 y 2025 se registró una disminución de cerca de 73 terapieés cúbicos (Tpc) en las reservas mundiales probadas de gas natural, cifra equivalente al 1 % de las reservas de 2021 (Tabla 4.3, página siguiente).

La mayor contracción se registró en Europa y Eurasia, en donde disminuyeron en cerca de 104 Tpc.

En contraste, Oriente Medio fue la región que presentó el mayor crecimiento, con aproximadamente 48 Tpc.

Norteamérica sobresalió como la región de mayor incremento en el último año, con un aumento de 5,2 %.

En 2025, dos quintas partes de las reservas probadas se concentraron en Oriente Medio, cerca de una tercera parte en Europa y Eurasia, y una décima parte en Norteamérica.

Tabla 4.3 | Reservas probadas mundiales de gas natural, por región, entre 2021 y 2025 (Tpc)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Oriente Medio	2.868	2.904	2.909	2.910	2.916	0,4%	0,2%
Europa y Eurasia	2.364	2.280	2.267	2.265	2.260	-1,1%	-0,2%
Asia-Pacífico	455	441	436	436	447	-0,5%	2,4%
Norteamérica	684	748	661	661	696	0,4%	5,2%
África	660	656	657	631	636	-0,9%	0,7%
Sur y Centroamérica	254	252	256	258	257	0,4%	-0,3%
Total	7.284	7.280	7.186	7.163	7.211	-0,3%	0,7%

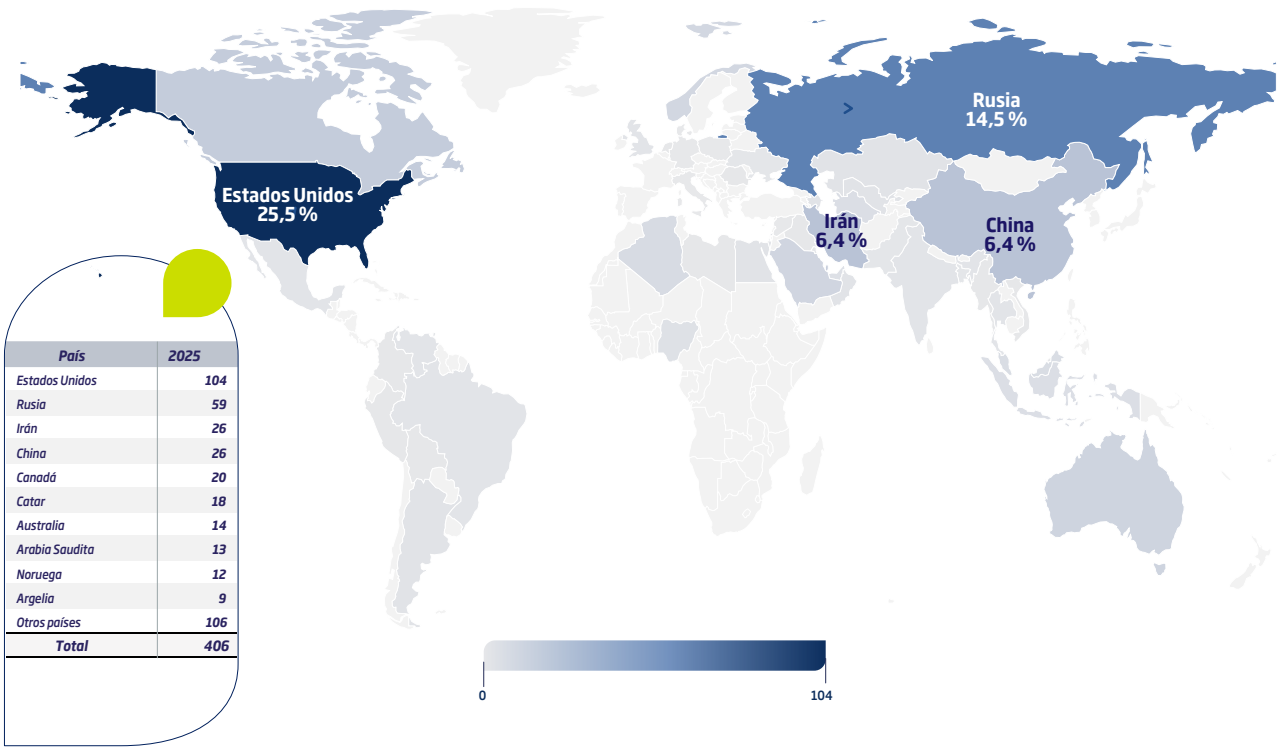
Fuente: OPEC Annual Statistical Bulletin 2026, elaboración propia.

Estados Unidos conservó el liderazgo en la producción de gas natural

Estados Unidos encabezó la lista de países productores en 2025, con una extracción de 100 gigapiés cúbicos diarios (Gpcd), cifra equivalente a poco más de una cuarta parte de la producción mundial (Figura 4.6).

La producción de Estados Unidos, sumada a la de Rusia e Irán, representó cerca de la mitad de la producción mundial. Estos países, en conjunto con China, Canadá, Catar, Australia, Arabia Saudita, Noruega y Argelia, explican cerca de tres cuartas partes de la oferta mundial de gas natural.

Figura 4.6 | Producción mundial de gas natural en 2025 (Gpcd)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



Norteamérica fue la región con la mayor expansión en la producción de gas natural durante el quinquenio. En efecto, el incremento de su producción superó los 15 Gpcd, mientras que el de la producción mundial fue del orden de 14 Gpcd (Tabla 4.4).

La producción de Europa y Eurasia, en contraste, se contrajo en cerca de 10 Gpcd entre 2021 y 2025, esto es, 9 % de su producción al inicio del período.

Tabla 4.4 | Producción mundial de gas natural, por región, entre 2021 y 2025 (Gpcd)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Norteamérica	112	118	122	122	127	3,3%	4,0%
Europa y Eurasia	107	99	94	99	97	-2,3%	-1,7%
Oriente Medio	67	68	70	71	73	2,5%	2,8%
Asia-Pacífico	66	67	67	68	69	1,3%	1,6%
África	25	25	24	23	23	-2,3%	-0,4%
Sur y Centroamérica	15	16	16	16	16	0,7%	0,1%
Total	392	392	393	400	406	0,9%	1,6%

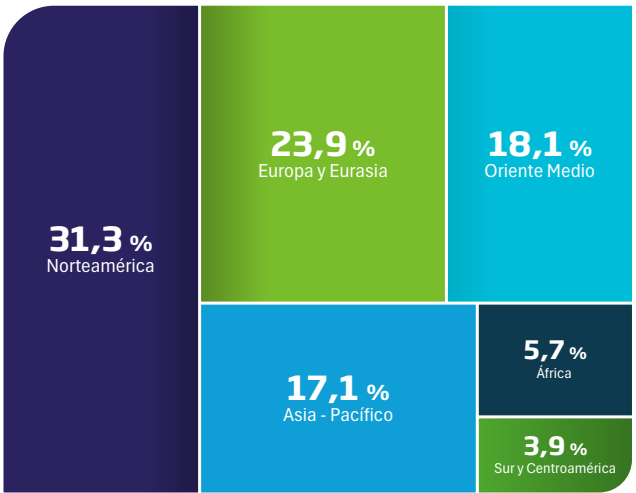
Fuente: Energy Institute, elaboración propia.
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

En 2025, la producción de Norteamérica fue cercana a una tercera parte de la producción mundial de gas natural (Figura 4.7).

A pesar de la reducción en la producción de Europa y Eurasia, esta región explica cerca de una cuarta parte de la producción mundial en 2025.

Aunque Oriente Medio ocupó el primer lugar en reservas probadas, con dos quintas partes de las reservas globales, se ubicó en el tercer renglón en producción, con menos de una quinta parte de la producción mundial.

Figura 4.7 |
Producción mundial de gas natural, por región, en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

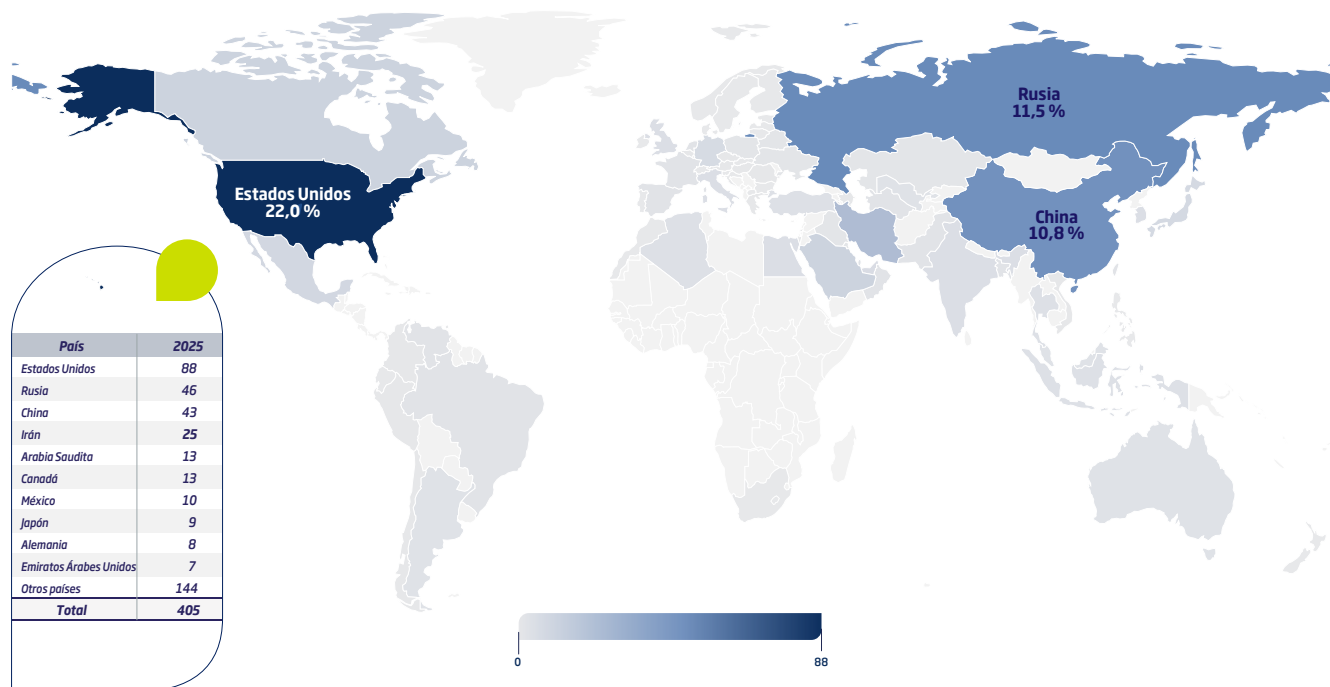
El consumo mundial de gas mantuvo una tendencia creciente

En 2025, Estados Unidos mantuvo el primer lugar en cuanto al consumo de gas natural, con más de una quinta parte del consumo mundial. A este lo siguieron Rusia y China, cuyo consumo conjunto fue similar al de Estados Unidos (Figura 4.8).

Los diez mayores consumidores de gas natural representaron cerca de dos terceras partes del consumo mundial. Esta lista la completan Irán, Arabia Saudita, Canadá, México, Japón, Alemania y Emiratos Árabes Unidos.

Esto indica que el consumo mundial está menos concentrado que la producción.

Figura 4.8 |
Consumo mundial de gas natural en 2025 (Gpcd)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

El consumo mundial de gas natural mantuvo una tendencia al alza durante el quinquenio, con una expansión del 4 %, que equivale a 1 % en promedio durante cada año (Tabla 4.5, página siguiente).

El mayor crecimiento promedio anual del consumo se registró en Oriente Medio, con una tasa de 3 %. En

términos absolutos, el mayor incremento se registró en Norteamérica, con una cifra superior a 9 Gpcd.

Europa y Eurasia, por el contrario, experimentaron la mayor contracción. Su consumo disminuyó en cerca de 5 Gpcd entre 2021 y 2025.



Tabla 4.5 | Consumo mundial de gas natural, por región, entre 2021 y 2025 (Gpcd)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Norteamérica	102	106	108	109	111	2,2%	1,6%
Europa y Eurasia	111	105	102	104	106	-1,1%	2,1%
Asia-Pacífico	90	89	90	94	94	1,1%	0,3%
Oriente Medio	53	55	56	58	60	3,0%	2,9%
África	17	17	17	17	18	1,5%	3,6%
Sur y Centroamérica	16	16	16	16	16	-0,8%	-1,4%
Total	389	387	388	399	405	1,0%	1,6%

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

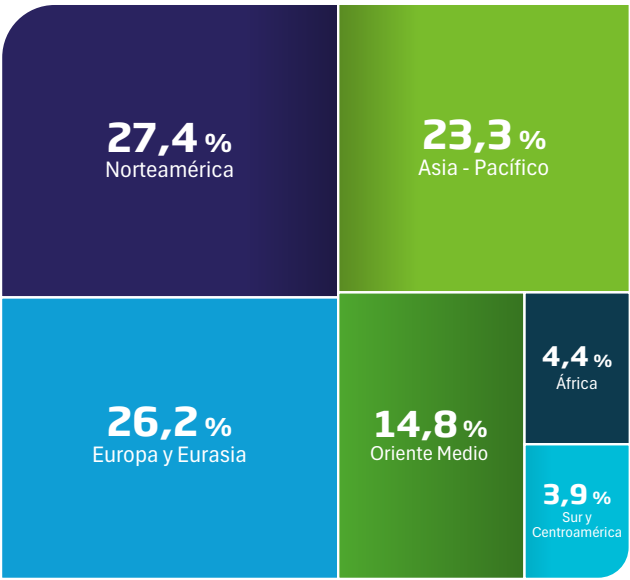
Norteamérica fue la región con el mayor consumo de gas natural en 2025 (Figura 4.9).

Esta región y la de Europa y Eurasia explicaron, cada una, más de una cuarta parte del consumo global.

El consumo de estas dos regiones, sumado al de Asia-Pacífico, representó más de tres cuartas partes del consumo mundial en 2025.

A pesar del crecimiento observado en el consumo de Oriente Medio entre 2021 y 2025, este representó menos de una sexta parte del consumo mundial en 2025.

Figura 4.9 | Consumo mundial de gas natural, por región, en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

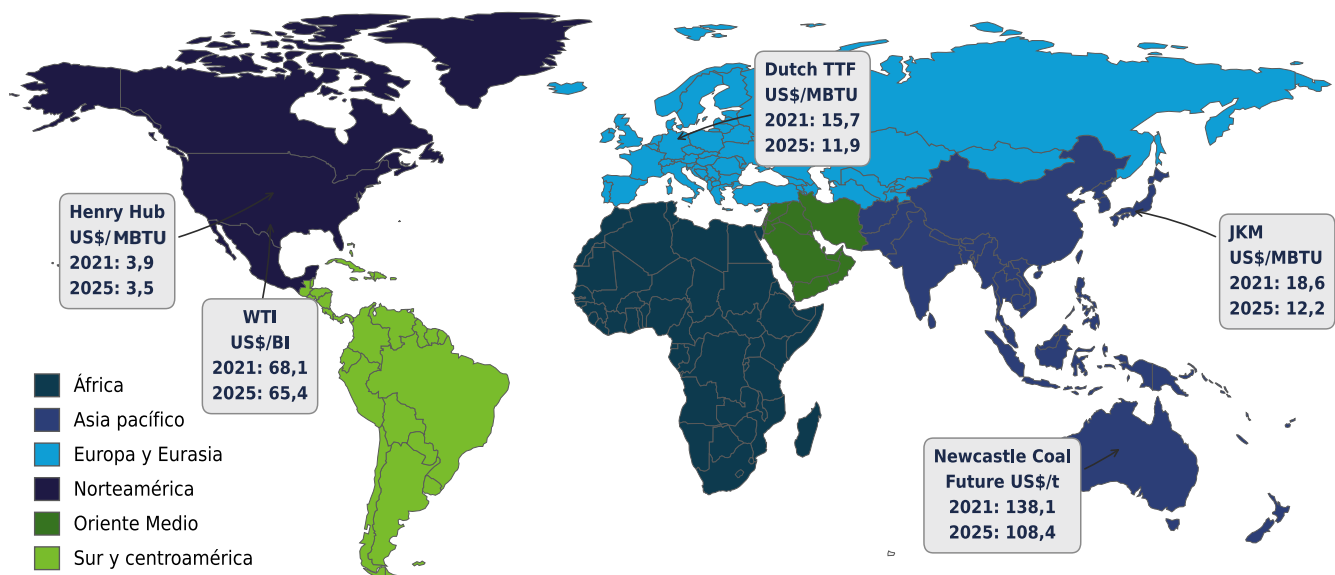
Ligera alza en los precios promedio del gas natural en 2025

Entre 2021 y 2025 se registró un descenso en los precios de los commodities energéticos (Figura 4.10). Ello indica que los mercados de los diferentes energéticos gradualmente han encontrado un nuevo equilibrio después de la pandemia de COVID-19 y la invasión de Rusia a Ucrania.

Ahora bien, entre 2024 y 2025 se presentó un incremento en los precios promedio de los principales mercados mundiales de gas natural. Asimismo, los precios de los mercados de Europa y Asia continuaron su proceso de convergencia paulatina.

Figura 4.10 |

Precios promedio en el mercado internacional en 2021 y 2025 (US\$)



Fuente: EIA, Banco Mundial y Energy Institute, elaboración propia.

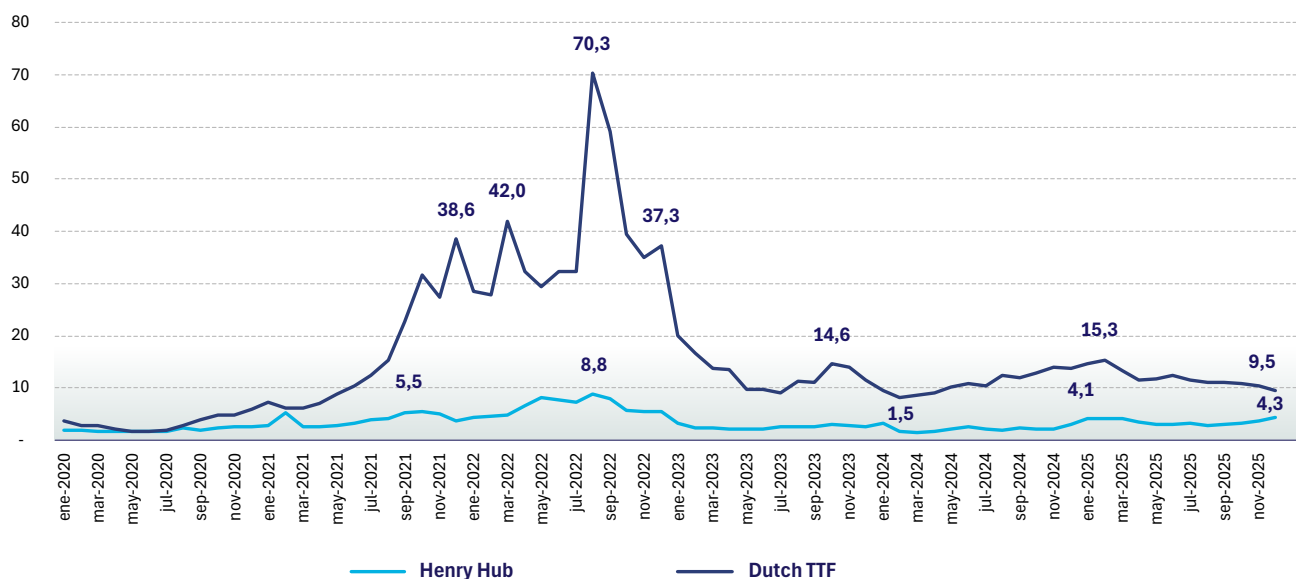
El Henry Hub, un centro de comercialización localizado en Luisiana, Estados Unidos, sirve como referencia para las transacciones de gas natural en el hemisferio occidental. Por su parte, el Dutch Title Transfer Facility (TTF), un hub virtual en Países Bajos, se ha fortalecido como referencia para las transacciones en Europa continental.

En la Figura 4.11 (página siguiente), que ilustra el comportamiento de sus precios entre 2020 y 2025, se observa que los dos alcanzaron su precio máximo en agosto de 2022; el primero con un precio de US\$8,8/MBTU y el segundo con uno de US\$70,3/MBTU.



Tras esa escalada, los precios se han moderado gradualmente, manteniéndose el precio TTF por encima del Henry Hub.

Figura 4.11 |
Precios del gas natural en el mercado internacional entre 2020 y 2025 (US\$/MBTU)



Fuente: EIA y Banco Mundial, elaboración propia.

La Figura 4.12 (página siguiente) ilustra la evolución de los precios del gas natural en el mercado internacional entre 2009 y 2025.

Allí se observa la disminución generalizada de los precios en 2020, con motivo de la pandemia de COVID-19, seguida por un fuerte repunte en 2022, debido a la invasión de Rusia a Ucrania.

Se advierte, además, la moderación gradual de los precios tras los eventos mencionados, así como el alza registrada en el último año en los mercados de Norteamérica y Europa.

Adicionalmente, se puede percibir cómo los precios de los mercados de Europa y Asia se han acercado con el paso del tiempo.

Cabe recordar que el UK National Balance Point (NBP) es un hub virtual en el Reino Unido, mientras que el Platts Japan Korea Marker (JKM) es un índice de precios spot del gas natural licuado (GNL) en el noreste asiático.

Figura 4.12 |

Precios del gas natural en el mercado internacional entre 2009 y 2025 (US\$/MBTU)





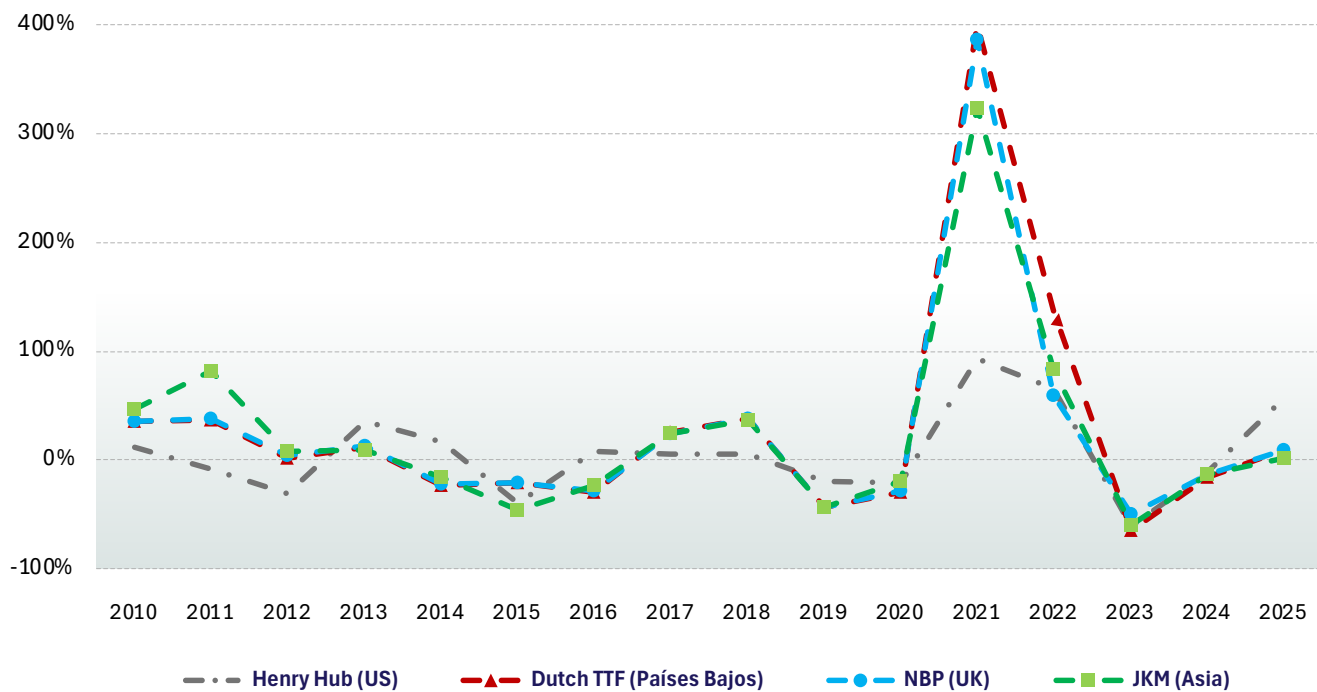
La Figura 4.13 evidencia la elevada correlación entre las variaciones de los índices de precios del mercado internacional.

Dicha correlación es más alta entre los índices TTF, NBP y JKM, y se ha acentuado durante los últimos años,

indicio de la creciente competencia entre Europa y Asia por el GNL.

Las variaciones del Henry Hub siguen la tendencia global, pero con una menor volatilidad.

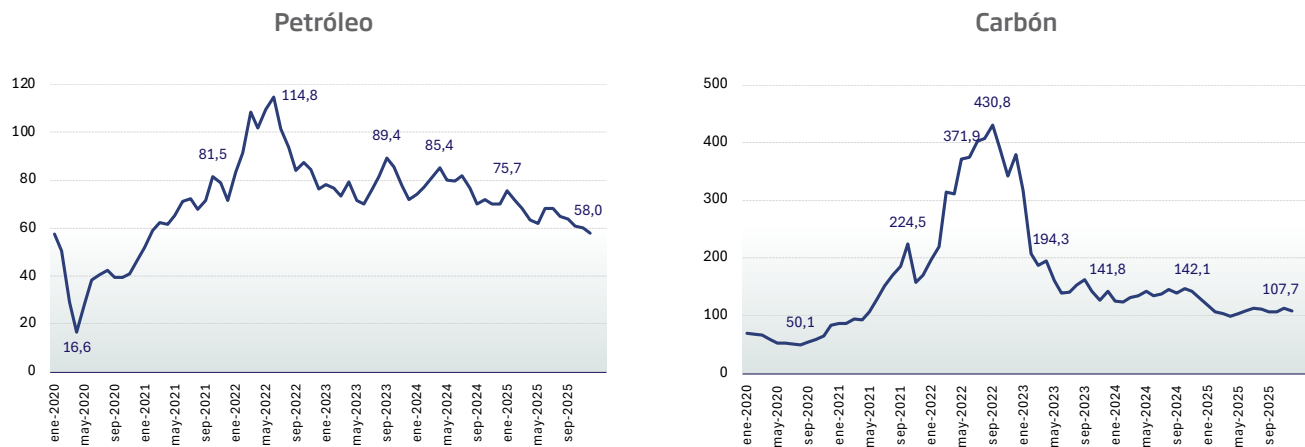
Figura 4.13 |
Variación anual de los precios internacionales del gas natural entre 2010 y 2025 (US\$/MBTU)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Los precios del petróleo y el carbón tuvieron un comportamiento similar entre 2020 y 2025. Alcanzaron sus máximos entre el segundo y el tercer trimestre de 2022, para luego moderarse gradualmente (Figura 4.14, página siguiente).

El petróleo WTI cerró 2025 a la baja, con un precio promedio de US\$58,0/bl, mientras que los futuros del carbón cargado en la Terminal de Carbón de Newcastle, Australia, lo hicieron a un promedio de US\$107,7/t.

Figura 4.14 | Precios de otros *commodities* en el mercado internacional entre 2020 y 2025 (US\$/bl y US/t)

Fuente: EIA y Banco Mundial, elaboración propia.

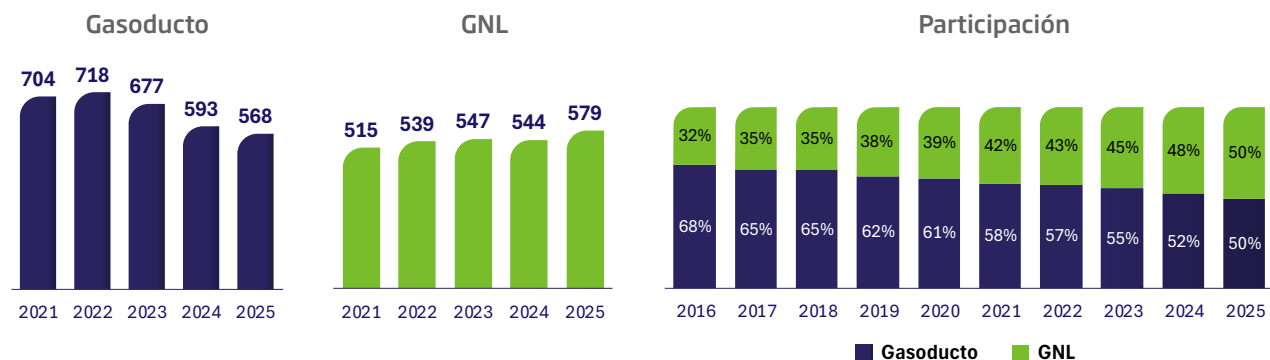
El GNL continuó posicionándose en el comercio internacional de gas natural

La invasión de Rusia a Ucrania marcó un punto de inflexión en el comercio internacional de gas natural a través de gasoductos (Figura 4.15). En efecto, entre 2022 y 2025, las transacciones por esta vía se contrajeron en 150 mil millones de metros cúbicos (bcm), equivalente a más del 20 %.

En paralelo, el comercio internacional de GNL continuó en ascenso, con una expansión de cerca de 64 bcm entre 2021 y 2025, lo cual representó un crecimiento de más del 12 % durante el período.

Esto impulsó la participación del GNL en el comercio internacional de gas natural, de manera que hoy es prácticamente igual a la del comercio a través de gasoductos.

El aumento en el comercio de GNL no ha permitido compensar la disminución en el comercio internacional de gas natural por gasoductos. De hecho, el volumen total de gas natural transado internacionalmente se redujo 6 % entre 2021 y 2025. Sin embargo, en 2025 se observó un alza ligera que podría indicar un cambio de tendencia.

Figura 4.15 | Comercio internacional de gas natural entre 2021 y 2025 (bcm)

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



En 2025, Noruega, Rusia y Estados Unidos encabezaron la lista de países exportadores de gas natural por gasoductos, con más de la mitad de las exportaciones por este medio (Tabla 4.6).

Noruega aportó la quinta parte del gas natural exportado por gasoductos en 2025. Rusia, Estados Unidos y Canadá explicaron individualmente alrededor de una sexta parte (Figura 4.16).

Por su parte, Europa y Estados Unidos concentraron más de la mitad de las importaciones de gas por gasoductos (Tabla 4.6).

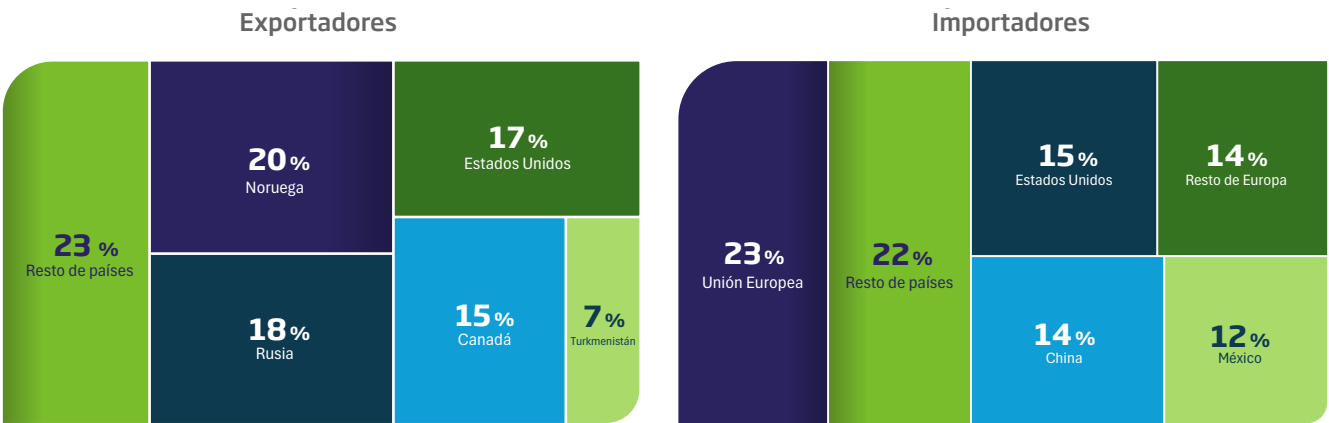
Los países europeos absorbieron cerca de dos quintas partes de las cantidades de gas natural transadas por esta vía, mientras que Estados Unidos cerca de una sexta parte (Figura 4.16).

Tabla 4.6 | Comercio internacional de gas natural por gasoductos en 2025 (bcm)

Países importadores	Países exportadores									Total general
	Noruega	Rusia	Estados Unidos	Canadá	Turkmenistán	Argelia	Azerbaiyán	Catar	Otros	
Unión Europea	86	4				28	12		1	131
Estados Unidos				87					-	87
Resto de Europa (no UE)	29	32			1		12		7	80
China		37			30				11	78
México			66							66
Canadá			28							28
Emiratos Árabes Unidos								18		18
Bielorrusia		16								16
Otros		13			7	4	0	2	37	63
Total	115	102	94	87	38	32	24	20	56	568

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Figura 4.16 | Comercio internacional de gas natural por gasoductos en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Las exportaciones de GNL de Estados Unidos representaron una cuarta parte del comercio internacional de este producto. Sumadas a las de Catar y Australia representan tres quintas partes del total (Tabla 4.7 y Figura 4.17).

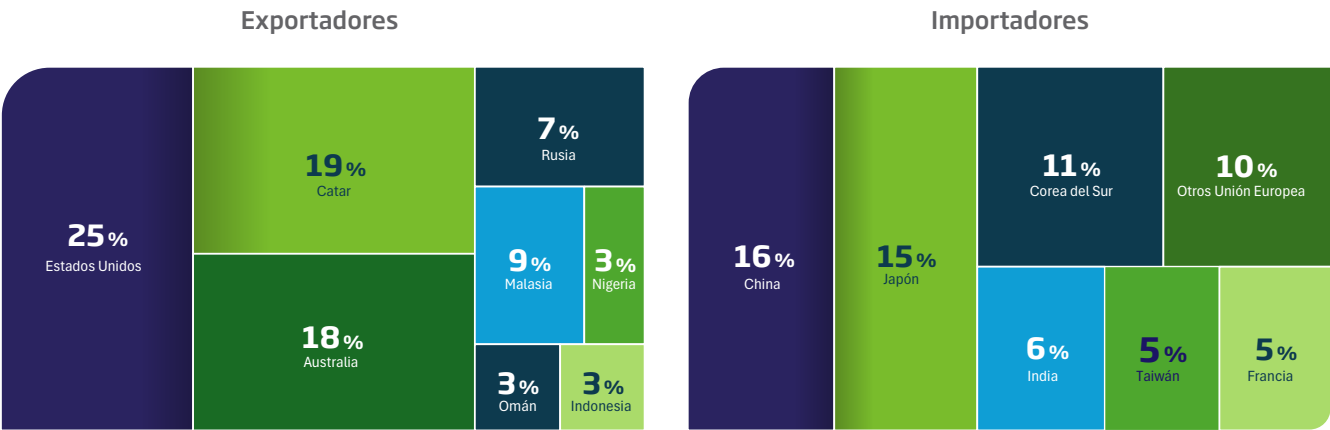
Las importaciones de China explicaron cerca de una sexta parte del total. En conjunto con las de Japón y Corea del Sur representaron más de dos quintas partes del comercio mundial (Tabla 4.7 y Figura 4.17).

Tabla 4.7 | Comercio internacional de GNL en 2025 (bcm)

Países importadores	Países exportadores									Total general
	Estados Unidos	Catar	Australia	Rusia	Malasia	Nigeria	Omán	Indonesia	Otros	
China	0	27	28	10	10	2	2	6	7	91
Japón	6	5	35	8	13	1	4	5	12	89
Corea del Sur	6	10	20	3	10	1	3	3	7	63
Otros Unión Europea	43	2		2		3			8	57
India	5	16	1			3	3		9	35
Taiwán	3	11	11	1	0	0	1	1	4	32
Francia	14		0	9		2			6	31
España	10	1		4		2			5	22
Otros	60	40	11	6	3	7	3	1	28	159
Total	147	111	105	43	37	20	15	15	86	579

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Figura 4.17 | Comercio internacional de GNL en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



Contexto internacional del gas natural vehicular (GNV)

La transición energética en el transporte está modificando el papel de las diferentes tecnologías.

Aunque la electrificación ha ganado un espacio importante, especialmente en vehículos livianos, el gas natural continúa ocupando una posición relevante en segmentos donde la autonomía, la capacidad de carga, los tiempos de abastecimiento y los costos de operación siguen siendo factores determinantes.

En este contexto, el GNV ha evolucionado desde una alternativa orientada principalmente al transporte particular hacia una solución cada vez más especializada para el transporte público, las flotas comerciales, la logística y el transporte pesado.

Su desarrollo reciente también refleja una creciente integración con el biometano, lo que amplía su potencial de contribución a la descarbonización del transporte aprovechando la infraestructura y buena parte del parque automotor existente.

La experiencia internacional muestra que la transición hacia una movilidad de bajas emisiones no responde a una única tecnología.

Por el contrario, los mercados más dinámicos evidencian la coexistencia de soluciones como la electricidad, el gas natural y otros combustibles de bajas emisiones, cuya competitividad depende de las características operativas

de cada segmento de transporte y de las condiciones de infraestructura, disponibilidad energética y costo total de propiedad.

En este escenario, el GNV mantiene un espacio competitivo en aquellas aplicaciones y mercados donde la electrificación enfrenta mayores desafíos técnicos o económicos.

Su evolución futura estará estrechamente vinculada a su integración con gases renovables, particularmente el biometano, y a su capacidad para ofrecer soluciones costo-eficientes que contribuyan simultáneamente a la reducción de emisiones y a la competitividad del transporte.

Evolución del GNV global: crecimiento moderado, foco en flotas e integración con gases renovables²⁵.

En 2025, el mercado global de vehículos a gas natural alcanzó un valor estimado de US\$36,1 mil millones y se proyecta que llegue a US\$46,4 mil millones en 2034, con una tasa anual de crecimiento compuesto de 2,85 % (Figura 4.18).

Este crecimiento refleja una expansión moderada, asociada principalmente a aplicaciones en transporte público, logística, flotas comerciales y soluciones de movilidad, para las que el costo operativo, la autonomía y la reducción de emisiones locales siguen siendo factores decisivos.

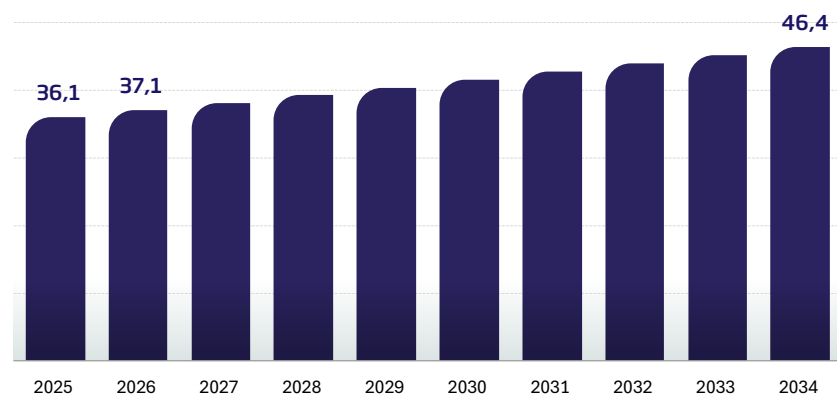


Figura 4.18 |
Tamaño del mercado mundial de vehículos a gas natural para uso automotor entre 2021 y 2034 (US\$ miles de millones)

Fuente: adaptada de www.fortunebusinessinsights.com

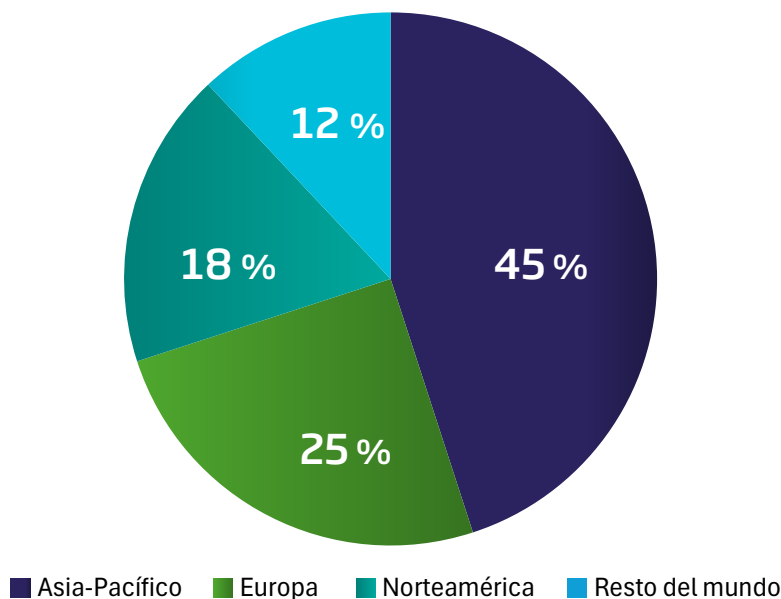
25. Basado en análisis de:

<https://www.fortunebusinessinsights.com/automotive-natural-gas-vehicle-market-105492> y <https://theicct.org/publication/ze-mhdv-market-in-china-h1-2025-sept25/>.

Asia-Pacífico se mantuvo como la región líder, con una participación cercana al 45 % del mercado global, impulsada por la expansión de infraestructura de abastecimiento, políticas de reducción de emisiones y alta demanda en transporte público, carga, logística y movilidad urbana.

A esta región le siguieron Europa y Norteamérica, con una participación de 25 % y 18 %, respectivamente (Figura 4.19).

Figura 4.19 |
Participación en el mercado mundial de vehículos automotores a gas natural en 2025



Fuente: www.fortunebusinessinsights.com, elaboración propia..

La evolución reciente del sector también evidencia un cambio en el foco del GNV. Aunque históricamente fue promovido como una alternativa económica para vehículos particulares, su mayor potencial internacional se concentra ahora en flotas de alto recorrido, transporte público, carga, logística y segmentos en los que el costo total de operación sigue siendo un factor determinante.

Este enfoque cobra relevancia en un contexto en el que la movilidad eléctrica avanza rápidamente en el segmento liviano y empieza a ganar participación en carga pesada, redefiniendo el espacio competitivo de las tecnologías de bajas emisiones.

China refleja con claridad esta transición tecnológica. Durante el primer semestre de 2025, los camiones diésel

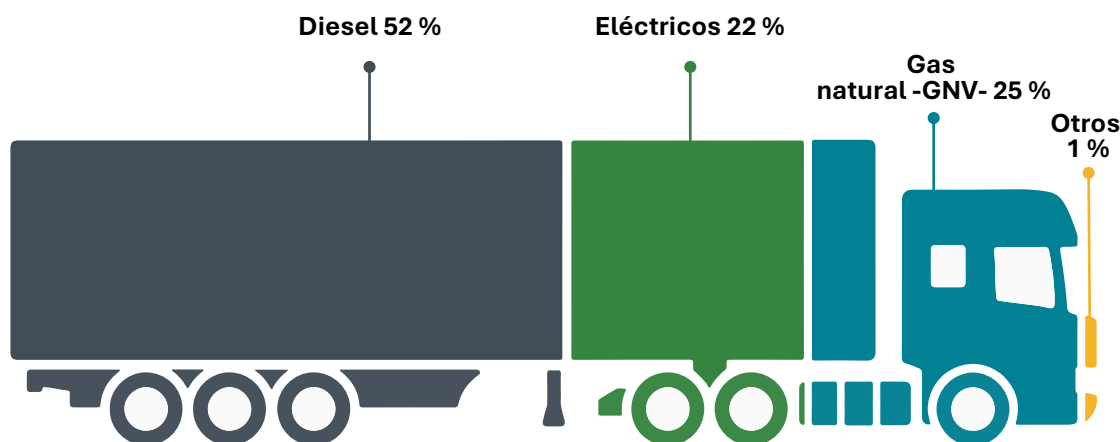
representaron el 52 % de las ventas de camiones pesados y tractocamiones, mientras que los vehículos a gas natural alcanzaron el 25 % y los camiones eléctricos de batería llegaron al 22 % (Figura 4.20, página siguiente).

Esta distribución evidencia que el gas natural conserva una participación relevante en aplicaciones de carga pesada, incluso en uno de los mercados con mayor avance en electrificación.

Más que una sustitución inmediata por una sola tecnología, el comportamiento del mercado chino muestra una transición diversa, en la que diésel, el gas natural y la electricidad coexisten según las condiciones de operación, autonomía requerida, infraestructura disponible y costo total de propiedad.

**Figura 4.20 |**

Participación de mercado de los camiones pesados y tractocamiones en el mercado chino, según el sistema de propulsión, primer semestre de 2025



Fuente: adaptada de <https://theicct.org/>.

Biometano en carga pesada: más de 1.000 kilómetros (km) de autonomía y reducción de emisiones con infraestructura existente ²⁶.

En materia de innovación, una tendencia que fortalece la visión de largo plazo del GNV es su integración con gases renovables, especialmente biometano.

Esta evolución permite que los vehículos y la infraestructura existentes de gas natural comprimido (GNC) y GNL avancen hacia esquemas de menor huella de carbono, sin depender exclusivamente del reemplazo tecnológico total de las flotas.

En este contexto, IVECO reportó en 2025 una prueba de autonomía de más de 1.000 km con un camión S-Way CNG en una sola recarga, destacando el potencial de esta tecnología para operaciones de larga distancia.

La compañía señala que, al operar con biometano, este tipo de vehículos puede reducir las emisiones de dióxido de

carbono (CO₂) en hasta 95 %, lo que refuerza el papel del gas natural renovable como alternativa para descarbonizar segmentos de transporte pesado donde la autonomía, los tiempos de abastecimiento y la disponibilidad de infraestructura siguen siendo variables críticas.

En conjunto, estas tendencias muestran que el GNV y el GNL vehicular mantienen vigencia como soluciones de transición, pero con un posicionamiento más especializado. Su oportunidad internacional ya no se concentra únicamente en el vehículo particular, sino en flotas, transporte masivo, carga pesada, logística y aplicaciones compatibles con gases renovables.

Bajo esta perspectiva, el futuro del GNV dependerá de su capacidad para integrarse con biometano, demostrar competitividad frente a otras tecnologías de bajas emisiones y responder a las necesidades operativas de los segmentos más intensivos en consumo energético.

26. Basado en análisis de:

<https://www.iveco.com/global/press/pressreleases/2025/Over-1000km-on-a-single-refill-IVECO-S-Way-CNG-sets-new-benchmark-for-range-and-efficiency>.

4.2 Cifras de Sur y Centroamérica





Complementariedad de fósiles y renovables en Sur y Centroamérica

En 2025, el consumo energético de Brasil y Argentina representó más de la mitad del consumo total de Sur y Centroamérica (Figura 4.21).

Colombia ocupó el tercer lugar con cerca del 7 % del consumo regional.

Figura 4.21 |

Consumo energético en Sur y Centroamérica en 2025 (EJ)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Nota: el Energy Institute cambió su metodología de cálculo, por lo que estas cifras no son comparables con las publicadas en años anteriores.

A semejanza de lo ocurrido en el ámbito mundial, entre 2021 y 2025, la mayor parte del consumo energético de Sur y Centroamérica fue atendido a partir de fuentes de origen fósil (Tabla 4.8, página siguiente).

El 77 % del consumo energético de la región fue atendido con combustibles de origen fósil como

petróleo, gas y carbón. A pesar de la relevancia de estos energéticos, la cifra es diez puntos porcentuales inferior a la registrada globalmente.

En cambio, la participación de la hidroelectricidad y la energía proveniente de otras fuentes renovables fue, en promedio, de 22 %. Esto es, 14 puntos porcentuales más alta que la registrada mundialmente.

Tabla 4.8 | Consumo energético en Sur y Centroamérica, por fuente, entre 2021 y 2025 (EJ)

Energético	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Petróleo	11,7	12,4	12,7	12,6	12,7	2,1 %	1,0 %
Hidroelectricidad	2,4	2,7	2,7	2,7	2,6	2,3 %	-1,5 %
Gas natural	6,1	5,8	5,8	6,0	5,9	-0,8 %	-1,7 %
Renovables	2,5	2,6	2,9	3,3	3,5	8,7 %	7,6 %
Carbón	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	-5,2 %	-5,0 %
Energía nuclear	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	1,8 %	0,0 %
Total	24,4	25,0	25,6	26,0	26,2	1,8 %	0,7 %

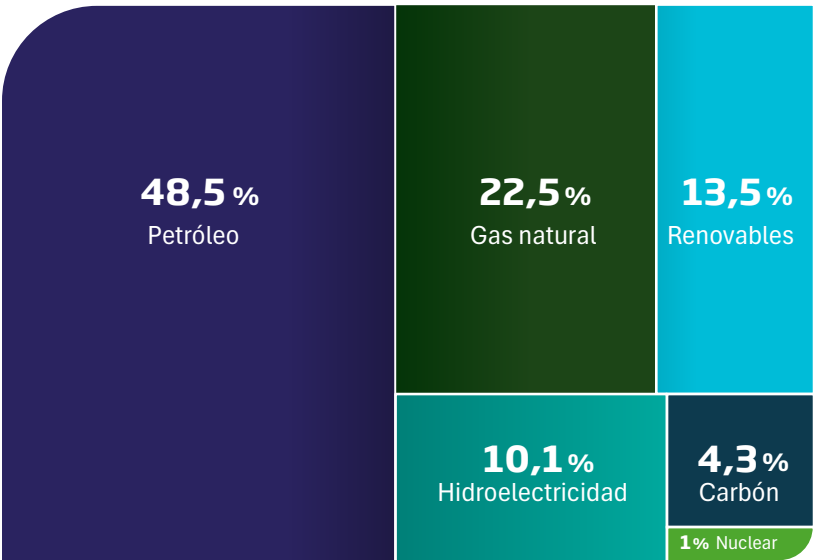
Fuente: Energy Institute, elaboración propia.
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

En 2025, el consumo de petróleo y gas natural representó más de dos terceras partes del total de la región (Figura 4.22).

Sin embargo, el consumo de gas natural se contrajo en el último año, mientras que el de petróleo se mantuvo en ascenso.

El consumo de hidroelectricidad mostró un estancamiento en 2025. En contraste, el de energía proveniente de otras fuentes renovables continuó al alza, hasta llegar a cerca de 14 % en 2025.

Figura 4.22 | Consumo energético en Sur y Centroamérica, por fuente, en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



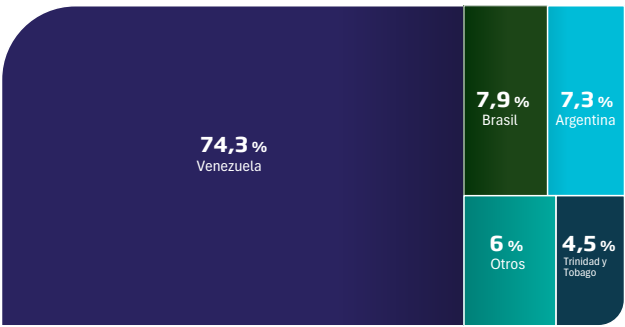
Venezuela líder en reservas y Argentina sigue al alza

Con tres cuartas partes de las reservas probadas de gas natural de la región, Venezuela es el líder en esta materia (Figura 4.23).

Sobresale el caso de Argentina, cuyas reservas probadas se expandieron a un ritmo promedio anual de más de 11 % durante el quinquenio.

Figura 4.23 | Reservas probadas de gas natural en Sur y Centroamérica, en 2021 y 2025 (Tpc)

País	2021	2025	TACC 2021 - 2025
Venezuela	196	191	-0,6%
Brasil	13	20	11,1%
Argentina	14	19	7,9%
Trinidad y Tobago	11	12	1,6%
Perú	9	8	-4,0%
Bolivia	7	5	-8,8%
Colombia	3	2	-10,0%
Otros países	1	1	0,0%
Total	254	257	0,4%



Fuente: OPEC Annual Statistical Bulletin 2026, elaboración propia.



Argentina se consolidó como el mayor productor de la región

Entre 2021 y 2025, Argentina amplió la brecha entre su producción de gas natural y la de los demás países de la región (Tabla 4.9). De esta manera, su participación en la producción regional se incrementó de 24 % a 28 % durante el quinquenio.

En contraste, la producción de Colombia se contrajo 25 %, disminución que solo fue superada por la de Bolivia,

país en el que la producción se redujo 43 % durante el período de análisis.

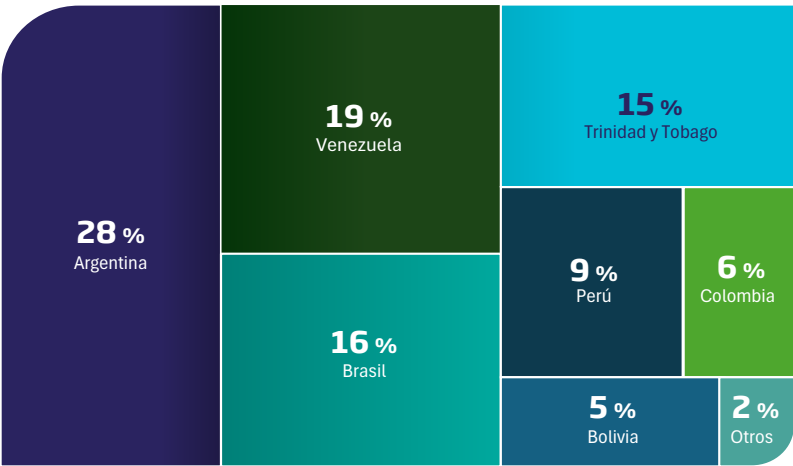
Así, la producción de Colombia pasó de representar el 8 % de la producción de Sur y Centroamérica en 2021, al 6 % regional en 2025 (Figura 4.24).

Tabla 4.9 | Producción de gas natural en Sur y Centroamérica entre 2021 y 2025 (Gpcd)

Energético	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Argentina	3,7	4,0	4,0	4,3	4,4	4,0 %	2,6 %
Venezuela	2,7	2,8	2,9	3,1	3,0	2,6 %	-1,9 %
Trinidad y Tobago	2,4	2,5	2,4	2,4	2,3	-0,9 %	-2,2 %
Brasil	2,4	2,2	2,3	2,2	2,6	2,2 %	16,6 %
Colombia	1,2	1,2	1,2	1,1	0,9	-7,0 %	-14,9 %
Bolivia	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8	-13,2 %	-14,8 %
Perú	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5	5,6 %	-2,8 %
Otros	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,7 %	-2,7 %
Total	15,3	15,8	15,7	15,8	15,8	0,7 %	0,1 %

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.
Nota: cifras actualizadas para años anteriores

Figura 4.24 | Producción de gas natural en Sur y Centroamérica en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.



Argentina también lideró el consumo regional de gas natural

El consumo de gas natural en Sur y Centroamérica se redujo 3 % entre 2021 y 2025 (Tabla 4.10).

La demanda de Argentina y Brasil, principales consumidores de gas natural de la región, mostró un comportamiento similar. El primero se contrajo 5 %, mientras que el segundo se redujo 18 %.

Aun así, el consumo agregado de estos dos países explica cerca de la mitad del consumo de la región (Figura 4.25).

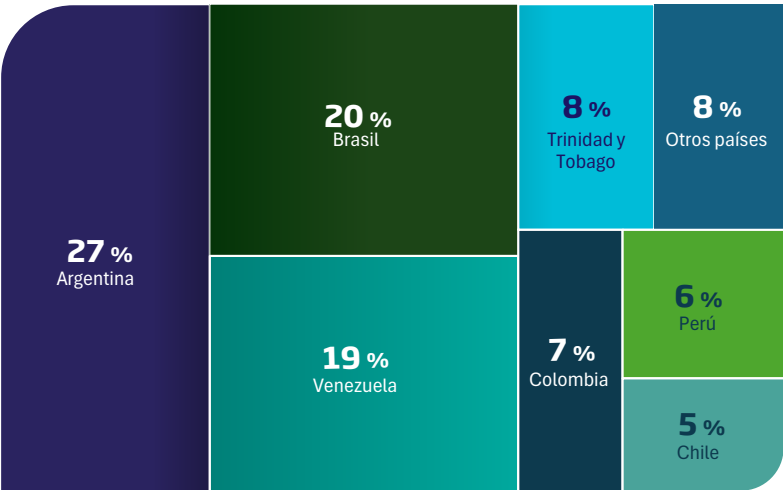
El consumo de Colombia también se redujo porcentualmente más que el de la región, con una caída del 7 %. Esto dejó al país como el quinto mayor consumidor de Sur y Centroamérica, con el 7 % del consumo regional en 2025 (Figura 4.25).

Tabla 4.10 | Consumo de gas natural en Sur y Centroamérica entre 2021 y 2025 (Gpcd)

Energético	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Argentina	4,4	4,4	4,3	4,3	4,2	-1,3%	-1,7%
Brasil	3,9	3,1	2,9	3,0	3,2	-4,8%	6,1%
Venezuela	2,7	2,8	2,9	3,1	3,0	2,6%	-1,9%
Trinidad y Tobago	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	-4,3%	-7,9%
Colombia	1,2	1,2	1,3	1,3	1,1	-1,8%	-11,1%
Perú	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	3,4%	-9,2%
Chile	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	3,5%	7,6%
Otros países	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	5,8%	1,3%
Total	16,3	15,7	15,6	16,0	15,8	-0,8%	-1,4%

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

Figura 4.25 | Consumo de gas natural en Sur y Centroamérica en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

4.3 Cifras de Norteamérica





El consumo de gas natural ganó peso en Norteamérica

Entre 2021 y 2025, más de cuatro quintas partes del consumo energético de Norteamérica correspondió a combustibles de origen fósil (Tabla 4.11).

Aunque la demanda por petróleo se incrementó en 1,4 EJ durante este período, su participación en la matriz se mantuvo constante en 39 %.

El consumo de gas natural no solo se incrementó en 3,4 EJ, sino que su participación en el consumo total aumentó de 32 % en 2021 a 34 % en 2025 (Figura 4.26).

En cambio, la participación del carbón se redujo del 10 % al 8 % entre 2021 y 2025, en la medida en que ha sido sustituido gradualmente por gas natural.

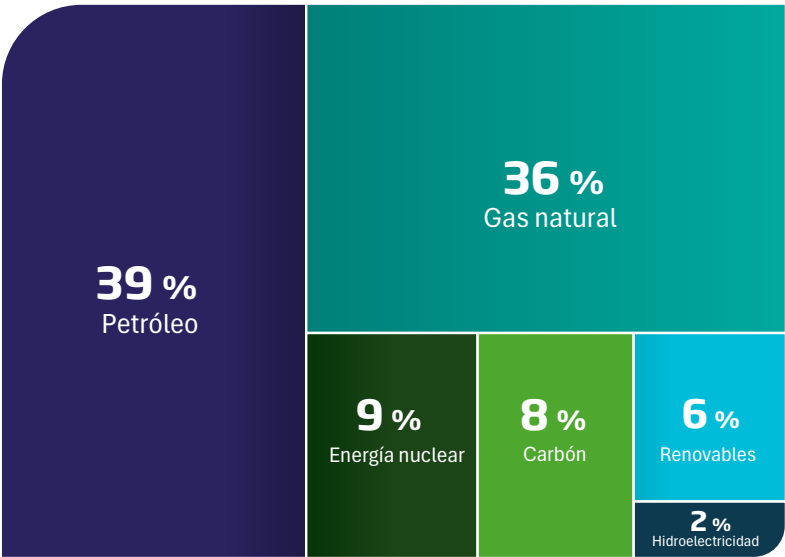
Tabla 4.11 | Consumo energético en Norteamérica, por fuente, entre 2021 y 2025 (EJ)

Energético	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Petróleo	42,9	43,6	43,7	43,9	44,3	0,8%	0,9%
Gas natural	37,8	39,5	40,1	40,7	41,2	2,2%	1,4%
Renovables	5,4	5,8	6,1	6,5	6,7	5,6%	2,9%
Carbón	11,2	10,5	8,8	8,5	9,2	-4,9%	8,6%
Energía nuclear	10,1	9,9	10,0	10,0	10,1	-0,1%	0,1%
Hidroelectricidad	2,4	2,5	2,2	2,2	2,2	-1,7%	1,8%
Total	109,8	111,9	110,9	111,8	113,7	0,9%	1,7%

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Nota: el Energy Institute cambió su metodología de cálculo, por lo que estas cifras no son comparables con las publicadas en años anteriores.

Figura 4.26 | Consumo energético en Norteamérica, por fuente, en 2025



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Repunte en las reservas probadas de Canadá

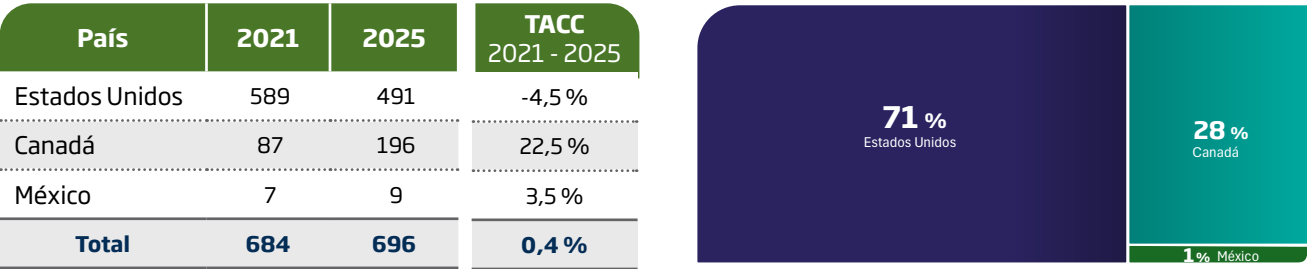
Las reservas de gas natural de Estados Unidos se redujeron cerca de 17 % entre 2021 y 2025. No obstante, las reservas de este país representaron más de dos terceras partes de las reservas de Norteamérica en 2025 (Figura 4.27).

Canadá, en cambio, más que duplicó sus reservas de gas natural durante el quinquenio, con lo cual su

participación en las reservas de Norteamérica pasó de 13 % en 2021 a 28 % en 2025.

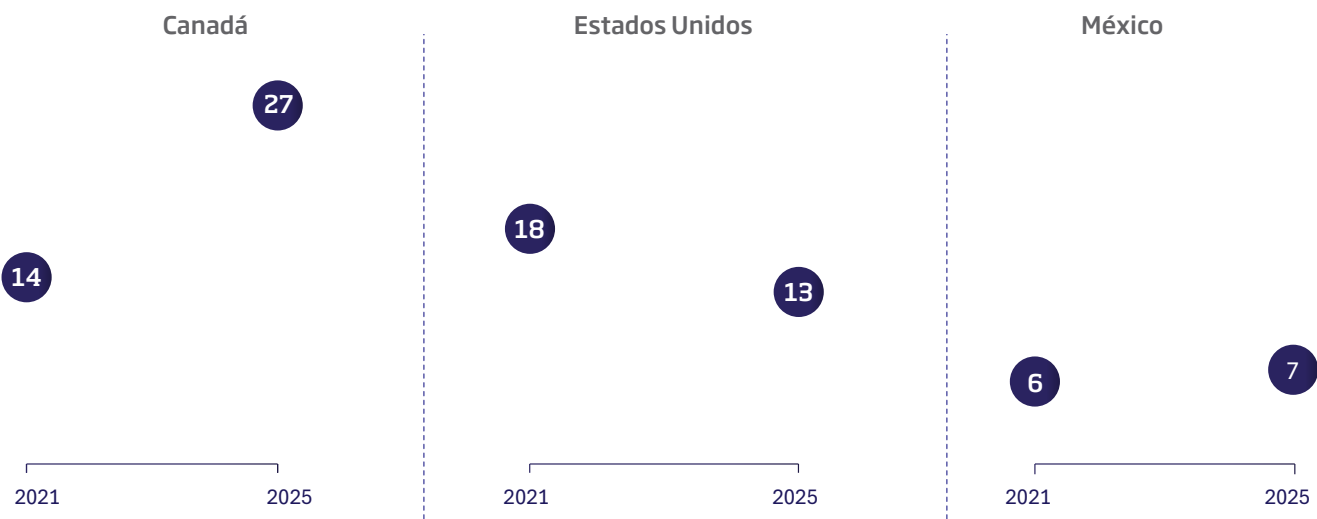
De esta manera, Canadá llevó su factor reservas/producción de 14 a 27 años entre 2021 y 2025, mientras que el de Estados Unidos se redujo de 18 a 13 años (Figura 4.28).

Figura 4.27 | Reservas probadas de gas natural en Norteamérica en 2021 y 2025 (Tpc)



Fuente: OPEC Annual Statistical Bulletin 2026, elaboración propia.

Figura 4.28 | Factor reservas/producción de gas natural en Norteamérica en 2021 y 2025 (años)



Fuente: Energy Institute y OPEC Annual Statistical Bulletin 2026, elaboración propia.



Estados Unidos lideró la producción regional

Entre 2021 y 2025, la producción de gas natural de Norteamérica se incrementó 14 %, gracias a un aumento de más de 15 Gpcd (Tabla 4.12).

La producción de Estados Unidos creció en la misma proporción, al pasar de 91 a 104 Gpcd en el mismo período. Esto le permitió mantener una participación promedio de

82 % en la producción de Norteamérica, cifra que coincide con su participación en 2025 (Figura 4.29).

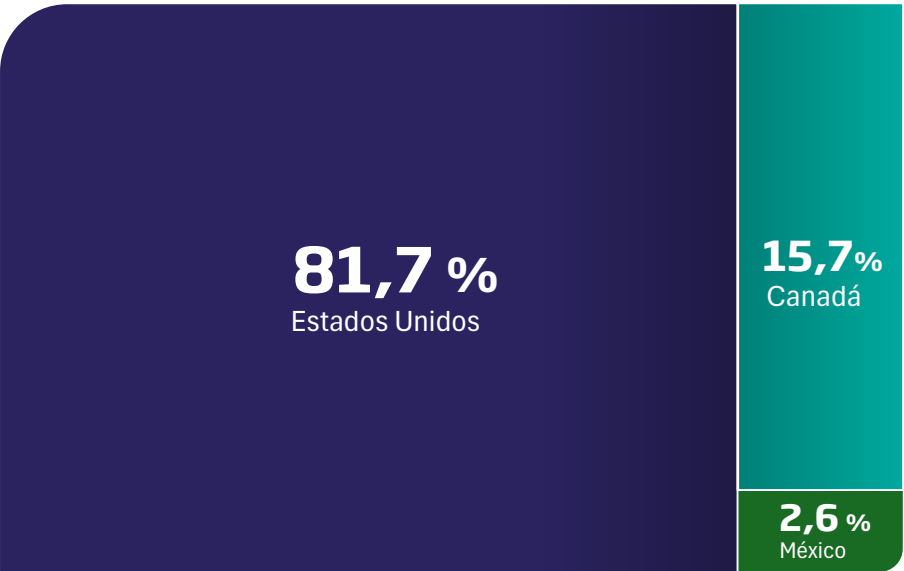
Canadá experimentó el mayor crecimiento anual durante el quinquenio, con una tasa promedio de 4,0 %. Gracias a esto, su producción representó aproximadamente una sexta parte de la producción regional de 2025.

Tabla 4.12 | Producción de gas natural en Norteamérica entre 2021 y 2025 (Gpcd)

País	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Estados Unidos	91	96	100	100	104	3,3 %	4,3 %
Canadá	17	18	19	19	20	4,0 %	3,7 %
México	3	3	4	3	3	0,3 %	-2,7 %
Total	112	118	122	122	127	3,3 %	4,0 %

Fuente: Energy Institute, elaboración propia.
Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

Figura 4.29 | Producción de gas natural en Norteamérica en 2025



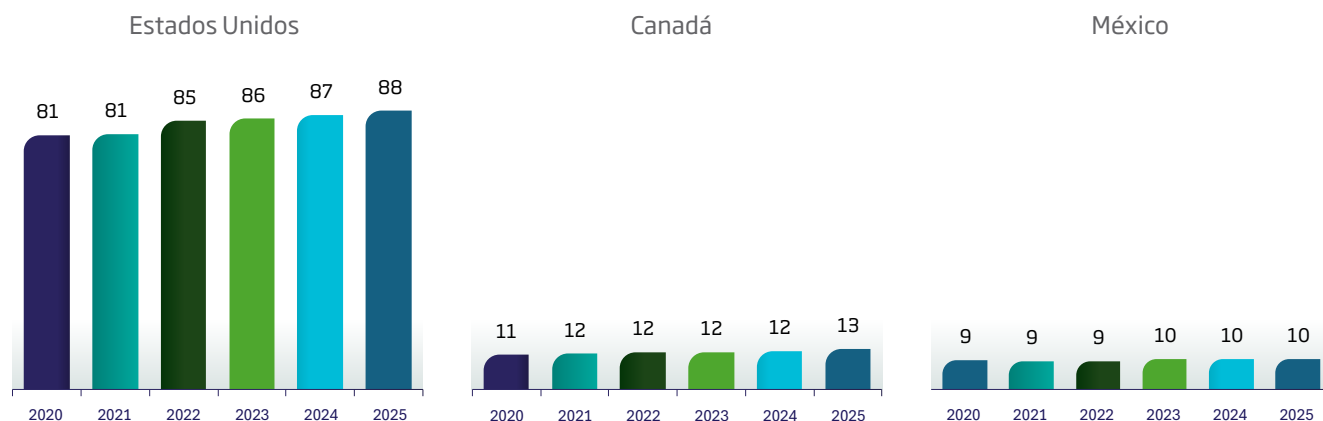
Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Estados Unidos también lideró el consumo regional

Estados Unidos, Canadá y México mantuvieron una tendencia creciente en el consumo de gas natural, que se elevó cerca de 10 % entre 2021 y 2025 (Figura 4.30).

El consumo de Estados Unidos representó, en promedio, cuatro quintas partes del regional durante el quinquenio.

Figura 4.30 |
Consumo de gas natural en Norteamérica entre 2021 y 2025 (Gpcd)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia.

Gas Natural en Colombia 2021 - 2025

05.



5.1

Entorno económico





Entorno internacional y regional: resiliencia con restricciones crecientes

El desempeño del sector gas natural está condicionado por el entorno económico en el que operan los hogares, las empresas y el Gobierno. El crecimiento económico incide en la demanda de energía, la inflación afecta la evolución de las tarifas y el poder adquisitivo de los usuarios, las tasas de interés determinan el costo de financiar nuevas inversiones, y la situación fiscal define el margen del Estado para otorgar subsidios o absorber choques de precios.

En 2025, la economía mundial y la economía colombiana mostraron resiliencia, pero no entraron en una fase de expansión fuerte. Hacia 2026, el panorama se volvió

más complejo por el aumento de la incertidumbre internacional, la guerra en el Medio Oriente, la volatilidad de los precios de la energía, la persistencia de la inflación y las restricciones fiscales.

Para el gas natural, este contexto supone una combinación exigente: una demanda que puede sostenerse, aunque con mayor sensibilidad a los precios; mayores costos de financiamiento; menor espacio fiscal para subsidios; y una mayor necesidad de contar con una regulación clara que preserve los incentivos para invertir y fortalezca la seguridad de suministro.

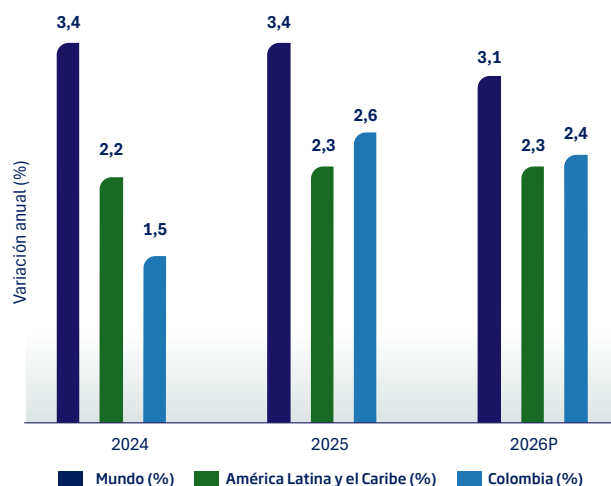
Entorno internacional y regional: crecimiento moderado, inflación persistente y menor espacio fiscal

En 2025, la economía mundial volvió a mostrar capacidad de resistencia frente a un entorno complejo. La actividad global continuó creciendo, apoyada por el consumo, la inversión en tecnología, la reducción parcial de algunas presiones inflacionarias y condiciones financieras que, en varios países, fueron menos restrictivas que en los años inmediatamente posteriores a la pandemia.

Sin embargo, esa resiliencia no eliminó los riesgos. El FMI caracteriza el entorno internacional de 2026 como una economía global nuevamente puesta a prueba, esta vez por el conflicto militar en Oriente Medio, con efectos potenciales sobre precios de materias primas, expectativas de inflación y condiciones financieras globales²⁷.

Figura 5.1 |

El crecimiento se mantiene positivo, pero con menor impulso en 2026



Fuente: FMI, World Economic Outlook, abril de 2026; Banco Mundial, Latin America & the Caribbean Economic Update, abril de 2026; DANE, Banco de la República y Fedesarrollo para Colombia.

27. FMI, World Economic Outlook: Global Economy in the Shadow of War, abril de 2026. El informe señala que la economía mundial vuelve a ser puesta a prueba por el conflicto en Oriente Medio, con efectos vía precios de materias primas, expectativas de inflación y condiciones financieras.

La guerra en Oriente Medio es relevante para la economía global porque afecta tres canales centrales. El primero es el precio de la energía; mayores precios del petróleo, el gas y otros combustibles aumentan los costos de transporte, producción y generación de electricidad.

El segundo canal es la inflación: cuando los precios de la energía y los alimentos suben, los hogares y las empresas ajustan sus expectativas y pueden producirse efectos de segunda ronda sobre salarios y otros precios.

El tercer canal es financiero: en momentos de alta incertidumbre, los inversionistas tienden a reducir exposición a activos riesgosos, lo que puede elevar las primas de riesgo, fortalecer el dólar y encarecer el financiamiento para economías emergentes²⁸.

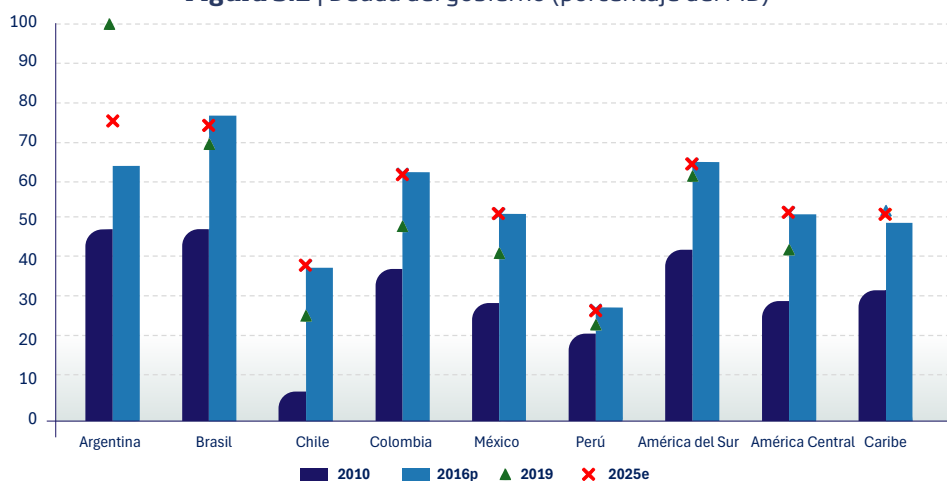
América Latina y el Caribe enfrentan este entorno global con una base de crecimiento débil. El Banco Mundial proyecta que la región crecerá cerca de 2,1 % en 2026, ligeramente por debajo del crecimiento estimado para 2025, y señala que América Latina volvería a ser una de las regiones de menor crecimiento del mundo. Este

bajo dinamismo refleja restricciones estructurales de productividad, baja inversión, incertidumbre global, menor demanda privada y espacio fiscal limitado²⁹.

La región también enfrenta condiciones financieras todavía exigentes. Aunque varios bancos centrales iniciaron o continuaron procesos de reducción de tasas, el Banco Mundial advierte que la última etapa de la desinflación ha sido más difícil, especialmente por la persistencia de la inflación básica y de servicios. Además, el conflicto en Oriente Medio elevó los riesgos sobre energía, fertilizantes, transporte y alimentos, lo que refuerza la cautela de los bancos centrales³⁰.

En materia fiscal, la región cuenta con poco margen de maniobra. La composición del gasto público se mantiene como una restricción central, en un contexto en el que los pagos de intereses, el gasto corriente y la presión social reducen el espacio disponible para inversión pública o programas de apoyo generalizados. El Banco Mundial resalta que las reglas fiscales creíbles y los marcos de mediano plazo son fundamentales para reducir la volatilidad, proteger la sostenibilidad y preservar la capacidad de respuesta frente a choques³¹.

Figura 5.2 | Deuda del gobierno (porcentaje del PIB)



Fuente: Banco Mundial, *Latin America & the Caribbean Economic Update*, abril de 2026, figura 1.15, con base en *World Bank Macro Poverty Outlook*.

28. FMI, *World Economic Outlook*, abril de 2026. El informe señala que el choque geopolítico puede transmitirse por mayores precios de *commodities*, efectos de segunda ronda sobre expectativas de inflación y episodios de aversión al riesgo financiero.

29. Banco Mundial, *Latin America & the Caribbean Economic Update*, abril de 2026. El informe caracteriza el crecimiento regional como moderado, con restricciones de productividad, inversión débil, incertidumbre y espacio fiscal limitado.

30. Banco Mundial, *Latin America & the Caribbean Economic Update*, abril de 2026. El informe señala que la desinflación regional se ha vuelto más difícil por la persistencia de la inflación básica y de servicios, y que el conflicto en el Medio Oriente añade riesgos vía energía, fertilizantes, transporte y alimentos.

31. Banco Mundial, *Latin America & the Caribbean Economic Update*, abril de 2026. El recuadro sobre reglas fiscales resalta la importancia de marcos creíbles, instituciones fiscales y reglas que permitan combinar disciplina, flexibilidad y sostenibilidad.



Para el sector gas natural, este entorno internacional y regional implica una combinación compleja. La economía mundial continúa creciendo, lo que ayuda a sostener la demanda agregada. Pero precios de energía más volátiles, la inflación persistente y las tasas elevadas hacen que los usuarios sean más sensibles a cambios en tarifas y que los proyectos de infraestructura enfrenten mayores costos de financiamiento. En este contexto, la seguridad de suministro, la diversificación de fuentes y la estabilidad regulatoria ganan una importancia significativa³².

Este contexto internacional es el marco para entender la economía colombiana en 2025. La recuperación local se produjo en un entorno externo todavía favorable para evitar una contracción, pero más exigente para financiar la inversión, contener la inflación y preservar el espacio fiscal. Por lo tanto, el análisis nacional debe leerse a partir de tres restricciones principales: crecimiento moderado, inversión rezagada y deterioro fiscal.

Entorno nacional³³: recuperación moderada, inversión rezagada y retos fiscales persistentes

La economía colombiana registró un crecimiento de 2,6 % en 2025, cifra que superó los registros de 2023 y 2024 (Tabla 5.1), aunque por debajo de las proyecciones iniciales del equipo técnico del Banco de la República. El crecimiento se desaceleró en el cuarto trimestre de 2025, cuando alcanzó 2,3 %, afectado principalmente por la contracción de la formación bruta de capital y el menor consumo de los hogares.

La recuperación fue real, pero moderada y con señales de fragilidad en sus componentes más relevantes para la inversión y la demanda productiva de energía.

La dinámica de 2025 fue impulsada por la demanda interna, que creció 3,9 %. El consumo de los hogares fue el motor principal de esta mayor demanda, con un aumento de 3,6 %. Se destaca el consumo de bienes durables, como vehículos y electrodomésticos, con un crecimiento de 14,9 %, y el consumo del Gobierno, que se incrementó en 7,1 %.

Esto se tradujo en un deterioro del balance externo: el déficit de la cuenta corriente se amplió al 2,4 % del PIB, por un mayor déficit en la balanza comercial de bienes. El resultado sugiere que una parte de la recuperación de la demanda interna se apoyó en mayores importaciones, sin que esto estuviera acompañado por una expansión equivalente de la capacidad productiva local.

En contraste, la inversión fija se mantuvo rezagada con un crecimiento de apenas 1,3 %, impactada por la caída del 6,5 % en el sector de vivienda y el desempeño negativo en otros edificios y estructuras. El crecimiento de la economía se dio en un entorno caracterizado por una tasa de inversión del 16,6 %, la más baja de las últimas dos décadas.

Para el sector energético, la debilidad de la inversión constituye uno de los principales puntos de atención: la expansión de la oferta, la infraestructura de transporte y distribución, y la seguridad de suministro dependen de decisiones de inversión de largo plazo, justamente en un contexto en el que la inversión agregada muestra debilidad.

Por su parte, la inflación cerró 2025 en 5,1 %, lo que evidencia una rigidez en su descenso frente al 5,2 % registrado al finalizar 2024. El Emisor resalta que la inflación básica, sin alimentos ni regulados, se situó en 5,0 %, afectada por los incrementos de precios observados en servicios como arriendos, comidas fuera del hogar y turismo. Aunque los precios regulados tuvieron menores alzas, ya que sus incrementos bajaron del 7,3 % en 2024 al 5,4 % en 2025, ítems como el transporte, la educación y el gas contribuyeron a retrasar la convergencia hacia la meta del 3 %.

32. Elaboración propia con base en FMI y Banco Mundial. La inferencia sectorial surge de los canales identificados por estas fuentes: precios de energía, inflación, condiciones financieras, inversión y restricciones fiscales.

33. Sección basada en informes del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y en los informe al Congreso de la República presentados por la Junta Directiva del Banco de la República y el Comité Autónomo de la Regla Fiscal en marzo y abril de 2026, respectivamente.

En cuanto a la política monetaria, el Banco de la República mantuvo una postura contractiva durante el año, con un único recorte de la tasa de intervención en abril, para situarla en 9,25 %. No obstante, ante el incremento excepcional de las expectativas de inflación

como consecuencia del aumento del salario mínimo para 2026, que fue del 23,2 %, incluido el auxilio de transporte, la Junta Directiva decidió iniciar un nuevo ciclo alcista en enero de 2026, cuando elevó la tasa a 10,25 %.

Tabla 5.1 | Principales indicadores de la economía colombiana

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
Variación PIB	10,8%	7,3%	0,6%	1,7%	2,6%
Inflación (variación IPC anual)	5,6%	13,1%	9,3%	5,2%	5,1%
Variación IPP anual	26,6%	21,8%	-6,0%	7,3%	-2,6%
TRM fin de año	3.981	4.810	3.822	4.409	3.757
TRM promedio año	3.743	4.255	4.325	4.074	4.053

Fuente: DANE y Banco de la República

En este contexto, las tasas de captación descendieron durante la mayor parte del año, pero repuntaron al cierre. La tasa de interés de los depósitos a término fijo (DTF), que refleja el promedio ponderado de las tasas de los certificados de depósito a término (CDT) a 90 días, promedió niveles inferiores a los de 2024, pero en diciembre las expectativas de mayores tasas de política monetaria comenzaron a presionar los costos de fondeo al alza (Tabla 5.2).

Por otro lado, la dinámica económica favoreció el mercado laboral: la tasa de desempleo desocupación nacional se redujo al 8,05 % en el cuarto trimestrediciembre de 2025, un mínimo histórico que representó la creación de 860.000 nuevos puestos de trabajo. A pesar de estos avances, la tasa de informalidad mostró un repunte al cierre del año, ubicándose en el 55,78 % durante el último trimestre.

Tabla 5.2 | Otros indicadores de la economía colombiana

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
DTF Fin de año	3,1%	13,7%	12,7%	9,3%	9,1%
IBR Fin de año (Tres meses)	3,4%	11,7%	12,0%	9,0%	9,4%
Tasa de desocupación	11,1%	10,3%	10,0%	9,1%	8,0%
Salario mínimo legal - (\$/mes)	908.526	1.000.000	1.160.000	1.300.000	1.423.500
Total deuda externa - US\$MM	193.493	205.005	219.970	220.953	243.565
Riesgo país: EMBI + (fin de año)	352	369	272	330	275

Fuente: DANE, Banco de la República y Fedesarrollo.

Nota: cifras históricas de deuda externa actualizadas según la metodología del Banco de la República. Asimismo, se ajustaron las estadísticas de tasa de desocupación con información del DANE.



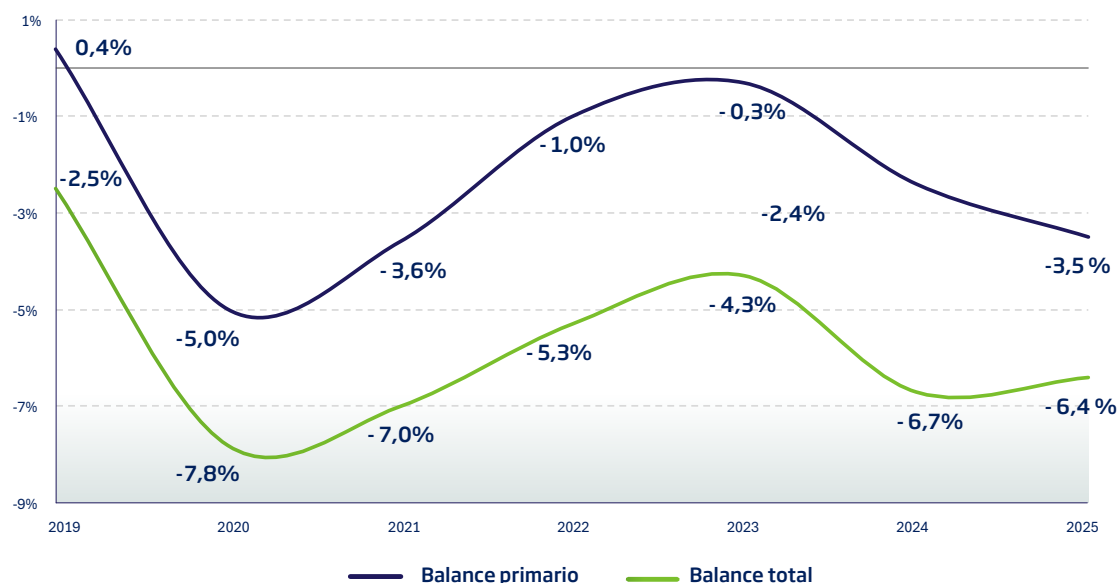
En materia fiscal, el Comité Autónomo de la Regla Fiscal (CARF) advierte que el desequilibrio en las finanzas públicas no responde únicamente a factores coyunturales, sino a presiones estructurales de gasto, recaudo y deuda que representan un riesgo para la estabilidad macroeconómica.

El déficit total del Gobierno Nacional Central (GNC) fue de 6,4 % del PIB en 2025, mientras que el déficit primario se amplió al 3,5 % del PIB (Figura 5.3). Estas cifras reflejan un desfase frente a las metas establecidas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo, debido a un recaudo tributario de \$9,5 billones inferior al presupuestado y un gasto primario que creció un 14,5 % anual.

El resultado es relevante para el sector gas natural porque limita el margen del Gobierno para financiar subsidios, cubrir atrasos o absorber choques de costos sin afectar la sostenibilidad fiscal.

El deterioro del balance primario se explica por mayores obligaciones en transferencias del Sistema General de Participaciones (SGP), pensiones, universidades, salud y subsidios del sector eléctrico. Sin embargo, la deuda neta del GNC bajó levemente al 58,5 % del PIB al cierre de 2025, frente al 61,3 % proyectado, un resultado que obedeció principalmente a la apreciación del peso colombiano y no a un ajuste fiscal estructural. Sin el efecto cambiario, la deuda habría subido al 61,4 % del PIB.

Figura 5.3 | Balance primario y total del GNC (Porcentaje del PIB)



Fuente: CARF, elaboración propia

Finalmente, el CARF alertó sobre el agotamiento del espacio fiscal al señalar que la suspensión de la Regla Fiscal por tres años (cláusula de escape) no elimina la necesidad de ajuste, sino que la traslada hacia los años siguientes. En particular, estabilizar la deuda exigiría

un esfuerzo de consolidación de entre el 4 % y 5 % del PIB durante el próximo cuatrienio.

Lo anterior refuerza la necesidad de focalizar apoyos y evitar que las decisiones tarifarias o de subsidios acumulen obligaciones sin fuente de pago.

Menor participación del sector minero energético en la economía y las exportaciones

Durante el cuatrienio 2022-2026, el Gobierno Nacional adoptó diversas medidas orientadas a desincentivar la inversión nacional y extranjera en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y minerales.

Las mayores cargas tributarias impuestas a las empresas de estos sectores, la decisión de no adjudicar nuevas áreas para exploración y producción, las restricciones a los permisos ambientales y la pasividad frente a la conflictividad social, entre otros, impactaron negativamente la competitividad de los sectores petrolero y minero frente a la de otros países productores.

Las medidas de esta naturaleza no se enfocaron exclusivamente en la parte alta de la cadena. También se extendieron a segmentos regulados, incluidos los servicios públicos domiciliarios.

Las decisiones del Gobierno Nacional en materia normativa e institucional, los atrasos en el giro de subsidios a los usuarios de menores ingresos y el clima de incertidumbre que generó por anuncios de

intervención de los mercados de energía eléctrica y gas combustible, también afectaron la inversión en la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

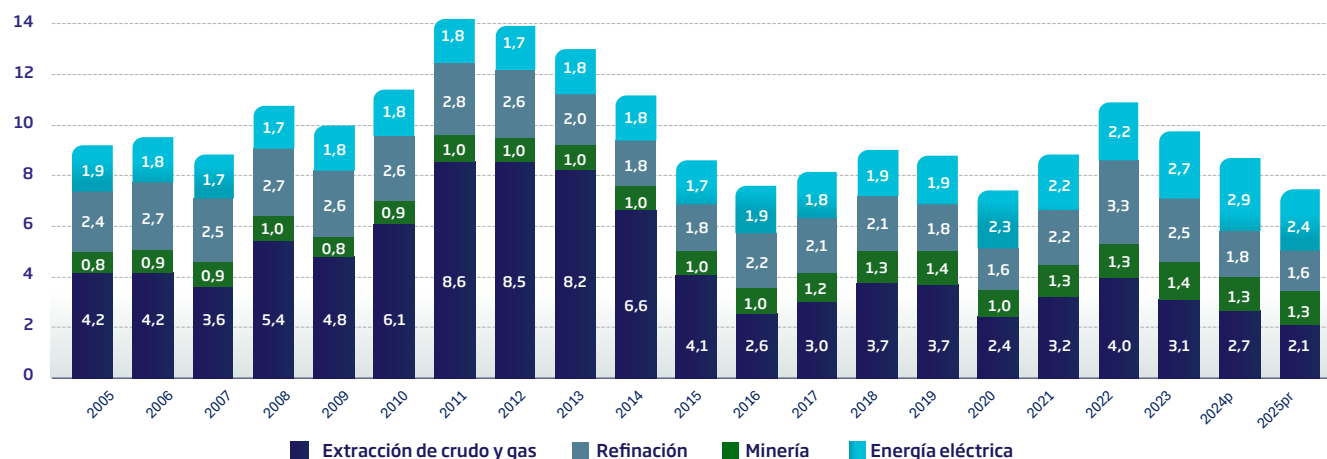
Esto no solo contribuyó al deterioro de la seguridad energética del país, sino que también se reflejó en la contracción de la participación del sector de minas y energía en la economía.

La extracción de crudo y gas natural, que entre 2005 y 2022 aportó, en promedio, el 4,8 % del PIB nacional, redujo su participación a menos de la mitad en 2025, cuando solo alcanzó el 2,1 %. Algo similar ocurrió con la minería, que pasó de una participación promedio de 2,3 % entre 2005 y 2022, a una de 1,6 % en 2025 (Figura 5.4).

Aunque estas participaciones también dependen de precios relativos, crecimiento de otros sectores y efectos de medición en cuentas nacionales, la tendencia confirma una menor contribución relativa del sector minero energético a la actividad económica.

Así, el peso del sector de minas y energía en el PIB nacional, que en promedio fue de 10,1 % entre 2005 y 2022, se contrajo a 7,5 % en 2025.

Figura 5.4 | Participación porcentual del sector de minas y energía en el PIB



Fuente: DANE



La pérdida de participación del sector también se reflejó en la composición de las exportaciones. En particular, las de crudo y derivados, que en promedio representaron el 37,6 % de las ventas externas entre 2005 y 2022, descendieron hasta cerca del 24,9 % en 2025.

En el caso de los minerales, su participación promedio fue de 21,9 % entre 2005 y 2022. En 2025, dicha participación se redujo a cerca de 19 %.

De esta manera, las exportaciones de crudo y derivados, así como de minerales, descendieron a su participación más baja en las exportaciones totales entre 2005 y 2025.

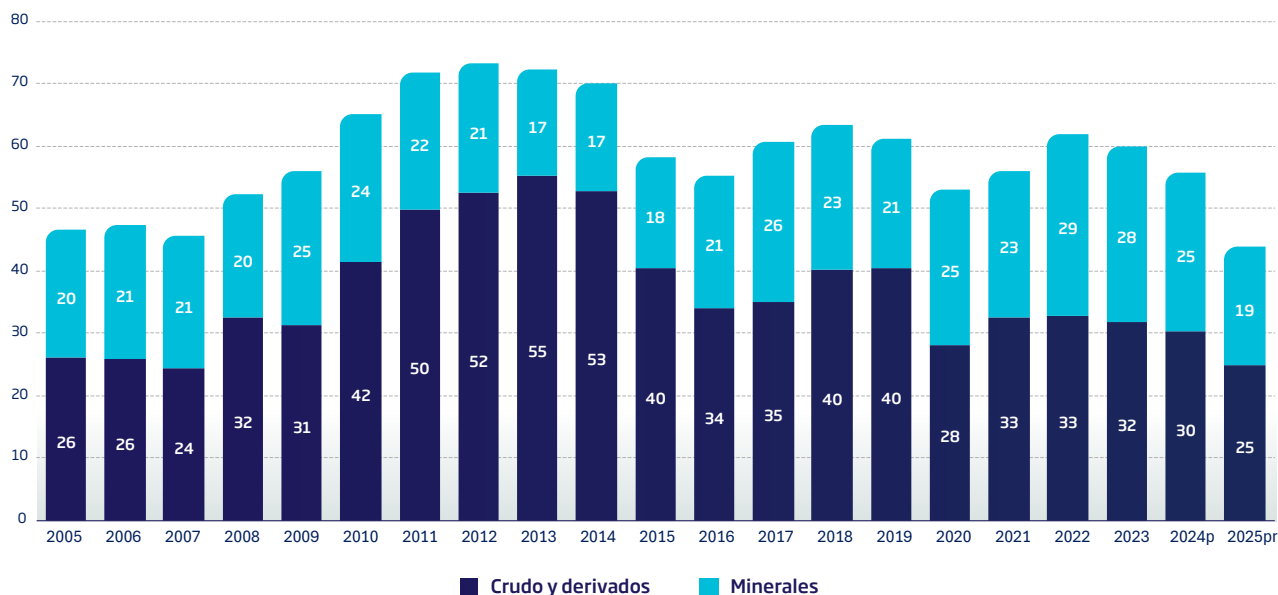
Este cambio reduce la contribución del sector a la generación de divisas y aumenta la importancia de diversificar la canasta exportadora sin debilitar prematuramente actividades que aún son relevantes para la balanza externa y los ingresos fiscales.

Esta contracción de las exportaciones del sector no obedece al proceso de diversificación de la economía colombiana, sino al deterioro de la actividad del sector de minas y energía, producto de la política gubernamental.

En conjunto, el entorno nacional de 2025 muestra una recuperación económica moderada, pero con restricciones importantes: inversión rezagada, inflación persistente, tasas de interés elevadas, deterioro fiscal y menor peso relativo del sector minero energético en el PIB y en las exportaciones.

Para el gas natural, estas condiciones tienen implicaciones directas. Por el lado de la demanda, el consumo ayuda a sostener el mercado residencial y comercial, pero la debilidad de la inversión limita la expansión de usos productivos. Por el lado de la oferta, los mayores costos de capital, la incertidumbre regulatoria y el menor espacio fiscal dificultan las inversiones necesarias para preservar la seguridad de suministro.

Figura 5.5 | Participación porcentual del sector de minas y energía en las exportaciones



Fuente: DANE

5.2

Cifras del sector





5.2.1 Matriz energética y emisiones de CO₂

La oferta interna bruta de energía primaria en un país corresponde a la cantidad total de energía disponible antes de cualquier proceso de transformación o consumo final. Resulta de la suma de la energía extraída directamente de fuentes naturales, más las importaciones, menos las exportaciones, ajustada por las variaciones de inventarios.

Entre 2021 y 2025, la oferta interna bruta de energía primaria en Colombia se incrementó 9,3 %, impulsada principalmente por el crecimiento de la economía. Sin embargo, llama la atención que entre 2024 y 2025 se registró un descenso en este indicador, por primera vez en el quinquenio (Tabla 5.3).

Las fuentes fósiles (petróleo, gas natural y carbón) representaron más de tres cuartas partes de la oferta

entre 2021 y 2025. La suma de estas tres fuentes se incrementó a una tasa anual promedio de 1,5 %, lo que indica que creció a un ritmo más bajo que el de otras fuentes de energía.

Durante el período de análisis, la participación del petróleo no solo se mantuvo por encima de las dos quintas partes de la oferta interna bruta, sino que registró una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) del 4,4 %.

En contraste, la participación del gas natural, que era cercana a una cuarta parte de la oferta interna bruta al inicio del quinquenio, se contrajo gradualmente hasta situarse por debajo de una quinta parte. En efecto, registró una reducción promedio anual del 2,1 %. El mayor descenso se presentó en el último año, cuando cayó más de 11 %.

Tabla 5.3 | Oferta interna bruta de energía primaria entre 2021 y 2025 (TJ)

Fuentes de energía	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Petróleo	782.629	797.194	910.129	931.977	929.181	4,4%	-0,3%
Gas natural	443.221	433.916	451.904	458.148	407.294	-2,1%	-11,1%
Hidroelectricidad	225.248	239.647	223.164	207.676	260.218	3,7%	25,3%
Carbón	216.774	265.820	270.710	296.209	194.017	-2,7%	-34,5%
Otras renovables	34.081	35.440	38.377	45.566	51.535	10,9%	13,1%
Otros	194.698	203.604	200.356	214.609	230.081	4,3%	7,2%
Total	1.896.651	1.975.621	2.094.640	2.154.185	2.072.326	2,2%	-3,8%

Fuente: años 2021 a 2022 tomadas de ediciones previas del Informe del Sector Gas Natural; años 2023 y 2024 tomados del BECO - UPME; año 2025 estimado con los crecimientos por fuente de energía del Statistical Review of World Energy 2026.

Nota: 'otras renovables' incluye energía solar fotovoltaica, energía eólica, caña molida y aceite de palma para producción de alcohol carburante y biodiésel, respectivamente. 'Otros' incluye: leña, bagazo, y recuperación y residuos.

La participación del carbón, que se mantuvo en ascenso entre 2021 y 2024, se redujo 34,5 % en el último año, lo que la llevó a situarse por debajo de la registrada al inicio del quinquenio.

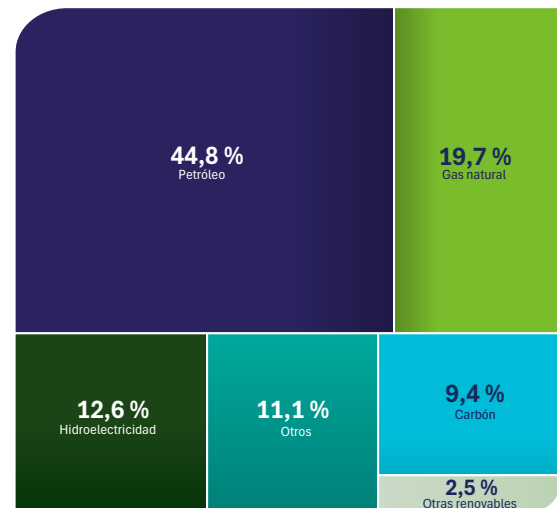
El mayor crecimiento interanual se observó en las denominadas otras renovables, que incluyen energía solar fotovoltaica, energía eólica, caña molida y aceite

de palma para producción de alcohol carburante y biodiésel, respectivamente. Su oferta creció a una tasa anual del 10,9 %, lo que derivó en un aumento superior al 50 % entre 2021 y 2025.



Figura 5.6 |

Participación en la oferta interna bruta de energía primaria en 2025



Fuente: estimado con base en el Statistical Review of World Energy 2026





La composición de la matriz energética influye en el comportamiento de las emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas (Figura 5.7).

En Colombia, dichas emisiones han mostrado una tendencia creciente desde la pandemia de COVID-19 hasta alcanzar un máximo histórico de 136 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en 2024. Este comportamiento refleja el incremento en la participación de fuentes fósiles, en especial del petróleo y el carbón en la oferta interna bruta de energía.

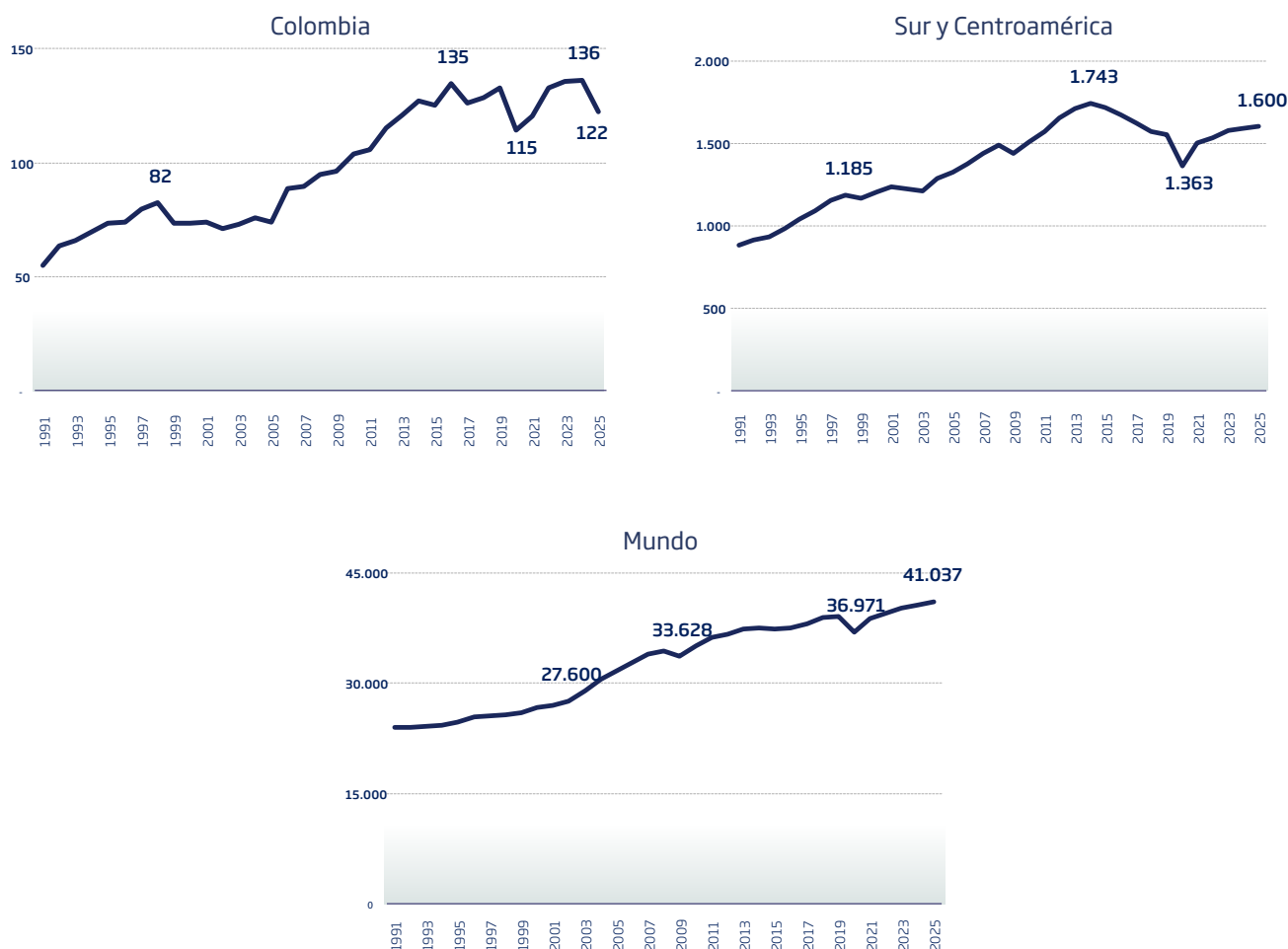
No obstante, la menor oferta interna bruta registrada en 2025, y en particular la del carbón, condujo a una reducción de las emisiones hasta 122 MtCO₂e.

Las emisiones presentadas en la Figura 5.7 no incluyen aquellas asociadas a otras actividades como la agricultura, la silvicultura y el cambio de uso del suelo.

Al comparar con el mismo tipo de emisiones de otras regiones, se observa que Colombia aporta el 7,6 % de las emisiones de Sur y Centroamérica, y el 0,3 % de las mundiales.

Figura 5.7 |

Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemaduras de gas (MtCO₂e)



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2026, elaboración propia.

Nota: cifras actualizadas para años anteriores.

5.2.2 Exploración y reservas

Exploración: urge impulsar esta actividad

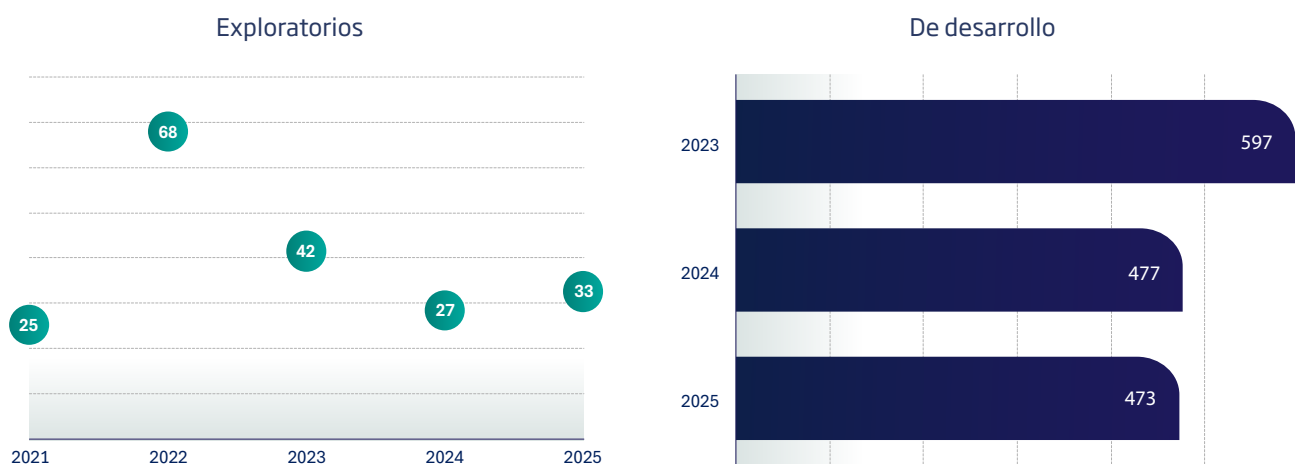
En 2022 se registró un incremento en el número de pozos exploratorios perforados, tras la menor actividad exploratoria de 2021, consecuencia de la pandemia de COVID-19 y del descenso pronunciado en los precios internacionales del petróleo durante 2020.

Sin embargo, las políticas gubernamentales adoptadas desde agosto de 2022 marcaron un punto de inflexión para la actividad sectorial, que se refleja en la reducción gradual en el número de pozos exploratorios (Figura 5.8), aun en un contexto de precios internacionales favorable para la inversión en el sector.

A pesar de la leve recuperación observada en 2025, año en que se perforaron 33 pozos exploratorios, esta cifra apenas equivale a una cuarta parte de la registrada en 2012, cuando se llegó al máximo de 131 pozos en un año, y es menos de la mitad de la de 2022.

A diferencia de lo ocurrido entre 2015 y 2016 y entre 2020 y 2021, cuando se presentaron contracciones en la actividad exploratoria causadas por choques exógenos que se reflejaron en caídas abruptas del precio internacional del crudo, entre agosto de 2022 y diciembre de 2025 el precio promedio mensual del crudo Brent osciló entre US\$62,5/barril y US\$100,5/barril, y el promedio del período fue de US\$79,0/barril.

Figura 5.8 | Número de pozos perforados en 2025



Fuente: ANH, elaboración propia

Nota: pozos exploratorios A3/A2 clasificación LAHEE



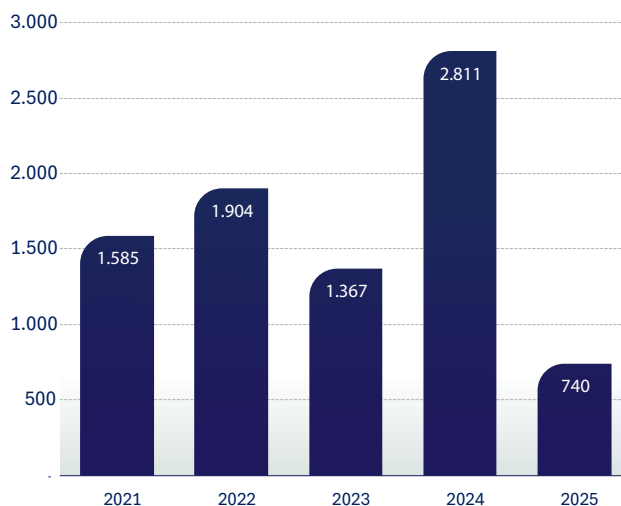
El menor dinamismo de la actividad exploratoria también se observa en la reducción paulatina del número de kilómetros (km) de sísmica 2D equivalente adquiridos durante los últimos años.

A pesar del repunte registrado en 2024, cuando se adquirieron 2.811 km de sísmica 2D equivalente, en 2025 se presentó una caída de 74 % en este indicador (Figura 5.9).

Cabe mencionar que el valor máximo de este quinquenio, alcanzado en 2024, equivale al 6,9 % de la sísmica total adquirida en 2014, cuando se logró el máximo de esta actividad, sumando la sísmica de áreas continentales y áreas costa afuera.

Si la comparación se hace con la máxima adquisición de sísmica en áreas continentales, la de 2024 equivale al 14,1 % de la adquirida en 2010, cuando se llegó al pico de esta actividad.

Figura 5.9 |
Kilómetros de sísmica 2D equivalente adquiridos entre 2021 y 2025



Fuente: ANH, elaboración propia

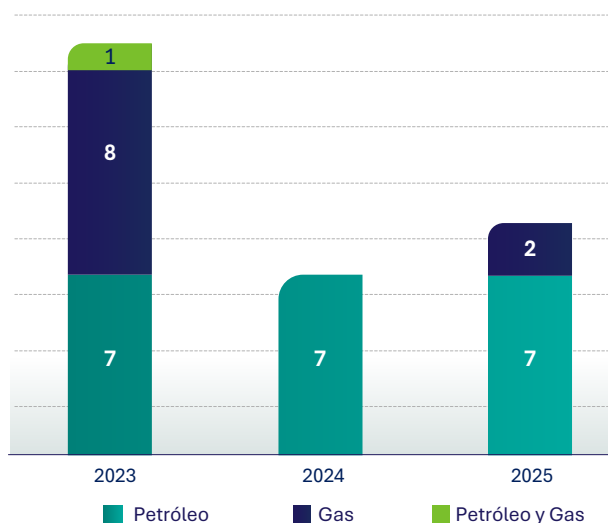
Descubrimientos: mejores resultados en 2025

De acuerdo con las estadísticas publicadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en los informes de gestión que rinde ante el Congreso de la República, en 2024 se informaron siete descubrimientos de crudo, pero ninguno de gas natural.

Con esta base de comparación, los resultados alcanzados en 2025 fueron más favorables, pues se avisó el mismo número de descubrimientos de crudo y dos de gas natural (Figura 5.10 y Tabla 5.4, página siguiente).

No obstante, la comparación con años previos, como 2023, evidencia que la reducción en el número de pozos exploratorios perforados deriva naturalmente en un menor número de descubrimientos. La relación también opera en sentido contrario; de allí la importancia de impulsar la inversión exploratoria.

Figura 5.10 |
Avisos de descubrimiento entre 2023 y 2025



Fuente: ANH, elaboración propia

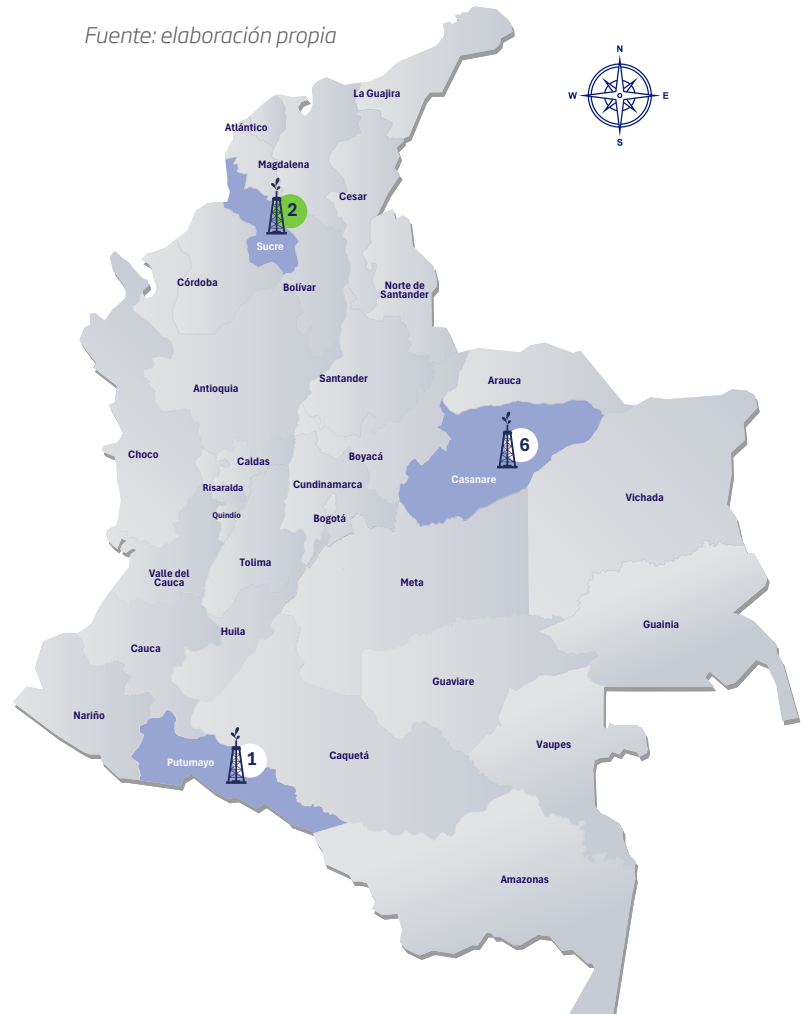
Tabla 5.4 | Avisos de descubrimientos de hidrocarburos en 2025

Contrato	Operador	Pozo	Hidrocarburo	Fecha	Cuenca	Municipio (Departamento)
JOROPO	Green Power Sucursal Colombia	KIMBO-1	Petróleo	17/03/2025	LLA	Paz de Ariporo (Casanare)
LLA-32	Verano Energy (Switzerland) AG	AZOGUE-2	Petróleo	09/06/2025	LLA	Tauramena (Casanare)
PUT-8	Amerisur Exploración Colombia Limitada	BIENPARADO SUR - 1	Petróleo	02/07/2025	CAG-PUT	Puerto Asís (Putumayo)
LLA-74	Parex Resources Colombia AG	BARNETT-1	Petróleo	06/08/2025	LLA	Villanueva (Casanare)
LLA-74	Parex Resources Colombia AG	YAGUARUNDI-1	Petróleo	10/09/2025	LLA	Villanueva (Casanare)
VIM-5	CNE Oil&Gas	ZAMIA-1	Gas	02/10/2025	VIM	San Marcos (Sucre)
LLA-74	Parex Resources Colombia AG	YAGUARUNDI-2	Petróleo	17/10/2025	LLA	Villanueva (Casanare)
VIM-44	CNE Oil&Gas	BORBON-1	Gas	21/10/2025	VIM	San Marcos (Sucre)
LLA-74	Parex Resources Colombia AG	NAMERO-1	Petróleo	01/12/2025	LLA	Villanueva (Casanare)

Fuente: ANH, elaboración propia

Figura 5.11 | Localización de los descubrimientos de 2025

Fuente: elaboración propia



Los descubrimientos avisados a la ANH en 2025 se concentraron en los departamentos de Sucre, Casanare y Putumayo, y en particular en los municipios de San Marcos, Villanueva y Puerto Asís, respectivamente.

Dichos descubrimientos se registraron dentro del marco de seis contratos con la ANH. El bloque Llanos 74 fue el de mayor éxito exploratorio, con tres descubrimientos de crudo.

Los dos descubrimientos de gas natural ocurrieron en el municipio de San Marcos, Sucre (Figura 5.11).

Estos descubrimientos fueron realizados por la empresa Parex Resources Colombia, en los bloques VIM-5 y VIM-44, en la cuenca sedimentaria del Valle Inferior del Magdalena.

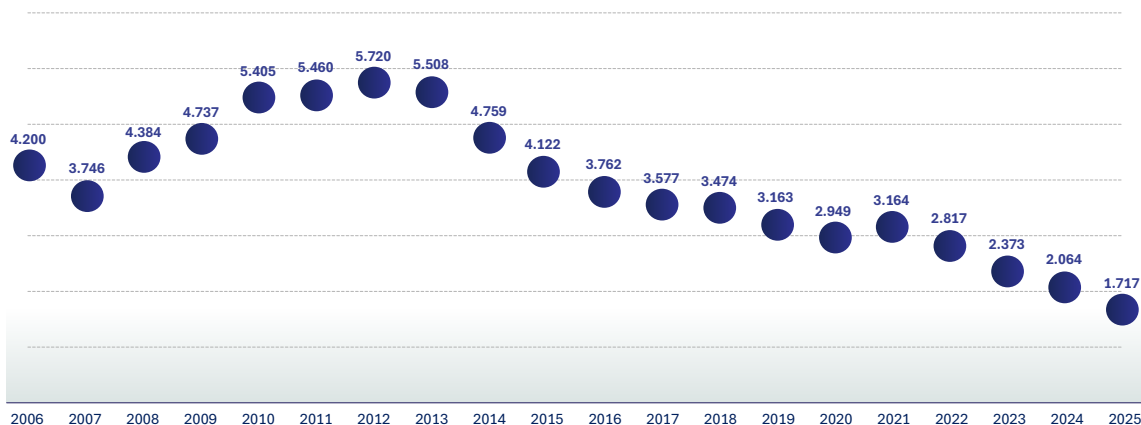


Reservas: reflejo de la menor exploración

Las reservas de gas natural mantuvieron la tendencia a la baja de los últimos años (Figura 5.12). Al cierre de 2025, las reservas probadas 1P fueron de 1.717 gigapiés cúbicos (Gpc), 17 % más baja que la registrada al cierre de 2024.

Durante el quinquenio 2021-2025, las reservas probadas 1P tuvieron un descenso de 46 %, al pasar de 3.164 Gpc a 1.717 Gpc.

Figura 5.12 | Reservas probadas 1P de gas natural (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia

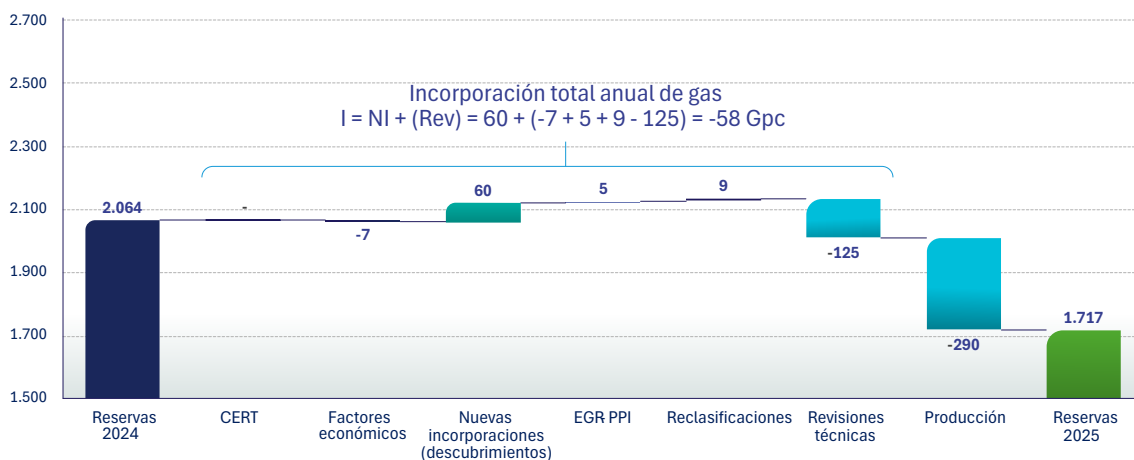
El cómputo anual que realiza la ANH para determinar la incorporación de reservas probadas 1P arrojó un resultado negativo en 2025 de -58 Gpc.

sin que medien cambios en las condiciones económicas, la ejecución de un proyecto de producción incremental (PPI) o la migración de recursos contingentes a reservas.

Se llama la atención sobre la magnitud de las revisiones técnicas, que implicaron un ajuste de -125 Gpc en el último año. En general, estas se derivan de un mejor conocimiento geológico y de ingeniería del yacimiento,

Esto, sumado al efecto de la producción de gas natural durante 2025, que acumuló 290 Gpc, explica la caída de las reservas probadas 1P entre 2024 y 2025 (Figura 5.13).

Figura 5.13 | Incorporación de reservas probadas 1P de gas natural en 2025 (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia

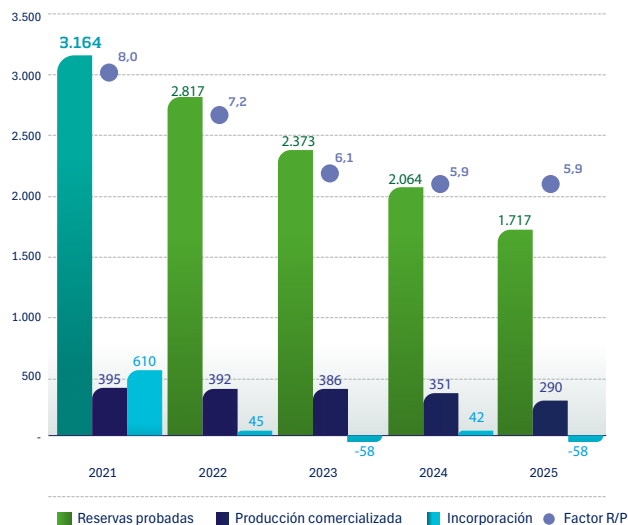
El cociente entre las reservas probadas 1P y la producción comercializada permaneció estable entre 2024 y 2025. Así, de mantenerse constante la producción comercializada, las reservas probadas 1P serían suficientes para atender la demanda durante 5,9 años (Figura 5.14).

Este cociente coincide con el estimado para 2024, también igual a 5,9 años, lo cual podría interpretarse como una aparente estabilidad en las condiciones de abastecimiento del mercado nacional.

Sin embargo, esto se explica porque tanto las reservas probadas 1P como la producción fiscalizada cayeron en la misma proporción durante 2025: 17 %. Esto es, dado que el numerador y el denominador se contrajeron en la misma proporción, el cociente permaneció constante.

Debe tenerse en cuenta que así como las reservas probadas 1P registraron un descenso de 46 % entre 2021 y 2025, la producción fiscalizada se contrajo 27 % durante el mismo período, al reducirse de 395 Gpc a 290 Gpc. La menor producción ha sido compensada con crecientes importaciones de gas.

Figura 5.14 |
Factor R/P entre 2021 y 2025 (Gpc y años)



Fuente: ANH, elaboración propia





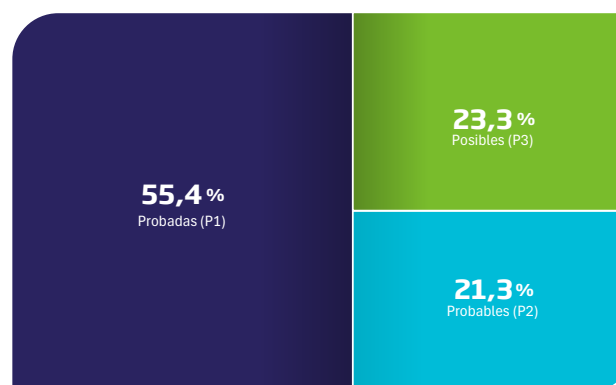
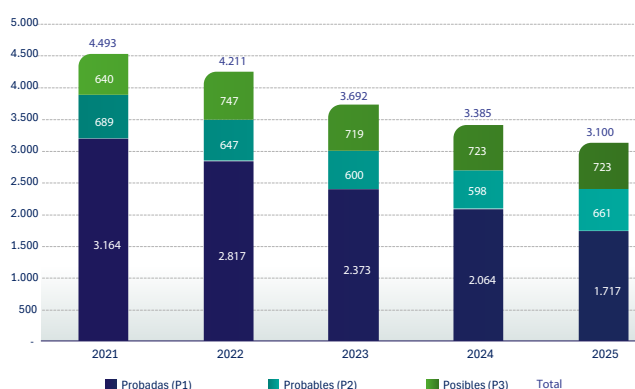
Las reservas probables (P2) de gas natural pasaron de 598 Gpc en 2024 a 661 Gpc en 2025, lo que significó un incremento del 11 %. Entretanto, las reservas posibles (P3) se mantuvieron constantes en 723 Gpc (Figura 5.15).

A pesar de lo anterior, la caída en las reservas probadas 1P llevó a que las reservas totales (3P) se redujeran de

3.385 Gpc a 3.100 Gpc en el último año. Esto representa una disminución del 8 %.

Durante el período 2021-2025, las reservas totales (3P) se contrajeron en cerca de una tercera parte. La mayor caída se registró en las reservas probadas 1P, que se redujeron a cerca de la mitad de las contabilizadas al cierre de 2021.

Figura 5.15 | Reservas totales (3P) entre 2021 y 2025 (Gpc)



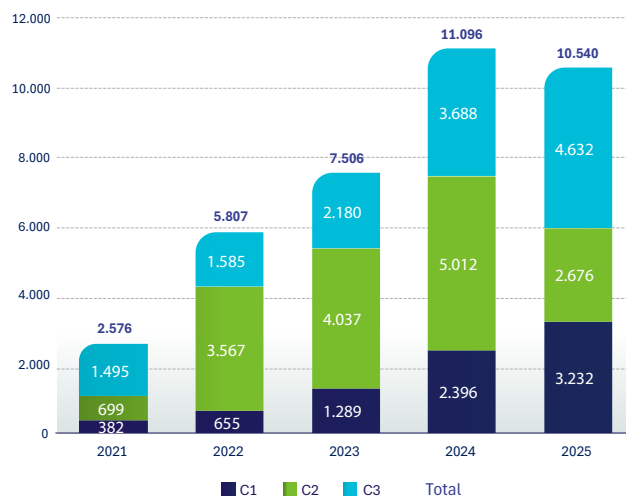
Fuente: ANH, elaboración propia

El avance en los programas de evaluación de los descubrimientos avisados en años anteriores condujo al crecimiento de los recursos contingentes 3C, cuyo volumen agregado se multiplicó por cuatro entre 2021 y 2025 (Figura 5.16).

Entre 2024 y 2025 se presentaron variaciones importantes en este indicador y sus componentes. Mientras los recursos contingentes C1 y C3 aumentaron 26 % y 35 %, respectivamente, los recursos C2 se redujeron cerca de la mitad. Como resultado, los recursos contingentes 3C disminuyeron 5 %.

Cabe recordar que los recursos contingentes corresponden a aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas como potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante proyectos de desarrollo que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.

Figura 5.16 | Recursos contingentes de gas natural entre 2021 y 2025 (Gpc)



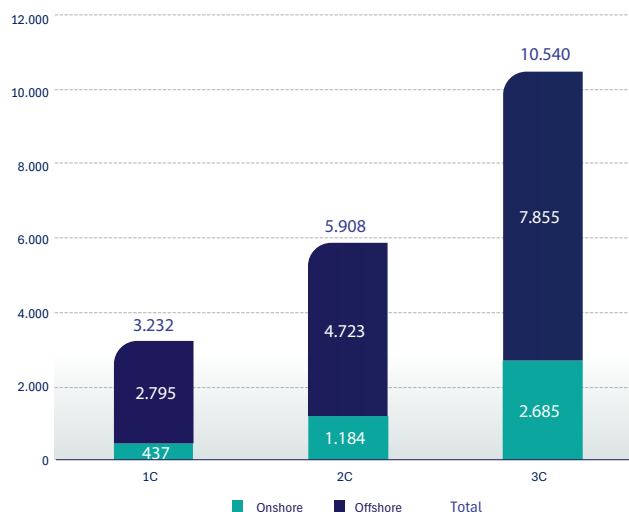
Fuente: ANH, elaboración propia

Tres cuartas partes de los recursos contingentes 3C están ubicados en áreas costa afuera (Figura 5.17). La magnitud de los recursos allí disponibles puede dar un vuelco a las condiciones de abastecimiento de gas natural del país.

Esto refleja los resultados alcanzados durante las dos últimas décadas gracias a una política pública orientada a explorar cuencas frontera, entendidas como aquellas en las que la actividad exploratoria ha sido limitada o incipiente, por lo que la existencia de acumulaciones de hidrocarburos y su comercialidad no ha sido demostrada plenamente.

Asimismo, evidencia cómo los esfuerzos exploratorios de compañías nacionales y extranjeras pueden transformar las perspectivas del abastecimiento de gas natural del país.

Figura 5.17 |
Ubicación de los recursos contingentes de gas natural 3C en 2025 (Gpc)

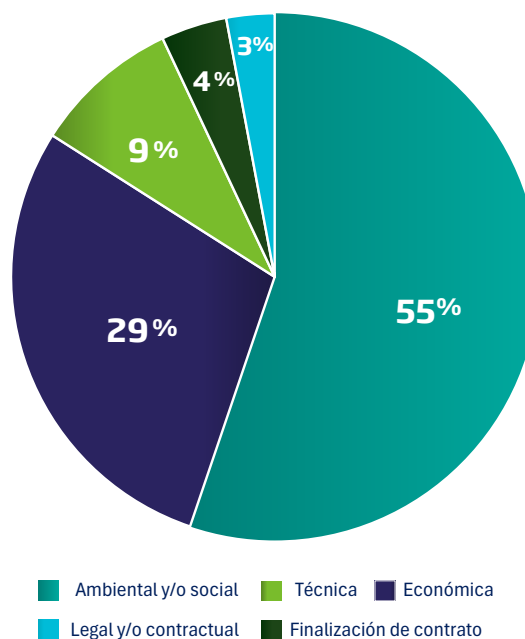


Fuente: ANH, elaboración propia

Según la clasificación hecha por la ANH, el 55 % de los recursos contingentes 3C afrontan contingencias de orden ambiental y/o social que deben superarse para contribuir a su paso a reservas. El 29 % se enfrenta a contingencias de orden legal y/o contractual. Solo el 3 % de las contingencias son de orden económico (Figura 5.18).

Esto pone de manifiesto la necesidad del trabajo coordinado entre el Gobierno Nacional, las autoridades locales y las empresas del sector para superar las contingencias que limitan el aprovechamiento de estos recursos.

Figura 5.18 |
Contingencia de los recursos contingentes de gas natural 3C en 2025



Fuente: ANH, elaboración propia



5.2.3 Producción y suministro

Producción fiscalizada: tendencia a la baja y mayor concentración

En 2025 se acentuó la caída en la producción fiscalizada de gas natural, que se contrajo 12,1 % frente a la de 2024 y acumuló una disminución de 31 % durante el quinquenio (Tabla 5.5).

Este fenómeno se observó en todas las cuencas del país, pues no hubo incorporaciones significativas que aliviaran o revirtieran la tendencia decreciente entre 2021 y 2025.

Se destaca el caso de los Llanos Orientales, dado su peso en la producción nacional. Su producción se redujo en 161 gigapiés cúbicos (Gpc) durante el quinquenio, cifra superior a la suma de la producción de las demás cuencas en 2025.

Asimismo, sobresale el caso de La Guajira, que llegó a ser la principal fuente de suministro de gas natural del país. Entre 2021 y 2025 registró la declinación más pronunciada entre las principales cuencas, con una tasa anual compuesta de -11 %.

Tabla 5.5 | Producción fiscalizada por cuenca entre 2021 y 2025 (Gpc)

Cuenca	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Llanos Orientales	476	414	369	352	315	-9,8%	-10,5%
VIM	87	89	91	86	73	-4,1%	-14,6%
La Guajira	48	47	41	39	30	-11,0%	-22,6%
VMM	28	32	31	22	21	-6,5%	-4,8%
Sinú - San Jacinto	10	11	13	11	9	-3,6%	-22,2%
Cuencas menores	18	20	19	12	11	-12,4%	-12,5%
Total	668	612	564	523	459	-8,9%	-12,1%

Fuente: ANH, elaboración propia

A pesar de la caída sostenida en la producción de los Llanos Orientales, siguió concentrando más de dos terceras partes de la producción nacional en 2025. El Valle Inferior del Magdalena, La Guajira y el Valle Medio del Magdalena, por su parte, reunieron más de una cuarta parte de la producción nacional (Figura 5.19).

La concentración de la producción también se observó entre los departamentos, pues la producción de Casanare fue equivalente al 180 % de la de los demás en conjunto (Figura 5.20). En la Costa Caribe se destacaron Sucre, Córdoba y La Guajira, con una quinta parte de la producción nacional.

Figura 5.19 |
Producción fiscalizada por cuenca en 2025

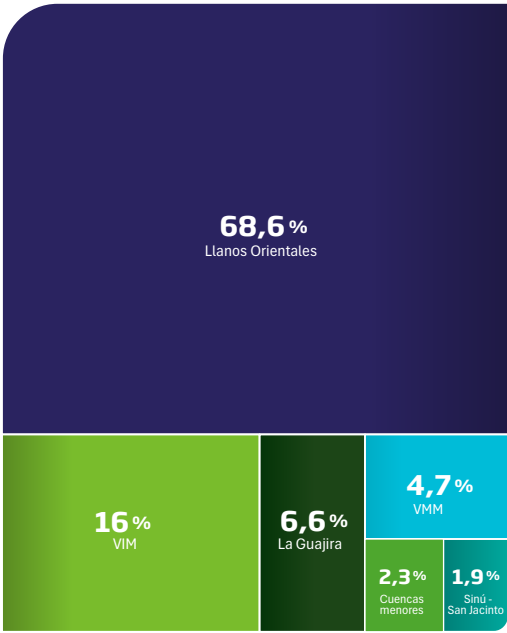
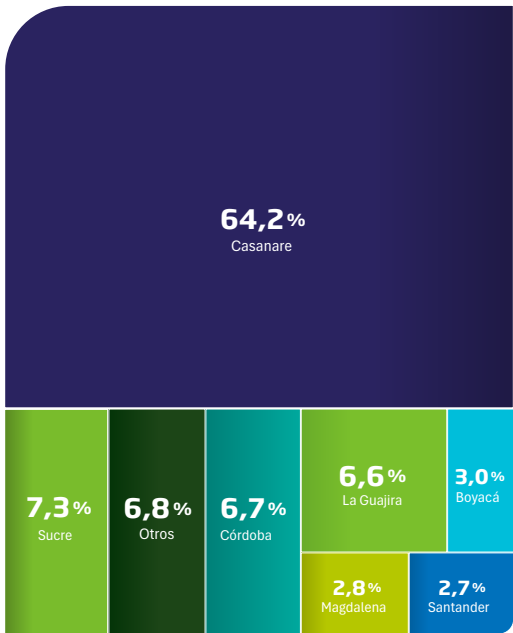


Figura 5.20 |
Producción fiscalizada por departamento en 2025



Fuente: ANH, elaboración propia

Tabla 5.6 | Producción fiscalizada
por departamento en 2021 y 2025 (Gpc)

Departamento	2021	2025
Casanare	466	295
Sucre	35	34
Córdoba	48	31
La Guajira	48	30
Boyacá	4	14
Magdalena	4	13
Santander	14	12
Otros	50	31
Total	668	459

Fuente: ANH, elaboración propia

Casanare sigue siendo el principal productor de gas natural, pero su participación se redujo del 70 % al 64 % entre 2021 y 2025, como resultado de la declinación de campos como Cusiana y Cupiagua. Su menor producción durante el quinquenio explica más de cuatro quintas partes de la contracción de la producción nacional (Tabla 5.6).

Sucre se consolidó como el segundo mayor productor, seguido por Córdoba y La Guajira. Junto con Casanare, fueron los únicos departamentos que registraron una producción fiscalizada superior a 30 Gpc en 2025.



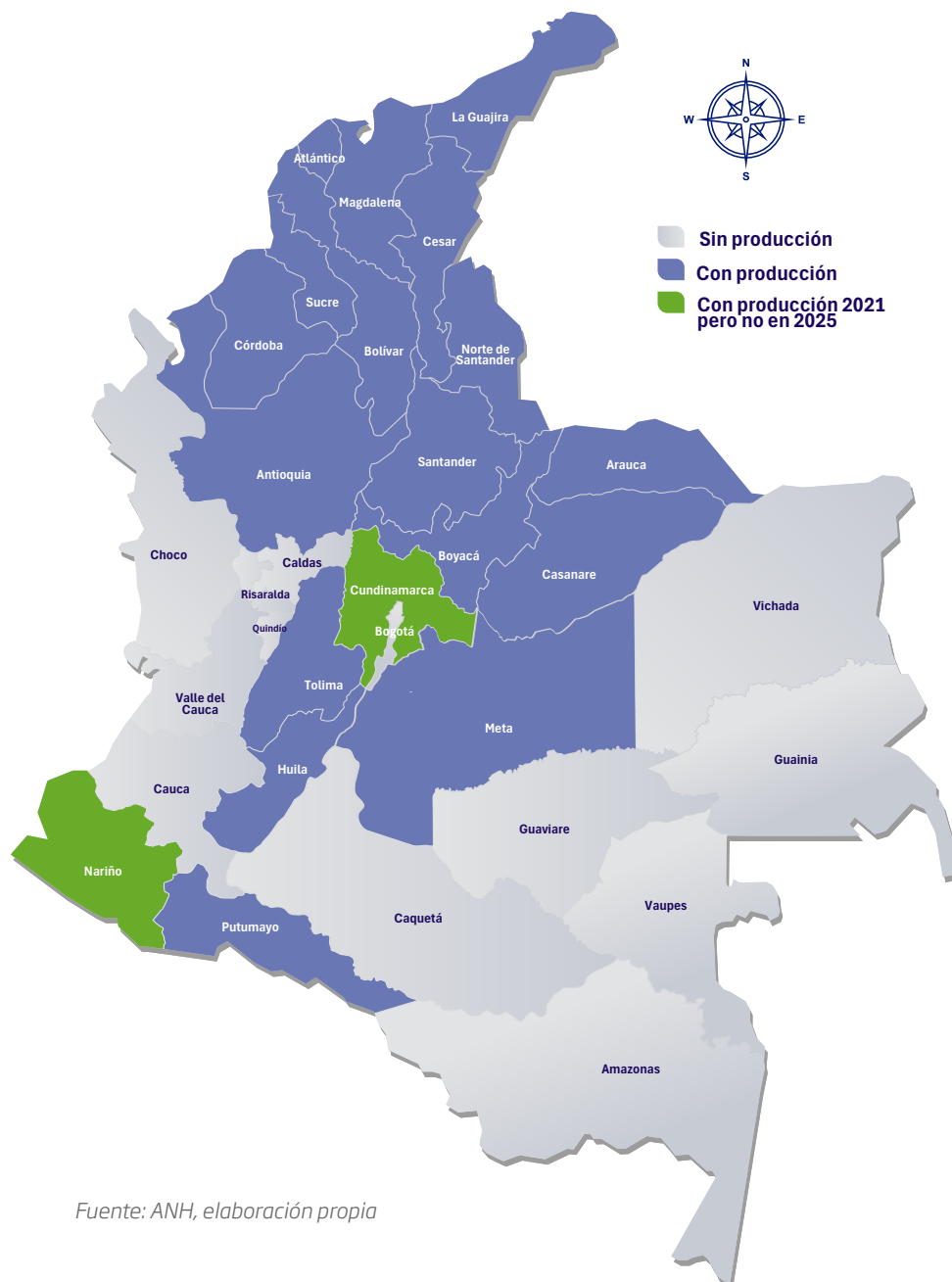
Como se muestra en la Figura 5.21, en 2021 se registró producción de gas natural en 20 departamentos. Esta cifra se redujo a 18 en 2025, debido al cese de la producción en Cundinamarca y Nariño.

La reducción del número de departamentos productores y la creciente concentración en Casanare, Sucre,

Córdoba y La Guajira indican una menor diversificación geográfica de la oferta.

La mayor concentración de la producción implica que la evolución del sector depende crecientemente del desempeño de un número reducido de activos.

Figura 5.21 | Departamentos con producción fiscalizada en 2021 y 2025



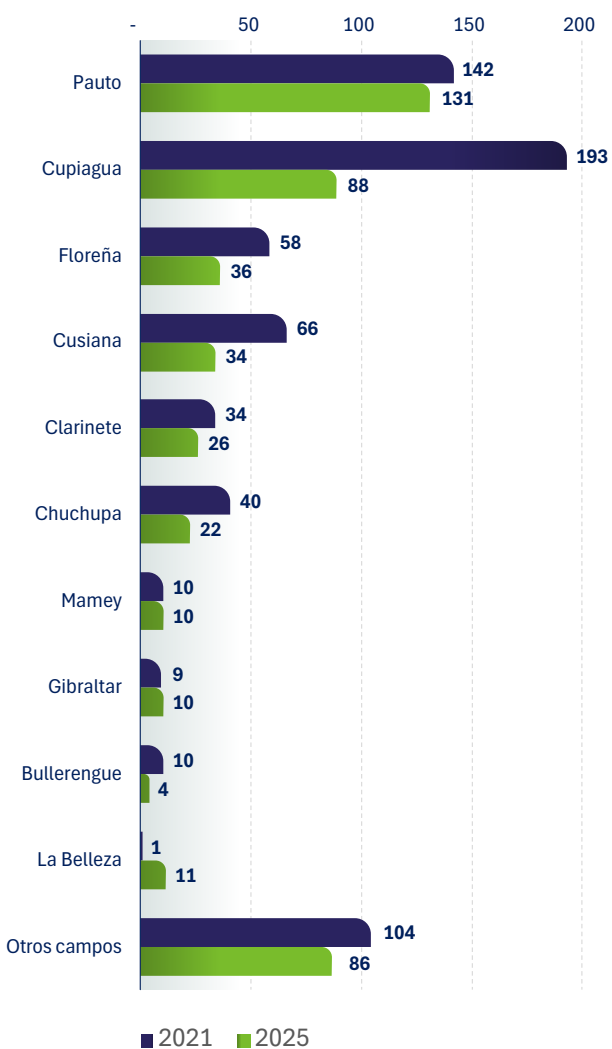
Fuente: ANH, elaboración propia

En 2025, Pauto se consolidó como el principal campo productor, seguido por Cupiagua, Floreña y Cusiana. Se trata de activos maduros, cuya menor producción entre 2021 y 2025 explica cuatro quintas partes de la menor producción nacional del período (Figura 5.22).

Pauto sobresale entre los principales campos del país, con una participación que se ha mantenido por encima de una cuarta parte de la producción fiscalizada en esta década. En 2025, su producción fue cercana al 30 % del total (Tabla 5.7).

Figura 5.22 |

Producción fiscalizada por campo en 2021 y 2025 (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia

Tabla 5.7 |

Producción fiscalizada
por campo en 2021 y 2025 (Gpc)

Departamento	2021	2025
Pauto	142	131
Cupiagua	193	88
Floreña	58	36
Cusiana	66	34
Clarinete	34	26
Chuchupa	40	22
Mamey	10	10
Gibraltar	9	10
Bullerengue	10	4
La Belleza	1	11
Otros campos	104	86
Total	668	459

Fuente: ANH, elaboración propia

También se destacan Gibraltar y La Belleza, que, aun cuando tuvieron una producción fiscalizada menor, fueron los únicos en registrar un aumento entre 2021 y 2025.

El campo Mamey, por su parte, mantuvo una producción estable durante el quinquenio, ligeramente superior a 10 Gpc.



Entre 2021 y 2025, la producción estuvo dominada por dos grupos empresariales: Ecopetrol y Hocol, que en conjunto concentraron más del 80 % de la producción fiscalizada, seguidos por CNE Oil & Gas y Canacol Energy, con una participación cercana al 10 % (Figura 5.23).

De otro lado, Parex Resources ganó relevancia, mientras que Lewis Energy redujo su participación.

Es importante tener en cuenta que la producción fiscalizada se contrajo entre 2021 y 2025, por lo que un aumento en la participación porcentual en el total no implica un aumento en la cantidad producida.

Figura 5.23 | Producción fiscalizada por operadora en 2021 y 2025



Fuente: ANH, elaboración propia



Suministro: consolidación de las importaciones

En 2025, el suministro de gas natural al mercado colombiano se redujo cerca de 16 % frente al registrado en 2024 (Tabla 5.8). Esto obedeció, en parte, a la menor necesidad de este energético para atender la demanda del sector termoeléctrico, debido a una mayor disponibilidad hídrica.

Sin embargo, esto no explica plenamente lo ocurrido en 2025, año en que el suministro se contrajo cerca del 12 % y del 11 % frente al suministro total de 2021 y 2022, respectivamente, años en los que no se presentaron fenómenos climáticos atípicos que incidieran sobre la demanda.

El menor suministro también obedeció a la menor producción fiscalizada; de hecho, el primero resulta de sustraer del segundo el gas reinyectado y el gas quemado. Entre 2021 y 2025, el suministro de gas de fuentes nacionales se redujo 25 %, mientras que la producción fiscalizada se contrajo 31 %.

La diferencia entre ambas tasas sugiere que los productores lograron amortiguar parcialmente el impacto de la menor producción sobre la oferta comercializable mediante ajustes en consumos propios, reinyección y manejo operativo de los campos.

No obstante, la reducción observada en el suministro evidencia que estos ajustes no compensaron plenamente la menor producción fiscalizada del período.

Entre las cuencas del país, la que registró la mayor disminución en el suministro fue la de los Llanos Orientales, con una caída de 166 millones de pies cúbicos por día (Mpcd) entre 2021 y 2025, equivalente al 22 % de su suministro al inicio del período.

En paralelo, el suministro de gas importado se incrementó en 169 Mpcd. Su participación fue prácticamente igual a la de la segunda cuenca nacional en 2024 y 2025.

Tabla 5.8 | Suministro por cuenca entre 2021 y 2025 (Mpcd)

Cuenca	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Llanos Orientales	754	725	720	683	588	-6,0%	-13,9%
VIM	237	241	232	211	175	-7,3%	-17,2%
Importación	5	3	82	217	174	142,7%	-20,0%
La Guajira	132	129	112	106	82	-11,1%	-22,3%
VMM	72	83	80	57	55	-6,6%	-4,2%
Sinú - San Jacinto	28	30	35	30	24	-4,2%	-22,1%
Cuencas menores	41	42	43	25	23	-13,6%	-7,7%
Total	1.268	1.252	1.304	1.329	1.120	-3,1%	-15,8%

Fuente: ANH y Promigas; elaboración propia

Nota: el suministro se desagrega en consumo en campo, enviado a planta y entrega a gasoductos.



A pesar de la reducción en las cantidades de gas natural suministradas desde los Llanos Orientales, esta cuenca continuó siendo la principal fuente de este producto. En 2025 aportó más de la mitad del gas natural suministrado al mercado nacional (Figura 5.24).

En 2025, cerca de tres quintas partes del suministro nacional de gas provinieron de Casanare. Junto con Sucre, Córdoba y La Guajira, este departamento aportó cerca del 85 % de la oferta nacional, lo que evidencia la elevada concentración geográfica del suministro (Figura 5.25).

Figura 5.24 |
Suministro por cuenca en 2025

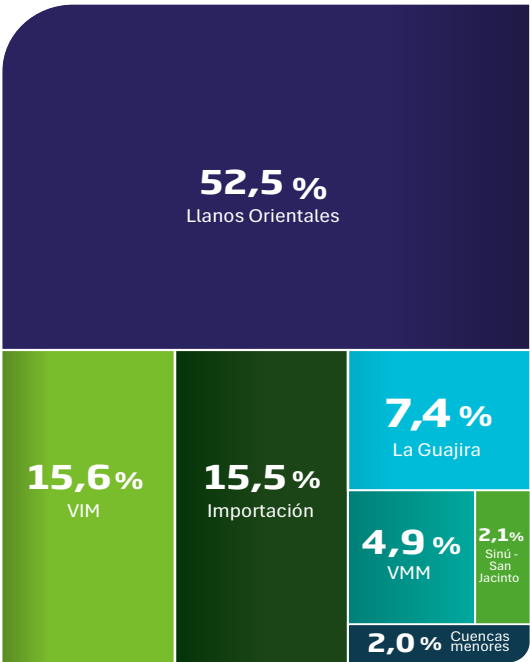
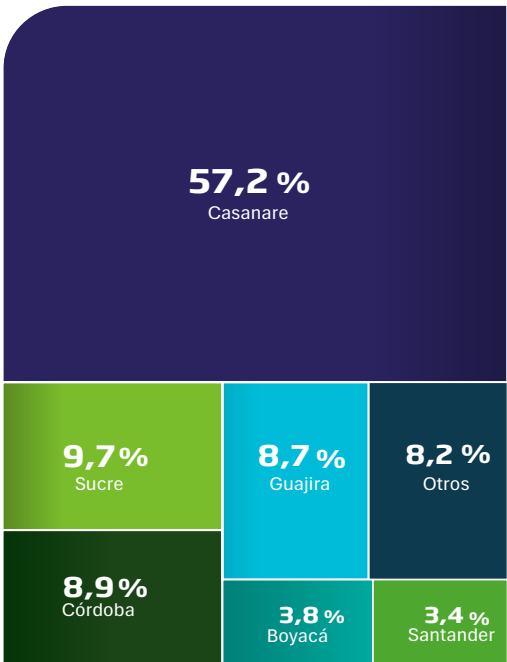


Figura 5.25 |
Suministro por departamento en 2025



Fuente: ANH, elaboración propia

Tabla 5.9 |
Suministro por departamento en 2021 y 2025 (Mpcd)

Departamento	2021	2025
Casanare	737	542
Sucre	95	92
Córdoba	131	84
La Guajira	132	82
Boyacá	10	36
Santander	36	32
Otros	124	78
Total	1.263	946

Fuente: ANH, elaboración propia

El suministro nacional de gas natural se redujo en 317 Mpcd entre 2021 y 2025. En el ámbito departamental, la mayor caída se registró en el Casanare, cuya menor oferta explica tres quintas partes del menor suministro nacional (Tabla 5.9).

También sobresalen los casos de Boyacá, Sucre y Santander. El primero fue el único departamento que registró un aumento en el suministro, mientras que los otros dos mantuvieron niveles estables.

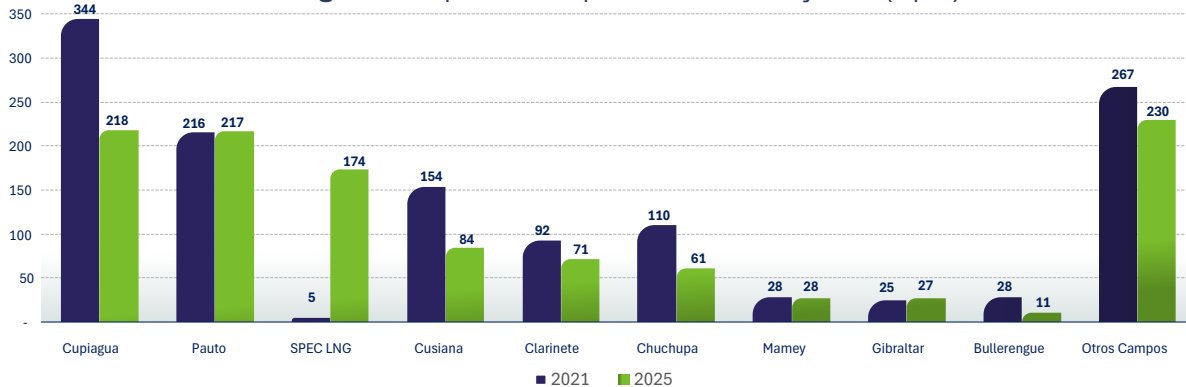
Cupiagua, que tuvo la segunda mayor producción en 2025, ocupó el primer lugar en suministro. Pauto, en cambio, que registró la mayor producción, fue el segundo en suministro (Figura 5.26).

Estas dos fuentes, Cupiagua y Pauto, explican el 44 % y el 39 % del suministro total en 2021 y 2025,

respectivamente, lo que muestra su relevancia a lo largo del período de análisis.

En el caso de Cusiana y Chuchupa, dos de las principales fuentes de gas natural durante varias décadas, el suministro se redujo en 45 % durante el quinquenio.

Figura 5.26 | Suministro por fuente en 2021 y 2025 (Mpcd)



Fuente: ANH, elaboración propia

La reducción del 4 % en el consumo en campo y del 19 % en el gas enviado a planta evidencian los esfuerzos de los productores para compensar la menor producción del período (Figura 5.27).

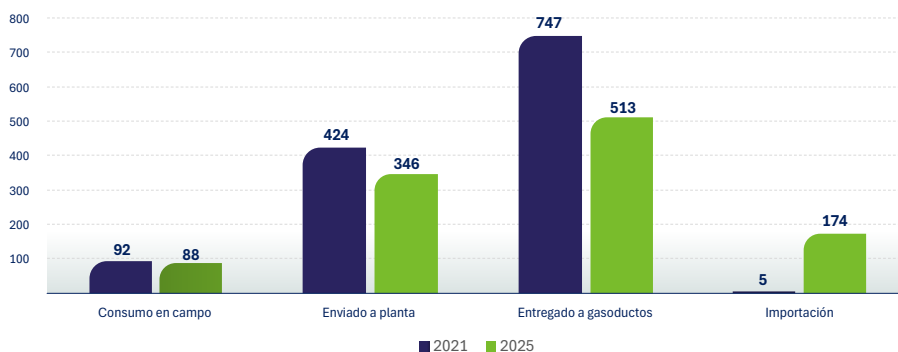
No obstante, esto no contrarrestó los efectos de la menor producción fiscalizada, por lo que el gas enviado a gasoductos se redujo en 235 Mpcd.

En contraste, sobresale el aumento en el suministro de gas natural importado a través de la infraestructura de regasificación de SPEC LNG. Las

importaciones dejaron de ser una fuente marginal de abastecimiento de consumos diferentes a los del sector termoeléctrico y adquirieron una participación significativa dentro de la oferta nacional.

Sus aportes pasaron de 5 a 174 Mpcd entre 2021 y 2025, equivalentes al 0,4 % y al 16 % del suministro total, respectivamente. Así, las importaciones pasaron a representar cerca de una sexta parte del suministro, participación comparable a la de algunas de las principales cuencas productoras del país.

Figura 5.27 | Suministro en 2021 y 2025 (Mpcd)



Fuente: ANH, elaboración propia



Declaraciones de producción: menor potencial declarado

Mientras las estadísticas de producción describen la evolución reciente del sector, las declaraciones de producción permiten aproximarse a las expectativas de oferta futura de los productores.

Las declaraciones presentadas ante el Ministerio de Minas y Energía en mayo de 2026 mantienen la tendencia a la baja de las declaraciones de los años anteriores (Tabla 5.10).

Por una parte, el potencial de producción (PP) declarado para 2035 es inferior a un tercio del declarado para 2026. Por otra parte, el potencial declarado refleja una disminución en el pronóstico de producción para cada año del período 2026-2034, que oscila entre -2 % y -14 % frente al declarado el año anterior.

La coincidencia entre las tendencias observadas en la producción fiscalizada y en las declaraciones de producción refuerza la evidencia de una reducción sostenida de la oferta doméstica.

Tabla 5.10 | Potencial de producción (PP) declarado en 2025 y 2026 (GBTUD)

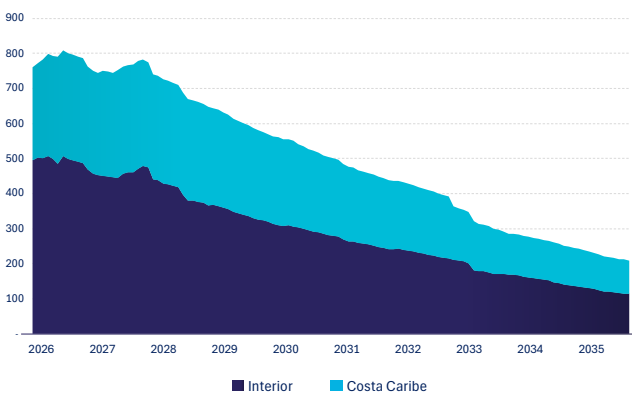
Año de declaración	Potencial de producción declarado										
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
2025	905	856	821	709	626	562	500	431	359	313	
2026		787	760	695	606	537	467	416	321	268	226

Fuente: Resoluciones 00598 de 2026 y 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

El 61,5 % del potencial de producción declarado para 2026 y 2027 corresponde al potencial de los campos del interior del país, mientras que el 38,5 % restante corresponde al de los campos de la Costa Caribe (Figura 5.28).

Esa distribución cambia durante el horizonte de proyección. La participación de los campos del interior se reduce gradualmente hasta llegar al 56,1 % del potencial de 2034 y 2035, mientras que la de los campos de la Costa Caribe se eleva hasta llegar al 43,9 %.

Figura 5.28 | Potencial de producción (PP) declarado en 2026, por región (GBTUD)



Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía.

La producción total disponible para la venta (PTDV) declarada para 2035 equivale a la mitad de la de 2026. Esto obedece a la declinación esperada de la producción y a la escasa flexibilidad para reducir la producción comprometida (PC).

El porcentaje del potencial de producción disponible para la venta (PTDV/PP) muestra una tendencia al alza, reflejo de la liberación gradual de cantidades comprometidas. Este pasa del 18 % para 2026-2027 al 31 % para 2026-2035.

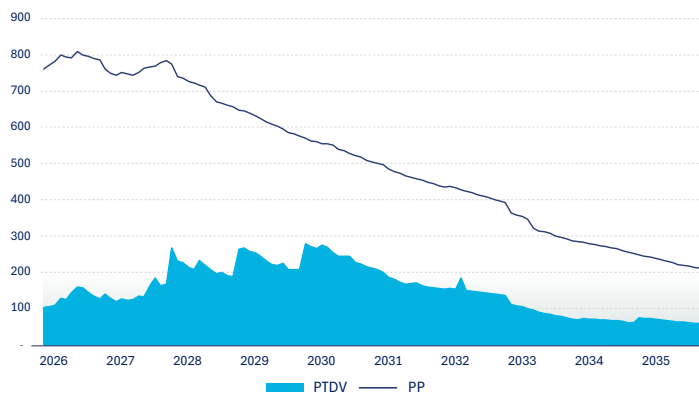


Figura 5.29 |
Potencial de producción (PP) y producción total disponible para la venta (PTDV) declarados en 2026 (GBTUD)

Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía.

Aunque el potencial de producción (PP) es mayor en el interior que en la Costa Caribe, las declaraciones muestran una participación creciente de los campos de la Costa Caribe a lo largo del horizonte de proyección. Esto sugiere un desplazamiento gradual del centro de gravedad de la oferta futura hacia la región Caribe.

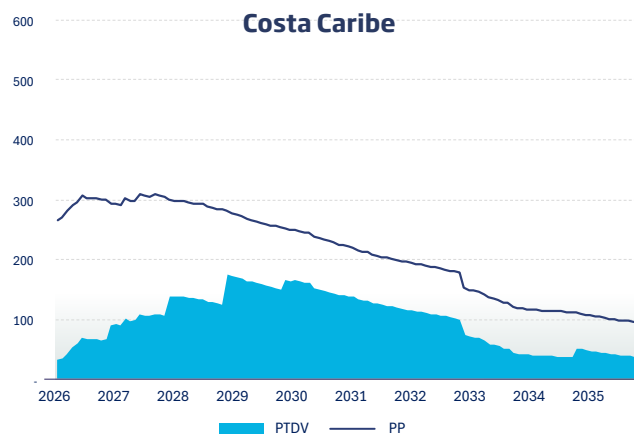
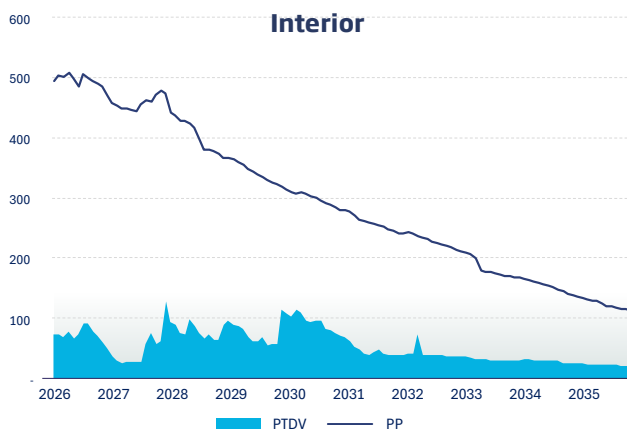
Además, la relación entre la producción total disponible para la venta (PTDV) y el potencial de producción es más

alta en el Caribe (Figura 5.30). Esto indica, en términos relativos, una mayor holgura para acceder al gas de la Costa Caribe.

En promedio, esta relación es del 12,5 % en el interior del país y del 27,4 % en la Costa Caribe, para los años calendario 2026 y 2027. Si el análisis se extiende a la década comprendida entre 2026 y 2035, dicha relación es del 18,7 % en el interior del país y del 46,6 % en la Costa Caribe.

Figura 5.30 |

Potencial de producción (PP) y producción total disponible para la venta (PTDV) declarados en 2026, por región (GBTUD)



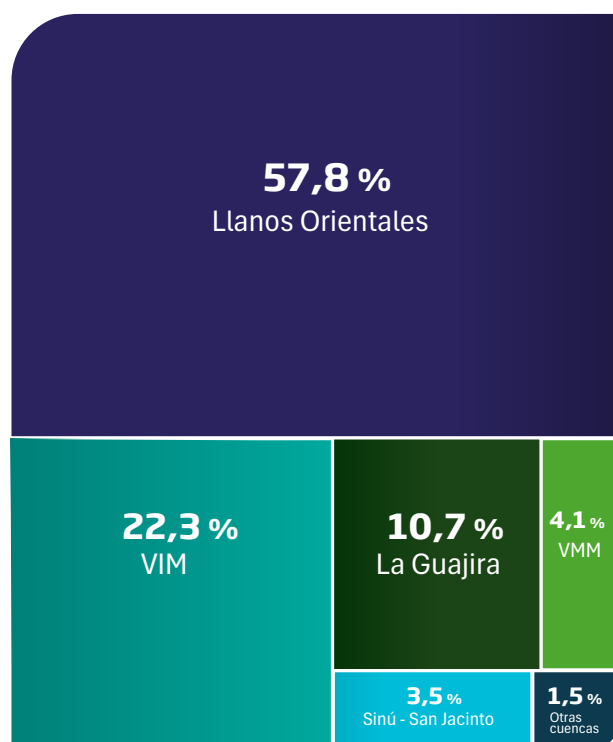
Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía.



Cuatro quintas partes del potencial de producción declarado para 2026 se concentran en los Llanos Orientales y el Valle Inferior del Magdalena. Los Llanos Orientales aportan, por sí solos, tres quintas partes (Figura 5.31).

Figura 5.31 |

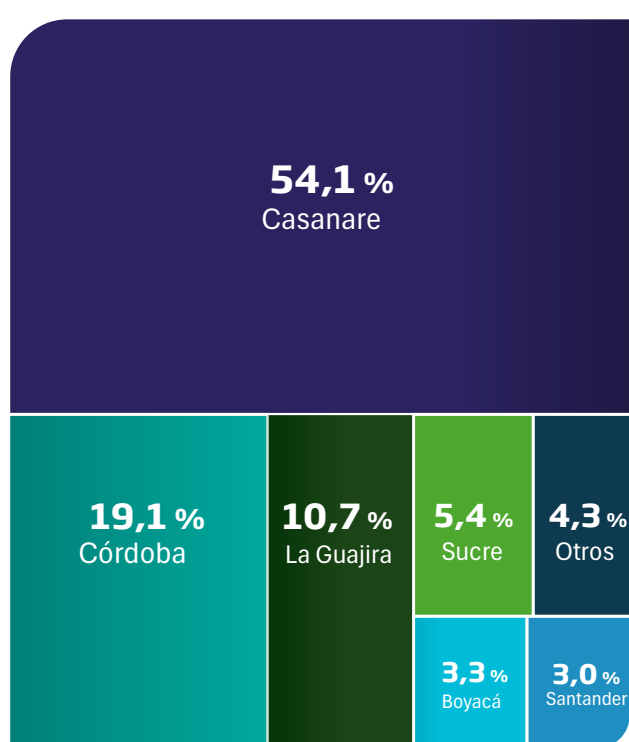
Potencial de producción (PP) por cuenca en 2026



Cerca del 90 % del potencial de producción declarado para 2026 corresponde a campos de Casanare, Córdoba, La Guajira y Sucre. El departamento de Casanare aporta más del 50 % (Figura 5.32).

Figura 5.32 |

Potencial de producción (PP) por departamento en 2026



Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía.

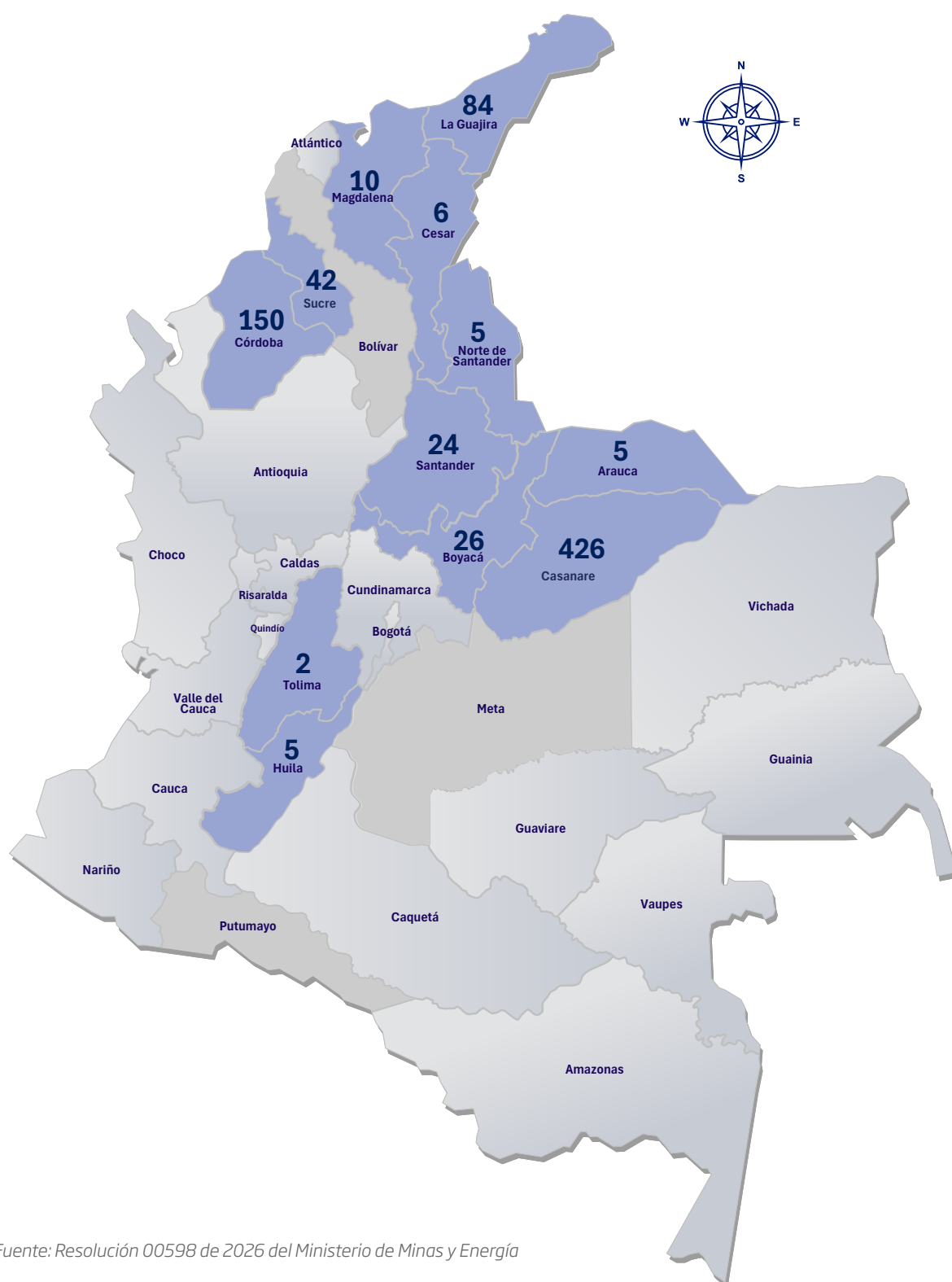
El potencial de producción de 12 departamentos es superior a 1 giga BTU por día (GBTUD) en 2026 (Figura 5.33, página siguiente).

Según las declaraciones de 2025, esta situación se presentó en 14 departamentos durante 2025. La diferencia de un año a otro evidencia la contracción de la actividad.

El departamento de Casanare encabeza la lista, con un potencial de producción de 426 GBTUD, seguido por Córdoba y La Guajira, con 150 GBTUD y 84 GBTUD, respectivamente.

Para 2025, el potencial declarado de estos tres departamentos fue de 460 GBTUD, 169 GBTUD y 91 GBTUD, respectivamente.

El deterioro del potencial de producción no se distribuye de manera uniforme. Las proyecciones muestran simultáneamente una reducción del volumen disponible y una mayor concentración geográfica del potencial de producción, distribuido entre un número cada vez menor de departamentos y campos.

Figura 5.33 | Departamentos con potencial de producción (PP) mayor a 1 GBTUD en 2026

Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía



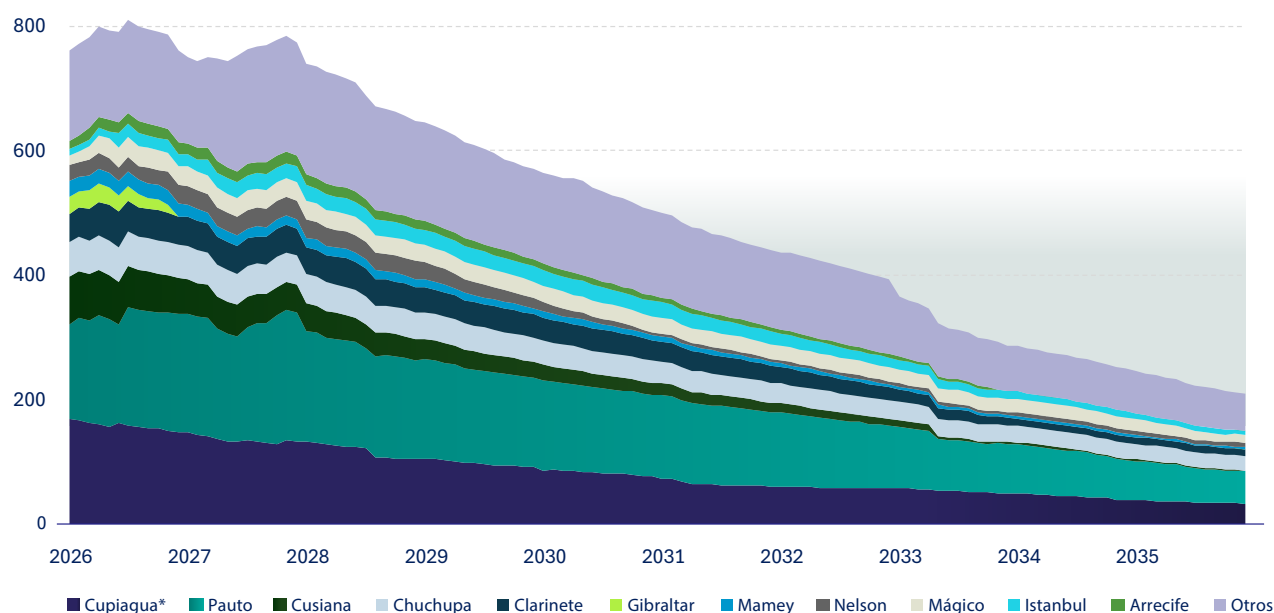
Cinco de los 11 campos más importantes tienen un potencial de producción promedio superior a 30 GBTUD en 2026. De ellos, solo dos mantendrían esa condición en 2035 (Figura 5.34).

En 2035, cuatro de los 11 tendrían un potencial de producción superior al 30 % del declarado para 2026, y solo un campo tendría uno superior al 50 %. En dos de los 11 campos, el potencial de producción llegaría a cero durante el período cubierto por las declaraciones.

El caso más próximo sería el de Gibraltar, para el que se declaró un potencial de 0 GBTUD a partir de diciembre de 2026. No obstante, la Resolución 01205 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía precisó que dicha condición aplicaría desde marzo de 2027.

La elevada participación de unos pocos campos amplifica la incidencia de sus declaraciones de producción sobre la oferta nacional.

Figura 5.34 | Potencial de producción (PP) declarado en 2026, por campo (GBTUD)



Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía.

Para todos los años del período 2026-2034, el potencial de producción total declarado en 2026 es inferior al declarado en 2025 (Figura 5.35).

La menor brecha entre las declaraciones se observa para 2028, año para el cual la declaración de 2026 es 2 % inferior a la de 2025. La mayor se observa para 2034, cuyo potencial declarado en 2026 es 14 % inferior al de 2025.

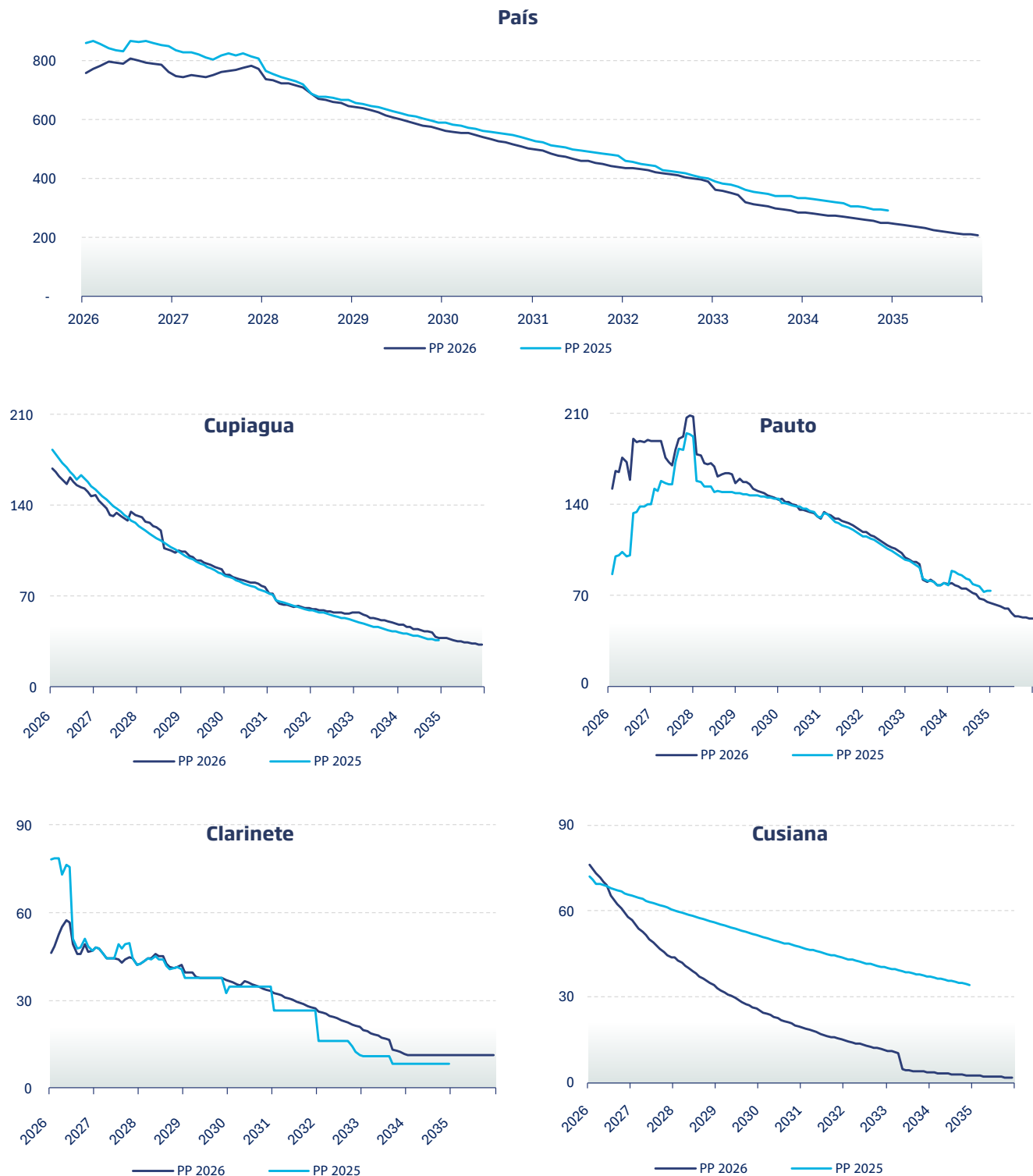
Esta conclusión no se extiende a las declaraciones de los principales campos del país, que tienen un comportamiento mixto del período 2026-2034.

En el caso de Cupiagua, el potencial declarado en 2026 es mayor que el declarado en 2025 para el 70 % de los meses del período de análisis. En los casos de Pauto y Clarinete, esto sucede en el 80 % y el 82 % de los meses, respectivamente.

Esto solo ocurre en el 6 % de los meses para el caso de Cusiana. El potencial declarado en 2026 muestra reducciones mensuales de hasta un 92 %.



Figura 5.35 | Potencial de producción (PP) declarado en 2025 y 2026 (GBTUD)



Fuente: Resoluciones 00598 de 2026 y 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Cupiagua incluye a Cupiagua, Cupiagua Sur y Cupiagua Recetor.



La Tabla 5.11 resume las declaraciones de producción hechas en mayo de 2026 para el año calendario 2026.

Cerca del 17 % del potencial de producción está disponible para la venta en el mercado primario. El 55 % de estas cantidades están en el interior del país y el 45 % restante en la Costa Caribe.

Ahora bien, alrededor del 15 % del potencial de producción de los campos del interior está disponible para la venta en el mercado primario, mientras que esa métrica es de poco más del 20 % en el caso de los campos de la Costa Caribe.

Pauto concentra más del 29 % del gas disponible para la venta en el mercado primario, la mayor participación entre los 11 campos más relevantes del país.

Sin embargo, más de la mitad del gas disponible para la venta se distribuye entre múltiples campos distintos de los 11 principales.

Cabe recordar que la diferencia entre el potencial de producción y la producción total disponible para la venta ilustra una distinción fundamental para el análisis del abastecimiento.

La existencia de capacidad productiva no implica necesariamente disponibilidad comercial para nuevos consumidores, dado que una proporción significativa de la producción futura ya se encuentra comprometida mediante contratos vigentes.

Tabla 5.11 | Potencial de producción (PP) y producción total disponible para la venta (PTDV) en 2026, por región y por campo (GBTUD)

Región	Campos	PP	PTDV	% PTDV/PP
Interior	Pauto	177,0	38,2	21,6%
	Cupiagua	157,6	6,4	4,1%
	Cusiana	67,1	0,2	0,2%
	Gibraltar	21,1	-	0,0%
	Floreña	10,4	0,02	0,2%
	Otros	61,1	27,4	44,8%
	Total	494,3	72,2	14,6%
Costa Caribe	Chuchupa/Ballena	67,6	9,3	13,7%
	Clarinete	50,0	-	0,0%
	Bonga/Mamey	28,6	0,5	1,6%
	Arrecife	17,5	9,4	53,8%
	Pandereta	5,0	-	0,0%
	Otros	123,7	40,1	32,4%
	Total	292,4	59,3	20,3%

Fuente: Resolución 00598 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía.

5.2.4 Transporte de gas por redes

Sistema de transporte: expansión limitada y mayor flexibilidad

La longitud del sistema nacional de transporte de gas natural tuvo un cambio marginal entre 2021 y 2025 (Tabla 5.12).

El desarrollo del sistema se ha concentrado en la ampliación de la capacidad de algunos tramos para transportar mayores volúmenes, y en la habilitación del flujo bidireccional en ciertos corredores estratégicos para ofrecer mayor flexibilidad en el servicio.

Lo anterior ocurre en un contexto en el que no se han incorporado nuevas fuentes de suministro que

requieran la construcción de gasoductos de alcance comparable a los desarrollados en el pasado.

En consecuencia, los desarrollos recientes se han orientado a aumentar la flexibilidad operativa y optimizar la utilización de la infraestructura existente.

En tal sentido, la expansión de la cobertura del servicio público de gas natural continuó apoyándose en la red existente.

Tabla 5.12 | Red de transporte entre 2021 y 2025 (km)

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	TACC	Variación
						2021 - 2025	2024 - 2025
TGI	4.033	4.033	4.033	4.033	4.033	0,0%	0,0%
Promigas	2.752	2.753	2.753	2.757	2.750	0,0%	-0,3%
Progasur	375	375	375	375	375	0,0%	0,0%
Promioriente	335	335	335	335	325	-0,8%	-3,0%
Transmetano	190	190	190	190	186	-0,6%	-2,1%
Coinogas	19	57	57	57	57	31,7%	0,0%
Transoccidente	11	11	11	11	11	0,0%	0,0%
Total	7.715	7.754	7.754	7.758	7.737	0,1%	-0,3%

Fuente: empresas del sector.

Nota 1: se ajusta la información registrada en años anteriores para Progasur.

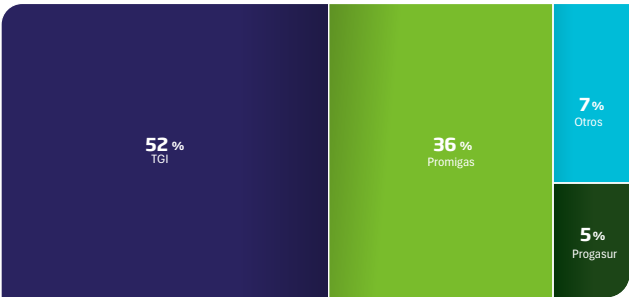
Nota 2: las diferencias en las longitudes de Promigas, Transmetano y Promioriente no corresponden a una modificación física de la infraestructura, sino a la aplicación de la metodología de medición utilizada por el IGAC. Esta metodología calcula las longitudes sobre una superficie plana y no incorpora las variaciones de elevación del terreno, como pendientes, montañas o cambios de altura. Por lo anterior, las reducciones corresponden exclusivamente al cambio en la metodología de medición del IGAC y no a una disminución física de la infraestructura.



Al cierre de 2025, la longitud del sistema de TGI equivalía a más de la mitad de la extensión total de la red nacional de transporte (Figura 5.36).

El sistema de Promigas representaba un tercio, y sumado a los de sus filiales alcanzaba dos quintas partes del total. Por su parte, el sistema de Progasur aportaba una vigésima parte del total.

Figura 5.36 | Red por transportador en 2025



Fuente: empresas del sector.

Dos terceras partes del sistema nacional de transporte están localizadas en el interior del país y una tercera parte en la Costa Atlántica (Tabla 5.13).

Esta distribución geográfica es consistente con la ubicación de los centros de consumo y de las fuentes de suministro.

Tabla 5.13 |
Red de transporte por región en 2021 y 2025 (km)

Región	2021	2025
Interior del país	4.963	4.987
Costa Atlántica	2.752	2.750
Total	7.715	7.737

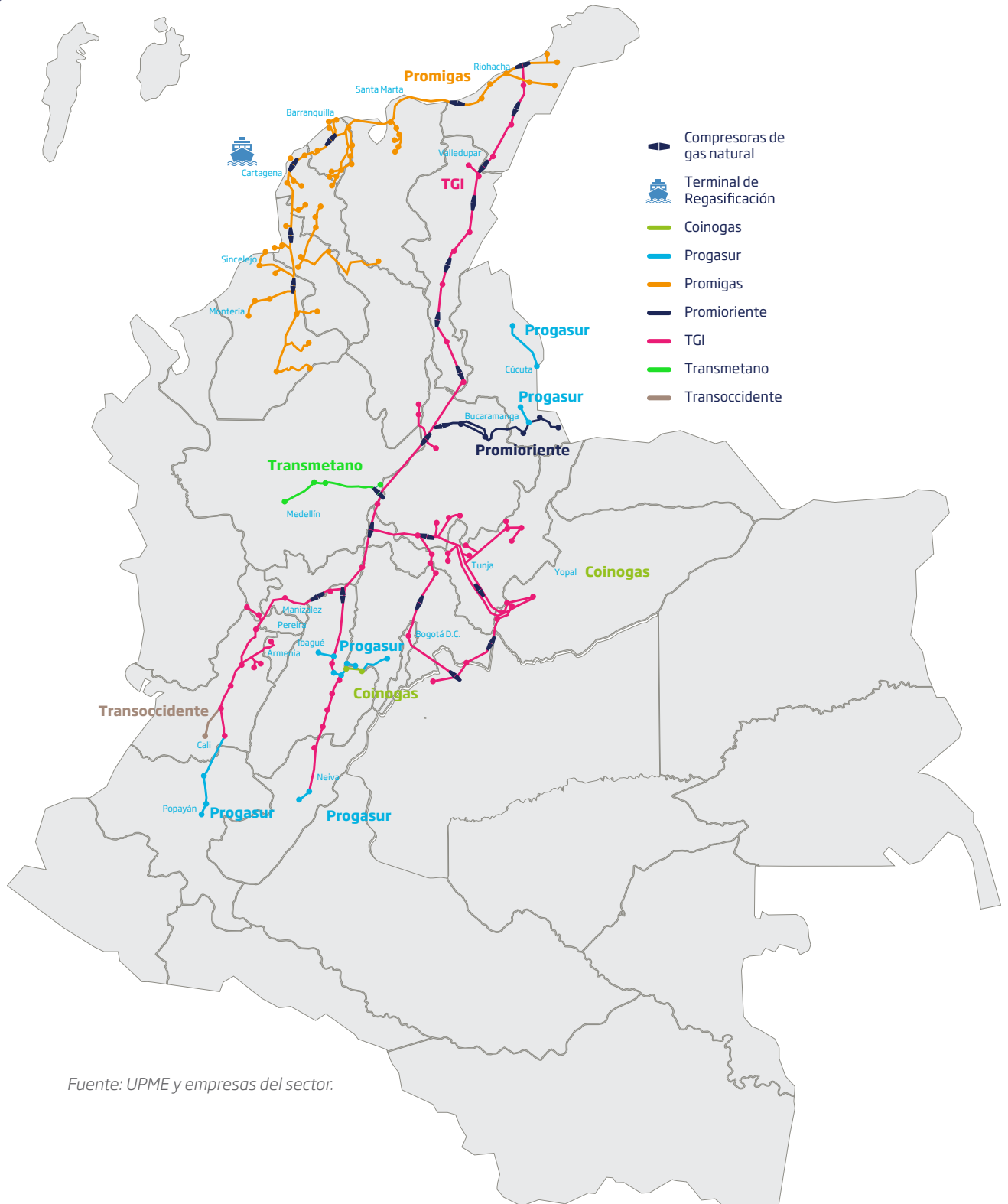
Fuente: empresas del sector.



La Figura 5.37 ilustra la configuración del sistema de cada transportador y la distribución de los gasoductos entre las dos regiones mencionadas.

La red de transporte de la Costa Atlántica corresponde al sistema de Promigas. La del interior del país está compuesta por los sistemas de TGI, Progasur, Promioriente, Transmetano, Transoccidente y Coinogas.

Figura 5.37 | Red por transportador en 2025



Fuente: UPME y empresas del sector.



Entre 2021 y 2025 se registró un aumento en el volumen total de gas natural transportado por la red de gasoductos del sistema nacional de transporte, con una tasa anual de crecimiento compuesto de 0,4 % (Tabla 5.14).

Ahora bien, el volumen total transportado en 2025 evidenció una caída frente a los niveles observados en 2023 y 2024, años en los que el consumo del energético estuvo impulsado por los bajos aportes hídricos y el consecuente incremento en el despacho de las plantas térmicas a gas.

Durante los últimos cinco años, el volumen transportado por TGI tuvo una caída de 34 millones de pies cúbicos diarios (Mpcd), equivalente a un descenso anual compuesto de -1,8 %, mientras que el transportado por Promigas experimentó un aumento de 31 Mpcd, equivalente a un crecimiento anual compuesto de 2,3 %.

En el interior del país se destaca lo ocurrido en el caso de Coinogas, con un crecimiento en el volumen transportado cercano a los 10 Mpcd. Esta empresa tuvo la mayor variación porcentual del quinquenio, aunque con un volumen inferior al de las dos compañías líderes.

Tabla 5.14 | Volumen por transportador entre 2021 y 2025 (Mpcd)

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
TGI	480	496	484	488	446	-1,8%	-8,5%
Promigas	328	331	399	468	359	2,3%	-23,3%
Transmetano	51	54	52	52	53	1,0%	1,9%
Transoccidente	37	42	39	37	35	-1,4%	-5,4%
Promioriente	22	37	33	38	31	9,0%	-18,4%
Progasur	18	19	18	18	19	1,8%	4,7%
Coinogas	13	16	22	25	23	14,3%	-9,8%
Total	949	995	1.047	1.126	966	0,4%	-14,2%

Fuente: empresas del sector.

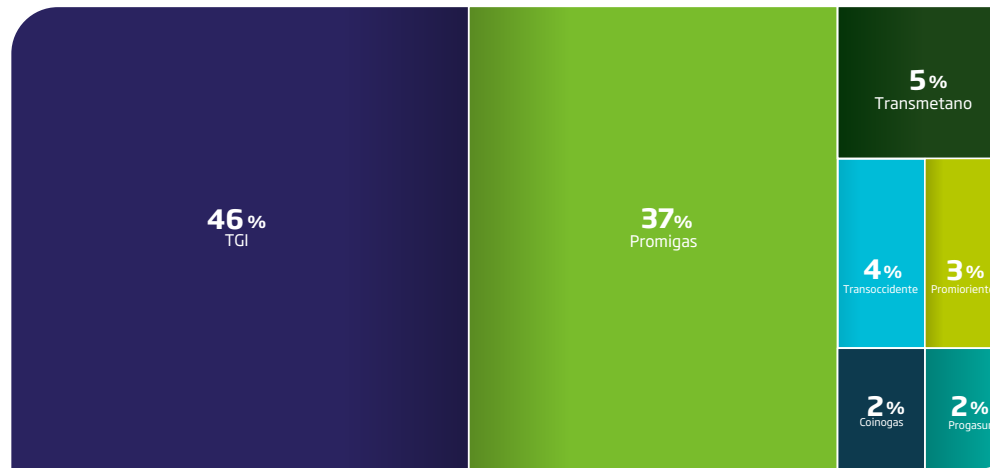
Nota: se ajusta la información de años anteriores para incluir las bidireccionalidades.

En 2025, el sistema de TGI transportó el 46 % del volumen total de gas natural que se llevó por gasoductos desde las fuentes de suministro hasta los principales centros de consumo del país, con una red equivalente al 52 % del sistema nacional de transporte (Figura 5.38, página siguiente).

Por su parte, el sistema de Promigas, equivalente al 36 % del sistema nacional, transportó el 37 % del producto.

Las diferencias observadas entre participación en longitud y participación en volumen transportado sugieren distintos niveles de utilización entre sistemas. En este contexto, la red de Promigas registra una intensidad de uso relativamente mayor.

Desde esta perspectiva, se destacan los casos de Transoccidente y Transmetano, que con el 0,1 % y el 2,4 % del sistema nacional transportaron cerca del 4 % y del 5 % del volumen total, respectivamente.

Figura 5.38 | Volumen por transportador en 2025

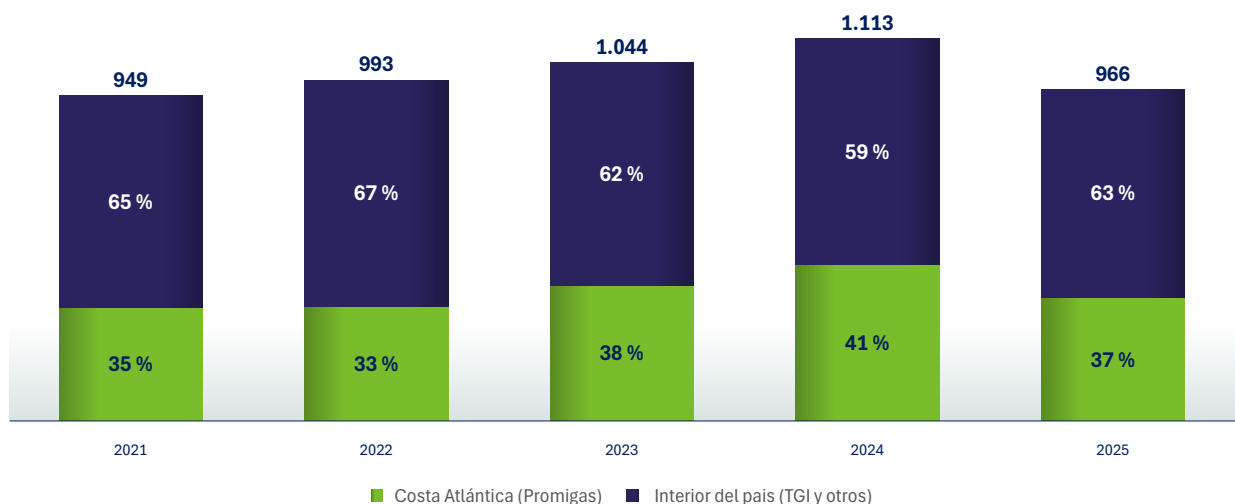
Fuente: Empresas del sector.

El interior del país concentra más de tres quintas partes del volumen de gas natural transportado por el sistema nacional de transporte, dado que allí está asentada la mayor demanda de este energético (Figura 5.39).

La Costa Atlántica ganó participación en 2023 y 2024, como resultado de la mayor generación a gas natural por parte de las plantas térmicas localizadas en esa

zona, debido a los menores aportes hídricos durante esos años.

Con la recuperación gradual de la hidrología, dicha participación se acercó a los niveles observados al inicio del quinquenio.

Figura 5.39 | Volumen por transportador entre 2021 y 2025 (Mpcd)

Fuente: Empresas del sector.



5.2.5 Distribución y comercialización

Consumo: cambio en la tendencia del quinquenio

En 2025, el consumo nacional de gas natural disminuyó 15,9 % frente al de 2024 y se situó cerca de los niveles del inicio del quinquenio. Fue el único año del período en que se registró una caída interanual, lo que marcó un quiebre en la tendencia del sector (Tabla 5.15).

La principal disminución se observó en el sector termoeléctrico, cuyo despacho fue inferior al de 2023 y 2024, debido a una mayor disponibilidad hídrica en 2025.

Por su parte, el consumo del sector petroquímico mantuvo la tendencia a la baja observada desde el inicio del quinquenio, de modo que en 2025 representó el 37 % de la cantidad registrada en 2021.

En contraste, los consumos promedio de los sectores residencial y gas natural vehicular (GNV) continuaron la tendencia creciente observada desde el inicio del período 2021-2025.

Aunque dicho aumento fue marginal en el caso del GNV (0,5 %), en el sector residencial alcanzó el 4,0 %, lo que evidencia la consolidación del gas natural como una fuente energética asequible para los hogares colombianos y la ampliación de la cobertura en diversas zonas del país, incluidas áreas rurales

Tabla 5.15 | Consumo por sector entre 2021 y 2025 (GBTUD y Mpcd)

Sector	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Industrial y comercial	341	346	339	329	325	-1,2%	-1,2%
Termoeléctrico	214	216	270	348	182	-3,9%	-47,7%
Residencial	174	177	173	176	183	1,2%	4,0%
Petrolero y otros	172	214	223	214	201	4,0%	-6,1%
GNV	55	55	53	60	60	2,5%	0,5%
Petroquímico	22	24	23	15	8	-22,0%	-46,4%
Total	977	1.032	1.081	1.142	960	-0,4%	-15,9%
Mpcd	902	953	999	1.054	886		

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

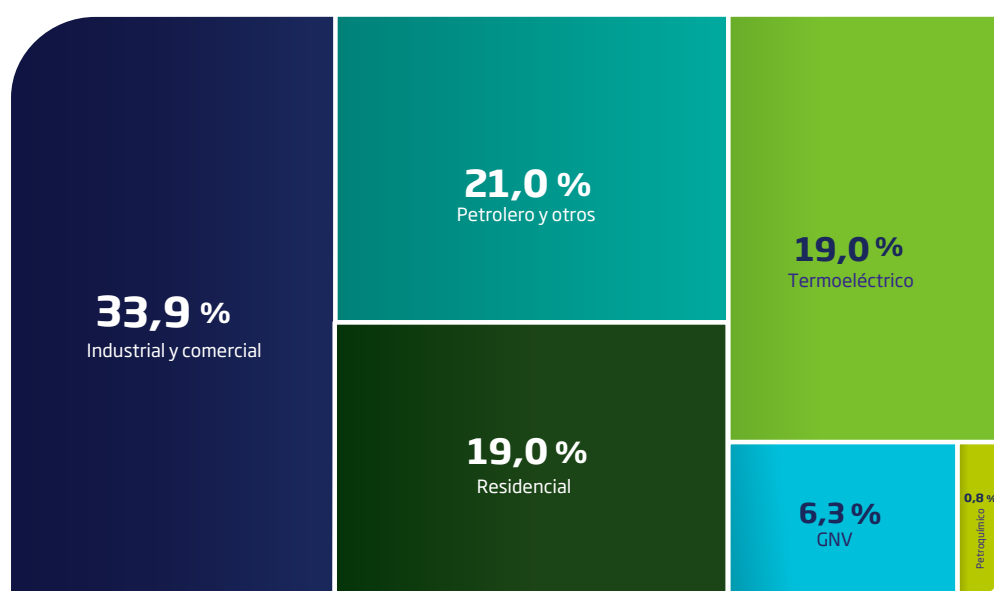
En 2025, el consumo residencial fue prácticamente igual al termoeléctrico (Figura 5.40), como reflejo de cambios en la demanda de ambos sectores frente a años anteriores.

El consumo residencial, con una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) de 0,3 % entre 2021 y 2024, en el último año presentó un aumento 13,4 veces superior al crecimiento promedio de los cuatro años previos.

Por otra parte, los mayores aportes hídricos durante 2025 se tradujeron en una menor demanda de las térmicas. La caída de 166 GBTUD en su consumo de 2025 lo llevó por debajo de los niveles observados en los demás años del quinquenio.



Figura 5.40 | Consumo por sector en 2025



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

Hasta este punto no se ha abordado el consumo del sector industrial y comercial, que tuvo una disminución del 1,2 % entre 2024 y 2025.

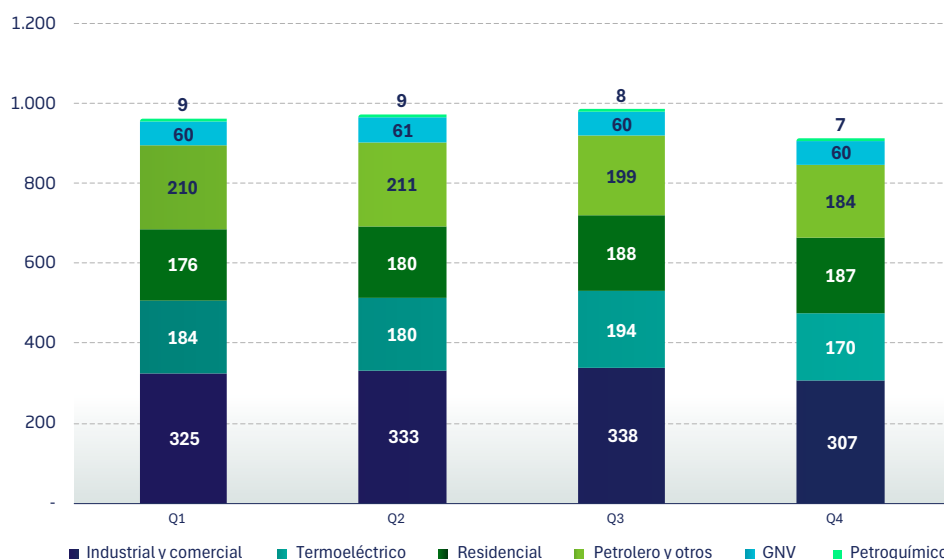
Sin embargo, al desglosar el consumo anual en cifras trimestrales se logra una mejor comprensión de lo ocurrido en el mercado colombiano durante 2025.

La Figura 5.41 (página siguiente) muestra cómo el consumo industrial y comercial alcanzó un pico de 338 GBTUD en el tercer trimestre, seguido de un mínimo de 307 GBTUD entre octubre y diciembre de 2025. En

consecuencia, cayó 9,2 % entre el tercer y el cuarto trimestre del año. La mayor inflexión se dio entre noviembre y diciembre, que marcó el fin de contratos de suministro y el inicio de unos nuevos.

El consumo residencial, que en promedio tuvo un aumento de 4,0 % entre 2024 y 2025, registró un alza de 6,0 % entre el primer y el cuarto trimestre de 2025.

A su vez, el consumo promedio del sector petrolero registró una caída de 6,1 % frente a 2024, y de 12,3 % entre el primer y el cuarto trimestre de 2025.

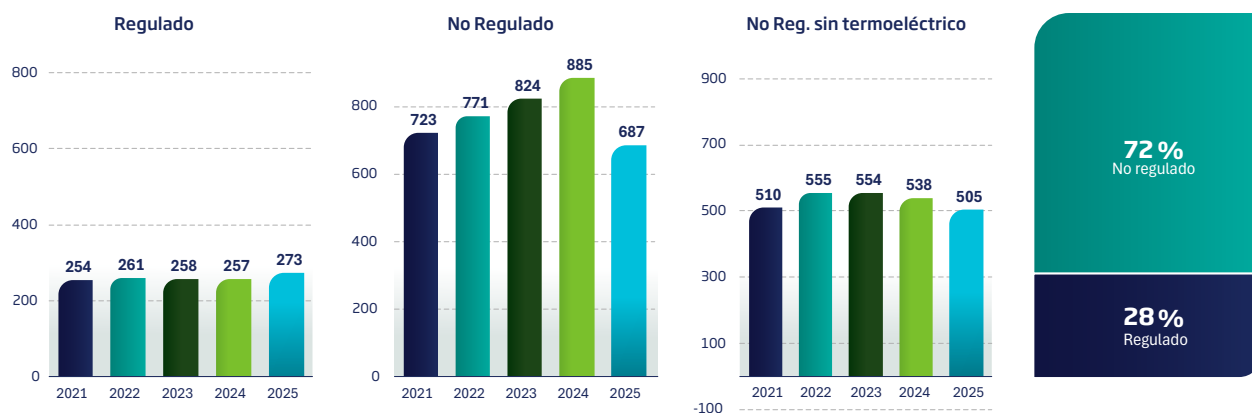
**Figura 5.41** | Consumo trimestral por sector, en 2025 (GBTUD)

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

El consumo de los usuarios no regulados, que aumentó 21,4 % entre 2020 y 2024, en buena medida por la demanda termoeléctrica, se contrajo 5,1 % en el período 2021-2025, lo cual se explica por el descenso de cerca del 22,5 % en el último año del quinquenio (Figura 5.42).

En paralelo, el consumo de los usuarios regulados creció 7,8 % entre 2021 y 2025, continuando con la senda de expansión del período 2020-2024, cuando aumentó 7,3 %.

Esto impactó la composición del consumo, que pasó de 78 % no regulado y 22 % regulado en 2024 a 72 % no regulado y 28 % regulado en 2025.

Figura 5.42 | Consumo por tipo de usuario entre 2021 y 2025 (GBTUD)

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

Entre 2021 y 2025, el consumo de los usuarios regulados de las regiones Caribe y Pacífica se mantuvo relativamente estable, aunque con una leve disminución (Tabla 5.16).

Mientras que en la primera se registró una tasa anual de crecimiento compuesto de -0,9 %, correspondiente a 1,8 GBTUD, en la segunda se presentó una de -0,3 %, correspondiente a 0,3 GBTUD.

El caso de la región Andina fue diferente, pues dicho consumo aumentó 2,7 % anual entre 2021 y 2025, esto es, 19,1 GBTUD, incremento que se concentró principalmente en el último año con 15,6 GBTUD.

Asimismo, en la región Orinoquía y Amazonía, el consumo de los usuarios regulados se incrementó en 2,2 GBTUD durante el quinquenio.

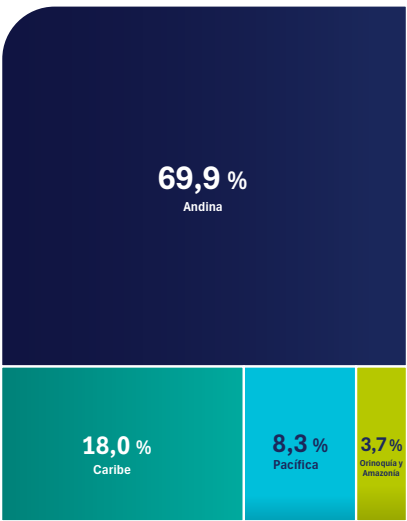
Tabla 5.16 | Consumo de los usuarios regulados por región entre 2021 y 2025 (GBTUD y Mpcd)

Región	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Andina	172	177	177	175	191	2,7%	8,9%
Caribe	51	51	51	50	49	-0,9%	-1,4%
Pacífica	23	25	23	23	23	-0,3%	0,9%
Orinoquía y Amazonía	8	8	8	8	10	6,3%	20,6%
Total	254	261	258	257	273	1,8%	6,6%
Mpcd	235	241	239	237	252		

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

Figura 5.43 |

Consumo de los usuarios regulados por región en 2025



En 2025, el 88 % del consumo de gas natural de los usuarios regulados se concentró en las regiones Andina y Caribe (Figura 5.43). El 12 % restante se distribuyó entre el Pacífico, la Orinoquía y la Amazonía.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.



Tabla 5.17 |
Consumo de los usuarios regulados por departamento en 2025 (GBTUD)

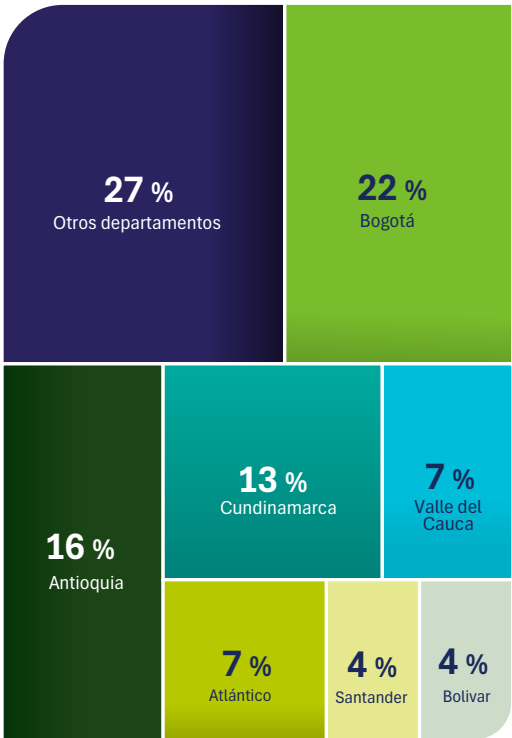
Departamento	GBTUD	%
Bogotá	60	22 %
Antioquia	44	16 %
Cundinamarca	34	13 %
Valle del Cauca	20	7 %
Atlántico	19	7 %
Bolívar	11	4 %
Santander	11	4 %
Otros departamentos	74	27 %
Total	273	100 %

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

Durante el último año, el consumo de los usuarios regulados de Bogotá y los departamentos de Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca y Atlántico representó aproximadamente dos tercios del consumo total de este tipo de usuarios (Tabla 5.17 y Figura 5.44).



Figura 5.44 | Consumo de los usuarios regulados por departamento en 2025

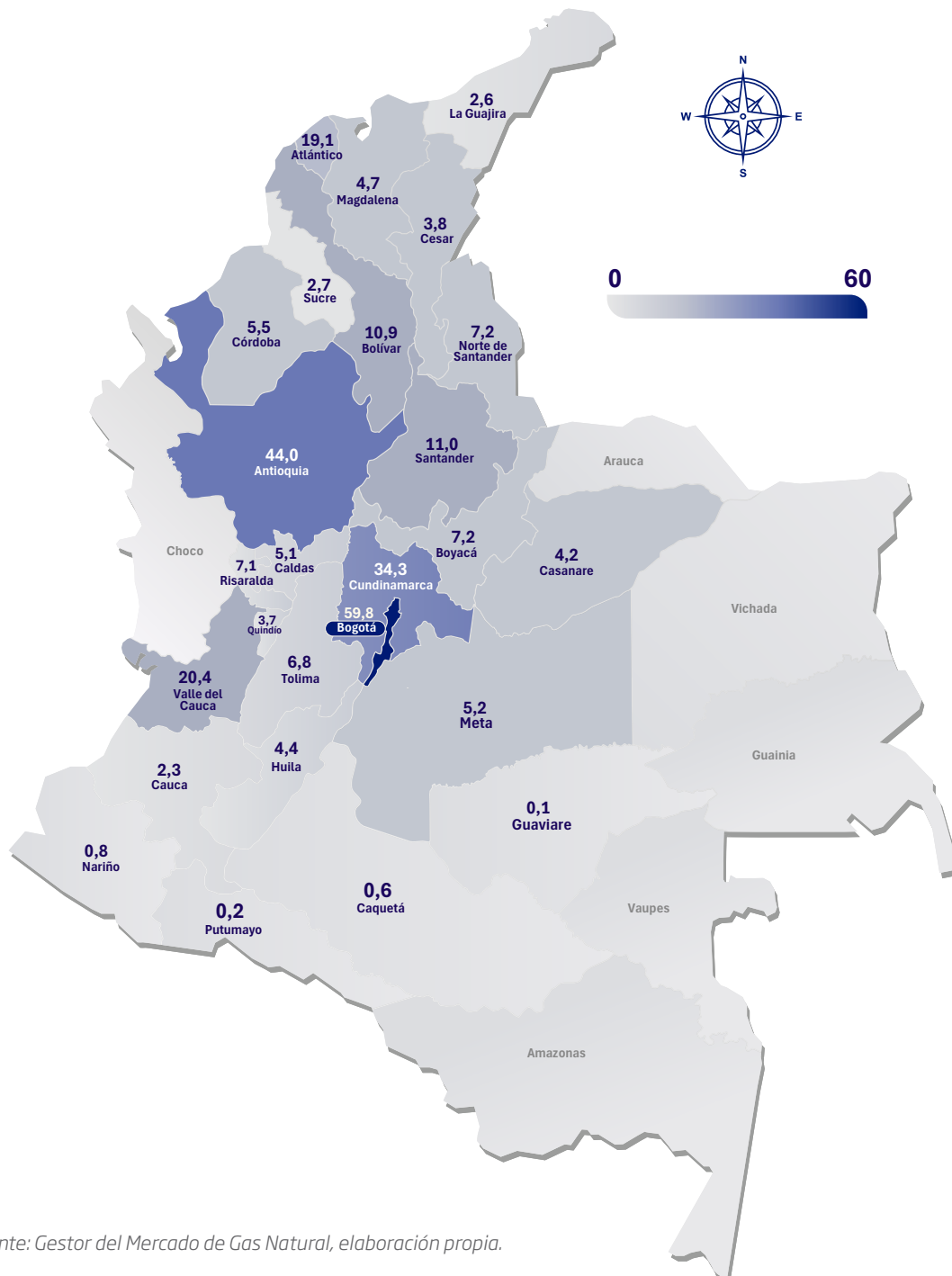


Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.

En la Figura 5.45 se presenta el consumo de los usuarios regulados de gas natural por departamento. Entre más oscuro el color del área de cada departamento, mayor es

el consumo registrado en 2025. En contraste, los tonos más claros indican menores niveles de consumo.

Figura 5.45 | Consumo de los usuarios regulados por departamento en 2025 (GBTUD)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia.



Cobertura: se mantiene al alza

El número de usuarios del servicio de gas natural ha continuado al alza con la conexión de más de 1,6 millones de nuevos domicilios entre 2021 y 2025, 24 % de ellos conectados entre 2024 y 2025 (Tabla 5.18).

El 98 % de los usuarios conectados durante el quinquenio corresponde a suscriptores residenciales y el 2 % restante a industriales o comerciales.

Entre los nuevos usuarios residenciales, 83,7 % corresponde a viviendas de estratos 1, 2 y 3, mientras que el 16,3 % corresponde a viviendas de estratos 4, 5 y 6.

El gas natural distribuido por redes llegó a un nuevo municipio en 2025, por lo que el número total de municipios atendidos se elevó en 12 a lo largo del quinquenio. Esto consolidó la prestación del servicio en el 84 % de los departamentos del país.

Tabla 5.18 | Cobertura del servicio público entre 2021 y 2025 (Número de municipios y de empresas, miles de usuarios)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
D.C. y municipios atendidos	758	764	769	769	770	0,4 %	0,1 %
Departamentos atendidos	27	27	27	27	27	0,0 %	0,0 %
Empresas distribuidoras	42	42	43	44	44	1,2 %	0,0 %

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Usuarios potenciales	12.702	13.166	14.226	14.679	15.262	4,7 %	4,0 %
Residenciales anillados	11.249	11.536	12.330	12.784	13.151	4,0 %	2,9 %
Usuarios conectados	10.663	11.053	11.492	11.876	12.267	3,6 %	3,3 %
Residenciales	10.463	10.843	11.275	11.651	12.035	3,6 %	3,3 %
Estratos 1, 2 y 3	8.928	9.252	9.618	9.925	10.244	3,5 %	3,2 %
Estratos 4, 5 y 6	1.535	1.591	1.657	1.726	1.790	3,9 %	3,7 %
Comerciales	194	204	211	220	226	3,9 %	3,1 %
Industriales	6	6	6	5	6	-1,6 %	4,4 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.

Ahora bien, los indicadores de cobertura residencial, tanto potencial como efectiva, registraron una disminución entre 2021 y 2025 (Tabla 5.19).

El primer indicador, que resulta de dividir el número de usuarios residenciales anillados entre el número potencial de usuarios, disminuyó del 89 % al 86 %, debido a que el denominador aumentó más (cerca de 2,6 millones) que el numerador (1,9 millones).

Tabla 5.19 | Cobertura residencial potencial y efectiva entre 2021 y 2025

	2021	2022	2023	2024	2025
Potencial	89 %	88 %	87 %	87 %	86 %
Efectiva	82 %	82 %	79 %	79 %	79 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.

El segundo indicador, que es el cociente entre el número de usuarios residenciales conectados y el número potencial de usuarios, disminuyó del 82 % al 79 %, como resultado de que el aumento del numerador (1,6 millones) fue inferior al del denominador (1,9 millones).

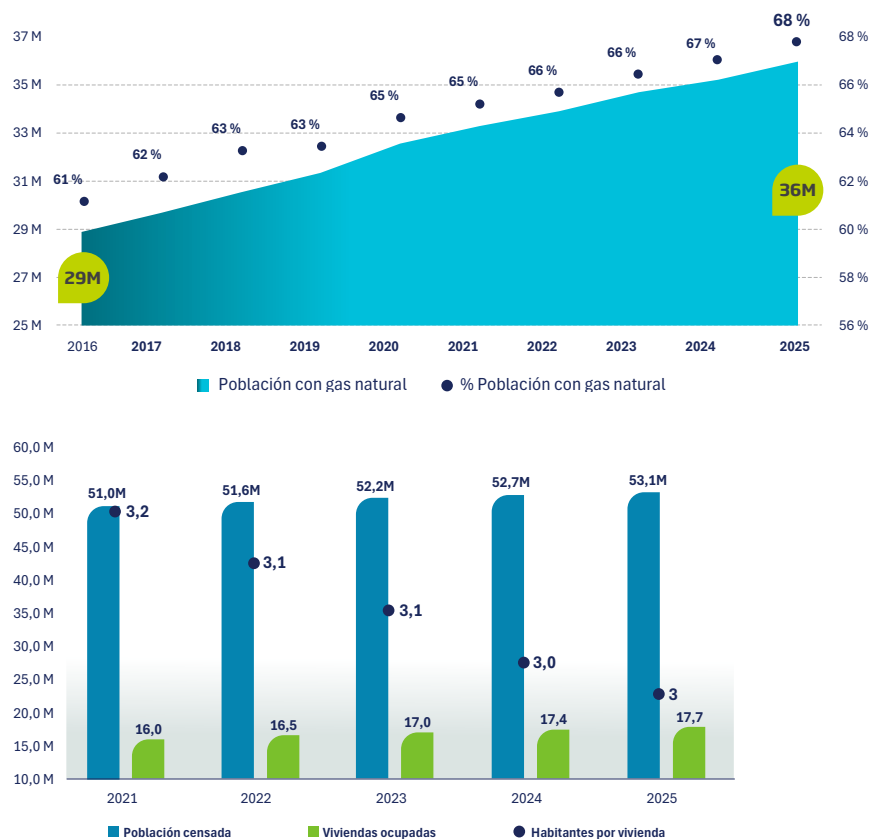
La población con acceso al servicio de gas natural aumentó 25 % durante la última década y 8 % durante el último quinquenio, hasta llegar a cerca de 36 millones de habitantes (Figura 5.46).

Si bien se estima que el número promedio de habitantes por vivienda colombiana disminuyó de 3,2 a poco menos de 3,0, el número de viviendas con acceso al servicio aumentó de 10,5 millones a más de 12 millones entre 2021 y 2025.

Con estas cifras y sobre la base de que el número de viviendas ocupadas pasó de 16 millones a 17,7 millones en el mismo período, la población con acceso al servicio aumentó del 65 % al 68 % durante ese período.

Figura 5.46 |
Población con gas natural entre 2016
y 2025 (Millones de habitantes y
viviendas)

Fuente: Ministerio de Minas y Energía
y DANE, elaboración propia.



El 98 % de los usuarios no residenciales corresponde a usuarios comerciales, mientras que el 2 % restante a usuarios industriales (Figura 5.47).

Estos porcentajes se mantuvieron relativamente estables durante el quinquenio pasado; sin embargo, durante ese período se conectaron más de 32.000 nuevos usuarios comerciales.

Figura 5.47 | Usuarios no residenciales en 2025

98 % Comerciales

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.



La región Andina es en la que se registró el mayor número de nuevos usuarios conectados entre 2021 y 2025 (Tabla 5.20).

Las nuevas conexiones en esa región ascendieron a cerca de 1 millón, cifra tres veces mayor que la de la

región Caribe, cinco veces la de la región Pacífica y cerca de 12 veces la de la Orinoquía y la Amazonía.

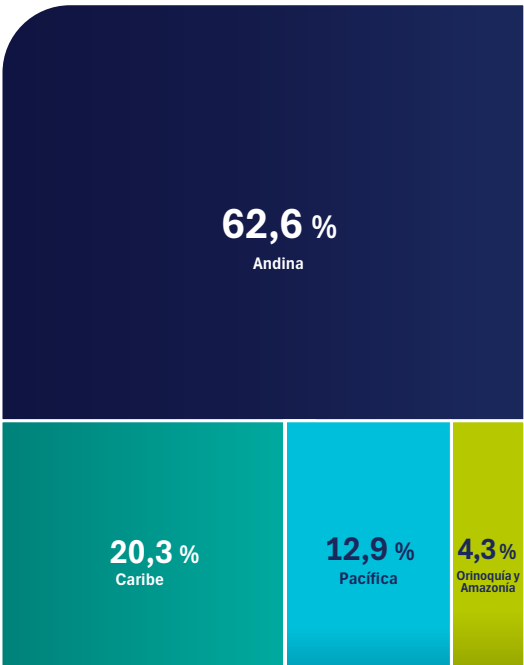
Si el parámetro de comparación es la tasa anual de crecimiento compuesto de la cobertura, sobresalen la Orinoquía y la Amazonía como las regiones con el mayor dinamismo (4,4 %).

Tabla 5.20 | Número de usuarios por región entre 2021 y 2025 (Miles de usuarios)

Región	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Andina	6.682	6.915	7.187	7.433	7.678	3,5 %	3,3 %
Caribe	2.159	2.246	2.338	2.407	2.487	3,6 %	3,3 %
Pacífica	1.381	1.434	1.487	1.533	1.577	3,4 %	2,9 %
Orinoquía y Amazonía	440	458	481	503	524	4,5 %	4,2 %
Total	10.663	11.053	11.492	11.876	12.267	3,6 %	3,3 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.

Figura 5.48 | Usuarios por región en 2025



Al cierre de 2025, la región Andina concentró más de tres quintas partes de los usuarios de todo el país y la región Pacífica más de una quinta parte (Figura 5.48).

Entre 2021 y 2025, Bogotá, Atlántico, Valle del Cauca y Meta se mantuvieron como la ciudad y los departamentos con mayor número de usuarios en las regiones Andina, Caribe, Pacífica y Orinoquía y Amazonía, respectivamente (Figura 5.49, página siguiente).

Durante este período, el número de usuarios de la región Andina aumentó en cerca de un millón. Aproximadamente un tercio de esos nuevos usuarios se localizó en áreas diferentes a Bogotá, Antioquia, Cundinamarca y Santander.

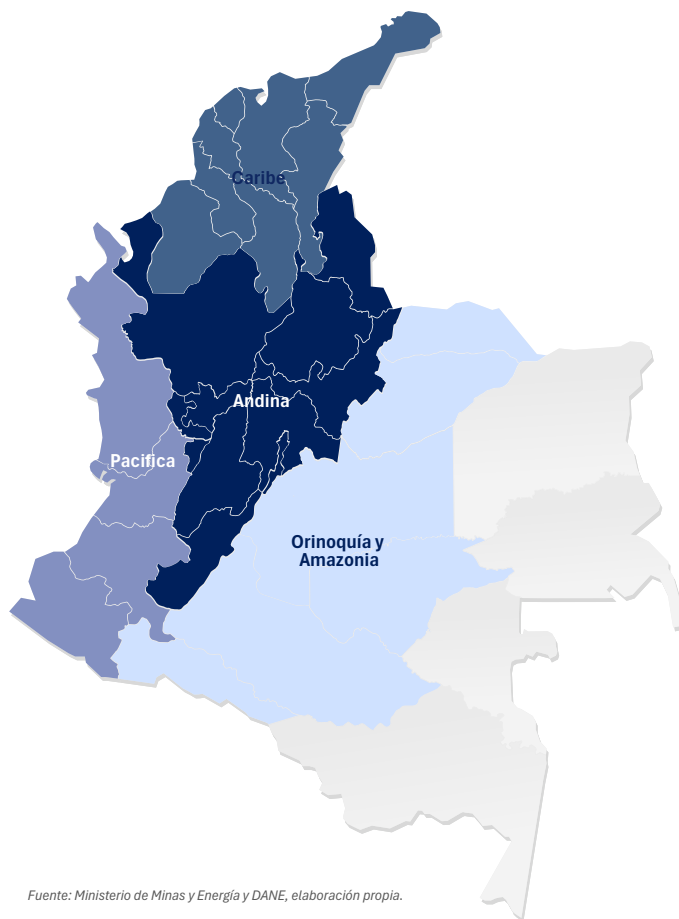
En la región Caribe se registró el segundo mayor incremento en el número de usuarios durante el quinquenio pasado. Atlántico lideró esa expansión, con un tercio de los nuevos usuarios.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.

El aumento en el número de usuarios de la región Pacífica fue cercano a 200 mil. Cuatro quintas partes de los nuevos usuarios correspondió a domicilios en el Valle del Cauca.

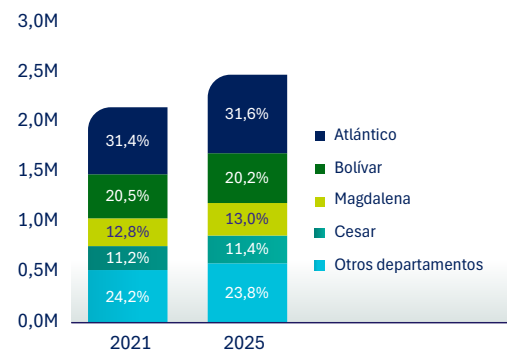
En el caso de la Amazonía y la Orinoquía, el número de usuarios aumentó en cerca de 84 mil en el mismo período, de los cuales cerca de la mitad se ubica en el departamento del Meta.

Figura 5.49 | Número de usuarios por región y por departamento en 2021 y 2025 (Millones de usuarios)

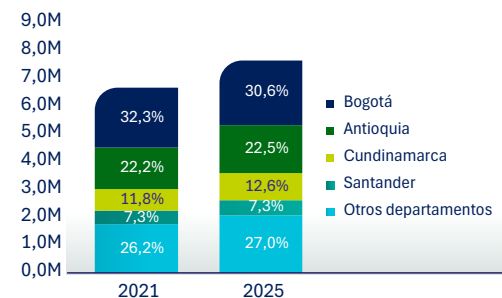


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.

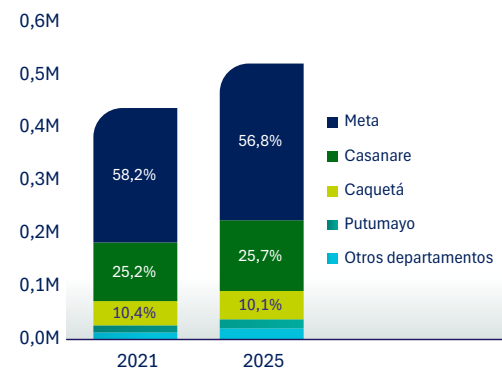
Región Caribe



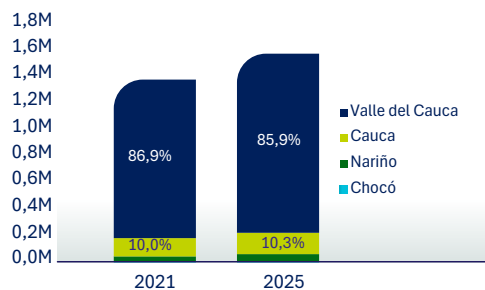
Región Andina



Región Orinoquía y Amazonía



Región Pacífica



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.



Durante el quinquenio pasado, Antioquia sobresalió como el departamento con el mayor aumento en el número de usuarios, con una cifra cercana a 238 mil (Tabla 5.21). A este le siguieron Bogotá, con cerca de 188 mil nuevos usuarios, y los departamentos de Cundinamarca con más de 175 mil, Valle del Cauca con cerca de 155 mil y Atlántico con aproximadamente 110 mil.

Ahora bien, los departamentos en los que se registraron las mayores tasas de expansión anual fueron Arauca, con 20,8 %; seguido de Nariño, con 9,4 %; Norte de Santander, con 5,8 %; Boyacá, con 5,6 %; y Guaviare, con 5,2 %. Entre 2024 y 2025, los mayores crecimientos se registraron en Casanare, La Guajira y Boyacá.

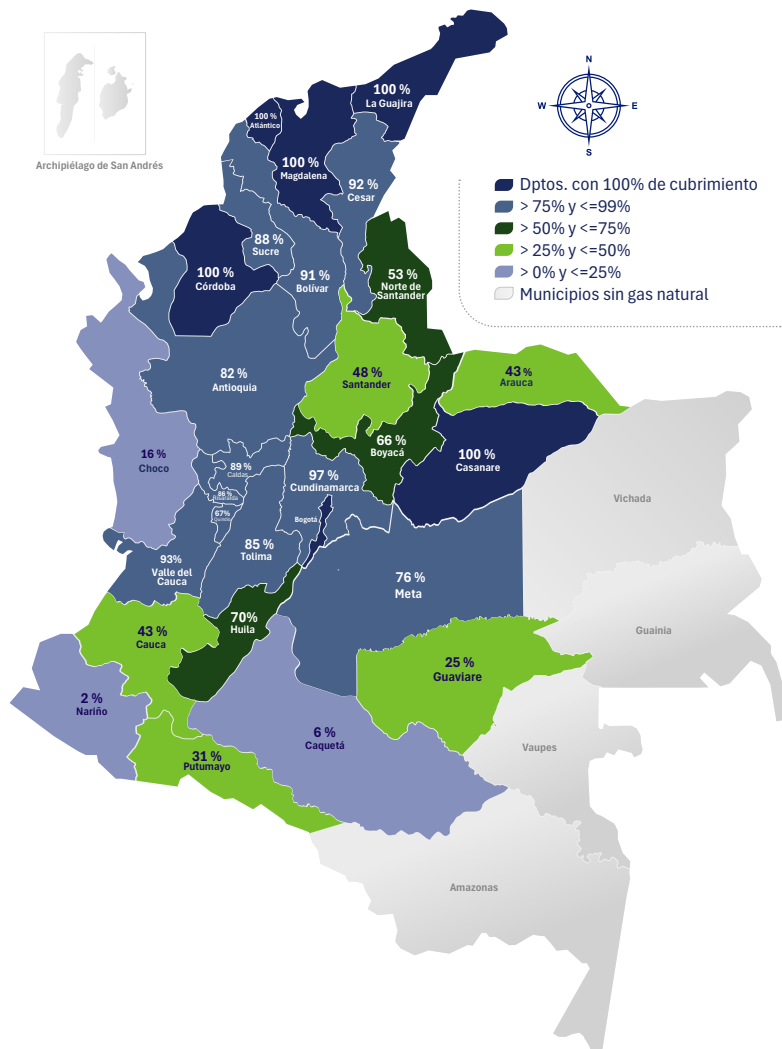
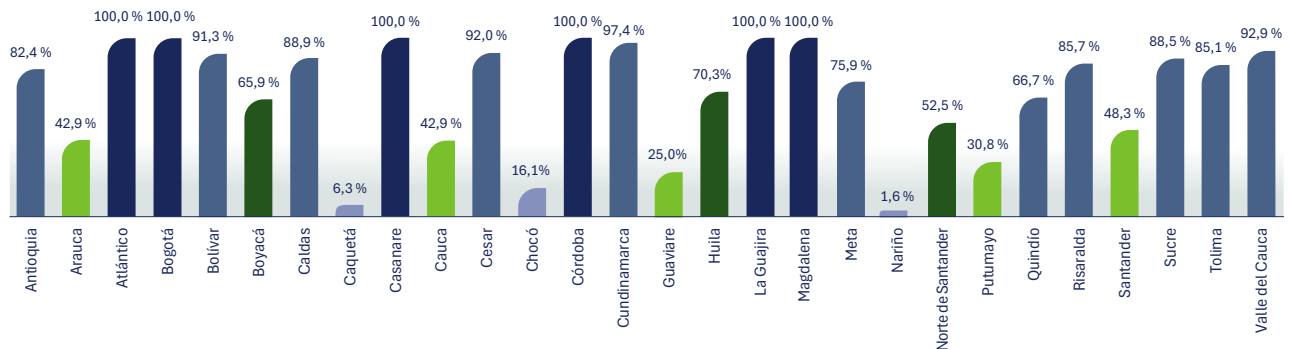
Tabla 5.21 | Número de usuarios por departamento entre 2021 y 2025 (Miles de usuarios)

Departamento/ DC	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Bogotá	2.160	2.192	2.247	2.294	2.348	2,1 %	2,3 %
Antioquia	1.487	1.552	1.609	1.668	1.724	3,8 %	3,4 %
Valle del Cauca	1.201	1.241	1.283	1.320	1.355	3,1 %	2,7 %
Cundinamarca	791	826	882	927	966	5,1 %	4,2 %
Atlántico	677	712	740	762	787	3,8 %	3,2 %
Santander	491	507	528	543	564	3,5 %	3,9 %
Bolívar	441	457	479	487	502	3,3 %	3,1 %
Tolima	333	347	362	374	387	3,8 %	3,3 %
Risaralda	281	294	305	318	328	3,9 %	3,2 %
Magdalena	276	287	296	311	324	4,0 %	4,1 %
Norte de Santander	253	273	287	304	317	5,8 %	4,5 %
Meta	256	265	274	288	298	3,8 %	3,4 %
Boyacá	240	250	268	284	299	5,6 %	5,0 %
Huila	256	267	276	284	296	3,6 %	4,0 %
Cesar	241	249	260	274	284	4,2 %	3,7 %
Córdoba	240	247	257	259	265	2,5 %	2,2 %
Caldas	222	231	239	249	257	3,7 %	2,9 %
Quindío	169	176	183	189	193	3,4 %	2,4 %
Sucre	156	161	168	172	177	3,2 %	2,7 %
Cauca	137	144	150	155	162	4,2 %	4,3 %
La Guajira	127	132	137	142	149	4,1 %	5,3 %
Casanare	111	117	121	126	135	5,0 %	6,9 %
Nariño	39	45	50	53	56	9,4 %	4,4 %
Caquetá	46	47	49	51	53	3,8 %	3,1 %
Putumayo	15	16	16	16	17	3,1 %	3,0 %
Arauca	7	7	15	15	15	20,8 %	3,1 %
Guaviare	6	6	6	7	7	5,2 %	3,3 %
Chocó	4	4	4	4	4	0,0 %	0,0 %
Total	10.663	11.053	11.492	11.876	12.267	3,6 %	3,3 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.

En los departamentos de Atlántico, Casanare, Córdoba, La Guajira y Magdalena, el 100 % de los municipios tiene acceso al servicio de gas natural distribuido por redes (Figuras 5.50 y 5.51). Les siguen Cundinamarca, el Valle del Cauca y Cesar, con prestación en el 97,4 %, 92,9 %, y 92 % de sus municipios, respectivamente.

En Cundinamarca, 113 municipios cuentan con acceso al servicio, por lo que solo quedan tres pendientes para alcanzar una cobertura del 100 %. En el Valle del Cauca, 39 municipios tienen el servicio y tres aún no, mientras que en el Cesar 23 cuentan con el servicio y dos están pendientes para llegar al 100 % de los municipios del departamento.

Figura 5.50 | Municipios con servicio por departamento en 2025

Figura 5.51 | Municipios con servicio por departamento en 2025

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.



Entre las empresas distribuidoras, Vanti alcanzó el mayor aumento en el número de suscriptores entre 2021 y 2025, cifra que superó los 218 mil (Tabla 5.22). Le siguieron EPM, con más de 202 mil nuevos usuarios y Gases del Caribe, con más de 182 mil nuevos suscriptores.

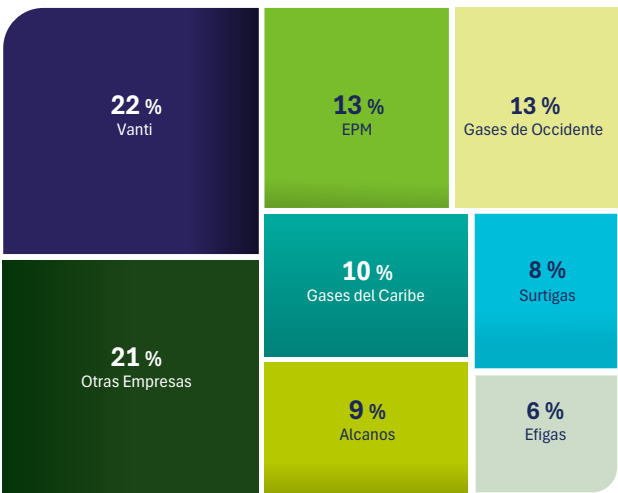
Se destaca que la mayor tasa anual de crecimiento compuesto en el número de suscriptores se registró en los mercados atendidos por empresas diferentes a las más grandes. Mientras que en las primeras fue de 5,1 %, en las últimas fue de hasta 4,4 %.

Tabla 5.22 | Número de usuarios por empresa entre 2021 y 2025 (Miles de usuarios)

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Vanti	2.420	2.459	2.523	2.577	2.638	2,2 %	2,4 %
EPM	1.381	1.438	1.487	1.536	1.583	3,5 %	3,1 %
Gases de Occidente	1.248	1.291	1.336	1.374	1.413	3,2 %	2,8 %
Gases del Caribe	1.103	1.154	1.197	1.242	1.285	3,9 %	3,5 %
Alcanos	958	1.007	1.050	1.095	1.136	4,4 %	3,8 %
Surtigas	850	879	918	932	957	3,0 %	2,7 %
Efigas	638	665	690	716	737	3,7 %	2,9 %
Otras Empresas	2.064	2.160	2.292	2.404	2.516	5,1 %	4,7 %
Total	10.663	11.053	11.492	11.876	12.267	3,6 %	3,3 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia.

Figura 5.52 | Usuarios por empresa en 2025



Con estas variaciones en el número de suscriptores, Vanti atendía una quinta parte de los usuarios del país al cierre de 2025, mientras que las cinco empresas más grandes (Vanti, EPM, Gases de Occidente, Gases del Caribe y Alcanos) atendían dos tercios (Figura 5.52).

Si el análisis se enfoca en los usuarios residenciales, las conclusiones apuntan en la misma dirección.

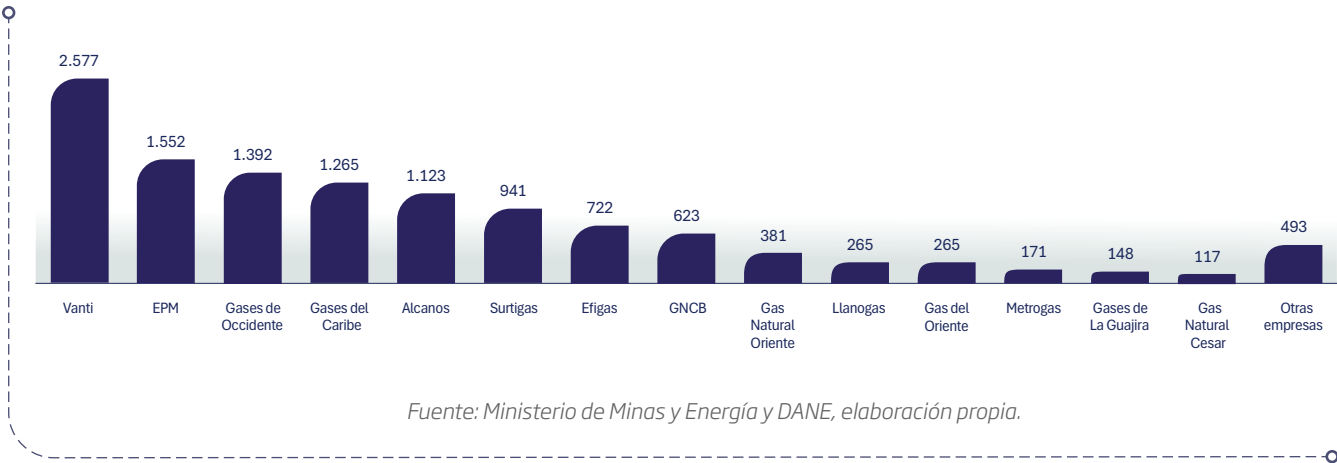
Vanti, EPM, Gases de Occidente, Gases del Caribe y Alcanos fueron las cinco distribuidoras con el mayor número de usuarios residenciales al cierre de 2025 (Figura 5.53, página siguiente). La primera, con más de 2,6 millones, y las últimas cuatro con entre 1,1 y 1,6 millones.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.

A estas les siguieron Surtigas, Efigas y Gas Natural Cundiboyacense (GNCB), cada una con entre 500 mil y un millón de usuarios residenciales. Las demás empresas del segmento atendieron hasta 500 mil clientes residenciales.

Esto significa que a diciembre de 2025, Vanti atendía 1,7 veces el número de usuarios residenciales de EPM, 1,9 veces el de Gases de Occidente, 2 veces el de Gases del Caribe y 2,3 veces el de Alcanos.

Figura 5.53 | Usuarios residenciales por empresa en 2025 (Miles de usuarios)



Durante el quinquenio anterior, el número de usuarios residenciales del servicio de gas natural creció en cerca de 1,6 millones, de los cuales 84 % correspondió a estratos 1, 2 y 3 (Tabla 5.23).

Con más de 480 mil nuevos usuarios residenciales, el estrato 2 tuvo el mayor aumento entre 2021 y 2025, esto es, cerca del 31 % del total de nuevos usuarios

residenciales. En contraste, el número de nuevos usuarios residenciales de estrato 6 creció en menos de 20 mil usuarios, apenas el 1,3 % de la expansión.

El estrato con la mayor dinámica año a año fue el 4, con una tasa anual de crecimiento compuesto de 4,4 %. Entretanto, el estrato 6 tuvo un crecimiento anual de 2,3 %.

Tabla 5.23 | Número de usuarios por estrato entre 2021 y 2025 (Miles de usuarios)

Estrato	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Estrato 1	2.434	2.541	2.654	2.759	2.866	4,2%	3,9%
Estrato 2	3.805	3.928	4.061	4.172	4.285	3,0%	2,7%
Estrato 3	2.689	2.784	2.904	2.994	3.093	3,6%	3,3%
Estrato 4	969	1.008	1.056	1.105	1.151	4,4%	4,2%
Estrato 5	360	373	386	400	413	3,5%	3,2%
Estrato 6	206	210	215	221	226	2,3%	2,3%
Total	10.463	10.843	11.275	11.651	12.035	3,6%	3,3%

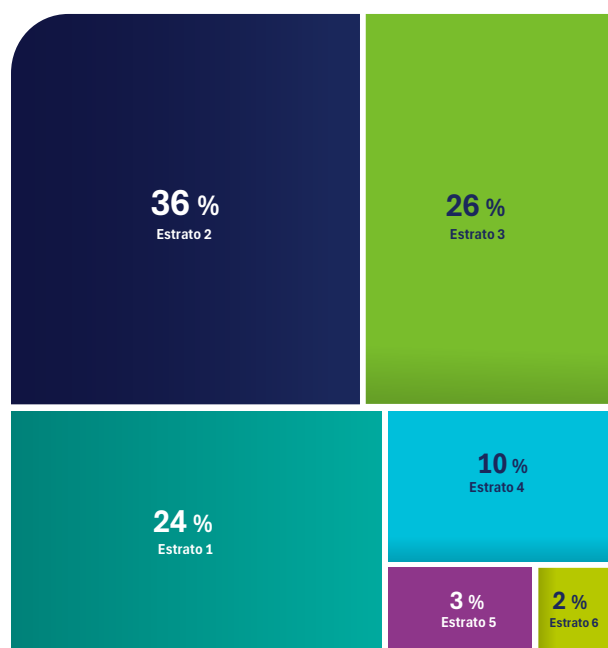
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.



A diciembre de 2025, los usuarios de estratos 1, 2 y 3 representaban una cuarta parte, un tercio y una cuarta parte del total, respectivamente (Figura 5.54). A estos les seguían los de estrato 4, con la décima parte del total.

Figura 5.54 |

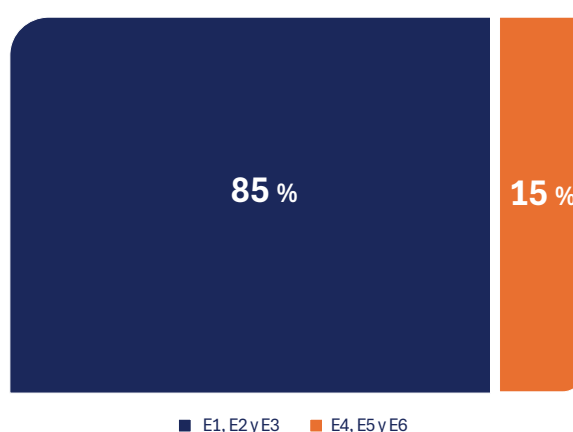
Usuarios residenciales por estrato en 2025



De esta manera, los usuarios de estratos 1, 2 y 3 representan el 85 % del número total de usuarios residenciales del país, mientras que los de estratos 4, 5 y 6 representan el 15 % (Figura 5.55).

Figura 5.55 |

Usuarios residenciales por estrato en 2025

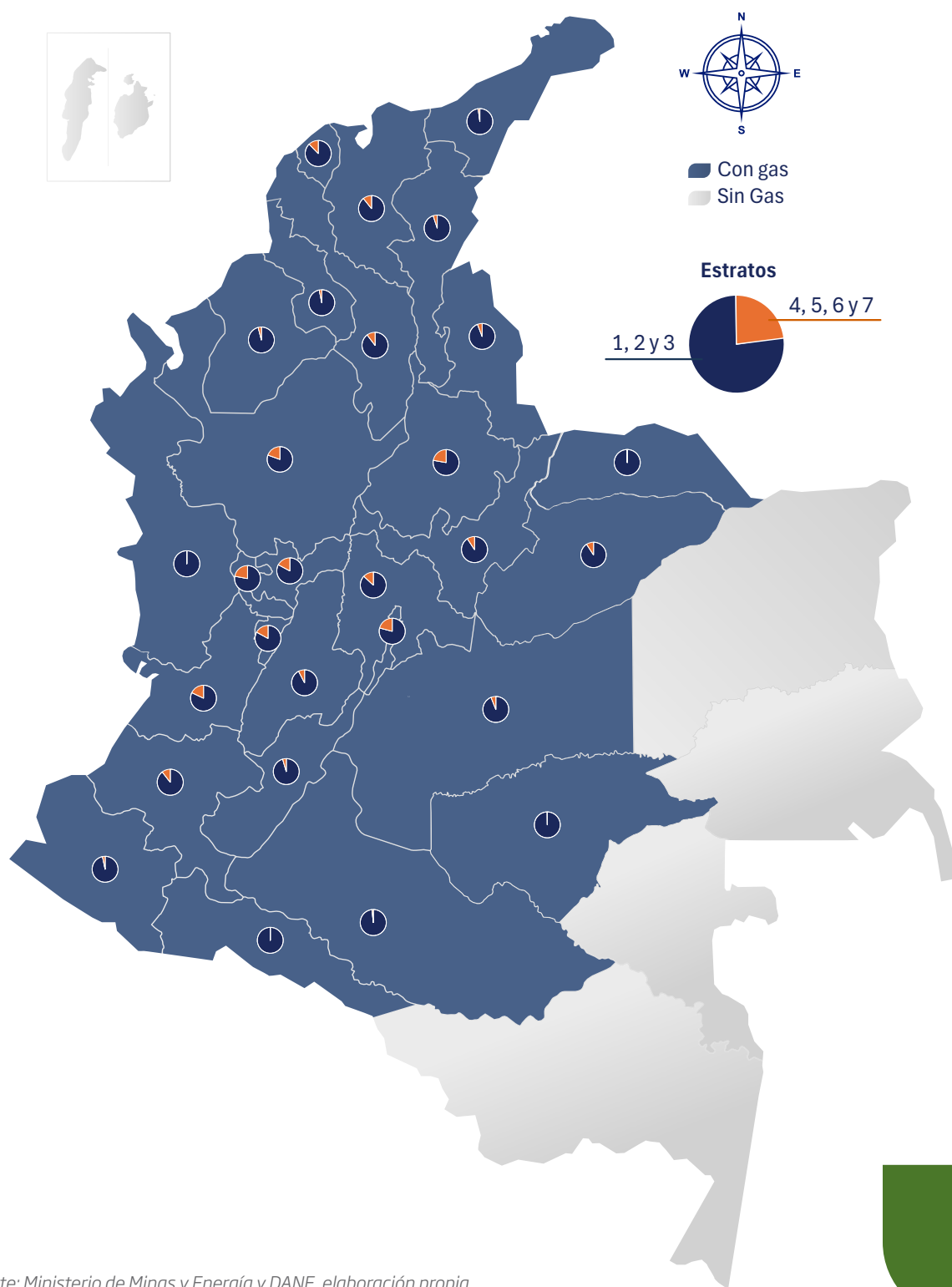


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE, elaboración propia.



En la Figura 5.56 (página siguiente) se presenta la misma desagregación para cada uno de los 27 departamentos que tienen acceso al servicio de gas natural distribuido por redes; la porción oscura de la circunferencia representa la participación de los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3, mientras que la clara representa la de los de estratos 4, 5 y 6.

En tres de los 27 departamentos (Arauca, Chocó y Putumayo), el 100 % de los usuarios residenciales correspondió a los estratos 1, 2 y 3. En 10 de los 27 departamentos, dicha participación es mayor al 95 %, y en 21 de los 27 es mayor al 85 %.

Figura 5.56 | Usuarios residenciales por estrato y por departamento en 2025



Las tablas y figuras anteriores evidencian la evolución del país en materia de cobertura del servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes. Sin embargo, más del 30 % de los municipios del territorio nacional aún no cuenta con acceso a este servicio (Tabla 5.24).

Se estima que en las cabeceras urbanas de dichos municipios hay cerca de 1,5 millones de viviendas sin servicio, lo que indica que aún existe espacio para lograr una mayor penetración del servicio.

Tabla 5.24 | Población de municipios sin servicio de gas natural en 2025 (Número de municipios, habitantes y viviendas)

Departamento	Total municipios	Municipios sin gas	Población sin gas en cabecera	Viviendas proyectadas por cabecera*	NBI Promedio en cabecera
Amazonas	11	11	42.831	14.328	26 %
Antioquia	125	22	84.347	28.217	25 %
Arauca	7	4	98.437	32.930	28 %
Archipiélago de San Andrés	2	2	47.218	15.796	19 %
Atlántico	23	-	-	-	NA
Bogotá	1	-	-	-	NA
Bolívar	46	4	21.690	7.256	45 %
Boyacá	123	42	56.975	19.060	11 %
Caldas	27	3	9.482	3.172	8 %
Caquetá	16	15	115.913	38.777	21 %
Casanare	19	-	-	-	NA
Cauca	42	24	70.892	23.716	41 %
Cesar	25	2	12.293	4.112	25 %
Chocó	30	25	84.851	28.385	54 %
Córdoba	30	-	-	-	NA
Cundinamarca	116	3	5.029	1.682	8 %
Guainía	9	9	27.681	9.260	40 %
Guaviare	4	3	9.705	3.247	23 %
Huila	37	11	34.802	11.642	13 %
La Guajira	15	-	-	-	NA
Magdalena	30	-	-	-	NA
Meta	29	7	20.579	6.884	18 %
Nariño	64	63	438.369	146.648	24 %
Norte de Santander	40	19	80.600	26.963	20 %
Putumayo	13	9	86.804	29.039	15 %
Quindío	12	4	12.061	4.035	7 %
Risaralda	14	2	8.241	2.757	9 %
Santander	87	45	133.312	44.597	9 %
Sucre	26	3	27.094	9.064	41 %
Tolima	47	7	34.253,0	11.459	18 %
Valle del Cauca	42	3	9.191	3.075	9 %
Vaupés	6	6	11.892	3.978	31 %
Vichada	4	4	31.153	10.422	33 %
Total	1.122	352	1.615.695	540.501	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE Censo poblacional 2018. Cálculos propios con el promedio de personas por vivienda, 3,0.



Precios y tarifas: menor firmeza contractual y precios al alza

En 2025 se observó un cambio en la modalidad de contrato de suministro más negociada por los participantes del mercado primario (Figura 5.57).

Entre 2020 y 2024, la modalidad más negociada fue el contrato de suministro firme al 95 % (CF95), que gradualmente desplazó a la modalidad firme.

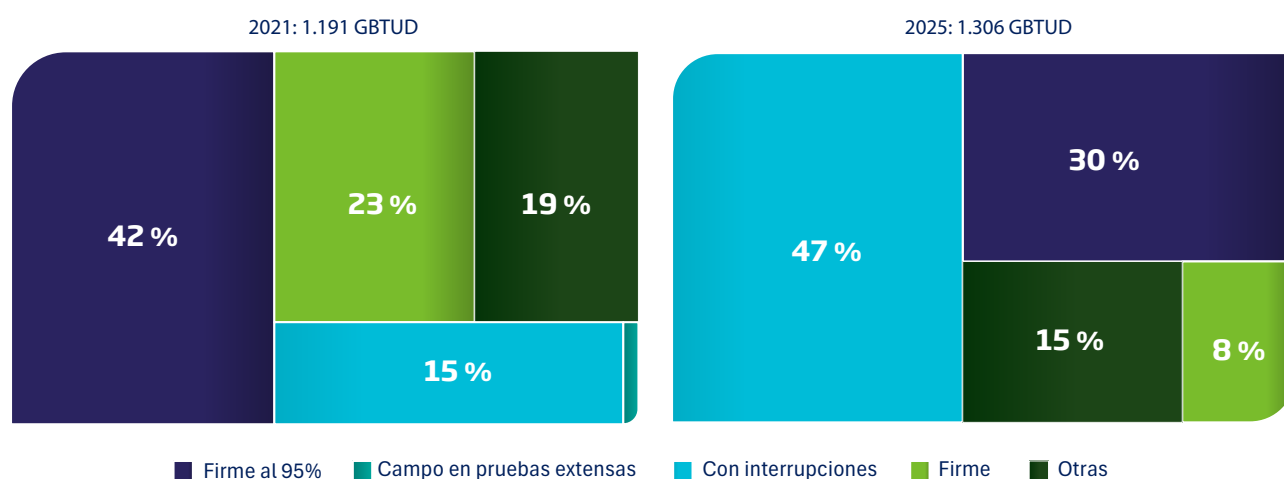
Sin embargo, en diciembre de 2025 la participación de esta modalidad cayó al 30 %, luego de haber sido del 42 % en diciembre de 2021 y del 44 % en diciembre de 2024.

El contrato con interrupciones, que venía ganando relevancia en el mercado primario, pasó a ser la modalidad más transada.

Su participación pasó del 15 % en diciembre de 2021 al 29 % en diciembre de 2024 y luego alcanzó el 47 % en diciembre de 2025, cuando se transó el suministro de 609 GBTUD bajo este tipo de contrato.

Estas cifras indican un cambio en la forma como se está gestionando la compraventa del gas natural disponible.

Figura 5.57 | Contratación por modalidad en diciembre de 2021 y de 2025



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.



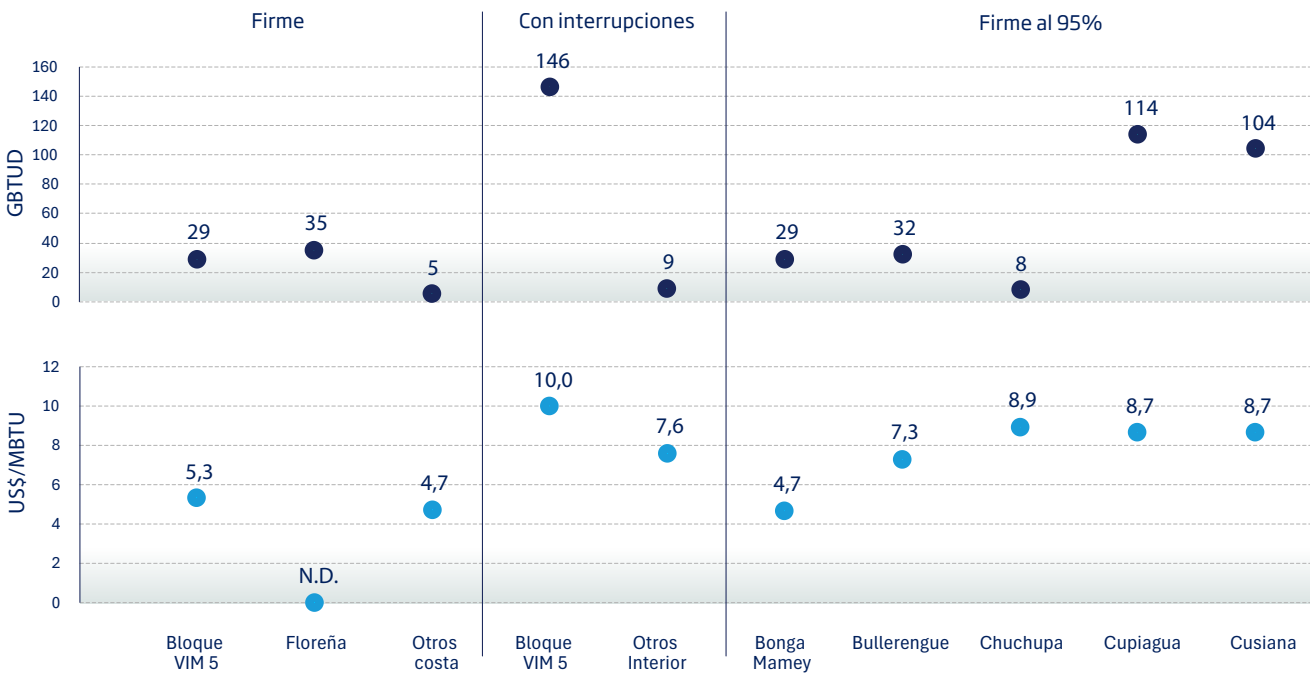
En diciembre de 2025, Cupiagua y Bullerengue fueron los campos del interior y de la Costa Caribe con mayor cantidad de gas natural contratada mediante la modalidad CF95: 114 GBTUD y 32 GBTUD, respectivamente (Figura 5.58).

En el mismo mes, Chuchupa registró el precio promedio ponderado más alto entre los contratos vigentes de esa modalidad: US\$8,9/MBTU.

Las diferencias en cantidades contratadas y niveles de precios entre los contratos CF95 y los contratos firmes reflejan la evolución del mercado y del reemplazo gradual de estos últimos por los primeros.

También se destaca el precio alcanzado por los contratos con interrupciones de algunas fuentes, el cual incluso superó en algunos casos el de los contratos que garantizan firmeza.

Figura 5.58 | Contratación vigente por campo y por modalidad en diciembre de 2025 (GBTUD y US\$/MBTU)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.



Entre 2021 y 2025 se redujo la cantidad de gas contratada en el mercado primario y se incrementó la contratada en el mercado secundario, al tiempo que se elevaron los precios de los dos mercados (Tabla 5.25 y Figura 5.59).

Mientras que el precio promedio ponderado del mercado primario aumentó un 85 % durante el quinquenio, el del mercado secundario aumentó un 131 %.

Los incrementos observados en los precios del mercado primario son el reflejo de un mercado con menores cantidades firmes disponibles.

La declinación de los campos existentes, la limitada incorporación de nuevas fuentes locales de suministro y las dificultades para contratar gas importado a largo plazo, han presionado los precios al alza.

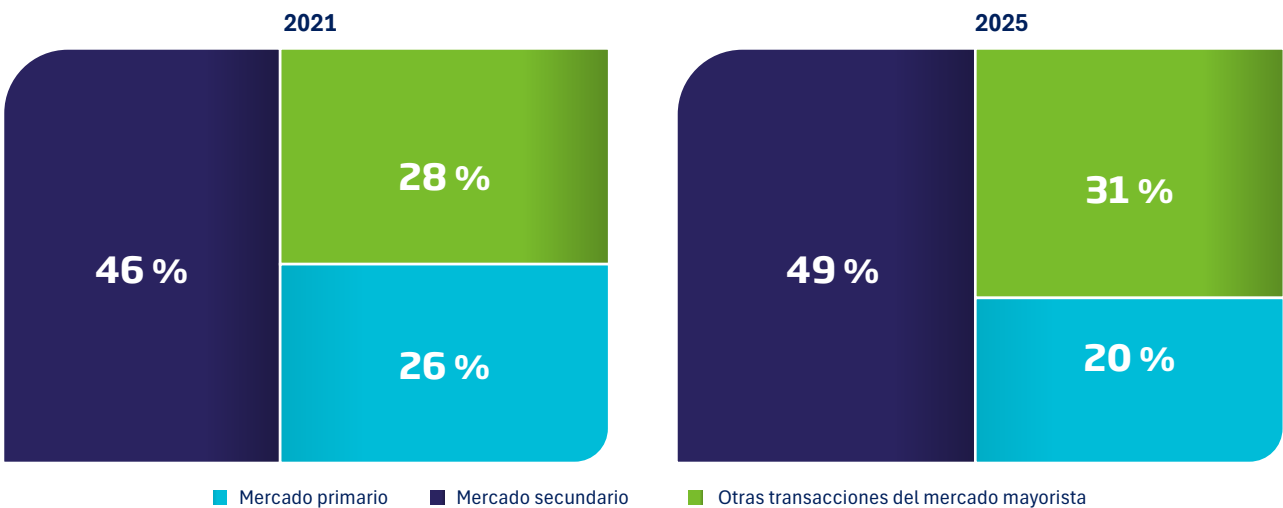
El aumento simultáneo de precios y volúmenes en el mercado secundario indica que este mecanismo está adquiriendo una importancia creciente como herramienta de ajuste y reasignación de gas entre agentes.

Tabla 5.25 | Energía negociada en el mercado mayorista entre 2021 y 2025 (GBTU y US\$/MBTU)

Tipo de mercado	2021	Precio promedio ponderado US\$/MBTU	2022	Precio promedio ponderado US\$/MBTU	2023	Precio promedio ponderado US\$/MBTU	2024	Precio promedio ponderado US\$/MBTU	2025	Precio promedio ponderado US\$/MBTU
Mercado primario	5.307	5,7	7.632	6,1	3.099	7,7	3.948	10,6	4.545	10,5
Mercado secundario	9.287	5,7	12.776	6,4	10.094	8,5	14.014	12,1	10.988	13,2
Otras transacciones mercado mayorista	5.748	7,3	9.410	8,0	17.176	10,3	14.219	13,9	6.846	16,1

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.

Figura 5.59 | Energía negociada en el mercado mayorista en 2021 y 2025



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.



Si bien entre 2021 y 2025 hubo una reducción en el volumen de gas natural contratado en el mercado primario (Tabla 5.25), el número de transacciones se incrementó de forma sostenida durante el mismo período. En efecto, estas aumentaron un 127 % (Figura 5.60).

En el mercado secundario no solo se incrementó el volumen negociado, sino también el número de transacciones, que mostró un aumento del 88 % durante el quinquenio. En 2025, las transacciones del mercado secundario fueron cuatro veces las del mercado primario.

Llama la atención que el número de transacciones crezca incluso cuando disminuyen los volúmenes negociados.

Esto sugiere un mercado más fragmentado, en el que cantidades menores deben reasignarse mediante un mayor número de operaciones comerciales para asegurar la atención de las necesidades de los agentes.

En este sentido, el crecimiento de los contratos con interrupciones, el aumento de precios y la mayor actividad observada en el mercado secundario parecen ser parte de un mismo fenómeno: un mercado con menor holgura, donde los agentes se ven obligados a sacrificar firmeza contractual para acceder a cantidades de gas.

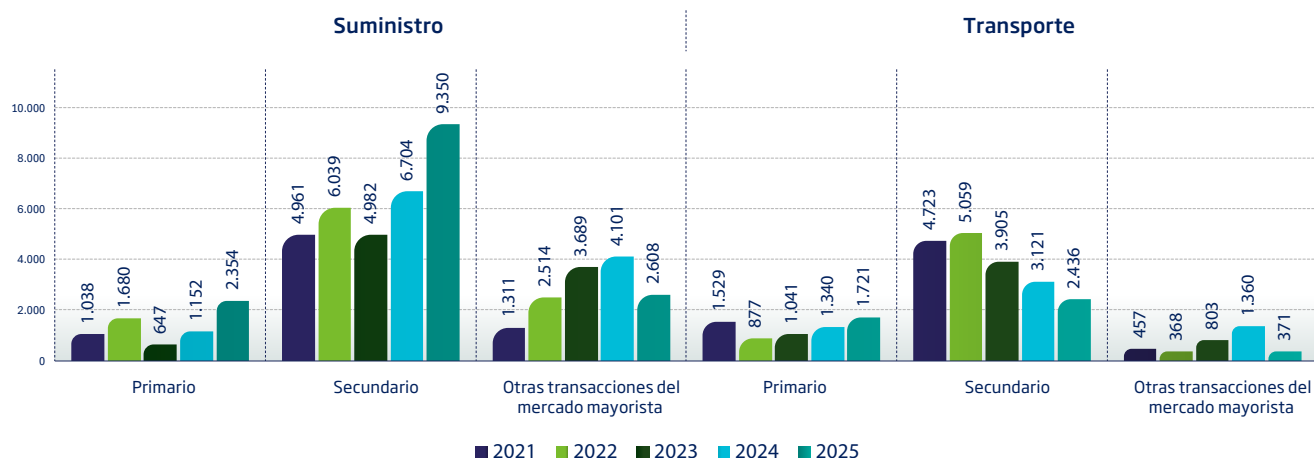
Bajo estas condiciones, la capacidad de reasignar oportunamente cantidades contratadas adquiere una importancia creciente para el funcionamiento del mercado.

En el mercado mayorista de transporte de gas natural se presentó un fenómeno diferente.

Las transacciones del mercado primario presentaron una caída de más del 40 % entre 2021 y 2022, y luego se recuperaron de forma gradual, de manera que en el quinquenio se observó un aumento del 13 %.

En contraste, el número de transacciones del mercado secundario registró una caída sostenida desde 2022, reduciéndose a cerca de la mitad al final del período.

Figura 5.60 | Número anual de transacciones en el mercado mayorista entre 2021 y 2025



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.

La Tabla 5.26 recopila información sobre la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP), la capacidad contratada y la Capacidad Disponible Primaria (CDP) del sistema nacional de transporte a diciembre de 2025.

Conforme a estas cifras, el 33 % de la capacidad de los gasoductos del interior estaba disponible en diciembre de 2025. En contraste, los gasoductos de la Costa Caribe registraban una disponibilidad del 2 %.

Estas cifras llaman la atención si se considera que la producción de los principales campos del interior está declinando y que el consumo en esta región supera al de la Región Caribe.

Mientras en el interior todavía existen márgenes relevantes de capacidad disponible, la infraestructura asociada a las principales fuentes de suministro de la Costa Caribe opera con niveles de utilización considerablemente más altos.

Las diferencias regionales en capacidad disponible indican que los retos futuros podrían estar asociados menos a la disponibilidad agregada de transporte y más a corredores específicos que conecten las fuentes de suministro con los principales centros de consumo.

Tabla 5.26 | Contratación del sistema nacional de transporte en diciembre de 2025 (kpcd y \$/kpc)

Región	Tramos	Flujo y contraflujo	Agentes contratados	CMMP (kpcd)	Capacidad contratada (kpcd)	CDP (kpcd)	Pareja de cargos 80-20 (COP/kpc)
Interior	Aguazul - Yopal	No	0	13.943	0	13.943	\$5.098,98
	Apiay - Ocoa	No	6	24.175	16.483	7.408	\$2.036,05
	Apiay - Usme	No	3	18.197	17.458	739	\$3.176,99
	Armenia - Yumbo/Cali	No	5	148.000	82.891	65.109	\$2.851,43
	Ballena - Barrancabermeja	Si	14	260.000	203.466	56.534	\$5.988,23
	Barrancabermeja - Bucaramanga	Si	4	19.726	14.745	4.981	\$9.153,77
	Barrancabermeja - Sebastopol	Si	8	203.000	89.909	113.091	\$2.471,44
	Buenos Aires - Ibagué	No	1	15.552	5.358	10.194	\$3.798,41
	Chicoral - Flandes	No	2	12.015	4.127	7.888	\$6.830,62
	Cogua - Sabana	No	7	215.000	141.226	73.774	\$2.114,68
	Cusiana - Apiay	No	10	70.569	53.894	16.675	\$2.933,21
	Cusiana - El Porvenir	No	33	470.000	321.415	148.585	\$357,61
	El Porvenir - La Belleza	No	28	470.000	304.109	165.891	\$4.080,26
	Flandes - Guando	No	2	10.738	2.175	8.563	\$4.312,94
	Flandes - Ricaurte	No	1	2.156	1.538	618	\$4.535,49
	Floreña - Yopal	No	9	16.161	13.022	1.670	\$1.109,09
	GBS_I - GBS_F	No	12	63.744	12.150	51.594	\$3.995,14
	Gibraltar - Bucaramanga	No	9	42.000	40.129	1.871	\$13.018,19
	Gualanday - Neiva	No	2	11.000	9.165	1.835	\$21.776,79
	Guando - Fusagasugá	No	1	957	957	0	\$11.633,15
	La Belleza - Cogua	No	13	223.500	143.422	80.078	\$1.416,98

Continúa en la página siguiente



Región	Tramos	Flujo y contraflujo	Agentes contratados	CMMP (kpcd)	Capacidad contratada (kpcd)	CDP (kpcd)	Pareja de cargos 80-20 (COP/kpc)
Interior	La Belleza - Vasconia	Si	17	305.000	227.770	77.230	\$2.663,04
	Mariquita - Gualanday	No	3	17.500	15.536	1.964	\$6.279,70
	Mariquita - Pereira	No	8	168.000	134.135	33.865	\$3.519,77
	Neiva - Hobo	No	1	2.765	1.450	1.315	\$33.239,91
	Pereira - Armenia	No	6	158.000	109.441	48.559	\$1.241,18
	Pradera - Popayán	No	2	3.675	3.430	245	\$10.629,99
	Sardinata - Cúcuta	No	1	4.637	4.165	472	\$7.408,47
	Sebastopol - Medellín	No	9	78.000	60.977	17.023	\$6.719,46
	Sebastopol - Vasconia	Si	6	143.000	56.360	86.640	\$1.042,46
	Tane/Cacota - Pamplona	No	1	360	268	92	\$25.951,70
	Vasconia - Mariquita	No	9	192.000	153.756	38.244	\$2.059,43
	Yopal - Morichal	No	1	11.836	4.500	7.336	\$2.184,79
	Yumbo/Cali - Cali	No	1	73.600	73.600	0	\$432,33
Costa	Ballena - La Mami	Si	14	256.600	251.584	5.016	\$1.124,79
	Barranquilla - Cartagena	Si	13	586.100	583.900	2.200	\$1.276,74
	Barranquilla - La Mami	Si	18	504.100	499.919	4.181	\$2.170,44
	Cartagena - Mamonal	No	10	204.509	204.509	0	\$197,12
	Sincelejo - Cartagena	Si	14	215.850	209.914	5.936	\$2.708,46
	Jobo - Sincelejo	Si	13	181.645	171.255	10.390	\$2.692,88
	La Creciente - Sincelejo	No	6	40.000	37.799	2.201	\$1.070,25

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

* Corresponde a la pareja de cargos regulados 90 fijo / 10 variable



Tarifas al usuario final: alzas en las facturas

Figura 5.61 | Facturación a usuarios residenciales en diciembre de 2021 a 2025 (\$/factura)

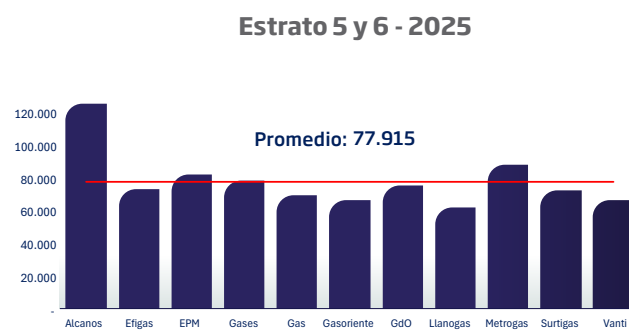
Estrato 1 (20 m3/mes)					
Empresa	2021	2022	2023	2024	2025
Alcanos	21.670	23.364	27.432	32.095	41.709
Efigas	18.689	21.700	26.044	21.697	24.294
EPM	18.342	22.342	19.552	19.199	21.654
Gases del Caribe	19.743	22.116	22.449	25.360	26.090
GasGuajira	18.515	21.560	22.500	22.295	23.189
Gasorient	16.469	17.506	14.455	20.629	22.058
GdO	20.790	25.550	26.452	25.658	25.017
Llanogas	13.760	15.991	16.656	17.216	20.540
Metrogas	12.154	15.253	22.593	30.835	29.279
Surtigas	16.129	19.260	18.916	22.287	24.166
Vanti	17.826	22.630	19.362	21.451	22.022
Promedio	17.644	20.661	21.492	23.520	25.456



Estratos 3 y 4 (20 m3/mes)					
Empresa	2021	2022	2023	2024	2025
Alcanos	59.623	65.945	71.914	80.238	104.272
Efigas	44.610	51.088	53.020	54.243	60.736
EPM	42.946	51.888	48.880	52.049	56.929
Gases del Caribe	49.358	55.290	56.122	63.399	65.225
GasGuajira	44.872	51.973	54.045	55.737	57.972
Gasorient	41.173	43.766	36.139	51.574	55.144
GdO	52.236	63.875	66.131	64.144	62.542
Llanogas	35.845	45.483	41.639	43.041	51.350
Metrogas	43.903	51.684	56.482	77.086	73.198
Surtigas	37.688	46.175	47.291	55.718	60.414
Vanti	42.948	54.546	48.404	53.628	55.054
Promedio	45.018	52.883	52.733	59.169	63.894



Estratos 5 y 6 (20 m3/mes)					
Empresa	2021	2022	2023	2024	2025
Alcanos	71.548	79.134	86.297	96.285	125.126
Efigas	53.532	61.306	63.624	65.092	72.883
EPM	51.535	62.266	58.656	74.951	81.978
Gases del Caribe	59.230	66.348	67.346	76.079	78.270
GasGuajira	53.847	62.351	64.850	66.885	69.566
Gasorient	49.408	52.519	43.366	61.888	66.173
GdO	62.683	76.650	79.357	76.973	75.050
Llanogas	43.014	54.580	49.967	51.649	61.620
Metrogas	52.684	62.021	67.779	92.504	87.837
Surtigas	42.089	55.418	56.749	66.862	72.497
Vanti	51.538	65.456	58.085	64.353	66.065
Promedio	53.737	63.459	63.280	72.138	77.915

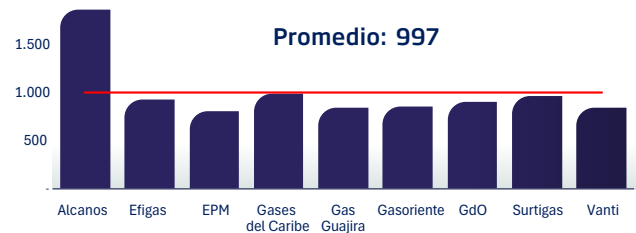


Fuente: cálculos propios con base en las publicaciones tarifarias de las empresas del sector.

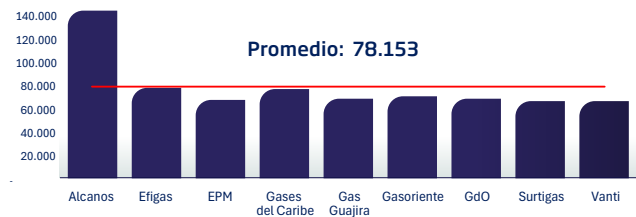
Nota: los mercados relevantes considerados para cada comercializador son aquellos en los que se encuentran estas ciudades capitales o regiones: Alcanos - Neiva, Efigas - Caldas, EPM - Valle de Aburrá, Gases del Caribe - Barranquilla, GasGuajira - Riohacha, Gasorient - Bucaramanga, GdO - Cali, Llanogas - Villavicencio, Metrogas - Ocaña, Surtigas - Cartagena, Vanti - Bogotá.

**Figura 5.62** | Facturación a usuarios no residenciales en diciembre de 2021 a 2025 (miles de \$/factura)

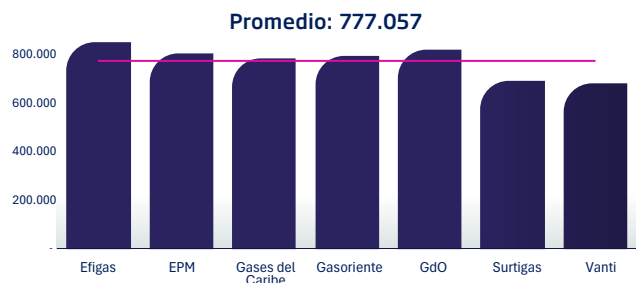
Sector comercial (300m3)					
Empresa	2021	2022	2023	2024	2025
Alcanos	819	918	1.146	1.198	1.854
Efigas	626	719	809	827	931
EPM	603	831	749	731	809
Gases del Caribe	648	834	844	960	987
GasGuajira	629	738	748	784	843
Gasorient	613	677	552	799	856
GdO	715	931	969	930	903
Surtigas	581	683	769	907	958
Vanti	652	836	726	815	836
Promedio	654	796	812	883	997

Sector comercial - 2025

Sector industrial regulado (25.000m3)					
Empresa	2021	2022	2023	2024	2025
Alcanos	68.114	72.973	84.618	88.815	143.434
Efigas	51.917	59.556	67.008	68.555	77.197
EPM	49.975	68.922	62.106	60.484	67.002
Gases del Caribe	48.625	61.261	61.452	75.745	76.535
GasGuajira	51.892	61.227	61.107	62.974	68.339
Gasorient	50.919	54.219	44.041	65.836	70.443
GdO	57.611	72.330	74.454	70.760	67.978
Surtigas	38.989	46.367	50.179	61.070	66.406
Vanti	54.067	69.377	60.603	67.128	66.041
Promedio	52.457	62.915	62.841	69.041	78.153

Sector industrial regulado - 2025

Sector industrial no regulado (300.000 m3)					
Empresa	2021	2022	2023	2024	2025
Efigas	598.910	714.638	804.051	750.117	853.815
EPM	599.655	673.852	735.077	725.756	803.971
Gases del Caribe	522.900	627.922	631.516	776.898	788.006
Gasorient	611.003	605.770	483.316	741.802	796.922
GdO	694.632	870.870	897.991	853.984	820.269
Surtigas	392.370	471.431	507.369	633.802	691.628
Vanti	637.595	820.008	715.513	799.171	684.787
Promedio	579.581	683.499	682.119	754.504	777.057

Sector industrial no regulado - 2025

Fuente: cálculos propios con base en las publicaciones tarifarias de las empresas del sector.

Nota: los mercados relevantes considerados para cada comercializador son aquellos en los que se encuentran estas ciudades capitales o regiones: Alcanos - Neiva, Efigas - Caldas, EPM - Valle de Aburrá, Gases del Caribe - Barranquilla, GasGuajira - Riohacha, Gasorient - Bucaramanga, GdO - Cali, Surtigas - Cartagena, Vanti - Bogotá.

Subsidios y contribuciones:
mayor dependencia del Presupuesto Nacional

El monto total de los subsidios a las tarifas de los usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 tuvo un aumento corriente de cerca del 59 % entre 2021 y 2025. Expresado de otra manera, tuvo una tasa anual de crecimiento compuesto de 12,2 % durante el quinquenio (Tabla 5.27).

En contraste, los precios promedio de la economía colombiana tuvieron un aumento corriente de alrededor de 37 % durante el mismo período, equivalente a una tasa anual promedio de 8,1 %.

Esto obedeció, en parte, a que las facturas de los usuarios de los estratos 1 y 2 crecieron más que los

precios promedio de la economía, entre otros factores, por los mayores costos de suministro de gas.

En efecto, según los datos de la Figura 5.61, las facturas de los usuarios de estrato 1 habrían aumentado con una tasa anual promedio de 9,6 %.

El resto de la diferencia se explica por la ampliación de la cobertura para los usuarios de los estratos 1 y 2, que ha crecido a un ritmo superior al de los demás usuarios.

Lo anterior evidencia la progresividad de la política gubernamental orientada a ampliar la cobertura del servicio público domiciliario de gas natural, que se ha mantenido durante varias décadas.

Tabla 5.27 | Subsidios a las tarifas, por empresa, entre 2021 y 2025 (millones de \$)

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Alcanos de Colombia	115.957	125.560	150.811	199.036	234.040	19,2%	17,6%
Vanti	173.201	202.791	226.200	217.040	215.503	5,6%	-0,7%
Gases del Caribe	138.606	157.865	197.502	198.951	190.661	8,3%	-4,2%
Surtigas	93.324	112.564	128.141	141.843	170.222	16,2%	20,0%
GdO	121.289	130.230	142.767	134.226	131.394	2,0%	-2,1%
EPM	86.820	102.566	111.393	102.966	127.978	10,2%	24,3%
Efigas	50.519	55.724	59.492	57.491	71.980	9,3%	25,2%
Gases del Oriente	32.721	40.117	44.575	45.563	54.767	13,7%	20,2%
GNCB	28.095	34.330	41.790	41.495	50.596	15,8%	21,9%
Surcolombiana de gas	17.707	22.004	27.139	32.180	36.229	19,6%	12,6%
Gasoriente	18.273	21.787	24.012	29.046	30.461	13,6%	4,9%
Llanogas	15.845	17.937	22.174	23.972	27.785	15,1%	15,9%
GasGuajira	16.305	19.223	25.425	24.654	27.018	13,5%	9,6%
Metrogas	11.370	13.146	15.927	23.392	22.564	18,7%	-3,5%
Otras empresas	63.983	85.611	106.426	133.721	168.692	27,4%	26,2%
Total	984.015	1.141.455	1.323.774	1.405.576	1.559.890	12,2%	11,0%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD.

Nota: Se ajustaron los valores de los años anteriores con la información más reciente de la SSPD. GNCB corresponde a Gas Natural Cundiboyacense.



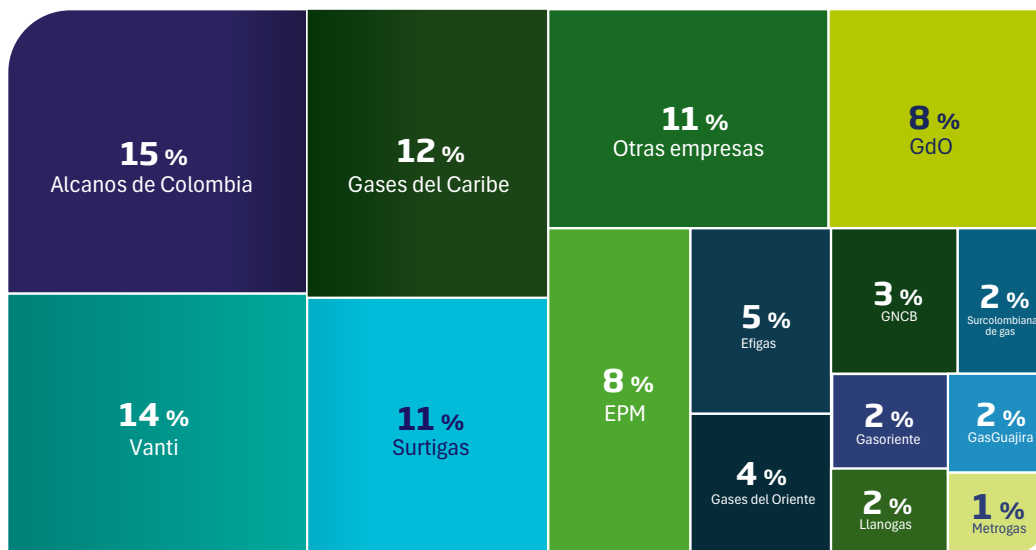
La Figura 5.63 muestra, en términos porcentuales, cómo se distribuyeron los subsidios de 2025 entre los usuarios de las principales empresas del sector.

Esta distribución guarda relación directa con el número de usuarios de los estratos 1 y 2 atendidos por cada una

de las empresas distribuidoras, según se observa en la Figura 5.64.

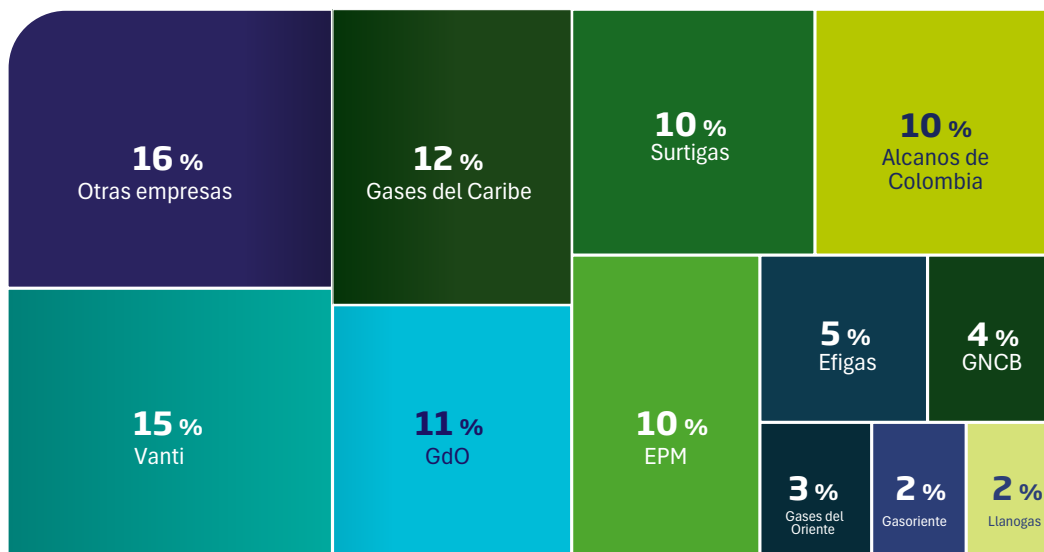
En 2025, los domicilios beneficiados con los subsidios a las tarifas del servicio de gas natural superaron los 7,1 millones.

Figura 5.63 | Subsidios a las tarifas de los usuarios de estratos 1 y 2, por empresa, en 2025



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD.

Figura 5.64 | Usuarios beneficiados con subsidios en 2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La mayor parte de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 se financia con recursos del Presupuesto General de la Nación. En 2025, los pagos del Gobierno ascendieron a \$1,08 billones (Tabla 5.28).

Tabla 5.28 |

Pagos del Ministerio de Minas y Energía en 2025 (millones de \$)

Empresa	2025	Participación
Alcanos de Colombia	169.421	16%
Gases del Caribe	153.113	14%
Vanti	106.387	10%
Surtigas	131.700	12%
GdO	113.250	10%
Otras empresas	406.562	38%
Total	1.080.433	100%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La otra fuente de financiación corresponde a las contribuciones pagadas por los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, los usuarios comerciales y los usuarios industriales no cobijados por la exención de la Ley 1450 de 2011.

La Tabla 5.29 muestra la evolución de dichas contribuciones entre 2021 y 2025. Las de 2025, distribuidas conforme a la Figura 5.65 (página siguiente), correspondieron al 13,7 % del monto total de los subsidios de ese año.

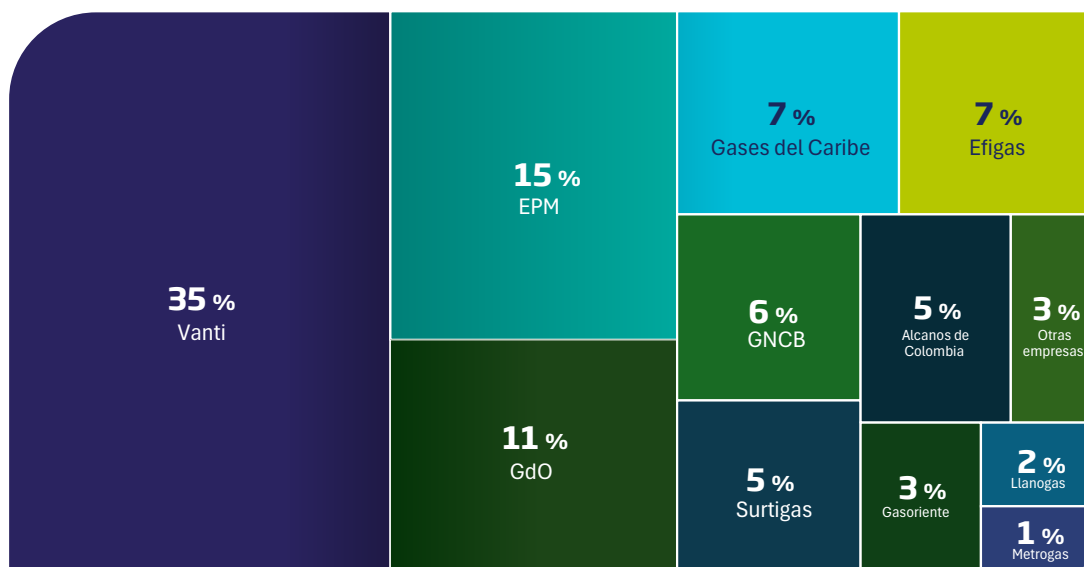
Además, la brecha entre la facturación de subsidios (Tabla 5.27) y la de contribuciones (Tabla 5.29) no fue cubierta con los pagos del Gobierno Nacional (Tabla 5.28). Esto evidencia rezagos en los pagos a las empresas del sector.

Tabla 5.29 | Contribuciones a las tarifas, por empresa, entre 2021 y 2025 (millones de \$)

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Vanti	43.502	55.920	62.725	60.548	75.036	14,6%	23,9%
EPM	19.197	23.814	26.421	26.202	32.751	14,3%	25,0%
GdO	12.605	14.996	23.377	22.846	23.492	16,8%	2,8%
Gases del Caribe	10.033	12.589	13.546	14.914	15.688	11,8%	5,2%
Efigas	8.203	9.789	11.206	11.213	14.149	14,6%	26,2%
GNCB	5.192	6.989	8.576	7.573	11.929	23,1%	57,5%
Surtigas	4.885	6.016	8.006	8.969	11.170	23,0%	24,5%
Alcanos de Colombia	5.142	6.254	7.521	8.324	10.897	20,7%	30,9%
Gasorient	3.230	4.126	4.423	5.138	6.346	18,4%	23,5%
Llanogas	1.889	2.480	2.711	2.584	3.456	16,3%	33,7%
Metrogas	1.300	1.862	2.057	2.473	2.814	21,3%	13,8%
Otras empresas	23.336	4.008	4.949	5.229	6.420	-27,6%	22,8%
Total	138.514	148.843	175.518	176.013	214.148	11,5%	21,7%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD

Nota: Se ajustaron los valores de los años anteriores con la información más reciente de la SSPD. GNBC corresponde a Gas Natural Cundiboyacense.

**Figura 5.65** | Contribuciones a las tarifas, por empresa, en 2025

Fuente: Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD

Con base en las cifras anteriores, se concluye que año a año se ha presentado un desbalance entre los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 y las contribuciones pagadas por los demás usuarios.

Dicho desbalance ha tenido una tendencia al alza, hasta sobrepasar los \$1,3 billones en 2025 (Figura 5.66).

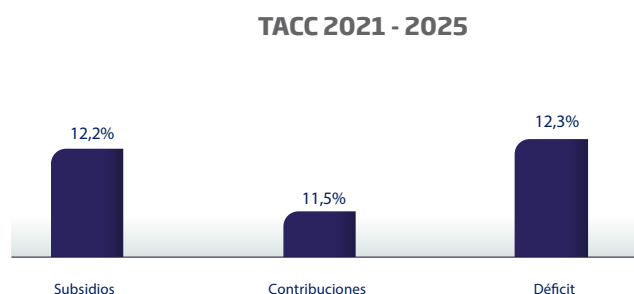
Por lo tanto, el sistema de subsidios depende crecientemente de recursos fiscales, lo que incrementa la exposición del esquema a restricciones presupuestales.

Más que una diferencia transitoria entre recaudo y obligaciones, la evolución observada sugiere la consolidación de un déficit estructural. La persistencia y el crecimiento de esta brecha plantean interrogantes sobre la sostenibilidad financiera de largo plazo del esquema actual de subsidios y contribuciones.

No obstante, entre 2021 y 2025 dicho déficit creció a una tasa anual ligeramente inferior a la de los subsidios, debido a que las contribuciones aumentaron a un ritmo mayor.

Figura 5.66 | Balance entre subsidios y contribuciones de 2021 a 2025 (millones de \$)

Año	Subsidios	Contribuciones	Déficit
2021	984.015	138.514	845.501
2022	1.141.455	148.843	992.612
2023	1.323.774	175.518	1.148.256
2024	1.405.576	176.013	1.229.563
2025	1.559.890	214.148	1.345.742
Total	9.438.348	1.237.718	8.200.630



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD. Se ajustaron los valores de los años anteriores con la información más reciente de la SSPD.

Gas natural vehicular: un combustible resiliente

En 2025 se registró un nuevo aumento en el consumo total de energía del sector transporte, luego del receso en el crecimiento que se observó en 2023 y 2024 (Tabla 5.30).

Entre 2021 y 2025, el diésel fue el único combustible cuyo consumo creció de forma sostenida año tras año. Con una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) de 6,0 %, el ritmo de expansión registrado fue superior al del consumo total de energía del sector transporte, que alcanzó el 3,7 %. Esto obedeció, en buena medida, a la continuidad de la política de subsidios al diésel.

El consumo de gasolina en 2025, aunque fue mayor que el de 2024, siguió por debajo del registrado en 2022 y 2023. Este cambio en los patrones de consumo obedeció a la eliminación gradual de los subsidios a este combustible, el creciente uso de vehículos de bajas y cero emisiones, como híbridos y eléctricos, y los cambios en los hábitos de movilidad.

Entretanto, el gas natural vehicular (GNV) ha mostrado un comportamiento resiliente. Por una parte, su participación en el mercado de energía para el transporte se sostuvo entre 3,5 % y 4,0 % durante el quinquenio. De otro lado, el consumo de este combustible registró un nuevo aumento en 2025, al alcanzar 60,5 GBTUD.

En 2025, el GNV representó el 6,7 % del consumo de gas natural de Colombia (Figura 5.40). Aunque esta participación es menor que la de otros sectores, el GNV sigue siendo un componente relevante para el transporte, por su aporte a la diversificación energética, la reducción de emisiones locales y la competitividad operativa frente a combustibles líquidos en segmentos de alto recorrido.

Tabla 5.30 | Mercado de energía para el transporte entre 2021 y 2025 (GBTUD)

Energético	2021	2022	2023	2024	2025	TACC 2021 - 2025	Variación 2024 - 2025
Gasolina corriente	692,0	773,0	756,0	711,0	724,3	1,5%	1,9%
Diésel	642,0	705,0	712,0	726,0	764,9	6,0%	5,4%
GNV	55,0	55,0	53,1	60,0	60,5	3,2%	0,8%
Total	1.389,0	1.533,0	1.521,1	1.497,0	1.549,7	3,7%	3,5%

Fuente: Promigas, Gestor del Mercado de Gas Natural, Confederación de Distribuidores Minoristas de Combustibles y Energéticos (COMCE) y Fendipetróleo.

Consumo regional

El consumo nacional de GNV experimentó un leve aumento de 0,5 % entre 2024 y 2025 (Tabla 5.31, página siguiente). Esto evidencia que, aunque el mercado enfrenta presiones competitivas por el avance de otras tecnologías y combustibles, la demanda de GNV conserva una base de usuarios resiliente en zonas urbanas y corredores de transporte del país.

Bogotá se mantuvo como la región con mayor consumo del país, con poco más de la tercera parte del total. Además, su participación aumentó en dos puntos porcentuales.

El Valle del Cauca mantuvo el segundo lugar en participación, a pesar de que su consumo se contrajo en 0,4 GBTUD frente al de 2024.



Algo similar ocurrió con Cundinamarca y Atlántico, que mantuvieron el tercer y el cuarto lugar en participación, al tiempo que registraron caídas de 0,1 y 0,3 GBTUD, respectivamente.

El consumo de la Costa Caribe se redujo 1,4 GBTUD, mientras que el del interior registró un aumento de 1,7 GBTUD. El comportamiento de la demanda en Bogotá explica cuatro quintas partes del crecimiento del consumo del interior del país.

Las cifras de la Tabla 5.31 muestran que existen oportunidades diferenciadas por territorio: mientras algunos mercados requieren estrategias de retención y recuperación, otros muestran señales de crecimiento que podrían aprovecharse mediante acciones focalizadas en flotas de alto recorrido, transporte público, carga urbana, logística de última milla y vehículos dedicados.

Tabla 5.31 | Distribución del consumo de GNV por regiones en 2024 y 2025 (GBTUD)

Región	2024	2025	Participación 2024	Participación 2025	Variación 2024-2025
Bogotá	20,3	21,7	33,8%	35,8%	6,6%
Valle del Cauca	7,7	7,3	12,8%	12,2%	-4,9%
Cundinamarca	5,4	5,3	8,9%	8,8%	-0,5%
Atlántico	5,1	4,8	8,5%	8,0%	-5,2%
Santander	2,9	3,7	4,7%	6,1%	30,3%
Antioquia	4,1	3,6	6,9%	5,9%	-13,9%
Meta	2,3	2,5	3,8%	4,1%	10,5%
Bolívar	2,4	1,6	4,1%	2,6%	-35,3%
Magdalena	1,4	1,4	2,3%	2,3%	1,4%
Risaralda	1,4	1,2	2,4%	2,0%	-15,7%
Sucre	1,1	1,0	1,9%	1,7%	-7,4%
Boyacá	1,0	1,0	1,0%	1,6%	2,7%
Caldas	0,8	1,0	1,3%	1,6%	24,0%
Huila	0,8	0,9	1,3%	1,5%	14,3%
Tolima	0,6	0,9	1,1%	1,4%	35,2%
Quindío	0,8	0,7	1,3%	1,2%	-5,9%
Córdoba	0,9	0,6	1,0%	1,0%	-30,9%
Casanare	0,5	0,6	0,4%	0,9%	14,1%
Cesar	0,4	0,5	0,6%	0,8%	24,4%
Cauca	0,3	0,1	0,4%	0,2%	-50,0%
Total	60,1	60,5	100%	100%	0,5%

Fuente: Promigas y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Matrículas de vehículos

En 2025 se presentó, por segundo año consecutivo, un aumento en el número de vehículos matriculados en el país, cifra que incluso superó la registrada al inicio de este quinquenio (Tabla 5.32).

En este contexto de expansión del parque automotor, las matrículas de vehículos dedicados a GNV también presentaron un incremento, al superar en más de 85 % las registradas en 2024 y 2023.

Así, la participación de los vehículos dedicados a GNV en las matrículas anuales se acercó a la observada al inicio del quinquenio.

Se destaca la resiliencia del GNV como combustible de vehículos automotores en un entorno marcado por los subsidios al diésel y los estímulos a la penetración de vehículos híbridos y eléctricos.

Tabla 5.32 | Matrícula de vehículos a GNV entre 2021 y 2025 (Número de matrículas)

	2021	2022	2023	2024	2025
Matrículas dedicados GNV	699	786	342	345	639
Matrículas totales	250.497	262.595	186.826	201.219	254.205
Participación GNV	0,28%	0,30%	0,18%	0,17%	0,25%

Fuente: Promigas y Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI).

Vehículos activos a GNV

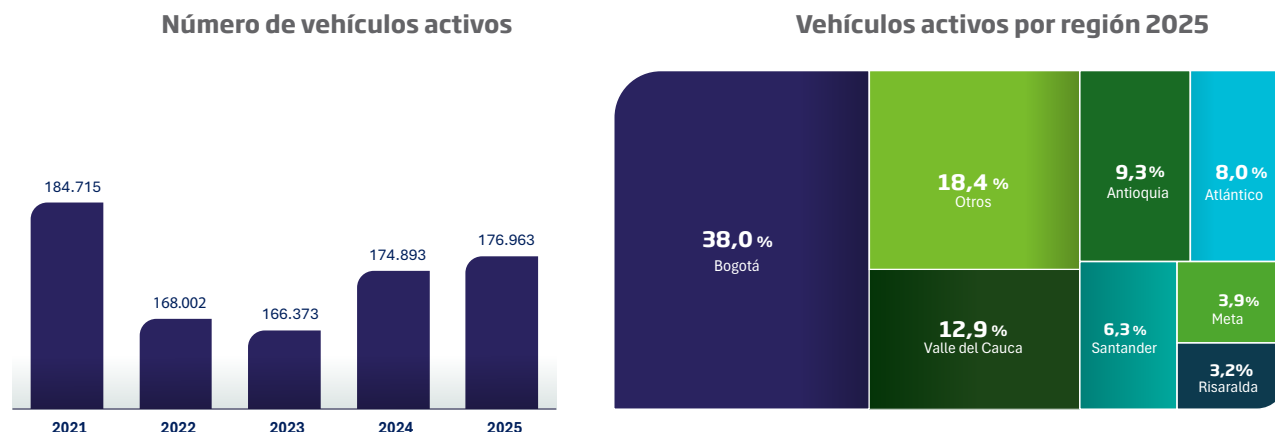
En 2025, el número de vehículos activos a GNV se incrementó en más de 2.000 unidades frente al año anterior, como resultado de los esfuerzos coordinados de la cadena de valor del GNV para promover su adopción en operaciones de transporte.

No obstante lo anterior, dicho incremento equivale a una cuarta parte del registrado entre 2023 y 2024. Además, el total de vehículos activos a GNV representa cerca del 96 % del parque activo en 2021, lo cual evidencia una leve contracción durante el período 2021-2025.

Bogotá concentra una tercera parte de los vehículos que consumen GNV. Esta ciudad, sumada a los departamentos del Valle del Cauca, Antioquia y Atlántico, representa dos terceras partes de los vehículos activos a GNV.

Les siguen Santander, Meta y Risaralda, que reúnen cerca de una sexta parte de los vehículos de este tipo.



**Figura 5.67** | Vehículos activos a GNV entre 2021 y 2025 (Número de vehículos)

Fuente: Naturgas y Promigas.

Competitividad del GNV

En 2025, el precio del GNV mantuvo una posición competitiva frente al de la gasolina corriente en las principales ciudades del país.

A nivel nacional, el precio promedio de la gasolina se ubicó en \$15.784/galón, mientras que el GNV registró un precio promedio de \$3.129/m³ (Figuras 5.68 y 5.69, página siguiente). Expresado en galón equivalente, su precio fue cercano a \$10.300/galón, lo que representa un ahorro promedio del 35 % frente a la gasolina corriente.

La diferencia entre el precio del GNV y el de la gasolina fue especialmente relevante en ciudades como Bogotá, donde el ahorro estimado alcanzó aproximadamente el 47 %; Buga, con 42 %; Montería, con 42 %; Sincelejo, con 41 %; Cartagena, con 38 %; y Barranquilla, con 37 %. En Cali, el ahorro se ubicó alrededor del 35 %, en línea con el promedio nacional. Por su parte, Armenia, Manizales, Pereira y Medellín presentaron diferenciales más moderados, aunque el GNV continuó mostrando una ventaja frente a la gasolina.

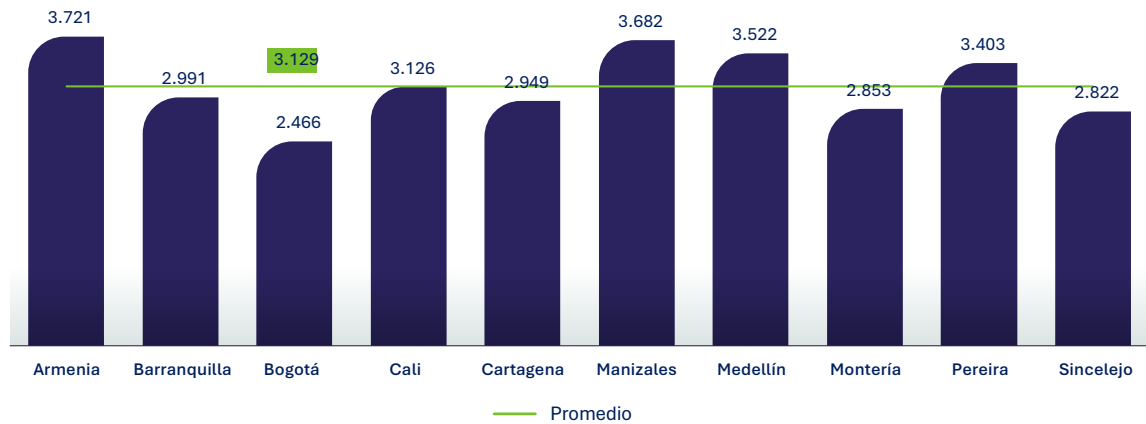
Para la comparación con el diésel, la competitividad del GNV debe analizarse desde una perspectiva más amplia que la del precio unitario.

El precio promedio nacional del diésel fue de \$10.710/galón en 2025. Aunque la diferencia frente a este combustible es más estrecha que en el caso de la gasolina, el GNV conserva ventajas relevantes para los segmentos de transporte de carga y pasajeros, especialmente por la posibilidad de un mayor control de los consumos en flotas y su contribución a la reducción de emisiones locales.

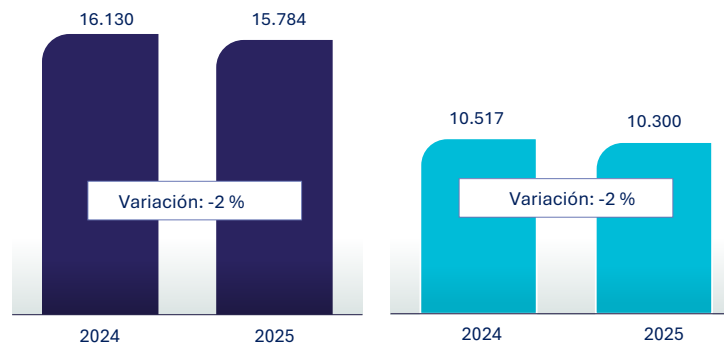
En este contexto, la competitividad del GNV en Colombia no debe entenderse únicamente como una comparación de precios por unidad de combustible, sino como una combinación de ahorro operativo, disponibilidad de infraestructura, autonomía, control del consumo y beneficios ambientales.

Bajo esta perspectiva, el GNV sigue siendo una alternativa vigente para usuarios intensivos y flotas que requieren reducir costos, mantener continuidad operativa y avanzar hacia soluciones de transporte con menor impacto ambiental.



Figura 5.68 | Precios del GNV en las ciudades capitales a diciembre de 2025 (\$/m³)

Fuente: Promigas

Figura 5.69 | Precios promedio en todo el país a diciembre de 2024 y 2025 (\$/gal)

Fuente: Promigas

Resiliencia del mercado y segmentos estratégico³⁴

- *Resiliencia del mercado y sostenimiento de segmentos estratégicos*

El mercado de GNV atraviesa el período más desafiante de su historia reciente debido al declive de las reservas de gas de campos como Cusiana y Cupiagua, lo que ha puesto a prueba la resiliencia de toda su cadena de valor. No obstante, el sector ha demostrado una notable capacidad de adaptación, incluso en un contexto marcado por las alertas sobre un posible desabastecimiento físico.

- *Sostenimiento de vehículos activos y flotas dedicadas*

Aproximadamente el 4 % del consumo energético del sector transporte en Colombia corresponde a gas natural. Esta cifra se traduce en un parque automotor activo que supera los 150.000 vehículos.

Estos vehículos se concentran principalmente en flotas de transporte público masivo, como los más de 1.500 autobuses Euro VI de TransMilenio en Bogotá y los sistemas masivos de Medellín y Cali, además de taxis, transporte colectivo y flotas logísticas de última milla.

34. Basado en análisis de Fedesarrollo.



La resiliencia de este segmento ha dependido de asegurar que estos vehículos mantengan su operatividad técnica sin interrupciones. Las empresas automotrices que apostaron por vehículos ligeros y medianos dedicados a gas han orientado sus estrategias hacia la confiabilidad mecánica y a la protección del valor de los activos de sus clientes.

- *Garantía de suministro en estaciones de servicio*

El reto principal ha sido garantizar el suministro de gas natural al sector vehicular. Frente a las restricciones temporales decretadas para otros sectores, la industria y el Ministerio de Minas y Energía han priorizado el suministro al GNV debido a su impacto directo en la tarifa del transporte público y en los costos de la canasta básica de alimentos.

Las cerca de 600 estaciones de servicio (EDS) públicas con oferta de GNV en el país se han mantenido operativas gracias a contratos de suministro firme y acuerdos de contingencia liderados por comercializadores de gas natural.

Oportunidad de desarrollo del mercado de GNL en transporte pesado³⁵

- *Oportunidad en transporte pesado*

La necesidad de importar gas natural para cubrir el déficit local podría convertirse en el principal acelerador del mercado de Gas Natural Licuado (GNL) Vehicular para carga pesada.

Tras la expedición de las primeras resoluciones técnicas del Ministerio de Minas y Energía entre 2022 y 2023, que establecieron los requisitos técnicos para estaciones y tanques de GNL, el sector de carga pesada avanza hacia una fase de despliegue comercial y estandarización.

La certeza de un flujo constante de GNL importado abre la puerta para desarrollar proyectos logísticos continentales que antes se veían limitados por la falta de una oferta nacional de GNL.



- *Infraestructura, logística y generación de demanda*

El desarrollo del GNL pesado en Colombia se puede articular bajo tres pilares operativos:

- Logística criogénica virtual: el avance depende de la creación de “gasoductos virtuales”. El GNL importado a -162°C se transporta mediante cisternas criogénicas directamente desde las terminales marítimas costeras hacia el interior del país, sin depender del transporte por ductos, que puede presentar restricciones de capacidad en periodos de alta demanda termoeléctrica.

En este contexto, el puerto debe contar con un cargadero de GNL que permita su conexión con la logística de gasoductos virtuales, habilitando el abastecimiento de EDS de GNL para operaciones de transporte de carga terrestre.

Actualmente, el único puerto disponible para la importación de GNL en Colombia no dispone de esta infraestructura, lo que limita el desarrollo del mercado de movilidad. La entrada en operación de nuevos proyectos de importación de GNL representa una oportunidad para incorporar facilidades de cargue que articulen la logística interna y respalden el crecimiento del segmento de transporte.

- Corredores de infraestructura satélite: en Perú se ha iniciado la planificación y montaje de las primeras Estaciones Satélites de Regasificación y Despacho de GNL para tractocamiones. El despliegue de esta

35. Basado en análisis del Wuppertal Institut.

infraestructura en puntos estratégicos de los grandes corredores viales podría servir como referente para eventuales proyectos en la Troncal del Caribe y la Ruta del Sol. Estas soluciones, adaptadas localmente, permitirían el almacenamiento criogénico en sitio y el llenado rápido de tanques vehiculares.

- Activación de la demanda en tractocamiones: la importación de GNL puede estabilizar las proyecciones de costo total de propiedad para las grandes empresas de transporte de carga pesada que cubren rutas de larga distancia como Buenaventura-Bogotá o Costa Caribe-interior.

Marcas como Scania Colombia e Iveco podrían fortalecer su participación en este segmento, ya que las tractomulas dedicadas a GNL pueden, al contar con un suministro criogénico garantizado, recorrer más de 1.000 kilómetros con un solo tanqueo, superando las limitaciones de autonomía del gas natural comprimido (GNC) y reduciendo en alrededor de un 20 % los costos de combustible frente al diésel.

Esta transición hacia un modelo híbrido, donde coexisten el GNC de producción local/importada para redes urbanas y el GNL criogénico para rutas troncales de carga pesada, podría definir la nueva hoja de ruta del transporte sostenible en Colombia durante el resto de esta década.

Anexos

06.



6.1 Actualidad regulatoria 2025 - 2026





Índice de decretos, resoluciones y circulares del Ministerio de Minas y Energía a junio de 2026

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Exploración y producción	Res 40358	20/08/2025	Por la cual se modifica la Resolución 40303 del 2022 "Por la cual se expiden lineamientos para facilitar la coexistencia de proyectos ante eventuales casos de superposiciones parciales o totales entre proyectos del Sector Minero-Energético"
	Res 40164	18/03/2026	Por la cual se actualizan los requisitos técnicos y procedimientos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos continentales y pozos costa afuera, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos
	Proyectos de resolución		
		20/04/2026	Por la cual se modifica la Resolución 40066 de 2022, modificada por la Resolución 40317 de 2023, en relación con los requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos
Mercado y suministro de gas natural	Res 00739	28/05/2025	Por la cual se publica la declaración de producción de gas natural - GN, para el período 2025-2034
	Res 01281	29/07/2025	Por la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034 publicada mediante la Resolución 00739 del 28 de mayo de 2025
	Res 01448	29/08/2025	Por la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025- 2034 publicada mediante la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025 modificada por la Resolución No. 01281 del 29 de julio de 2025
	Res 01640	30/09/2025	Por la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025- 2034 publicada mediante la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025, modificada por la Resolución No. 01448 del 29 de agosto de 2025
	Res 01722	10/10/2025	Por medio de la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034 emitida a través de la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025 modificada por las resoluciones No. 01281 del 29 de julio de 2025, No. 01448 del 29 de agosto de 2025 y la Resolución 01640 del 30 de septiembre de 2025
	Res 01884	01/11/2025	Por medio de la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034 emitida a través de la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025 modificada por las resoluciones No. 01281 del 29 de julio de 2025, No. 01448 del 29 de agosto de 2025, 01640 del 30 de septiembre de 2025 y la Resolución No. 01722 del 10 de octubre de 2025
	Res 02133	26/11/2025	Por medio de la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034 emitida a través de la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025 modificada por las resoluciones No. 01281 del 29 de julio de 2025, No. 01448 del 29 de agosto de 2025, 01640 del 30 de septiembre de 2025, la Resolución No. 01722 del 10 de octubre de 2025 y la Resolución No. 01884 del 31 de octubre de 2025
	Res 02320	24/12/2025	Por medio de la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034 emitida a través de la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025 modificada por las resoluciones No. 01281 del 29 de julio de 2025, No. 01448 del 29 de agosto de 2025, 01640 del 30 de septiembre de 2025, la Resolución No. 01722 del 10 de octubre de 2025, la Resolución No. 01884 del 31 de octubre de 2025 y la Resolución No. 02133 del 26 de noviembre de 2025; se publica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034
	Res 0218	27/02/2026	Por medio de la cual se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034 emitida a través de la Resolución No. 00739 del 28 de mayo de 2025 modificada por las resoluciones No. 01281 del 29 de julio de 2025, No. 01448 del 29 de agosto de 2025, 01640 del 30 de septiembre de 2025, la Resolución No. 01722 del 10 de octubre de 2025, la Resolución No. 01884 del 31 de octubre de 2025, la Resolución No. 02133 del 26 de noviembre de 2025 y la Resolución No. 02320 del 24 de diciembre de 2025 se publica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025 - 2034
	Res 00598	11/05/2026	Por la cual se publica la Declaración de Producción de Gas Natural - GN, para el período 2026-2035
Abastecimiento y confiabilidad	Proyectos de decreto		
		30/12/2025	Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar las medidas de política pública orientadas a promover la oferta de gas natural, biogás y biometano; y se dictan otras disposiciones
		08/05/2026	Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar las medidas de política pública orientadas a promover la oferta de gas natural, y se dictan otras disposiciones
	Res 40031	30/01/2025	Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y se establecen otras disposiciones
	Res 40302	01/07/2025	Por la cual se modifica el parágrafo del artículo 4 de la Resolución 40031 de 2025, que adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, y se establecen otras disposiciones
	Res 40418	17/09/2025	Por la cual se adoptan medidas para el abastecimiento de gas combustible con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación en el año 2025
	Cir 40030	08/10/2025	Cantidades requeridas de gas natural y las fuentes de suministro que deberán ser priorizadas de conformidad con la Resolución MME 40418 de 2025
	Cir 40031	10/10/2025	Aclaración alcance a la Circular 40030 del 8 de octubre de 2025, de conformidad con la Resolución MME 40418 de 2025
	Cir 40033	15/10/2025	Alcance a la Circular 40030 del 8 de octubre de 2025, de conformidad con la Resolución MME 40418 de 2025

Continúa en la página siguiente

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Abastecimiento y confiabilidad	Cir 40034	15/10/2025	Alcance a la Circular 40033 del 15 de octubre de 2025, de conformidad con la Resolución MME 40418 de 2025
	Res 40490	16/10/2025	Por la cual se adoptan medidas para el abastecimiento de gas combustible y energía eléctrica con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación en el año 2025
	Res 40540	12/11/2025	Por la cual se crea el Comité Asesor de Planeación de Gas Natural - CAPGN y se dictan otras disposiciones
	Res 40563	21/11/2025	Por la cual se establecen medidas para la priorización en la nominación del suministro de gas natural con destino a la atención de la Demanda Esencial
	Cir 40039	15/12/2025	Cumplimiento de las medidas para garantizar la continuidad y seguridad en el abastecimiento de gas natural destinado a la prestación del servicio de la demanda esencial, de acuerdo con la Resolución MME 40563 de 2025 y los aspectos comerciales y operativos del mercado mayorista según Resolución CREG 102 015 de 2025
	Cir 40001	09/01/2026	Solicitud de información sobre proyectos de Gas Combustible en la implementación de la estrategia de continuidad de abastecimiento para la prestación del servicio público
	Res 40163	18/03/2026	Por la cual se habilita transitoriamente el uso de las infraestructuras de importación de gas natural para promover la confiabilidad para el abastecimiento energético de la demanda de gas natural y electricidad, y se establecen otras disposiciones para el suministro del servicio público de gas combustible
	Res 40267	12/06/2026	Por la cual se adoptan medidas para el abastecimiento de gas natural con ocasión del Mantenimiento Programado de la Infraestructura de Regasificación en el año 2026
	Res 40289	27/06/2026	Por la cual se modifica la Resolución 40267 de 2026, en relación con medidas para el abastecimiento de gas natural con ocasión al Mantenimiento Programado de la Infraestructura de Regasificación en el año 2026
Distribución y comercialización	Res 00459	11/04/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del cuarto trimestre 2021, primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del 2022 y 2023, y primero, segundo y tercero de 2024
	Res 00644	16/05/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondiente al primer pago al cuarto trimestre 2024
	Res 00645	16/05/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al segundo pago al cuarto trimestre de 2024
	Res 01058	01/07/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a los saldos del cuarto trimestre del 2024 y saldos pendientes de los trimestres segundo, tercero y cuarto de 2023, y primero, segundo y tercero de 2024
	Res 01225	22/07/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al Primer pago al primer trimestre de 2025
	Res 01530	16/09/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al Segundo pago al primer trimestre de 2025
	Res 01808	22/10/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del cuarto trimestre de 2024 y primer pago del saldo del primer trimestre de 2025
	Res 00303	20/03/2026	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al saldo de subsidios acumulado con corte al primer trimestre de 2025, pendiente de pago
	Res 00304	20/03/2026	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al pago del segundo trimestre de 2025 y saldos de trimestres anteriores
	Res 00316	25/03/2026	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al pago del tercer trimestre de 2025 y saldos de trimestres anteriores
	Res 00657	15/05/2026	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a pago parcial al Cuarto trimestre de 2025
Otros	Res 00663	20/02/2026	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a pago segundo al Cuarto trimestre de 2025
	Res 40342	08/08/2025	Por el cual se prorroga la vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



Índice de resoluciones de la CREG a junio de 2026

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Mercado y suministro de gas natural	Res 102 015	30/01/2025	Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural
	Res 102 017	04/04/2025	Por la cual se establece una transición para la negociación y el registro de los contratos de suministro con interrupciones en el mercado de gas natural
	Res 102 018	12/08/2025	Por la cual se ajustan las condiciones de negociación y registro de los contratos de suministro de gas que requieren respaldo físico dentro de la Resolución CREG 102 015 de 2025
	Res 102 022	27/11/2025	Por la cual se adoptan medidas regulatorias en relación con los eventos eximentes de responsabilidad en la comercialización de gas importado a efectos de fomentar la oferta de suministro de gas natural para el servicio público domiciliario
	Res 102 024	09/04/2026	Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 102 015 de 2025 y se establecen disposiciones transitorias en materia de comercialización de transporte de gas natural, con el fin de flexibilizar y promover mayor eficiencia en la comercialización mayorista de suministro
	Res 102 025	23/05/2026	Por la cual se modifica el parágrafo 4 del artículo 11 de la Resolución CREG 102 015 de 2025
Transporte	Res 502 149	17/02/2025	Por la cual se resuelve el conflicto entre CNE OIL & GAS S.A.S. y la empresa Promigas S.A. E.S.P., con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994.
	Res 102 016	04/04/2025	Por medio de la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021, "por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural"
	Res 102 021	20/11/2025	Por la cual se modifica el artículo 24 de la Resolución CREG 185 de 2020 y se amplía la transitoriedad del artículo 45 de la Resolución 102 015 de 2025
	Res 502 195	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transmetano E.S.P. S.A. contra la Resolución CREG 502 118 E de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre la empresa Vanti S.A. E.S.P. y la empresa Transmetano E.S.P. S.A., con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 196	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 F de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre la empresa Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P. y la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 197	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 G de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre la empresa Vanti S.A. E.S.P. y la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 198	23/01/2026	Por la cual se adiciona un artículo a la Resolución CREG 502 118 H de 2024 en el marco de lo establecido en el artículo 45 de la Ley 1437 de 2011
	Res 502 199	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Promioriente S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 J de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre la empresa Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. y la empresa Promioriente S.A. E.S.P., con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 200	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Promioriente S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 I de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre la empresa Vanti S.A. E.S.P. y la empresa Promioriente S.A. E.S.P., con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 201	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 K de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre la empresa Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P. y la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 202	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 L de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. y la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 203	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transmetano E.S.P. S.A., contra la Resolución CREG 502 118 M de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre Empresas Públicas de Medellín EPM S.A. E.S.P. y la empresa Transmetano E.S.P. S.A., con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 204	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 N de 2024 "Por la cual se resuelve el conflicto entre Empresas Públicas de Medellín, EPM, E.S.P. y la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 502 205	23/01/2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Promigas S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 149 de 2025 "Por la cual se resuelve el conflicto entre CNE OIL & GAS S.A.S. y la empresa Promigas S.A. E.S.P., con fundamento en el numeral 8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994"
	Res 102 023	12/03/2026	Por medio de la cual se adiciona la Resolución CREG 175 de 2021
	Proyectos de resolución		
		26/03/2026	Por la cual se modifica el artículo 15 y 22 de la Resolución CREG 185 de 2020, se amplía la transitoriedad del artículo 45 de la Resolución 102 015 de 2025 y se dictan otras disposiciones

Continúa en la página siguiente

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Abastecimiento y confiabilidad	Proyectos de resolución		
	Res 702 014	04/04/2025	Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar las medidas de política pública orientadas a promover la oferta de gas natural, y se dictan otras disposiciones
	Res 102 019	23/10/2025	Por la cual se corrigen errores de cálculo en la Resolución CREG 102 003 de 2022 "Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible a usuarios regulados y se establecen las reglas para la solicitud y aprobación de los cargos tarifarios correspondientes"
	Cargos de distribución y comercialización		
	Res 502 145	23/01/2025	Por la cual se aprueba el mercado relevante especial de distribución de gas natural - GN - por redes de tubería conformado por las veredas Juan Rodríguez, Saladito, Ucatá y Cuesta Boba del municipio de Tona, departamento de Santander; así como el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización para el mercado, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.
	Res 502 146	23/01/2025	Por la cual se aprueba el mercado relevante de distribución especial de gas natural comprimido (GNC) por redes de tubería conformado por las veredas Brazuelitos, Charco Negro, El Cerrito, El Macal, El Recreo, Primavera, San Pablo y Vega Grande del municipio de Suaza en el departamento de Huila; así como el cargo de distribución y el componente fijo del costo de comercialización para el mercado, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Surcolombiana de Gas S.A. E.S.P.
	Res 502 148	17/02/2025	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por los municipios de Casabianca, Falan, Villahermosa y Palocabildo en el departamento del Tolima, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 152	24/04/2025	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por VANTI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 014 de 2022
	Res 502 155	10/05/2025	Por la cual se adopta una medida temporal respecto de los componentes tarifarios a aplicar por la empresa Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. en el municipio de Carmen de Viboral en el departamento de Antioquia
	Res 502 158	30/05/2025	Por la cual resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Nacional de Servicios Públicos S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 112 de 2024
Distribución y comercialización	Res 502 167	05/07/2025	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Yacopí en el departamento de Cundinamarca, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural comprimido (GNC) por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 168	16/08/2025	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización de gas natural (GN) por redes de tubería para el mercado relevante especial de distribución conformado por los centros poblados de Alto Oriente, Alto Roblal, El Candado, La Brasília, La Cabaña, La Cascada, Las Mercedes, Libano, Medio Roblal, Puerta del Sol, San Andrés - El Chirca, Urraca, Medio Oriente, San Joaquín en el municipio de Tello en el departamento del Huila según solicitud tarifaria presentada por la empresa Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.
	Res 502 171	16/08/2025	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque en el departamento de Cundinamarca, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural comprimido (GNC) por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 177	18/10/2025	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización de gas natural (GN) por redes de tubería para el mercado relevante especial de distribución conformado por las veredas Centro, Hatos, Novillero, Zaque y San Lorenzo del municipio de San Benito, en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Proviservicios S.A. E.S.P.
	Res 502 208	12/02/2026	Por la cual se aprueba el Mercado Relevante Especial de Distribución de Gas Natural Comprimido (GNC) por redes de tubería conformado por los Centros Poblados de Vilú y Bajo Mirador en el Municipio de Yaguará, Departamento del Huila; así como el Cargo de Distribución por uso del Sistema de Distribución y el Componente Fijo del Costo de Comercialización para el mercado, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.
	Proyectos de resolución		
	Res 702 016	26/06/2025	Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería
	Res 502 154	08/05/2025	Por la cual se prorroga el período de vigencia de la prestación de servicios de la Bolsa Mercantil de Colombia S.A. como Gestor del Mercado de Gas Natural
General	Res 502 173	11/09/2025	Por la cual se reconoce un incremento en la remuneración de la Bolsa Mercantil de Colombia S.A., en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, por concepto de servicios adicionales regulatorios
	Res 502 174	11/09/2025	Por la cual se reconoce un incentivo a la remuneración del Gestor del Mercado de Gas Natural por cumplimiento de los indicadores de gestión, conforme a lo previsto en el literal a. del numeral 1 del artículo 23 y los Anexos 5 y 6 de la Resolución CREG 055 de 2019

Fuente: CREG.



Cargo promedio de distribución y máximo base de comercialización

Resolución	Año	Distribuidor	Departamento - Municipios	\$ de 31 de diciembre de	Cargo de distribución (Inversión / AOM / Total) \$/m3	Cargo máximo base de comercialización \$/factura"
Res 502 145	2025	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.	Veredas del municipio de Tona, departamento de Santander	2023	3.917,79	5489,06
					1.988,65	
					5.906,45	
Res 502 146	2025	Surcolombiana de Gas S.A. E.S.P.	Veredas del municipio de Suaza, departamento de Huila	2022	2.866,58	3.567,99
					662,22	
					3.528,79	
Res 502 148	2025	Servingas S.A. E.S.P.	Municipios de Casabianca, Falan, Villahermosa y Palocabildo, departamento del Tolima	2019	76,20	
					121,22	
					197,44	
Res 502 167	2025	Yavegas S.A. E.S.P.	Municipio de Yacopí, departamento de Cundinamarca	2019	1.383,78	
					535,34	
					1.919,13	
Res 502 168	2025	Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	Centros poblados del municipio de Tello, departamento de Huila	2023	6.053,26	2.641,13
					1.097,83	
					7.151,09	
Res 502 171	2025	Redegas Domiciliario S.A. E.S.P.	Municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque, departamento de Cundinamarca	2023	722,00	
					193,05	
					915,05	
Res 502 177	2025	Proviservicios S.A. E.S.P.	Veredas del municipio de San Benito, departamento de Santander	2023	4.569,96	6.520,43
					2.595,49	
					7.165,45	
Res 502 208	2026	Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	Centros poblados del municipio de Yaguará, departamento del Huila	2022	8.495,80	2.619,11
					880,43	
					9.376,23	

Fuente: CREG.



6.2 Detalle de la cobertura nacional





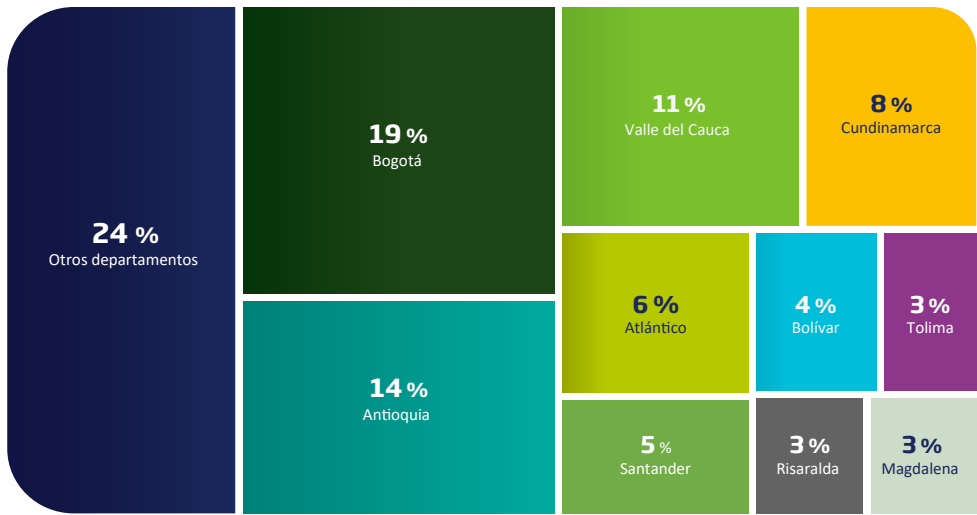
Usuarios por departamento - Diciembre 31 de 2025

Departamento	Potencial usuarios	Residenciales anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Antioquia (103)	2.328.827	1.908.184	212.753	613.460	535.284	186.374	100.897	42.778	1.691.546	31.066	1.861	1.724.473	82%	73%
Arauca (3)	29.901	14.738	7.845	6.051	967	-	-	-	14.863	139	1	15.003	49%	50%
Atlántico (23)	855.073	805.356	318.548	232.987	127.319	59.051	21.587	14.071	773.563	12.400	678	786.641	94%	90%
Bogotá	2.657.131	2.622.478	192.890	793.347	824.082	314.444	95.235	69.042	2.289.040	58.124	460	2.347.624	99%	86%
Bolívar (42)	555.252	522.990	240.292	140.959	61.073	22.427	13.749	14.715	493.215	8.353	252	501.820	94%	89%
Boyacá (81)	484.540	319.683	37.809	151.009	72.767	18.222	8.354	180	288.341	10.189	56	298.586	66%	60%
Caldas (24)	363.395	293.428	41.916	84.786	81.370	23.512	7.951	11.665	251.200	5.200	144	256.544	81%	69%
Caquetá (1)	57.116	52.849	37.908	11.416	2.609	818	1	-	52.752	149	1	52.902	93%	92%
Casanare (19)	220.517	124.672	46.172	54.344	17.281	11.786	41	11	129.635	5.225	15	134.875	57%	59%
Cauca (18)	216.493	166.932	60.590	56.604	26.532	12.687	3.637	532	160.582	1.483	41	162.106	77%	74%
Cesar (23)	313.630	298.851	149.869	85.352	31.026	9.335	3.543	1.215	280.340	3.287	78	283.705	95%	89%
Chocó (5)	41.808	41.434	3.968	336	6	-	-	-	4.310	-	-	4.310	99%	10%
Córdoba (30)	297.069	281.329	157.771	68.054	24.232	6.434	1.990	1.964	260.445	4.321	57	264.823	95%	88%
Cundinamarca (113)	1.431.552	1.034.465	112.850	384.343	327.796	107.144	13.580	3.277	948.990	16.989	375	966.354	72%	66%
Guaviare (1)	15.955	6.444	2.800	3.437	506	9	-	-	6.752	74	-	6.826	40%	42%
Huila (26)	317.910	294.169	110.196	137.222	32.263	10.318	2.712	116	292.827	2.719	41	295.587	93%	92%
La Guajira (15)	174.253	169.995	74.822	55.008	14.893	2.705	275	1	147.705	1.698	84	149.487	98%	85%
Magdalena (30)	390.372	365.739	151.735	80.178	52.536	13.197	6.531	14.423	318.600	4.517	424	323.541	94%	82%
Meta (22)	389.537	293.753	83.360	99.529	88.734	11.325	4.249	1.646	288.843	8.910	26	297.779	75%	74%
Nariño (1)	112.757	75.472	19.299	26.958	7.527	1.424	397	1	55.606	116	-	55.722	67%	49%
Norte de Santander (21)	370.895	307.260	109.131	135.712	51.771	16.327	1.788	160	314.889	2.220	60	317.169	83%	85%
Putumayo (4)	26.435	25.336	12.857	3.818	226	-	-	-	16.901	48	-	16.949	96%	64%
Quindío (8)	241.070	214.133	41.651	71.185	44.309	15.484	14.638	2.131	189.398	3.836	85	193.319	89%	79%
Risaralda (12)	394.465	362.034	49.436	112.153	88.900	43.077	16.508	11.496	321.570	6.151	134	327.855	92%	82%
Santander (42)	660.360	597.878	118.998	164.599	146.572	93.198	17.031	12.677	553.075	10.545	108	563.728	91%	84%
Sucre (23)	191.280	185.159	110.575	47.768	9.973	4.111	913	441	173.781	3.126	38	176.945	97%	91%
Tolima (40)	471.743	389.674	93.186	179.571	79.927	24.937	3.382	564	381.567	5.092	98	386.757	83%	81%
Valle del Cauca (39)	1.652.963	1.376.702	267.031	484.665	342.859	142.809	73.916	23.068	1.334.348	20.479	504	1.355.331	83%	81%
Total	15.262.299	13.151.137	2.866.258	4.284.851	3.093.340	1.151.155	412.905	226.174	12.034.684	226.456	5.621	12.266.761	86%	79%

(#) Número de municipios por departamento.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Usuarios conectados por departamento - Diciembre 31 de 2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Usuarios por municipio - Diciembre 31 de 2025

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Ciudades capitales	7.779.719	7.269.692	1.243.669	2.115.598	1.916.456	819.968	343.651	214.494	6.653.835	146.263	2.850	6.802.948	93%	86%
Municipios	7.482.580	5.881.445	1.622.590	2.169.254	1.176.884	331.188	69.254	11.680	5.380.849	80.193	2.771	5.463.813	79%	72%
Total país	15.262.299	13.151.137	2.866.258	4.284.851	3.093.340	1.151.155	412.905	226.174	12.034.684	226.456	5.621	12.266.761	86%	79%
Antioquia (103)	2.328.827	1.908.184	212.753	613.460	535.284	186.374	100.897	42.778	1.691.546	31.066	1.861	1.724.473	82%	73%
Abejorral	7.456	3.296	531	1.685	149	5	-	-	2.370	37	-	2.407	44%	32%
Amagá	11.251	8.232	1.575	5.028	440	79	-	2	7.124	115	2	7.241	73%	63%
Amalfi	9.676	4.806	776	1.318	934	5	-	-	3.033	34	-	3.067	50%	31%
Andes	5.220	4.750	1.446	2.256	490	11	1	-	4.204	18	-	4.222	91%	81%
Angelópolis	2.132	1.197	137	596	137	2	1	-	873	6	-	879	56%	41%
Apartadó	45.630	32.884	12.959	10.009	3.800	768	1	-	27.537	212	3	27.752	72%	60%
Arboletes	11.199	4.032	1.886	1.422	187	18	-	-	3.513	36	-	3.549	36%	31%
Barbosa	19.484	9.638	889	6.316	1.220	10	4	3	8.442	172	9	8.623	49%	43%
Bello	196.665	180.367	27.948	50.401	67.581	19.661	8	10	165.609	1.709	79	167.397	92%	84%
Belmira	2.219	713	65	473	56	3	-	-	597	10	-	607	32%	27%
Betania	3.788	1.461	136	947	132	4	-	-	1.219	27	-	1.246	39%	32%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Betulia	5.766	1.866	396	701	262	4	-	-	1.363	23	-	1.386	32%	24%
Cáceres	3.484	3.048	1.820	263	-	-	-	-	2.083	9	-	2.092	87%	60%
Caldas	29.885	26.490	922	14.820	7.330	66	1	1	23.140	445	15	23.600	89%	77%
Cañasgordas	5.685	2.192	89	1.608	68	6	-	-	1.771	23	-	1.794	39%	31%
Caracolí	1.672	958	245	583	27	3	-	-	858	20	-	878	57%	51%
Caramanta	1.715	1.005	129	236	316	10	-	-	691	12	-	703	59%	40%
Carepa	18.117	11.289	3.639	5.691	682	29	-	-	10.041	66	-	10.107	62%	55%
Carolina	1.463	1.408	226	921	19	3	1	-	1.170	21	-	1.191	96%	80%
Caucasia	21.429	20.841	5.257	9.685	2.885	453	58	2	18.340	259	2	18.601	97%	86%
Chigorodó	21.612	15.706	7.577	5.840	333	23	-	-	13.773	79	-	13.852	73%	64%
Cisneros	3.619	3.499	454	2.066	455	6	-	-	2.981	29	1	3.011	97%	82%
Ciudad Bolívar	9.615	6.259	796	1.637	1.890	17	-	-	4.340	57	-	4.397	65%	45%
Cocorná	5.754	3.320	213	1.322	722	19	-	-	2.276	30	-	2.306	58%	40%
Concepción	1.756	949	46	456	219	9	-	-	730	22	-	752	54%	42%
Concordia	7.898	3.083	476	1.251	760	30	-	-	2.517	22	-	2.539	39%	32%
Copacabana	29.237	27.592	817	14.857	8.511	113	24	29	24.351	399	40	24.790	94%	83%
Dabeiba	8.540	3.286	613	1.113	773	10	-	-	2.509	63	-	2.572	38%	29%
Don Matías	7.068	5.414	40	2.757	2.046	309	-	-	5.152	144	1	5.297	77%	73%
El Bagre	8.053	7.560	3.068	1.585	122	-	-	-	4.775	14	-	4.789	94%	59%
El Carmen de Viboral	17.258	15.636	601	5.994	7.916	371	5	1	14.888	291	5	15.184	91%	86%
El Santuario	11.730	10.734	1.465	6.628	2.353	21	2	-	10.469	153	-	10.622	92%	89%
Entreríos	4.192	2.287	23	256	1.540	380	4	-	2.203	61	1	2.265	55%	53%
Envigado	86.211	91.830	905	15.149	26.467	18.542	21.100	2.625	84.788	1.764	106	86.658	100%	98%
Fredonia	9.022	3.096	319	1.184	927	15	-	1	2.446	36	-	2.482	34%	27%
Frontino	7.603	3.267	301	1.269	956	70	-	-	2.596	16	-	2.612	43%	34%
Girardota	19.418	15.107	377	10.840	2.057	322	31	21	13.648	282	41	13.971	78%	70%
Gómez Plata	3.608	2.420	504	1.480	14	4	-	-	2.002	30	1	2.033	67%	55%
Granada	3.743	3.030	224	417	886	-	-	-	1.527	15	-	1.542	81%	41%
Guadalupe	2.419	868	156	478	80	1	-	-	715	11	-	726	36%	30%
Guarne	28.112	7.473	233	2.510	4.221	186	3	-	7.153	192	36	7.381	27%	25%
Guatapé	3.128	3.182	68	1.913	998	189	-	-	3.168	111	-	3.279	100%	100%
Hispania	2.026	1.504	181	666	286	17	-	-	1.150	19	-	1.169	74%	57%
Itagüí	103.941	102.671	3.666	32.107	49.050	6.920	2	32	91.777	1.975	361	94.113	99%	88%
Ituango	10.026	2.979	533	1.569	314	18	-	-	2.434	49	1	2.484	30%	24%
Jardín	5.392	3.941	460	1.570	896	132	5	-	3.063	69	1	3.133	73%	57%
Jericó	5.026	3.308	172	1.528	866	12	-	-	2.578	42	-	2.620	66%	51%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
La Ceja	24.437	21.891	21	1.982	7.983	3.139	509	4	13.638	178	3	13.819	90%	56%
La Estrella	26.946	28.313	1.233	8.882	10.399	4.258	302	13	25.087	450	110	25.647	100%	93%
La Unión	8.014	4.417	255	2.719	778	45	-	-	3.797	79	3	3.879	55%	47%
Liborina	3.693	2.366	696	859	262	5	-	-	1.822	33	-	1.855	64%	49%
Maceo	3.029	1.488	168	969	130	1	-	-	1.268	30	1	1.299	49%	42%
Marinilla	20.961	19.353	1.284	5.624	10.607	1.374	15	-	18.904	301	3	19.208	92%	90%
Medellín	908.472	865.203	72.344	263.877	240.693	93.591	69.861	39.010	779.376	16.651	853	796.880	95%	86%
Montebello	2.435	880	103	222	195	1	-	-	521	6	-	527	36%	21%
Mutatá	5.223	1.634	662	684	23	1	-	-	1.370	31	-	1.401	31%	26%
Necoclí	15.805	3.808	1.748	1.114	144	8	-	-	3.014	45	-	3.059	24%	19%
Olaya	1.155	384	107	216	7	2	3	-	335	2	-	337	33%	29%
Peñol	7.840	4.777	219	3.916	707	12	-	-	4.854	83	-	4.937	61%	62%
Pueblorrico	3.200	1.834	382	710	366	4	-	-	1.462	23	-	1.485	57%	46%
Puerto Berrío	14.644	8.789	5.705	2.508	561	73	-	-	8.847	71	3	8.921	60%	60%
Puerto Nare	5.293	4.462	1.361	2.474	251	4	-	-	4.090	32	1	4.123	84%	77%
Puerto Triunfo	3.767	3.309	605	2.649	38	-	-	-	3.292	31	-	3.323	88%	87%
Remedios	10.594	4.436	992	1.430	469	12	-	-	2.903	43	2	2.948	42%	27%
Retiro	8.824	7.141	92	662	2.803	1.210	1.523	11	6.301	126	3	6.430	81%	71%
Rionegro	104.885	46.432	1.036	9.071	14.488	12.347	7.141	997	45.080	949	43	46.072	44%	43%
Sabanalarga	3.356	1.723	414	730	150	1	-	-	1.295	10	-	1.305	51%	39%
Sabaneta	31.122	54.606	319	12.068	19.086	20.049	126	12	51.660	947	106	52.713	100%	100%
Salgar	6.706	2.558	642	840	446	4	-	-	1.932	14	1	1.947	38%	29%
San Andrés de Cuerquía	2.654	1.335	330	857	104	20	-	-	1.311	25	-	1.336	50%	49%
San Carlos	5.898	3.472	317	1.336	849	8	-	-	2.510	39	-	2.549	59%	43%
San Jerónimo	5.727	2.535	200	1.129	397	131	130	4	1.991	59	-	2.050	44%	35%
San José de la Montaña	1.359	1.044	228	676	15	13	-	-	932	27	-	959	77%	69%
San Juan de Urabá	7.536	2.648	1.857	404	-	9	-	-	2.270	27	-	2.297	35%	30%
San Luis	4.791	3.122	437	2.242	31	11	-	-	2.721	28	-	2.749	65%	57%
San Pedro	8.190	6.077	79	2.712	2.502	204	17	-	5.514	133	4	5.651	74%	67%
San Pedro de Urabá	11.515	3.941	2.622	726	1	3	-	-	3.352	47	-	3.399	34%	29%
San Rafael	5.777	3.410	99	2.327	213	3	-	-	2.642	24	-	2.666	59%	46%
San Roque	7.967	4.227	705	2.645	344	18	-	-	3.712	47	2	3.761	53%	47%
San Vicente	8.177	2.421	146	1.023	851	10	1	-	2.031	53	-	2.084	30%	25%
Santa Bárbara	9.673	4.987	257	1.811	1.518	7	-	-	3.593	37	2	3.632	52%	37%
Santa Fe de Antioquia	9.740	7.263	1.184	2.595	1.063	197	15	-	5.054	118	3	5.175	75%	52%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Santa Rosa de Osos	13.566	7.732	315	4.865	1.564	155	-	-	6.899	151	2	7.052	57%	51%
Santo Domingo	4.539	1.526	101	829	236	7	-	-	1.173	25	-	1.198	34%	26%
Segovia	8.267	5.883	1.618	978	69	-	-	-	2.665	32	-	2.697	71%	32%
Sonsón	13.374	6.069	208	2.565	1.996	40	-	-	4.809	80	2	4.891	45%	36%
Sopetrán	5.586	2.944	367	1.620	502	72	1	-	2.562	32	-	2.594	53%	46%
Támesis	5.955	4.137	342	1.267	1.400	19	1	-	3.029	54	1	3.084	69%	51%
Tarazá	5.978	4.920	2.036	609	2	-	-	-	2.647	14	-	2.661	82%	44%
Tarso	2.273	1.423	386	576	126	2	-	-	1.090	16	-	1.106	63%	48%
Titiribí	3.951	1.755	295	997	163	4	1	-	1.460	21	-	1.481	44%	37%
Toledo	1.826	748	244	406	59	4	-	-	713	17	-	730	41%	39%
Turbo	46.712	26.884	15.019	5.823	1.276	51	-	-	22.169	150	-	22.319	58%	47%
Urrao	11.161	6.014	474	2.493	1.482	74	-	-	4.523	32	-	4.555	54%	41%
Valdivia	5.111	1.259	244	694	112	2	-	-	1.052	8	-	1.060	25%	21%
Valparaíso	2.402	1.614	172	905	123	2	-	-	1.202	15	-	1.217	67%	50%
Vegachí	4.360	3.390	548	1.840	8	9	-	-	2.405	33	-	2.438	78%	55%
Venecia	4.278	2.494	162	794	658	31	-	-	1.645	33	-	1.678	58%	38%
Yalí	2.811	1.300	350	586	80	2	-	-	1.018	22	-	1.040	46%	36%
Yarumal	15.438	11.285	1.484	4.476	4.074	239	-	-	10.273	194	2	10.469	73%	67%
Yolombó	8.337	2.980	153	1.732	427	9	-	-	2.321	32	-	2.353	36%	28%
Yondó	19.700	3.989	2.831	755	76	1	-	-	3.663	66	6	3.735	20%	19%
Zaragoza	3.851	3.078	1.196	560	4	-	-	-	1.760	11	-	1.771	80%	46%
Arauca (3)	29.901	14.738	7.845	6.051	967	-	-	-	14.863	139	1	15.003	49%	50%
Fortul	2.380	2.380	1.897	469	6	-	-	-	2.372	5	-	2.377	100%	100%
Saravena	17.497	4.858	2.549	2.292	10	-	-	-	4.851	8	-	4.859	28%	28%
Tame	10.024	7.500	3.399	3.290	951	-	-	-	7.640	126	1	7.767	75%	76%
Atlántico (23)	855.073	805.356	318.548	232.987	127.319	59.051	21.587	14.071	773.563	12.400	678	786.641	94%	90%
Baranoa	19.144	17.554	9.557	5.238	1.916	42	1	-	16.754	244	11	17.009	92%	88%
Barranquilla	426.724	403.684	127.572	87.783	87.026	54.386	19.392	13.722	389.881	8.696	426	399.003	95%	91%
Campo de la Cruz	5.313	4.527	989	2.194	847	-	-	-	4.030	42	2	4.074	85%	76%
Candelaria	4.190	3.998	2.779	844	-	-	-	-	3.623	25	2	3.650	95%	86%
Galapa	19.307	18.325	10.778	4.083	2.918	1	-	-	17.780	186	41	18.007	95%	92%
Juan de Acosta	7.011	6.105	2.610	1.571	1.021	200	309	4	5.715	94	3	5.812	87%	82%
Luruaco	6.427	6.234	3.971	1.915	121	-	-	-	6.007	50	8	6.065	97%	93%
Malambo	38.887	35.111	30.952	3.001	86	-	-	-	34.039	296	42	34.377	90%	88%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Manatí	4.473	4.375	3.105	1.191	1	-	-	-	4.297	26	3	4.326	98%	96%
Palmar de Varela	7.400	7.051	2.609	3.162	940	-	-	-	6.711	56	4	6.771	95%	91%
Piojó	1.349	1.122	879	163	-	2	-	-	1.044	13	2	1.059	83%	77%
Polonuevo	4.550	4.380	2.433	1.519	261	1	-	-	4.214	54	8	4.276	96%	93%
Ponedera	5.950	5.223	3.006	1.683	174	-	-	-	4.863	49	7	4.919	88%	82%
Puerto Colombia	33.361	29.882	4.660	5.757	14.187	3.502	1.873	343	30.322	516	18	30.856	90%	91%
Repelón	7.205	6.811	5.347	926	51	-	-	-	6.324	28	2	6.354	95%	88%
Sabanagrande	11.281	9.975	4.406	4.811	348	1	-	2	9.568	117	15	9.700	88%	85%
Sabanalarga	27.288	26.012	15.635	5.014	3.083	327	12	-	24.071	230	3	24.304	95%	88%
Santa Lucía	3.113	2.968	2.036	680	20	-	-	-	2.736	14	2	2.752	95%	88%
Santo Tomás	7.630	7.358	2.858	3.238	951	7	-	-	7.054	101	5	7.160	96%	92%
Soledad	204.977	196.078	78.142	95.686	12.768	7	-	-	186.603	1.462	58	188.123	96%	91%
Suan	2.688	2.565	1.440	757	234	-	-	-	2.431	27	3	2.461	95%	90%
Tubará	4.432	3.753	1.625	934	256	575	-	-	3.390	46	11	3.447	85%	76%
Usiacurí	2.373	2.265	1.159	837	110	-	-	-	2.106	28	2	2.136	95%	89%

Bogotá D.C.	2.657.131	2.622.478	192.890	793.347	824.082	314.444	95.235	69.042	2.289.040	58.124	460	2.347.624	99%	86%
--------------------	------------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	---------------	---------------	------------------	---------------	------------	------------------	------------	------------

Bolívar (42)	555.252	522.990	240.292	140.959	61.073	22.427	13.749	14.715	493.215	8.353	252	501.820	94%	89%
Achí	1.511	1.473	1.161	-	-	-	-	-	1.161	9	-	1.170	97%	77%
Altos del Rosario	1.087	1.045	852	-	-	-	-	-	852	5	-	857	96%	78%
Arenal	1.462	1.455	1.157	-	-	-	-	-	1.157	8	-	1.165	100%	79%
Arjona	18.513	17.672	13.148	3.181	543	-	-	-	16.872	152	1	17.025	95%	91%
Arroyohondo	1.692	1.540	1.037	277	-	-	-	-	1.314	10	2	1.326	91%	78%
Barranco de Loba	1.730	1.637	1.284	-	-	-	-	-	1.284	13	-	1.297	95%	74%
Calamar	5.618	5.373	3.580	1.053	3	-	-	-	4.636	25	2	4.663	96%	83%
Cantagallo	5.842	1.847	1.202	505	2	-	-	-	1.709	28	-	1.737	32%	29%
Cartagena	336.394	325.149	122.729	85.329	55.973	20.927	13.739	14.715	313.412	6.395	213	320.020	97%	93%
Cicuco	2.743	2.455	1.433	556	1	-	-	-	1.990	20	-	2.010	90%	73%
Clemencia	3.440	2.949	1.649	1.035	65	2	-	-	2.751	12	4	2.767	86%	80%
Córdoba	1.188	1.132	564	222	-	-	-	-	786	5	-	791	95%	66%
El Carmen de Bolívar	14.633	13.671	6.857	5.074	943	-	-	-	12.874	218	3	13.095	93%	88%
El Guamo	1.237	1.222	799	103	1	-	-	-	903	8	-	911	99%	73%
El Peñón	959	870	719	-	-	-	-	-	719	2	-	721	91%	75%
Hatillo de Loba	788	683	576	-	-	-	-	-	576	2	-	578	87%	73%



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Magangué	29.111	28.191	13.602	12.053	170	208	-	-	26.033	379	3	26.415	97%	89%
Mahates	5.517	5.280	3.708	98	1	-	-	-	3.807	16	1	3.824	96%	69%
Margarita	758	751	523	3	-	-	-	-	526	2	-	528	99%	69%
María La Baja	7.881	7.420	4.875	1.851	123	-	-	-	6.849	41	-	6.890	94%	87%
Mompós	9.788	8.380	4.982	1.634	274	-	-	-	6.890	98	-	6.988	86%	70%
Norosí	466	442	387	-	-	-	-	-	387	5	-	392	95%	83%
Regidor	1.215	1.184	879	-	-	-	-	-	879	4	-	883	97%	72%
Río Viejo	1.481	1.464	1.214	-	-	-	-	-	1.214	12	-	1.226	99%	82%
San Cristobal	1.993	1.877	1.392	137	-	-	-	-	1.529	4	2	1.535	94%	77%
San Estanislao	4.691	4.212	2.531	1.162	48	-	-	-	3.741	19	2	3.762	90%	80%
San Fernando	898	884	765	2	-	-	-	-	767	2	-	769	98%	85%
San Jacinto	5.762	4.918	3.737	793	18	-	-	-	4.548	65	-	4.613	85%	79%
San Jacinto del Cauca	859	846	539	-	-	-	-	-	539	10	-	549	98%	63%
San Juan Nepomuceno	8.637	8.107	4.027	3.487	26	-	-	-	7.540	114	1	7.655	94%	87%
San Martín de Loba	2.072	1.986	1.505	-	-	-	-	-	1.505	9	-	1.514	96%	73%
San Pablo	6.508	5.708	5.444	739	1	-	-	-	6.184	73	-	6.257	88%	95%
Santa Catalina	3.440	3.211	2.400	191	4	-	-	-	2.595	14	-	2.609	93%	75%
Santa Rosa de Lima	4.921	4.657	4.067	354	-	-	-	-	4.421	35	-	4.456	95%	90%
Santa Rosa del Sur	4.512	530	309	32	-	1	-	-	342	8	-	350	12%	8%
Simití	2.153	2.006	1.100	424	-	-	-	-	1.524	16	-	1.540	93%	71%
Soplaviento	2.496	2.288	1.345	587	84	-	-	-	2.016	9	2	2.027	92%	81%
Talaigua Nuevo	3.199	3.092	2.248	363	-	-	-	-	2.611	15	-	2.626	97%	82%
Turbaco	37.123	35.060	12.942	17.633	2.788	1.289	10	-	34.662	442	15	35.119	94%	93%
Turbana	3.983	3.842	1.970	1.602	1	-	-	-	3.573	25	1	3.599	96%	90%
Villanueva	4.306	4.102	3.671	220	4	-	-	-	3.895	19	-	3.914	95%	90%
Zambrano	2.645	2.379	1.383	259	-	-	-	-	1.642	5	-	1.647	90%	62%
Boyacá (B1)	484.540	319.683	37.809	151.009	72.767	18.222	8.354	180	288.341	10.189	56	298.586	66%	60%
Aquitania	2.127	2.127	188	1.797	2	-	-	-	1.987	37	-	2.024	100%	93%
Arcabuco	2.533	1.577	60	899	9	-	-	-	968	63	-	1.031	62%	38%
Belén	2.127	1.885	15	1.855	12	-	-	-	1.882	113	1	1.996	89%	88%
Berbeo	381	378	100	255	3	1	-	-	359	12	-	371	99%	94%
Boavita	2.629	1.132	169	783	-	-	-	-	952	2	-	954	43%	36%
Boyacá	438	438	114	280	5	-	-	-	399	16	-	415	100%	91%
Briceño	222	217	32	116	-	-	-	-	148	10	-	158	98%	67%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Busbanzá	166	166	46	98	-	-	-	-	144	1	-	145	100%	87%
Caldas	296	278	49	241	1	-	-	-	291	12	-	303	94%	98%
Campohermoso	517	515	250	256	-	-	-	-	506	13	-	519	100%	98%
Cerinza	694	674	162	406	9	-	-	-	577	30	1	608	97%	83%
Chinavita	1.003	995	358	625	1	-	-	-	984	11	-	995	99%	98%
Chiquinquirá	18.942	18.154	1.550	8.987	5.550	20	1	3	16.111	568	5	16.684	96%	85%
Chitaraque	2.352	863	132	351	19	-	-	-	502	17	-	519	37%	21%
Chivatá	254	251	118	94	11	1	-	-	224	14	-	238	99%	88%
Ciénega	1.158	1.158	129	930	30	-	-	-	1.089	45	2	1.136	100%	94%
Cómbita	5.160	2.314	294	1.657	138	8	4	-	2.101	63	-	2.164	45%	41%
Corrales	447	375	75	293	-	-	-	-	368	4	-	372	84%	82%
Cubará	1.080	821	449	361	12	-	-	-	822	-	-	822	76%	76%
Cucaita	753	609	112	575	9	2	-	-	698	39	-	737	81%	93%
Cuítiva	251	251	53	100	-	-	-	-	153	9	-	162	100%	61%
Duitama	52.573	50.469	4.442	22.551	13.852	2.782	507	-	44.134	1.502	15	45.651	96%	84%
Firavitoba	1.145	1.143	385	707	4	2	-	-	1.098	13	1	1.112	100%	96%
Floresta	1.111	1.007	187	757	22	-	-	-	966	27	-	993	91%	87%
Gámeza	523	523	120	399	-	-	-	-	519	2	-	521	100%	99%
Garagoa	5.330	5.297	1.177	3.239	720	2	-	-	5.138	152	-	5.290	99%	96%
Guateque	3.384	3.354	834	1.862	578	9	-	-	3.283	125	-	3.408	99%	97%
Iza	481	481	41	375	13	-	-	-	429	11	-	440	100%	89%
Jenesano	1.456	1.456	43	602	468	4	-	-	1.117	52	-	1.169	100%	77%
La Capilla	792	790	337	422	16	-	-	-	775	15	-	790	100%	98%
La Uvita	2.613	1.173	341	601	-	-	-	-	942	8	-	950	45%	36%
Miraflores	2.430	2.410	775	1.500	25	2	-	-	2.302	90	-	2.392	99%	95%
Mongua	1.778	676	74	523	1	-	-	-	598	7	-	605	38%	34%
Monguí	1.296	1.210	93	1.047	6	-	-	-	1.146	28	1	1.175	93%	88%
Moniquirá	7.160	6.500	1.398	2.207	2.112	348	163	-	6.228	194	-	6.422	91%	87%
Motavita	541	521	175	266	21	-	-	-	462	21	-	483	96%	85%
Nobsa	4.875	4.760	351	4.268	115	14	-	-	4.748	175	1	4.924	98%	97%
Nuevo Colón	641	631	81	501	2	-	-	-	584	25	-	609	98%	91%
Oicatá	909	590	87	661	9	1	-	-	758	16	-	774	65%	83%
Pachavita	280	275	47	211	8	-	-	-	266	9	-	275	98%	95%
Páez	735	732	72	616	16	-	-	-	704	28	-	732	100%	96%
Paipa	12.902	12.466	268	9.545	1.745	441	2	1	12.002	491	-	12.493	97%	93%
Pajarito	889	304	34	208	19	28	-	-	289	19	-	308	34%	33%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Pesca	981	981	27	714	3	-	-	-	744	24	-	768	100%	76%
Puerto Boyacá	11.556	11.254	3.140	6.453	1.453	95	-	-	11.141	125	-	11.266	97%	96%
Ramiriquí	3.424	3.424	239	2.364	336	326	1	-	3.266	119	-	3.385	100%	95%
Ráquira	910	866	112	632	147	-	-	-	891	239	2	1.132	95%	98%
Saboyá	430	396	68	300	1	-	-	-	369	15	-	384	92%	86%
Sáchica	1.514	1.411	522	805	89	1	-	-	1.417	100	-	1.517	93%	94%
Samacá	6.274	5.845	1.068	3.898	614	8	1	-	5.589	207	-	5.796	93%	89%
San Eduardo	490	480	205	247	-	-	-	-	452	18	-	470	98%	92%
San José de Pare	2.118	1.811	263	1.521	6	1	-	-	1.791	4	-	1.795	86%	85%
San Luis de Gaceno	1.090	1.068	623	355	68	-	-	-	1.046	3	-	1.049	98%	96%
Santa Rosa de Viterbo	3.298	3.294	203	2.334	647	1	-	-	3.185	103	-	3.288	100%	97%
Santa Sofía	449	433	14	252	84	-	-	-	350	34	-	384	96%	78%
Santana	2.780	950	66	825	59	-	-	-	950	27	-	977	34%	34%
Siachoque	550	550	50	452	12	-	-	-	514	25	1	540	100%	93%
Soatá	4.664	3.711	1.379	2.031	1	-	-	-	3.411	10	-	3.421	80%	73%
Socha	2.000	2.000	59	1.488	55	-	-	-	1.602	-	-	1.602	100%	80%
Sogamoso	189.273	49.367	3.060	27.027	11.309	2.289	156	1	43.842	1.485	19	45.346	26%	23%
Sora	300	258	43	218	12	-	-	-	273	11	-	284	86%	91%
Soracá	694	694	105	488	18	-	-	-	611	35	1	647	100%	88%
Sotaquirá	4.036	2.590	1.319	1.173	51	3	-	-	2.546	16	-	2.562	64%	63%
Sutamarchán	872	849	53	406	238	-	-	-	697	73	-	770	97%	80%
Sutatenza	627	625	292	292	25	-	-	-	609	16	-	625	100%	97%
Tenza	1.145	1.130	477	622	9	-	-	-	1.108	21	-	1.129	99%	97%
Tibaná	854	854	114	683	5	-	-	-	802	31	-	833	100%	94%
Tibasosa	2.359	2.291	33	1.742	555	19	-	-	2.349	119	-	2.468	97%	100%
Tinjacá	535	512	12	346	66	-	-	-	424	48	-	472	96%	79%
Togúí	1.940	1.764	112	957	24	-	-	-	1.093	16	-	1.109	91%	56%
Tópaga	1.134	945	72	830	-	-	-	-	902	7	-	909	83%	80%
Tota	542	542	216	280	-	-	-	-	496	19	-	515	100%	92%
Tunja	79.372	76.587	5.641	11.541	30.179	11.290	7.471	166	66.288	2.484	3	68.775	96%	84%
Tununguá	113	101	37	42	2	-	1	-	82	6	-	88	89%	73%
Turmequé	818	802	66	604	72	1	-	-	743	32	-	775	98%	91%
Tuta	2.472	2.000	372	1.693	35	-	-	-	2.100	85	-	2.185	81%	85%
Úmbita	573	564	243	308	4	-	-	-	555	12	-	567	98%	97%
Ventaquemada	1.651	1.651	472	1.033	30	-	-	-	1.535	89	3	1.627	100%	93%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Villa de Leyva	3.836	3.652	354	1.460	993	523	47	9	3.386	396	-	3.782	95%	88%
Viracachá	282	282	112	142	2	-	-	-	256	11	-	267	100%	91%
Zetaquirá	1.210	1.203	749	424	-	-	-	-	1.173	35	-	1.208	99%	97%

Caldas (24)	363.395	293.428	41.916	84.786	81.370	23.512	7.951	11.665	251.200	5.200	144	256.544	81%	69%
Aguadas	3.871	3.650	517	1.212	164	4	-	-	1.897	42	-	1.939	94%	49%
Anserma	13.845	9.569	1.507	2.512	2.953	132	1	-	7.105	139	-	7.244	69%	51%
Aranzazu	2.424	2.158	651	632	225	-	-	-	1.508	23	-	1.531	89%	62%
Belalcázar	3.897	2.315	584	878	335	1	-	-	1.798	39	1	1.838	59%	46%
Chinchiná	21.586	18.817	2.748	6.862	4.497	2.023	208	2	16.340	288	7	16.635	87%	76%
Filadelfia	1.338	1.338	289	640	358	-	-	-	1.287	13	-	1.300	100%	96%
La Dorada	21.124	19.991	5.351	11.114	3.265	155	13	-	19.898	214	3	20.115	95%	94%
La Merced	981	981	134	579	191	-	-	-	904	12	-	916	100%	92%
Manizales	193.335	155.057	12.913	32.035	50.511	18.935	7.500	11.455	133.349	3.384	115	136.848	80%	69%
Manzanares	3.589	3.438	931	2.053	438	14	-	-	3.436	40	-	3.476	96%	96%
Marquetalia	2.950	2.950	1.132	1.396	106	-	-	-	2.634	10	-	2.644	100%	89%
Neira	8.590	5.600	677	2.215	2.237	5	-	-	5.134	113	-	5.247	65%	60%
Norcasia	1.746	1.399	582	736	37	-	-	-	1.355	7	-	1.362	80%	78%
Pácora	2.239	2.016	134	873	100	6	-	-	1.113	12	-	1.125	90%	50%
Palestina	6.960	5.525	1.283	1.718	238	241	162	207	3.849	99	1	3.949	79%	55%
Pensilvania	3.850	3.850	911	2.171	319	14	-	-	3.415	8	-	3.423	100%	89%
Riosucio	16.970	12.885	4.880	2.595	2.916	4	-	-	10.395	147	1	10.543	76%	61%
Risaralda	3.647	2.139	508	950	253	-	-	-	1.711	37	-	1.748	59%	47%
Salamina	3.091	2.685	295	745	208	2	-	-	1.250	32	-	1.282	87%	40%
San José	1.881	771	165	424	23	1	-	-	613	19	-	632	41%	33%
Supía	9.997	6.902	538	3.064	1.875	9	1	1	5.488	86	2	5.576	69%	55%
Victoria	1.804	1.718	865	618	226	2	1	-	1.712	11	-	1.723	95%	95%
Villamaría	27.820	22.795	3.219	7.359	8.696	1.776	56	-	21.106	350	14	21.470	82%	76%
Viterbo	5.860	4.879	1.102	1.405	1.199	188	9	-	3.903	75	-	3.978	83%	67%

Caquetá (1)	57.116	52.849	37.908	11.416	2.609	818	1	-	52.752	149	1	52.902	93%	92%
Florencia	57.116	52.849	37.908	11.416	2.609	818	1	-	52.752	149	1	52.902	93%	92%

Casanare (19)	220.517	124.672	46.172	54.344	17.281	11.786	41	11	129.635	5.225	15	134.875	57%	59%
Aguazul	22.783	12.233	3.113	6.558	1.906	714	3	1	12.295	492	4	12.791	54%	54%
Chámeza	905	531	133	406	-	20	-	-	559	6	-	565	59%	62%



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Hato Corozal	4.298	2.734	436	2.263	58	63	-	-	2.820	60	-	2.880	64%	66%
La Salina	484	188	240	2	-	1	-	-	243	6	-	249	39%	50%
Maní	5.088	4.548	1.558	2.192	73	689	2	1	4.515	136	-	4.651	89%	89%
Monterrey	11.913	5.831	3.448	2.138	18	444	3	-	6.051	217	-	6.268	49%	51%
Nunchía	2.942	2.144	476	1.203	33	573	-	-	2.285	55	1	2.341	73%	78%
Orocué	4.972	666	1.160	1.364	80	92	-	-	2.696	98	1	2.795	13%	54%
Paz de Ariporo	12.292	9.164	7.383	2.437	3	189	1	-	10.013	280	-	10.293	75%	81%
Pore	3.926	3.283	942	1.284	69	1.108	1	-	3.404	73	-	3.477	84%	87%
Recetor	603	301	104	60	-	139	-	-	303	1	-	304	50%	50%
Sabanalarga	1.514	1.229	138	912	49	110	3	1	1.213	30	-	1.243	81%	80%
Sácama	690	463	150	217	25	129	-	-	521	5	-	526	67%	76%
San Luis de Palenque	2.622	2.361	685	1.296	101	315	2	-	2.399	50	-	2.449	90%	91%
Támara	3.057	1.277	529	353	20	394	-	-	1.296	23	-	1.319	42%	42%
Tauramena	13.879	8.443	3.238	3.569	712	89	8	2	7.618	359	1	7.978	61%	55%
Trinidad	3.905	3.715	1.636	1.551	20	468	-	1	3.676	101	-	3.777	95%	94%
Villanueva	19.508	7.510	2.881	4.696	1.037	461	1	-	9.076	423	-	9.499	38%	47%
Yopal	105.136	58.051	17.922	21.843	13.077	5.788	17	5	58.652	2.810	8	61.470	55%	56%

Cauca (18)	216.493	166.932	60.590	56.604	26.532	12.687	3.637	532	160.582	1.483	41	162.106	77%	74%
Cajibío	1.284	933	611	324	-	-	-	-	935	4	-	939	73%	73%
Caloto	5.008	3.032	2.743	299	57	-	-	-	3.099	15	4	3.118	61%	62%
Corinto	5.798	4.713	2.329	1.652	165	2	1	-	4.149	28	-	4.177	81%	72%
El Tambo	1.865	1.555	1.113	426	8	-	-	-	1.547	11	-	1.558	83%	83%
Guachené	6.607	4.927	4.110	562	6	-	-	-	4.678	27	2	4.707	75%	71%
Miranda	10.844	8.236	5.511	3.149	84	-	-	-	8.744	48	1	8.793	76%	81%
Morales	1.560	1.250	858	305	5	-	-	-	1.168	5	-	1.173	80%	75%
Padilla	3.410	2.560	1.642	554	9	-	-	-	2.205	5	-	2.210	75%	65%
Patía	5.402	3.480	1.820	1.214	21	-	-	-	3.055	11	-	3.066	64%	57%
Piendamó	7.523	5.942	2.879	2.587	440	-	-	-	5.906	55	1	5.962	79%	79%
Popayán	98.122	84.409	20.999	29.282	16.862	12.567	3.634	532	83.876	942	5	84.823	86%	85%
Puerto Tejada	18.860	15.020	2.234	4.081	4.508	1	-	-	10.824	52	8	10.884	80%	57%
Rosas	735	534	302	156	34	-	-	-	492	5	-	497	73%	67%
Santander de Quilichao	33.686	18.925	6.182	7.818	4.126	109	1	-	18.236	190	5	18.431	56%	54%
Silvia	2.368	1.404	552	578	197	8	1	-	1.336	15	-	1.351	59%	56%
Timbío	5.387	4.606	3.139	1.447	4	-	-	-	4.590	35	-	4.625	86%	85%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Totoró	512	346	289	52	-	-	-	-	341	10	-	351	68%	67%
Villa Rica	7.522	5.060	3.277	2.118	6	-	-	-	5.401	25	15	5.441	67%	72%
Cesar (23)	313.630	298.851	149.869	85.352	31.026	9.335	3.543	1.215	280.340	3.287	78	283.705	95%	89%
Aguachica	32.134	31.483	21.292	7.211	1.760	235	4	-	30.502	262	4	30.768	98%	95%
Agustín Codazzi	13.990	13.660	6.241	5.941	318	60	6	-	12.566	94	1	12.661	98%	90%
Astrea	4.578	4.209	2.779	1.218	-	-	-	-	3.997	19	2	4.018	92%	87%
Becerril	5.967	5.743	3.880	1.358	-	-	-	-	5.238	41	-	5.279	96%	88%
Bosconia	11.021	9.568	4.766	2.964	294	-	-	-	8.024	92	8	8.124	87%	73%
Chimichagua	4.347	4.166	2.834	1.018	-	-	-	-	3.852	22	-	3.874	96%	89%
Chiriguana	6.575	6.436	3.414	1.284	801	-	-	-	5.499	42	-	5.541	98%	84%
Curumaní	10.085	9.894	7.183	2.485	1	-	-	-	9.669	88	-	9.757	98%	96%
El Copey	7.563	7.275	5.016	990	489	7	-	-	6.502	45	3	6.550	96%	86%
El Paso	11.511	10.664	6.125	2.081	-	-	-	-	8.206	83	5	8.294	93%	71%
Gamarra	2.905	2.862	1.288	1.298	27	-	-	-	2.613	15	-	2.628	99%	90%
La Gloria	3.454	3.345	2.734	604	13	-	-	-	3.351	24	-	3.375	97%	97%
La Jagua de Ibirico	10.141	9.923	7.223	1.997	1	-	-	-	9.221	53	-	9.274	98%	91%
La Paz	7.846	5.916	2.358	2.515	373	-	-	-	5.246	106	9	5.361	75%	67%
Manaure	3.185	2.905	1.768	756	5	-	-	-	2.529	90	2	2.621	91%	79%
Pailitas	5.112	5.007	3.508	1.507	1	-	-	-	5.016	58	-	5.074	98%	98%
Pelaya	4.855	4.779	3.888	435	50	-	-	-	4.373	29	1	4.403	98%	90%
Río de Oro	1.018	958	733	179	1	-	-	-	913	3	-	916	94%	90%
San Alberto	7.440	7.318	3.815	2.127	677	1	-	-	6.620	78	2	6.700	98%	89%
San Diego	4.436	4.350	3.406	989	5	-	-	-	4.400	35	-	4.435	98%	99%
San Martín	5.715	5.684	4.227	1.262	106	-	-	-	5.595	40	-	5.635	99%	98%
Tamalameque	3.572	3.417	3.116	390	3	-	-	-	3.509	16	-	3.525	96%	98%
Valledupar	146.180	139.289	48.275	44.743	26.101	9.032	3.533	1.215	132.899	1.952	41	134.892	95%	91%
Chocó (5)	41.808	41.434	3.968	336	6	-	-	-	4.310	-	-	4.310	99%	10%
Condoto	3.427	3.044	136	1	-	-	-	-	137	-	-	137	89%	4%
Istmina	6.240	6.418	151	11	-	-	-	-	162	-	-	162	100%	3%
Quibdó	28.073	28.073	3.304	324	6	-	-	-	3.634	-	-	3.634	100%	13%
Tadó	2.670	3.134	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%
Unión Panamericana	1.398	765	377	-	-	-	-	-	377	-	-	377	55%	27%



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Córdoba (30)	297.069	281.329	157.771	68.054	24.232	6.434	1.990	1.964	260.445	4.321	57	264.823	95%	88%
Ayapel	7.560	6.626	3.684	1.952	44	-	-	-	5.680	71	-	5.751	88%	75%
Buenavista	2.391	2.344	1.690	264	1	-	-	-	1.955	16	-	1.971	98%	82%
Canalete	949	941	516	227	-	-	-	-	743	3	-	746	99%	78%
Cereté	22.321	21.049	9.802	8.077	1.390	522	9	-	19.800	275	16	20.091	94%	89%
Chimá	983	963	776	117	-	-	-	-	893	7	-	900	98%	91%
Chinú	8.129	7.942	3.842	2.661	859	47	-	-	7.409	133	3	7.545	98%	91%
Ciénaga de Oro	8.664	7.833	5.585	1.702	305	-	-	-	7.592	71	7	7.670	90%	88%
Cotorra	2.778	2.409	2.051	13	1	-	-	-	2.065	13	-	2.078	87%	74%
La Apartada	3.397	3.220	600	1.707	-	-	-	-	2.307	24	-	2.331	95%	68%
Lorica	16.873	14.013	9.179	3.216	566	3	-	1	12.965	166	-	13.131	83%	77%
Los Córdoba	878	820	346	221	26	-	-	-	593	8	-	601	93%	68%
Momil	3.077	2.879	2.056	483	2	-	-	-	2.541	9	-	2.550	94%	83%
Montelíbano	19.626	17.026	9.247	3.544	2.546	32	63	109	15.541	218	3	15.762	87%	79%
Montería	124.362	123.091	69.830	27.208	13.984	5.385	1.918	1.853	120.178	2.399	21	122.598	99%	97%
Mofitos	1.967	1.852	1.069	8	-	-	-	-	1.077	11	-	1.088	94%	55%
Planeta Rica	12.006	11.844	5.187	4.155	2.345	45	-	1	11.733	213	3	11.949	99%	98%
Pueblo Nuevo	3.227	3.089	1.930	862	54	-	-	-	2.846	76	1	2.923	96%	88%
Puerto Escondido	1.002	896	581	43	-	-	-	-	624	7	-	631	89%	62%
Puerto Libertador	4.217	2.925	1.792	314	-	-	-	-	2.106	26	-	2.132	69%	50%
Purísima	2.455	2.322	1.515	487	14	-	-	-	2.016	15	-	2.031	95%	82%
Sahagún	18.136	17.239	8.479	5.756	1.913	399	-	-	16.547	272	3	16.822	95%	91%
San Andrés de Sotavento	2.410	2.360	1.335	754	47	-	-	-	2.136	30	-	2.166	98%	89%
San Antero	6.805	6.346	3.621	1.206	53	-	-	-	4.880	106	-	4.986	93%	72%
San Bernardo del Viento	2.578	2.459	1.721	193	4	-	-	-	1.918	5	-	1.923	95%	74%
San Carlos	1.468	1.404	1.137	79	1	-	-	-	1.217	11	-	1.228	96%	83%
San José de Uré	1.176	1.074	704	48	-	-	-	-	752	5	-	757	91%	64%
San Pelayo	3.320	3.081	1.863	692	9	-	-	-	2.564	38	-	2.602	93%	77%
Tierralta	8.729	8.009	4.068	1.754	67	1	-	-	5.890	53	-	5.943	92%	67%
Tuchín	1.462	1.283	1.073	33	1	-	-	-	1.107	26	-	1.133	88%	76%
Valencia	4.123	3.990	2.492	278	-	-	-	-	2.770	14	-	2.784	97%	67%
Cundinamarca (113)	1.431.552	1.034.465	112.850	384.343	327.796	107.144	13.580	3.277	948.990	16.989	375	966.354	72%	66%
Agua de Dios	4.546	4.059	847	2.963	215	17	-	-	4.042	33	-	4.075	89%	89%
Albán	791	536	47	468	26	-	-	-	541	-	-	541	68%	68%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Anapoima	3.638	3.624	30	895	1.273	732	365	1	3.296	54	-	3.350	100%	91%
Anolaima	1.260	1.260	300	700	237	-	-	-	1.237	11	-	1.248	100%	98%
Apulo	10.610	2.855	569	930	883	4	-	-	2.386	13	-	2.399	27%	22%
Arbeláez	3.165	2.869	58	2.094	560	101	17	-	2.830	36	1	2.867	91%	89%
Beltrán	2.091	738	550	45	-	-	-	-	595	-	-	595	35%	28%
Bituima	280	232	34	176	22	-	-	-	232	2	-	234	83%	83%
Bojacá	2.548	2.450	234	1.544	309	7	-	-	2.094	139	-	2.233	96%	82%
Cabrera	418	374	27	341	1	-	-	-	369	9	-	378	89%	88%
Cachipay	1.513	955	124	591	240	-	-	-	955	-	-	955	63%	63%
Cajicá	40.570	38.532	1.046	8.286	14.223	10.279	3.277	620	37.731	877	21	38.629	95%	93%
Caparrapí	7.759	999	247	747	5	-	-	-	999	-	-	999	13%	13%
Cáqueza	3.121	2.849	799	1.518	521	7	4	-	2.849	151	-	3.000	91%	91%
Chaguaní	525	484	55	418	11	-	-	-	484	1	-	485	92%	92%
Chía	54.558	51.421	1.360	15.618	22.302	7.926	3.037	1.513	51.756	1.640	11	53.407	94%	95%
Chipaqué	1.315	935	29	465	441	-	-	-	935	86	-	1.021	71%	71%
Choachí	1.055	292	43	1.867	4	-	-	-	1.914	35	-	1.949	28%	100%
Chocontá	4.100	3.980	412	3.457	-	-	-	-	3.869	77	19	3.965	97%	94%
Cogua	14.261	5.692	741	3.906	865	81	1	-	5.594	198	4	5.796	40%	39%
Cota	11.783	11.554	588	2.632	3.893	1.340	1.839	479	10.771	444	26	11.241	98%	91%
Cucunubá	2.274	2.184	83	1.957	93	2	-	-	2.135	64	-	2.199	96%	94%
El Colegio	6.280	6.179	212	4.688	899	23	-	-	5.822	98	-	5.920	98%	93%
El Peñón	3.210	534	20	514	-	-	-	-	534	-	-	534	17%	17%
El Rosal	8.357	8.138	45	2.655	4.470	329	2	-	7.501	156	-	7.657	97%	90%
Facatativá	41.765	40.679	4.686	12.723	10.544	4.568	-	-	32.521	824	9	33.354	97%	78%
Fómeque	1.200	262	15	1.533	1	-	-	-	1.549	18	-	1.567	22%	100%
Fosca	1.325	718	130	571	4	-	-	-	705	32	-	737	54%	53%
Funza	33.592	32.670	3.922	6.601	16.843	83	6	1	27.456	908	31	28.395	97%	82%
Fúquene	3.007	1.140	24	918	84	2	-	-	1.028	34	-	1.062	38%	34%
Fusagasugá	111.074	60.259	1.725	15.982	19.304	18.686	3.597	552	59.846	702	2	60.550	54%	54%
Gachalá	4.376	634	136	496	2	-	-	-	634	-	-	634	14%	14%
Gachancipá	5.774	5.561	313	4.782	520	9	-	-	5.624	120	2	5.746	96%	97%
Gachetá	12.108	1.314	167	1.124	22	-	-	-	1.313	1	-	1.314	11%	11%
Gama	3.941	292	33	258	1	-	-	-	292	-	-	292	7%	7%
Girardot	39.979	36.351	5.271	15.282	11.491	4.023	290	-	36.357	563	6	36.926	91%	91%
Granada	2.891	1.623	356	1.011	239	5	-	-	1.611	8	-	1.619	56%	56%
Guachetá	5.244	3.920	583	2.620	652	5	-	-	3.860	41	-	3.901	75%	74%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Guaduas	8.578	7.986	1.018	4.868	1.709	345	12	-	7.952	85	1	8.038	93%	93%
Guasca	2.950	2.950	555	1.928	315	-	-	-	2.798	63	19	2.880	100%	95%
Guataquí	737	452	377	72	2	-	-	-	451	2	-	453	61%	61%
Guatavita	4.270	441	15	313	113	-	-	-	441	-	-	441	10%	10%
Guayabal de Siquima	718	562	62	429	61	-	-	-	552	7	-	559	78%	77%
Guayabetal	2.889	1.007	103	641	2	-	-	-	746	64	-	810	35%	26%
Jerusalén	449	377	171	203	1	-	-	-	375	1	-	376	84%	84%
Junín	10.153	364	23	331	6	-	-	-	360	4	-	364	4%	4%
La Calera	8.430	7.954	452	3.370	3.065	621	-	58	7.566	136	-	7.702	94%	90%
La Mesa	10.419	9.684	134	3.491	4.217	1.055	8	1	8.906	125	-	9.031	93%	85%
La Palma	6.505	1.371	305	1.058	8	-	-	-	1.371	-	-	1.371	21%	21%
La Peña	497	436	111	293	6	-	-	-	410	4	-	414	88%	82%
La Vega	4.475	4.240	32	1.765	1.737	498	1	-	4.033	70	-	4.103	95%	90%
Lenguazaque	3.504	1.814	52	1.571	161	1	-	-	1.785	17	-	1.802	52%	51%
Machetá	8.911	340	40	296	4	-	-	-	340	-	-	340	4%	4%
Madrid	63.406	62.054	1.265	13.262	26.634	17.925	-	1	59.087	856	19	59.962	98%	93%
Manta	7.606	440	109	331	-	-	-	-	440	-	-	440	6%	6%
Medina	1.782	1.715	794	837	42	-	-	-	1.673	29	-	1.702	96%	94%
Mosquera	58.765	56.894	4.557	12.635	25.659	9.229	29	1	52.110	1.090	61	53.261	97%	89%
Nariño	1.288	685	306	364	11	-	-	-	681	7	-	688	53%	53%
Nemocón	8.911	4.739	499	3.846	745	31	-	-	5.121	120	-	5.241	53%	57%
Nilo	11.929	1.937	860	1.000	58	17	-	-	1.935	8	-	1.943	16%	16%
Nimaima	2.973	695	119	559	12	-	-	-	690	6	-	696	23%	23%
Nocaima	8.917	995	58	633	301	-	-	-	992	9	-	1.001	11%	11%
Pacho	35.464	6.087	824	3.441	1.638	184	-	-	6.087	94	-	6.181	17%	17%
Paime	2.668	361	72	289	-	-	-	-	361	-	-	361	14%	14%
Pandi	6.699	2.058	26	2.014	4	-	-	-	2.044	8	-	2.052	31%	31%
Paratebueno	2.155	2.146	743	1.246	28	3	1	1	2.022	39	-	2.061	100%	94%
Pasca	1.168	1.087	131	745	203	-	-	-	1.079	15	-	1.094	93%	92%
Puerto Salgar	4.126	3.785	2.697	829	252	-	-	-	3.778	28	1	3.807	92%	92%
Pulí	373	319	195	122	-	-	-	-	317	-	-	317	86%	85%
Quebradanegra	3.634	892	220	599	52	4	-	-	875	1	-	876	25%	24%
Quetame	2.663	853	38	693	52	-	-	-	783	60	-	843	32%	29%
Quipile	8.494	1.287	83	806	61	-	-	-	950	1	-	951	15%	11%
Ricaurte	19.963	17.260	1.702	985	1.549	12.411	426	-	17.073	80	3	17.156	86%	86%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
San Antonio del Tequendama	513	440	7	429	1	-	-	-	437	5	-	442	86%	85%
San Bernardo	12.352	1.570	301	1.111	140	1	-	-	1.553	10	-	1.563	13%	13%
San Francisco	2.067	1.960	34	959	954	4	-	-	1.951	20	-	1.971	95%	94%
San Juan de Río Seco	11.875	2.788	302	1.330	253	1	-	-	1.886	12	-	1.898	23%	16%
Sasaima	1.239	951	38	640	261	4	-	-	943	13	-	956	77%	76%
Sesquilé	5.269	2.455	109	2.306	36	1	-	-	2.452	4	-	2.456	47%	47%
Sibaté	50.466	12.121	938	7.524	1.491	3	-	-	9.956	256	15	10.227	24%	20%
Silvania	10.947	4.895	222	2.913	1.349	222	1	-	4.707	45	1	4.753	45%	43%
Simijaca	3.471	3.352	577	1.812	721	5	-	-	3.115	123	3	3.241	97%	90%
Soacha	309.098	302.123	46.168	111.194	89.813	5	1	2	247.183	2.423	43	249.649	98%	80%
Sopó	7.077	6.900	518	2.650	3.409	181	111	39	6.908	270	8	7.186	97%	98%
Subachoque	5.689	5.463	105	1.835	1.195	16	4	3	3.158	135	-	3.293	96%	56%
Suesca	8.014	3.985	226	2.957	741	42	-	-	3.966	19	-	3.985	50%	49%
Supatá	1.010	751	14	510	228	1	-	-	753	4	-	757	74%	75%
Susa	963	944	55	508	186	-	-	-	749	38	-	787	98%	78%
Sutatausa	2.902	2.860	326	2.189	275	2	-	-	2.792	32	-	2.824	99%	96%
Tabio	7.119	6.690	368	1.721	3.175	912	184	3	6.363	259	-	6.622	94%	89%
Tausa	5.218	943	186	484	92	1	-	-	763	20	-	783	18%	15%
Tena	2.590	2.261	177	1.825	148	11	-	-	2.161	27	-	2.188	87%	83%
Tenjo	5.509	5.288	218	2.990	1.356	360	2	-	4.926	170	1	5.097	96%	89%
Tibacuy	2.259	821	46	755	3	-	-	-	804	5	-	809	36%	36%
Tibirita	5.043	415	58	331	26	-	-	-	415	-	-	415	8%	8%
Tocaima	19.224	5.792	1.477	2.450	1.102	10	-	-	5.039	76	-	5.115	30%	26%
Tocancipá	27.613	22.844	2.028	5.971	13.352	5.283	4	1	26.639	401	52	27.092	83%	96%
Topaipí	3.106	673	112	560	1	-	-	-	673	-	-	673	22%	22%
Ubalá	7.886	411	40	363	2	-	-	-	405	6	-	411	5%	5%
Ubaque	326	56	67	703	1	-	-	-	771	3	-	774	17%	100%
Une	1.782	1.344	20	1.039	110	-	-	-	1.169	86	-	1.255	75%	66%
Útica	1.327	973	416	554	-	-	-	-	970	8	-	978	73%	73%
Venecia	1.770	698	90	582	21	-	-	-	693	2	-	695	39%	39%
Vergara	722	645	161	479	2	-	-	-	642	3	-	645	89%	89%
Vianí	666	611	180	410	15	-	-	-	605	6	-	611	92%	91%
Villa de San Diego de Ubaté	12.941	12.372	1.889	5.871	3.840	282	-	-	11.882	533	-	12.415	96%	92%
Villagómez	1.579	383	59	322	2	-	-	-	383	-	-	383	24%	24%
Villapinzón	2.550	2.450	158	2.067	166	-	-	-	2.391	55	11	2.457	96%	94%



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Villeta	24.257	11.075	2.225	4.993	3.584	86	16	1	10.905	97	-	11.002	46%	45%
Viotá	14.780	2.652	402	1.521	67	1	-	-	1.991	30	-	2.021	18%	13%
Yacopí	9.632	864	87	774	3	-	-	-	864	-	-	864	9%	9%
Zipacón	644	563	20	382	80	2	-	-	484	30	-	514	87%	75%
Zipaquirá	57.284	54.668	7.817	17.088	19.687	9.155	345	-	54.092	1.359	5	55.456	95%	94%
Guaviare (1)	15.955	6.444	2.800	3.437	506	9	-	-	6.752	74	-	6.826	40%	42%
San José del Guaviare	15.955	6.444	2.800	3.437	506	9	-	-	6.752	74	-	6.826	40%	42%
Huila (26)	317.910	294.169	110.196	137.222	32.263	10.318	2.712	116	292.827	2.719	41	295.587	93%	92%
Agrado	2.384	2.075	1.732	415	6	-	-	-	2.153	6	-	2.159	87%	90%
Aipe	5.155	4.927	2.326	2.448	129	2	-	-	4.905	32	-	4.937	96%	95%
Algeciras	6.156	5.518	2.961	2.269	103	-	-	-	5.333	33	-	5.366	90%	87%
Altamira	1.048	934	159	771	10	-	-	-	940	3	-	943	89%	90%
Baraya	1.410	1.321	950	318	49	-	-	-	1.317	11	-	1.328	94%	93%
Campoalegre	10.302	9.582	5.381	3.679	518	-	-	-	9.578	36	1	9.615	93%	93%
Garzón	21.164	19.589	6.414	10.508	2.250	309	1	2	19.484	95	-	19.579	93%	92%
Gigante	8.222	7.755	2.915	4.668	123	4	-	-	7.710	36	-	7.746	94%	94%
Guadalupe	4.179	3.595	1.893	1.481	60	-	-	-	3.434	14	-	3.448	86%	82%
Hobo	2.670	2.384	1.048	1.318	2	-	-	-	2.368	15	1	2.384	89%	89%
La Plata	13.042	12.129	4.116	6.765	1.200	9	-	-	12.090	115	-	12.205	93%	93%
Neiva	146.221	136.099	35.069	68.512	19.666	9.598	2.708	113	135.666	1.824	32	137.522	93%	93%
Paicol	1.220	1.106	216	778	110	-	-	-	1.104	13	-	1.117	91%	90%
Palermo	7.232	6.804	2.311	3.428	950	92	-	-	6.781	73	1	6.855	94%	94%
Pital	2.663	1.877	1.120	684	21	-	-	-	1.825	8	-	1.833	70%	69%
Pitalito	42.124	40.033	20.576	13.804	5.825	87	2	-	40.294	129	-	40.423	95%	96%
Rivera	10.221	9.017	2.382	5.833	552	209	1	1	8.978	107	3	9.088	88%	88%
San Agustín	4.033	3.104	1.320	1.337	244	3	-	-	2.904	33	-	2.937	77%	72%
Suaza	4.388	3.556	2.689	928	28	-	-	-	3.645	7	-	3.652	81%	83%
Tarqui	4.596	4.441	3.561	851	8	1	-	-	4.421	10	-	4.431	97%	96%
Tello	3.230	3.034	1.845	721	82	-	-	-	2.648	7	3	2.658	94%	82%
Teruel	1.721	1.638	459	1.059	114	1	-	-	1.633	12	-	1.645	95%	95%
Tesalia	3.349	3.108	2.356	703	25	1	-	-	3.085	27	-	3.112	93%	92%
Timaná	6.388	6.021	4.138	1.811	74	2	-	-	6.025	21	-	6.046	94%	94%
Villavieja	2.441	2.328	1.550	760	1	-	-	-	2.311	23	-	2.334	95%	95%
Yaguará	2.351	2.194	709	1.373	113	-	-	-	2.195	29	-	2.224	93%	93%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
La Guajira (15)	174.253	169.995	74.822	55.008	14.893	2.705	275	1	147.705	1.698	84	149.487	98%	85%
Albania	4.247	4.173	1.968	959	-	583	-	-	3.510	40	15	3.565	98%	83%
Barrancas	7.956	7.623	2.236	3.361	925	-	-	-	6.522	64	-	6.586	96%	82%
Dibulla	7.672	7.506	3.015	3.362	7	-	-	-	6.384	172	3	6.559	98%	83%
Distracción	3.154	3.105	1.166	1.408	218	2	-	-	2.794	21	2	2.817	98%	89%
El Molino	2.226	2.208	993	783	142	-	-	-	1.918	8	-	1.926	99%	86%
Fonseca	13.171	13.081	6.819	2.878	2.128	51	-	-	11.876	94	5	11.975	99%	90%
Hatonuevo	4.458	4.412	1.883	1.246	500	300	-	-	3.928	58	1	3.987	99%	88%
La Jagua del Pilar	645	642	363	259	-	-	-	-	622	7	-	629	100%	96%
Maicao	35.407	34.213	10.984	14.089	3.188	348	-	-	28.609	330	14	28.953	97%	81%
Manaure	4.290	4.029	2.128	1.009	191	-	-	-	3.328	45	1	3.374	94%	78%
Riohacha	62.834	61.427	31.025	16.494	5.092	1.357	275	1	54.243	658	28	54.929	98%	86%
San Juan del Cesar	13.373	13.184	5.962	3.696	1.659	48	-	-	11.365	77	6	11.448	99%	85%
Uribe	4.586	4.342	2.221	1.123	35	-	-	-	3.379	47	6	3.432	95%	74%
Urumita	2.629	2.620	1.268	1.174	9	-	-	-	2.451	19	1	2.471	100%	93%
Villanueva	7.605	7.430	2.791	3.167	801	17	-	-	6.776	58	2	6.836	98%	89%
Magdalena (30)	390.372	365.739	151.735	80.178	52.536	13.197	6.531	14.423	318.600	4.517	424	323.541	94%	82%
Algarrobo	3.986	3.886	3.151	40	-	-	-	-	3.191	13	4	3.208	97%	80%
Aracataca	10.407	9.482	3.653	4.537	1	-	-	-	8.191	151	20	8.362	91%	79%
Ariguani	7.459	6.771	3.463	1.989	1	-	-	-	5.453	43	7	5.503	91%	73%
Cerro San Antonio	2.132	2.099	1.406	105	-	-	-	-	1.511	4	2	1.517	98%	71%
Chibolo	4.061	3.932	3.311	245	-	-	-	-	3.556	10	1	3.567	97%	88%
Ciénaga	32.739	30.188	12.690	10.344	2.571	19	-	-	25.624	370	55	26.049	92%	78%
Concordia	2.896	2.866	2.035	-	-	-	-	-	2.035	8	2	2.045	99%	70%
El Banco	10.771	10.561	6.242	2.353	547	18	-	-	9.160	112	1	9.273	98%	85%
El Piñón	3.489	3.450	2.229	293	-	-	-	-	2.522	6	2	2.530	99%	72%
El Retén	5.205	5.150	4.144	456	1	-	-	-	4.601	13	11	4.625	99%	88%
Fundación	20.099	19.224	12.641	3.655	955	41	-	-	17.292	288	6	17.586	96%	86%
Guamal	5.338	4.887	3.504	-	-	-	-	-	3.504	21	1	3.526	92%	66%
Nueva Granada	4.747	4.666	3.065	498	-	-	-	-	3.563	15	5	3.583	98%	75%
Pedraza	1.699	1.670	1.135	66	-	-	-	-	1.201	-	2	1.203	98%	71%
Pijiño del Carmen	2.365	2.286	1.822	112	-	-	-	-	1.934	9	1	1.944	97%	82%
Pivijay	8.405	8.248	4.014	2.613	280	-	-	-	6.907	48	4	6.959	98%	82%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Plato	11.870	9.871	3.789	2.264	916	-	-	-	6.969	57	5	7.031	83%	59%
Puebloviejo	4.546	4.382	2.929	631	1	-	-	-	3.561	35	2	3.598	96%	78%
Remolino	1.189	1.130	502	419	-	-	-	-	921	6	2	929	95%	77%
Sabanas de San Ángel	2.207	2.183	1.574	120	-	-	-	-	1.694	4	-	1.698	99%	77%
Salamina	2.936	2.816	1.571	877	28	-	-	-	2.476	9	2	2.487	96%	84%
San Sebastián de Buenavista	4.903	4.800	3.794	-	-	-	-	-	3.794	10	1	3.805	98%	77%
San Zenón	2.398	2.360	1.898	-	-	-	-	-	1.898	4	1	1.903	98%	79%
Santa Ana	4.805	4.569	2.818	1.048	13	-	-	-	3.879	62	2	3.943	95%	81%
Santa Bárbara de Pinto	2.788	2.758	2.133	-	1	-	-	-	2.134	7	1	2.142	99%	77%
Santa Marta	199.266	185.675	43.594	44.810	47.213	13.119	6.531	14.423	169.690	3.087	119	172.896	93%	85%
Sitionuevo	5.388	4.600	3.712	198	-	-	-	-	3.910	33	8	3.951	85%	73%
Tenerife	2.738	2.613	1.585	125	-	-	-	-	1.710	2	2	1.714	95%	62%
Zapayán	943	930	671	-	-	-	-	-	671	2	3	676	99%	71%
Zona Bananera	18.597	17.686	12.660	2.380	8	-	-	-	15.048	88	152	15.288	95%	81%

Meta (22)	389.537	293.753	83.360	99.529	88.734	11.325	4.249	1.646	288.843	8.910	26	297.779	75%	74%
Acacias	52.030	34.687	9.466	15.575	6.321	1.000	4	4	32.370	965	3	33.338	67%	62%
Barranca de Upía	2.274	2.137	1.324	598	218	2	-	-	2.142	65	-	2.207	94%	94%
Cabuyaro	1.970	1.264	1.090	189	-	-	-	-	1.279	20	-	1.299	64%	65%
Castilla La Nueva	3.625	3.493	1.582	809	900	-	-	-	3.291	64	-	3.355	96%	91%
Cubarral	2.841	2.260	1.415	720	8	-	-	-	2.143	64	-	2.207	80%	75%
Cumará	8.457	6.839	2.095	3.316	1.150	-	-	-	6.561	269	3	6.833	81%	78%
El Castillo	3.937	1.411	618	791	2	-	-	-	1.411	29	1	1.441	36%	36%
El Dorado	2.068	1.031	802	229	-	-	-	-	1.031	22	-	1.053	50%	50%
Fuente de Oro	3.084	2.556	507	1.815	79	1	-	-	2.402	33	-	2.435	83%	78%
Granada	24.745	22.070	8.129	12.272	2.076	285	-	-	22.762	522	-	23.284	89%	92%
Guamal	18.488	5.811	2.566	2.409	564	15	1	-	5.555	109	1	5.665	31%	30%
Puerto Concordia	3.662	863	807	55	1	-	-	-	863	12	-	875	24%	24%
Puerto Gaitán	6.085	5.987	3.903	1.989	51	1	-	-	5.944	142	-	6.086	98%	98%
Puerto Lleras	1.555	1.133	369	757	1	-	-	-	1.127	24	-	1.151	73%	72%
Puerto López	43.032	7.973	3.451	3.835	689	34	3	-	8.012	169	1	8.182	19%	19%
Puerto Rico	2.275	1.843	1.553	286	4	-	-	-	1.843	21	-	1.864	81%	81%
Restrepo	9.365	8.717	1.423	3.350	3.175	701	365	116	9.130	353	3	9.486	93%	97%
San Carlos de Guaroa	4.154	3.599	2.351	1.239	7	2	-	-	3.599	56	-	3.655	87%	87%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
San Juan de Arama	2.136	1.800	862	821	2	-	-	-	1.685	20	-	1.705	84%	79%
San Martín	6.316	5.840	1.213	3.459	783	3	-	-	5.458	85	-	5.543	92%	86%
Villavicencio	185.238	170.416	37.262	44.433	72.699	9.281	3.876	1.526	169.077	5.866	14	174.957	92%	91%
Vistahermosa	2.200	2.023	572	582	4	-	-	-	1.158	-	-	1.158	92%	53%
Nariño (1)	112.757	75.472	19.299	26.958	7.527	1.424	397	1	55.606	116	-	55.722	67%	49%
Pasto	112.757	75.472	19.299	26.958	7.527	1.424	397	1	55.606	116	-	55.722	67%	49%
Norte de Santander (21)	370.895	307.260	109.131	135.712	51.771	16.327	1.788	160	314.889	2.220	60	317.169	83%	85%
Bochalema	2.000	1.400	547	731	7	2	-	-	1.287	2	-	1.289	70%	64%
Cácuta	600	450	106	223	1	-	-	-	330	1	-	331	75%	55%
Chinácota	3.019	2.500	732	1.026	287	-	-	-	2.045	2	-	2.047	83%	68%
Chitagá	2.129	1.852	750	1.179	1	-	-	-	1.930	29	-	1.959	87%	91%
Cúcuta	213.256	176.775	67.162	77.175	27.763	11.816	1.138	22	185.076	882	35	185.993	83%	87%
Durania	629	533	53	320	97	-	-	-	470	1	-	471	85%	75%
El Zulia	6.209	4.616	1.434	2.919	290	1	-	-	4.644	8	-	4.652	74%	75%
Gramalote	1.253	1.023	454	507	-	-	-	-	961	21	-	982	82%	77%
Herrán	200	192	22	119	4	-	-	-	145	1	-	146	96%	73%
Labateca	780	621	198	439	-	-	-	-	637	2	-	639	80%	82%
Los Patios	30.794	24.241	2.767	16.584	3.748	659	436	128	24.322	128	1	24.451	79%	79%
Lourdes	600	550	18	528	-	-	-	-	546	-	-	546	92%	91%
Ocaña	48.074	42.166	17.492	13.148	7.769	1.963	37	2	40.411	791	-	41.202	88%	84%
Pamplona	14.999	12.817	3.291	6.447	3.630	772	3	-	14.143	150	22	14.315	85%	94%
Pamplonita	650	629	271	47	-	-	-	-	318	-	-	318	97%	49%
Ragonvalia	700	600	39	483	-	-	-	-	522	-	-	522	86%	75%
Sardinata	3.809	3.392	1.966	1.331	37	-	-	-	3.334	10	-	3.344	89%	88%
Silos	463	405	86	341	-	-	-	-	427	3	-	430	87%	92%
Tibú	5.295	5.000	959	2.794	10	-	-	-	3.763	7	-	3.770	94%	71%
Toledo	3.351	2.512	404	1.953	317	9	-	-	2.683	25	-	2.708	75%	80%
Villa del Rosario	32.085	24.986	10.380	7.418	7.810	1.105	174	8	26.895	157	2	27.054	78%	84%
Putumayo (4)	26.435	25.336	12.857	3.818	226	-	-	-	16.901	48	-	16.949	96%	64%
Mocoa	9.850	9.272	4.405	1.180	172	-	-	-	5.757	15	-	5.772	94%	58%
Puerto Asís	11.034	10.757	6.095	1.632	54	-	-	-	7.781	21	-	7.802	97%	71%
Puerto Caicedo	1.601	1.522	695	323	-	-	-	-	1.018	6	-	1.024	95%	64%
Villagarzón	3.950	3.785	1.662	683	-	-	-	-	2.345	6	-	2.351	96%	59%



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Quindío (8)	241.070	214.133	41.651	71.185	44.309	15.484	14.638	2.131	189.398	3.836	85	193.319	89%	79%
Armenia	147.712	135.337	25.516	31.041	32.854	13.490	13.860	1.988	118.749	2.336	53	121.138	92%	80%
Calarcá	31.217	25.503	3.443	12.716	4.838	1.270	170	39	22.476	421	11	22.908	82%	72%
Circasia	12.211	10.981	3.344	4.193	1.825	438	191	51	10.042	193	4	10.239	90%	82%
Filandia	4.958	3.980	930	2.139	572	18	3	-	3.662	130	-	3.792	80%	74%
La Tebaida	13.197	11.574	2.135	6.965	917	144	344	35	10.540	184	12	10.736	88%	80%
Montenegro	15.246	13.140	4.129	6.290	1.370	59	62	16	11.926	246	4	12.176	86%	78%
Quimbaya	13.206	11.523	1.884	6.536	1.716	38	6	1	10.181	184	-	10.365	87%	77%
Salento	3.323	2.095	270	1.305	217	27	2	1	1.822	142	1	1.965	63%	55%
Risaralda (12)	394.465	362.034	49.436	112.153	88.900	43.077	16.508	11.496	321.570	6.151	134	327.855	92%	82%
Apía	5.117	2.886	390	929	717	7	-	-	2.043	33	1	2.077	56%	40%
Balboa	2.119	571	78	172	241	2	-	-	493	17	-	510	27%	23%
Belén de Umbría	9.532	6.039	175	2.842	1.543	255	6	-	4.821	88	-	4.909	63%	51%
Dosquebradas	94.111	100.729	10.333	30.657	39.075	12.538	84	9	92.696	1.314	65	94.075	100%	98%
Guática	4.581	3.101	610	1.410	317	-	-	-	2.337	41	2	2.380	68%	51%
La Celia	2.864	1.259	290	572	290	3	-	-	1.155	42	-	1.197	44%	40%
La Virginia	11.720	10.834	2.896	2.790	3.505	141	1	-	9.333	214	2	9.549	92%	80%
Marsella	6.267	3.778	641	2.018	519	10	-	-	3.188	79	-	3.267	60%	51%
Pereira	211.601	197.639	30.811	56.253	31.955	28.263	16.157	11.465	174.904	3.631	57	178.592	93%	83%
Quinchía	9.282	4.282	895	1.108	1.145	8	-	-	3.156	49	2	3.207	46%	34%
Santa Rosa de Cabal	32.806	28.202	2.046	12.541	8.776	1.842	260	22	25.487	605	5	26.097	86%	78%
Santuario	4.465	2.714	271	861	817	8	-	-	1.957	38	-	1.995	61%	44%
Santander (42)	660.360	597.878	118.998	164.599	146.572	93.198	17.031	12.677	553.075	10.545	108	563.728	91%	84%
Aguada	230	230	15	202	1	-	-	-	218	-	-	218	100%	95%
Albania	2.344	670	118	499	7	-	-	-	624	13	-	637	29%	27%
Barbosa	12.230	10.435	640	4.887	3.746	66	-	-	9.339	223	-	9.562	85%	76%
Barrancabermeja	73.344	68.563	26.737	20.209	9.233	8.449	645	1	65.274	1.043	6	66.323	93%	89%
Bolívar	4.383	449	41	316	91	1	-	-	449	15	-	464	10%	10%
Bucaramanga	201.269	197.676	22.316	28.105	49.624	60.075	6.099	10.417	176.636	4.999	18	181.653	98%	88%
California	450	450	208	200	4	-	-	-	412	7	-	419	100%	92%
Charta	600	500	242	185	1	-	-	-	428	2	-	430	83%	71%
Chipatá	2.220	1.897	175	1.061	45	2	-	-	1.283	10	-	1.293	85%	58%
Curití	4.543	3.611	919	1.863	232	-	-	-	3.014	42	-	3.056	79%	66%

Continúa en la página siguiente

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
El Carmen de Chucurí	1.950	1.950	794	1.022	74	-	-	-	1.890	33	-	1.923	100%	97%
El Peñón	1.600	1.600	594	913	15	-	-	-	1.522	1	-	1.523	100%	95%
Florián	6.619	941	137	673	9	-	-	-	819	27	-	846	14%	12%
Floridablanca	112.332	107.518	15.277	37.269	25.643	16.649	9.393	1.888	106.119	1.466	29	107.614	96%	94%
Gámbita	700	600	169	341	30	-	-	-	540	-	-	540	86%	77%
Girón	63.116	58.741	18.902	17.581	18.673	2.636	13	49	57.854	784	41	58.679	93%	92%
Guavatá	1.550	1.550	320	1.121	6	-	-	-	1.447	5	-	1.452	100%	93%
Güepsa	2.000	1.950	959	719	26	3	-	-	1.707	15	-	1.722	98%	85%
Jesus María	5.144	1.218	165	1.011	42	-	-	-	1.218	17	-	1.235	24%	24%
La Belleza	821	797	106	425	13	2	-	-	546	28	-	574	97%	67%
La Paz	1.291	1.291	326	861	4	-	-	-	1.191	-	-	1.191	100%	92%
Lebrija	6.884	6.595	2.043	2.561	1.707	77	-	-	6.388	140	2	6.530	96%	93%
Páramo	1.272	1.172	325	609	63	-	-	-	997	19	-	1.016	92%	78%
Piedecuesta	67.091	61.969	7.704	17.686	28.446	4.839	861	322	59.858	922	9	60.789	92%	89%
Pinchote	1.078	888	115	537	64	-	-	-	716	14	-	730	82%	66%
Puente Nacional	4.189	4.175	826	2.594	670	2	-	-	4.092	64	-	4.156	100%	98%
Puerto Parra	1.611	1.511	265	292	-	-	-	-	557	4	1	562	94%	35%
Puerto Wilches	18.940	8.833	6.630	1.257	325	-	-	-	8.212	75	1	8.288	47%	43%
Rionegro	1.800	1.800	975	740	22	-	-	-	1.737	14	-	1.751	100%	97%
Sabana de Torres	8.344	8.193	3.711	2.522	1.285	-	-	-	7.518	132	-	7.650	98%	90%
San Benito	950	550	160	352	3	-	-	-	515	-	-	515	58%	54%
San Gil	15.125	11.032	226	2.862	3.878	297	5	-	7.268	135	-	7.403	73%	48%
San Vicente de Chucurí	8.500	8.050	3.429	3.509	346	1	-	-	7.285	109	-	7.394	95%	86%
Socorro	7.571	7.114	480	2.986	713	93	15	-	4.287	116	1	4.404	94%	57%
Suaita	3.500	3.305	338	1.748	239	-	-	-	2.325	19	-	2.344	94%	66%
Sucre	2.713	473	71	316	16	-	-	-	403	15	-	418	17%	15%
Suratá	500	500	205	220	26	-	-	-	451	-	-	451	100%	90%
Tona	1.400	750	207	476	22	-	-	-	705	10	-	715	54%	50%
Valle de San José	1.233	921	72	586	76	-	-	-	734	8	-	742	75%	60%
Vélez	5.372	4.465	1.370	1.988	1.065	6	-	-	4.429	-	-	4.429	83%	82%
Vetas	600	600	311	237	4	-	-	-	552	2	-	554	100%	92%
Villanueva	2.951	2.345	375	1.058	83	-	-	-	1.516	17	-	1.533	79%	51%
Sucre (23)	191.280	185.159	110.575	47.768	9.973	4.111	913	441	173.781	3.126	38	176.945	97%	91%
Buenavista	2.549	2.468	2.003	286	-	-	-	-	2.289	22	-	2.311	97%	90%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Caimito	1.402	1.339	1.015	15	-	-	-	-	1.030	4	-	1.034	96%	73%
Chalán	761	755	585	3	-	-	-	-	588	6	-	594	99%	77%
Colosó	1.356	1.314	935	-	-	-	-	-	935	6	-	941	97%	69%
Corozal	18.544	18.208	10.059	6.483	491	165	12	-	17.210	237	3	17.450	98%	93%
Coveñas	5.379	4.994	2.500	1.524	131	107	-	-	4.262	275	1	4.538	93%	79%
El Roble	1.505	1.349	1.274	5	-	-	-	-	1.279	5	-	1.284	90%	85%
Galeras	4.370	4.145	2.926	781	65	-	-	-	3.772	28	-	3.800	95%	86%
La Unión	1.628	1.545	1.111	134	-	-	-	-	1.245	11	-	1.256	95%	76%
Los Palmitos	4.358	4.296	3.226	694	-	-	-	-	3.920	47	-	3.967	99%	90%
Morroa	3.945	3.657	2.758	684	34	-	-	-	3.476	47	-	3.523	93%	88%
Ovejas	4.917	4.580	3.427	762	56	-	-	-	4.245	34	-	4.279	93%	86%
Palmito	1.271	1.124	869	1	-	-	-	-	870	8	-	878	88%	68%
Sampués	7.370	7.159	4.620	1.961	127	51	-	-	6.759	90	3	6.852	97%	92%
San Benito Abad	3.233	2.907	2.171	-	-	-	-	-	2.171	13	-	2.184	90%	67%
San Juan de Betulia	2.775	2.747	1.738	839	19	-	-	-	2.596	32	-	2.628	99%	94%
San Luis de Sincé	7.728	7.533	5.397	1.170	362	36	-	-	6.965	82	1	7.048	97%	90%
San Marcos	9.660	9.391	4.933	2.773	978	-	1	-	8.685	145	2	8.832	97%	90%
San Onofre	6.365	5.763	3.518	1.259	189	6	-	-	4.972	57	-	5.029	91%	78%
San Pedro	4.728	4.582	3.424	746	45	-	-	-	4.215	65	-	4.280	97%	89%
Santiago de Tolú	8.337	8.124	3.867	2.410	714	157	-	-	7.148	213	-	7.361	97%	86%
Sincelejo	85.970	84.140	45.894	24.780	6.751	3.589	900	441	82.355	1.666	23	84.044	98%	96%
Tolú Viejo	3.129	3.039	2.325	458	11	-	-	-	2.794	33	5	2.832	97%	89%
Tolima (40)	471.743	389.674	93.186	179.571	79.927	24.937	3.382	564	381.567	5.092	98	386.757	83%	81%
Alvarado	1.843	1.558	450	1.081	11	-	-	-	1.542	20	1	1.563	85%	84%
Ambalema	2.368	2.126	1.354	673	78	-	-	-	2.105	13	1	2.119	90%	89%
Armero	4.539	4.238	2.251	1.929	19	-	-	-	4.199	43	3	4.245	93%	93%
Cajamarca	3.993	3.780	439	2.531	757	-	-	-	3.727	62	-	3.789	95%	93%
Carmen de Apicalá	4.476	4.124	553	2.503	760	161	45	1	4.023	74	1	4.098	92%	90%
Casabianca	5.496	2.850	981	877	1	-	-	-	1.859	6	-	1.865	52%	34%
Chaparral	10.873	10.402	5.008	4.174	1.177	6	-	-	10.365	87	1	10.453	96%	95%
Coello	1.852	1.748	857	861	23	2	-	-	1.743	5	-	1.748	94%	94%
Coyaima	3.232	1.320	724	591	-	-	-	-	1.315	23	2	1.340	41%	41%
Cunday	11.252	2.079	1.201	560	11	-	-	-	1.772	15	-	1.787	18%	16%
Dolores	1.709	1.117	562	511	34	-	-	-	1.107	15	-	1.122	65%	65%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Espinal	26.757	24.917	5.907	14.472	3.772	631	1	1	24.784	246	15	25.045	93%	93%
Falan	6.612	3.200	1.238	920	1	-	-	-	2.159	3	-	2.162	48%	33%
Flandes	16.255	11.945	314	5.079	6.115	3	-	-	11.511	78	1	11.590	73%	71%
Fresno	7.302	6.943	2.071	3.686	1.162	1	-	-	6.920	62	-	6.982	95%	95%
Guamo	11.277	10.883	4.681	5.846	315	11	1	-	10.854	48	1	10.903	97%	96%
Herveo	1.904	1.807	547	1.234	15	-	-	-	1.796	22	-	1.818	95%	94%
Honda	9.349	8.367	2.884	3.404	1.487	395	23	-	8.193	98	1	8.292	89%	88%
Ibagué	209.529	202.259	29.942	90.536	55.186	22.838	3.060	552	202.114	3.201	62	205.377	97%	96%
Icononzo	1.804	1.721	587	1.093	8	-	-	-	1.688	38	-	1.726	95%	94%
Lérida	7.129	6.474	2.144	4.127	132	-	-	-	6.403	67	2	6.472	91%	90%
Líbano	10.045	9.632	1.534	5.314	2.330	352	-	2	9.532	176	1	9.709	96%	95%
Mariquita	12.464	11.801	5.322	5.058	1.288	71	1	-	11.740	115	4	11.859	95%	94%
Melgar	13.380	12.803	2.157	5.636	4.171	437	251	8	12.660	319	-	12.979	96%	95%
Murillo	772	575	302	258	14	-	-	-	574	8	-	582	74%	74%
Natagaima	3.134	2.754	1.127	1.407	216	-	-	-	2.750	6	1	2.757	88%	88%
Ortega	2.898	2.551	732	1.577	227	-	-	-	2.536	15	-	2.551	88%	88%
Palocabildo	9.210	4.100	1.684	1.114	100	-	-	-	2.898	16	-	2.914	45%	31%
Piedras	1.884	1.771	1.040	718	-	-	-	-	1.758	9	-	1.767	94%	93%
Prado	8.761	3.200	1.886	705	2	6	-	-	2.599	9	-	2.608	37%	30%
Purificación	34.219	9.303	5.270	2.646	204	18	-	-	8.138	43	-	8.181	27%	24%
Saldaña	4.203	3.885	1.524	2.204	137	5	-	-	3.870	26	1	3.897	92%	92%
San Antonio	1.755	1.594	739	763	96	-	-	-	1.598	10	-	1.608	91%	91%
San Luis	3.542	3.404	1.664	1.696	11	-	-	-	3.371	34	-	3.405	96%	95%
Santa Isabel	904	755	405	337	3	-	-	-	745	11	-	756	84%	82%
Suárez	694	642	276	366	-	-	-	-	642	2	-	644	93%	93%
Valle de San Juan	1.333	1.256	636	613	1	-	-	-	1.250	9	-	1.259	94%	94%
Venadillo	3.376	3.139	1.603	1.508	5	-	-	-	3.116	40	-	3.156	93%	92%
Villahermosa	8.530	1.900	303	585	47	-	-	-	935	14	-	949	22%	11%
Villarrica	1.088	751	287	378	11	-	-	-	676	4	-	680	69%	62%
Valle del Cauca (39)	1.652.963	1.376.702	267.031	484.665	342.859	142.809	73.916	23.068	1.334.348	20.479	504	1.355.331	83%	81%
Alcalá	3.994	2.874	660	1.620	184	-	7	-	2.471	17	-	2.488	72%	62%
Andalucía	7.202	5.774	1.015	4.492	115	1	159	-	5.782	51	2	5.835	80%	80%
Ansermanuevo	4.499	3.807	1.272	1.826	276	-	-	-	3.374	24	1	3.399	85%	75%
Bolívar	4.235	2.351	1.105	899	138	-	-	1	2.143	13	-	2.156	56%	51%
Buenaventura	91.797	75.460	42.420	11.532	6.224	932	-	-	61.108	266	6	61.380	82%	67%

Continúa en la página siguiente



Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residenciales conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Potencial	Efectiva
Bugalagrande	7.800	5.968	1.890	3.131	571	1	2	-	5.595	68	-	5.663	77%	72%
Caicedonia	8.642	7.481	186	4.156	2.475	226	11	-	7.054	124	-	7.178	87%	82%
Cali	817.844	697.141	116.247	193.156	198.345	97.946	66.349	21.830	693.873	13.922	263	708.058	85%	85%
Calima	6.799	4.755	1.136	2.850	339	6	66	103	4.500	66	-	4.566	70%	66%
Candelaria	64.576	53.426	9.502	13.426	26.760	-	-	-	49.688	319	28	50.035	83%	77%
Cartago	50.050	44.216	5.059	13.985	17.719	3.940	606	169	41.478	449	7	41.934	88%	83%
Dagua	13.488	6.818	740	2.869	192	1	-	-	3.802	18	-	3.820	51%	28%
El Cerrito	21.293	16.865	6.145	9.458	641	6	-	-	16.250	200	4	16.454	79%	76%
El Dovio	2.739	2.345	839	952	108	-	-	-	1.899	19	-	1.918	86%	69%
Florida	20.373	16.983	9.183	6.327	1.155	-	-	-	16.665	114	2	16.781	83%	82%
Ginebra	7.019	4.871	1.270	3.343	561	17	-	-	5.191	69	2	5.262	69%	74%
Guacarí	12.311	10.104	2.043	7.891	123	-	-	-	10.057	72	2	10.131	82%	82%
Guadalajara de Buga	45.902	38.694	8.071	18.089	6.687	2.882	1.026	11	36.766	570	16	37.352	84%	80%
Jamundí	96.375	77.646	6.924	33.699	17.497	18.502	1.104	834	78.560	631	9	79.200	81%	82%
La Cumbre	4.657	2.183	26	962	9	-	-	-	997	12	-	1.009	47%	21%
La Unión	11.648	9.742	5.989	3.085	444	-	-	-	9.518	128	3	9.649	84%	82%
La Victoria	4.730	3.968	1.660	2.051	80	-	-	-	3.791	38	1	3.830	84%	80%
Obando	3.666	2.965	1.434	1.157	10	-	-	-	2.601	15	-	2.616	81%	71%
Palmira	133.227	112.015	8.941	63.109	29.177	8.740	1.916	56	111.939	1.313	56	113.308	84%	84%
Pradera	15.112	12.168	4.188	6.310	1.439	1	-	-	11.938	113	-	12.051	81%	79%
Restrepo	4.322	3.022	259	826	371	-	-	-	1.456	12	-	1.468	70%	34%
Riofrío	4.488	3.133	1.528	1.210	132	-	-	-	2.870	38	1	2.909	70%	64%
Roldanillo	13.747	10.903	3.437	6.062	1.562	93	1	-	11.155	112	2	11.269	79%	81%
San Pedro	5.782	4.272	1.023	2.623	745	10	-	-	4.401	34	4	4.439	74%	76%
Sevilla	12.119	9.275	2.591	4.585	1.956	93	-	-	9.225	142	2	9.369	77%	76%
Toro	4.217	3.174	843	1.622	304	-	-	-	2.769	16	-	2.785	75%	66%
Trujillo	4.732	3.331	676	1.712	433	-	-	-	2.821	25	-	2.846	70%	60%
Tuluá	66.562	57.643	6.141	25.898	16.571	3.074	2.624	27	54.335	677	7	55.019	87%	82%
Ulloa	1.802	1.363	474	683	77	5	-	-	1.239	5	-	1.244	76%	69%
Versalles	2.214	1.448	419	442	365	-	-	-	1.226	12	-	1.238	65%	55%
Vijes	3.695	2.405	227	1.855	311	3	-	-	2.396	18	1	2.415	65%	65%
Yotoco	5.135	3.374	1.077	1.923	320	9	-	-	3.329	30	-	3.359	66%	65%
Yumbo	49.767	40.587	8.308	16.003	7.349	6.314	45	37	38.056	553	83	38.692	82%	76%
Zarzal	14.403	12.152	2.083	8.846	1.094	7	-	-	12.030	174	2	12.206	84%	84%

(#) Número de municipios por departamento. / Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

6.3 Detalle de municipios sin gas natural





Municipios sin servicio de gas natural a diciembre 31 de 2025

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Amazonas (11)	26%	46%	36%	42.831	42.226	85.057	49,4%
El Encanto (ANM)	ND	38%	38%	0	2.225	2.225	
La Chorrera (ANM)	ND	36%	36%	0	3.156	3.156	
La Pedrera (ANM)	ND	79%	79%	0	4.097	4.097	
La Victoria (ANM)	ND	91%	91%	0	682	682	
Leticia	25%	33%	27%	38.378	15.292	53.670	
Miriti - Paraná (ANM)	ND	86%	86%	0	2.084	2.084	
Puerto Alegría (ANM)	ND	43%	43%	0	795	795	
Puerto Arica (ANM)	ND	35%	35%	0	1.080	1.080	
Puerto Nariño	35%	45%	42%	4.453	6.922	11.375	
Puerto Santander (NM)	ND	50%	50%	0	1.860	1.860	
Tarapacá (ANM)	ND	51%	51%	0	4.033	4.033	
Antioquia (22)	24%	32%	29%	84.347	129.325	213.672	4,9%
Abriaquí	5%	15%	12%	911	1.896	2.807	
Alejandro	7%	20%	13%	2.966	2.319	5.285	
Angostura	10%	24%	21%	3.144	9.367	12.511	
Anorí	19%	37%	28%	9.307	11.728	21.035	
Anzá	7%	19%	16%	1.602	6.079	7.681	
Argelia	13%	21%	17%	3.893	4.322	8.215	
Armenia	6%	10%	8%	1.917	3.393	5.310	
Briceño	18%	31%	26%	2.808	5.149	7.957	
Buriticá	15%	35%	29%	2.928	8.087	11.015	
Caicedo	14%	20%	19%	2.083	7.024	9.107	
Campamento	11%	31%	25%	3.029	6.976	10.005	
Ebéjico	5%	16%	14%	2.709	9.903	12.612	
Giraldo	12%	17%	15%	2.533	3.871	6.404	
Heliconia	9%	15%	12%	2.289	2.749	5.038	
La Pintada	12%	17%	13%	7.727	927	8.654	
Murindó	92%	76%	82%	2.170	3.726	5.896	
Nariño	10%	18%	16%	3.686	7.314	11.000	
Nechí	43%	68%	54%	16.464	12.951	29.415	
Peque	16%	32%	27%	2.779	6.003	8.782	
San Francisco	12%	26%	20%	2.788	3.270	6.058	

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Uramita	14%	33%	27%	2.483	4.972	7.455	
Vigía del Fuerte	96%	67%	78%	4.131	7.299	11.430	
Arauca (4)	28%	48%	35%	98.437	55.070	153.507	27,9%
Arauca	28%	55%	32%	78.057	12.960	91.017	
Arauquita	31%	46%	42%	14.349	39.287	53.636	
Cravo Norte	29%	32%	30%	2.899	1.263	4.162	
Puerto Rondón	16%	41%	23%	3.132	1.560	4.692	
Archipiélago de San Andrés (2)	19%	6%	15%	47.218	16.220	63.438	0,8%
Providencia	12%	6%	9%	3.796	2.524	6.320	
San Andrés	20%	6%	16%	43.422	13.696	57.118	
Bolívar (4)	31%	64%	52%	21.690	64.931	86.621	24,9%
Montecristo	47%	69%	63%	3.821	12.614	16.435	
Morales	42%	66%	59%	7.942	17.937	25.879	
Pinillos	50%	65%	62%	3.646	22.172	25.818	
Tiquisio	44%	69%	60%	6.281	12.208	18.489	
Boyacá (42)	11%	27%	22%	56.975	112.753	169.728	19,0%
Almeida	1%	9%	8%	378	1.429	1.807	
Betéitiva	5%	12%	11%	359	1.450	1.809	
Buenavista	6%	16%	15%	929	3.589	4.518	
Chíquiza	17%	18%	18%	479	4.332	4.811	
Chiscas	13%	34%	29%	1.018	3.076	4.094	
Chita	24%	49%	43%	2.305	5.932	8.237	
Chivor	10%	21%	17%	790	1.933	2.723	
Coper	8%	16%	14%	951	2.525	3.476	
Covarachía	9%	31%	27%	597	2.270	2.867	
El Cocuy	26%	37%	31%	2.372	1.932	4.304	
El Espino	9%	17%	13%	1.472	1.677	3.149	
Gachantivá	5%	12%	11%	634	2.116	2.750	
Guacamayas	15%	10%	12%	661	1.153	1.814	
Guayatá	5%	12%	10%	1.244	2.229	3.473	
Güicán de la Sierra	4%	42%	30%	1.453	2.906	4.359	
Jericó	14%	45%	36%	1.384	2.635	4.019	
La Victoria	0,3%	26%	17%	449	701	1.150	



Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Labranzagrande	12%	50%	37%	1.354	2.412	3.766	
Macanal	0,8%	11%	8%	1.385	3.957	5.342	
Maripí	14%	35%	32%	971	4.910	5.881	
Muzo	19%	31%	23%	5.437	2.688	8.125	
Otanche	11%	43%	28%	3.835	4.375	8.210	
Panqueba	6%	23%	15%	867	838	1.705	
Pauna	11%	33%	26%	2.368	4.992	7.360	
Paya	19%	70%	59%	652	2.124	2.776	
Paz de Río	5%	12%	7%	2.926	1.449	4.375	
Pisba	19%	42%	34%	670	1.287	1.957	
Quípama	26%	47%	41%	1.508	3.494	5.002	
Rondón	2%	10%	8%	707	1.761	2.468	
San Mateo	7%	28%	21%	1.332	2.077	3.409	
San Miguel de Sema	11%	9%	9%	514	2.567	3.081	
San Pablo de Borbur	12%	24%	23%	956	5.815	6.771	
Santa María	6%	20%	11%	2.204	1.421	3.625	
Sativanorte	8%	28%	21%	704	1.359	2.063	
Sativasur	5%	9%	8%	316	710	1.026	
Socotá	10%	31%	27%	1.718	5.759	7.477	
Somondoco	2%	11%	9%	763	2.217	2.980	
Susacón	9%	17%	15%	689	2.094	2.783	
Tasco	6%	13%	11%	1.840	4.173	6.013	
Tipacoque	14%	29%	24%	983	2.204	3.187	
Toca	7%	12%	10%	4.585	4.386	8.971	
Tutazá	17%	16%	16%	216	1.799	2.015	
Caldas (3)	8%	15%	13%	9.482	23.670	33.152	6,8%
Marmato	12%	15%	15%	1.380	8.010	9.390	
Marulanda	3%	10%	8%	925	1.764	2.689	
Samaná	7%	16%	14%	7.177	13.896	21.073	
Caquetá (15)	21%	41%	31%	115.913	126.631	242.544	36,7%
Albania	12%	27%	20%	2.278	2.557	4.835	
Belén de Los Andaquíes	23%	39%	29%	7.040	4.363	11.403	
Cartagena del Chairá	30%	48%	38%	16.757	15.699	32.456	
Curillo	20%	31%	23%	5.402	2.405	7.807	

Continúa en la página siguiente

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
El Doncello	17%	29%	20%	13.768	6.092	19.860	
El Paujil	20%	31%	24%	9.249	9.647	18.896	
La Montañita	17%	37%	33%	2.806	12.642	15.448	
Milán	15%	52%	47%	1.122	9.128	10.250	
Morelia	14%	30%	21%	2.054	1.751	3.805	
Puerto Rico	22%	47%	32%	15.160	12.270	27.430	
San José del Fragua	19%	36%	27%	6.677	6.593	13.270	
San Vicente del Caguán	21%	41%	31%	24.694	27.978	52.672	
Solano	27%	52%	45%	2.713	8.124	10.837	
Solita	22%	35%	27%	3.819	2.593	6.412	
Valparaíso	13%	37%	28%	2.374	4.789	7.163	
Cauca (24)	40%	26%	28%	70.892	507.484	578.376	33,6%
Almaguer	21%	35%	34%	1.042	17.356	18.398	
Argelia	19%	24%	23%	2.541	25.131	27.672	
Balboa	28%	18%	20%	5.509	16.896	22.405	
Bolívar	20%	29%	28%	4.450	33.528	37.978	
Buenos Aires	11%	15%	15%	861	32.321	33.182	
Caldono	17%	24%	24%	1.808	42.779	44.587	
Florencia	14%	12%	12%	1.147	4.047	5.194	
Guapi	84%	54%	71%	14.783	14.747	29.530	
Inzá	10%	19%	19%	958	28.176	29.134	
Jambaló	10%	16%	16%	1.811	17.508	19.319	
La Sierra	35%	21%	23%	1.780	9.602	11.382	
La Vega	25%	17%	17%	717	23.679	24.396	
López de Micay	62%	40%	43%	1.745	17.879	19.624	
Mercaderes	29%	23%	26%	6.500	19.770	26.270	
Páez	11%	23%	22%	2.538	50.855	53.393	
Piamonte	13%	25%	22%	2.214	7.625	9.839	
Puracé	15%	22%	21%	1.556	16.588	18.144	
San Sebastián	24%	15%	16%	523	10.292	10.815	
Santa Rosa	31%	36%	36%	603	4.723	5.326	
Sotará Paispamba	19%	19%	19%	424	14.289	14.713	
Suárez	23%	31%	29%	6.826	31.049	37.875	
Sucre	59%	30%	36%	1.588	8.221	9.809	
Timbiquí	77%	59%	64%	6.745	22.732	29.477	
Toribío	11%	23%	23%	2.223	37.691	39.914	

Continúa en la página siguiente



Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Cesar (2)	25%	78%	59%	12.293	27.240	39.533	16,5%
González	13%	25%	21%	1.488	3.518	5.006	
Pueblo Bello	26%	87%	65%	10.805	23.722	34.527	
Chocó (25)	54%	65%	62%	84.851	261.068	345.919	52,8%
Acandí	32%	42%	36%	6.846	9.354	16.200	
Alto Baudó	45%	83%	78%	3.208	25.968	29.176	
Atrato	33%	51%	43%	2.974	3.490	6.464	
Bagadó	51%	77%	71%	2.556	10.145	12.701	
Bahía Solano	23%	28%	25%	6.532	4.335	10.867	
Bajo Baudó	45%	71%	66%	7.359	27.296	34.655	
Bojayá	33%	71%	68%	1.027	12.132	13.159	
Carmen del Darién	73%	76%	76%	2.247	19.223	21.470	
Cértegui	46%	62%	52%	3.448	2.590	6.038	
El Cantón del San Pablo	59%	31%	44%	2.959	3.576	6.535	
El Carmen de Atrato	6%	50%	37%	2.547	6.157	8.704	
El Litoral del San Juan	58%	72%	70%	1.770	25.170	26.940	
Juradó	33%	71%	56%	2.981	5.560	8.541	
Lloró	69%	81%	77%	3.435	6.972	10.407	
Medio Atrato	91%	48%	52%	825	10.440	11.265	
Medio Baudó	96%	59%	63%	2.310	14.991	17.301	
Medio San Juan	87%	55%	64%	2.634	8.591	11.225	
Nóvita	58%	45%	50%	3.701	6.213	9.914	
Nuquí	33%	58%	51%	1.385	17.381	18.766	
Río Iró	42%	44%	43%	1.566	4.241	5.807	
Río Quito	37%	66%	58%	2.218	6.228	8.446	
Riosucio	97%	67%	75%	14.915	15.353	30.268	
San José del Palmar	17%	34%	30%	1.176	3.954	5.130	
Sipí	63%	45%	49%	715	2.626	3.341	
Unguía	34%	56%	49%	3.517	9.082	12.599	
Cundinamarca (3)	8%	12%	11%	5.029	11.086	16.115	9,6%
Carmen de Carupa	10%	14%	13%	2.786	4.985	7.771	
Gutiérrez	11%	12%	11%	1.262	2.258	3.520	
San Cayetano	0,6%	9%	8%	981	3.843	4.824	

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Guainía (9)	40%	77%	60%	27.681	32.025	59.706	82,2%
Barrancominas	36%	77%	75%	1.285	10.424	11.709	
Cacahual (ANM)	ND	72%	72%	0	914	914	
Inírida	40%	76%	51%	26.396	13.339	39.735	
La Guadalupe (ANM)	ND	94%	94%	0	319	319	
Mapiripana (ANM)	ND	ND	ND	0	0	0	
Morichal (ANM)	ND	92%	92%	0	1.067	1.067	
Pana Pana (ANM)	ND	94%	94%	0	2.011	2.011	
Puerto Colombia (ANM)	ND	96%	96%	0	1.983	1.983	
San Felipe (ANM)	ND	88%	88%	0	1.968	1.968	
Guaviare (3)	23%	45%	36%	9.705	20.557	30.262	38,9%
Calamar	31%	50%	40%	4.451	5.434	9.885	
El Retorno	12%	41%	32%	3.383	9.909	13.292	
Miraflores	24%	49%	40%	1.871	5.214	7.085	
Huila (11)	13%	22%	20%	34.802	107.256	142.058	10,2%
Acevedo	13%	21%	19%	4.812	21.321	26.133	
Colombia	13%	32%	26%	2.245	5.460	7.705	
Elías	8%	11%	10%	1.609	3.157	4.766	
Íquira	17%	27%	24%	2.762	7.029	9.791	
Isnos	11%	22%	19%	6.506	20.179	26.685	
La Argentina	16%	22%	19%	5.277	8.744	14.021	
Nátaga	14%	23%	19%	2.877	4.173	7.050	
Oporapa	14%	20%	18%	2.447	9.956	12.403	
Palestina	15%	21%	20%	1.799	10.121	11.920	
Saladoblanco	13%	22%	21%	1.884	8.914	10.798	
Santa María	12%	24%	21%	2.584	8.202	10.786	
Meta (7)	18%	46%	37%	20.579	53.786	74.365	15,6%
El Calvario	0,9%	6%	4%	676	1.233	1.909	
La Macarena	24%	46%	42%	4.759	25.165	29.924	
Lejanías	12%	27%	21%	5.063	7.166	12.229	
Mapiripán	32%	66%	53%	2.425	4.876	7.301	
Mesetas	12%	43%	30%	4.810	7.063	11.873	
San Juanito	8%	13%	10%	745	648	1.393	
Uribe	25%	60%	53%	2.101	7.635	9.736	

Continúa en la página siguiente



Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Nariño (63)	24%	31%	28%	438.369	871.115	1.309.484	42,1%
Albán	22%	14%	16%	2.789	6.838	9.627	
Aldana	10%	12%	12%	1.669	6.133	7.802	
Ancuya	11%	11%	11%	2.169	6.644	8.813	
Arboleda	25%	25%	25%	1.276	7.871	9.147	
Barbacoas	81%	68%	72%	14.403	49.989	64.392	
Belén	11%	16%	13%	3.269	3.009	6.278	
Buesaco	13%	18%	17%	7.035	18.157	25.192	
Chachagüí	13%	21%	18%	4.786	11.688	16.474	
Colón	6%	14%	13%	1.127	7.383	8.510	
Consacá	21%	12%	13%	2.432	12.915	15.347	
Contadero	37%	14%	19%	1.386	6.168	7.554	
Córdoba	21%	19%	20%	3.413	13.523	16.936	
Cuaspué Carlosama	29%	26%	27%	2.971	7.024	9.995	
Cumbal	6%	18%	15%	7.656	33.315	40.971	
Cumbitara	17%	22%	21%	1.691	4.258	5.949	
El Charco	60%	57%	58%	7.484	14.950	22.434	
El Peñol	6%	19%	16%	1.470	6.415	7.885	
El Rosario	37%	15%	20%	1.944	11.020	12.964	
El Tablón de Gómez	25%	26%	26%	1.646	13.056	14.702	
El Tambo	14%	18%	17%	5.504	9.056	14.560	
Francisco Pizarro	54%	43%	50%	6.268	9.638	15.906	
Funes	34%	15%	23%	3.241	4.211	7.452	
Guachucal	17%	14%	14%	3.217	17.360	20.577	
Guaitarilla	13%	15%	14%	4.469	7.124	11.593	
Gualmatán	21%	11%	16%	3.291	4.386	7.677	
Iles	33%	25%	27%	2.176	5.497	7.673	
Imués	16%	14%	15%	1.081	6.762	7.843	
Ipiales	8%	17%	11%	81.612	40.537	122.149	
La Cruz	14%	10%	12%	8.524	11.160	19.684	
La Florida	37%	31%	33%	2.042	8.055	10.097	
La Llanada	16%	23%	19%	3.228	3.347	6.575	
La Tola	100%	66%	82%	3.153	4.742	7.895	
La Unión	14%	22%	19%	14.022	20.685	34.707	
Leiva	24%	29%	27%	3.078	6.685	9.763	

Continúa en la página siguiente

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Linares	8%	16%	15%	2.277	7.960	10.237	
Los Andes	11%	35%	24%	4.515	5.029	9.544	
Magüí	94%	76%	83%	8.617	19.760	28.377	
Mallama	11%	12%	12%	1.247	7.680	8.927	
Mosquera	99%	60%	79%	5.718	6.365	12.083	
Nariño	25%	26%	25%	2.774	1.766	4.540	
Olaya Herrera	82%	74%	78%	11.853	15.199	27.052	
Ospina	13%	17%	16%	2.017	5.082	7.099	
Policarpa	15%	17%	17%	2.647	7.222	9.869	
Potosí	10%	13%	12%	2.187	8.209	10.396	
Providencia	35%	18%	23%	1.522	4.049	5.571	
Puerres	15%	14%	14%	3.515	4.973	8.488	
Pupiales	12%	16%	15%	6.241	11.005	17.246	
Ricaurte	22%	68%	62%	2.803	20.230	23.033	
Roberto Payán	61%	40%	44%	3.410	9.052	12.462	
Samaniego	12%	34%	27%	10.040	19.346	29.386	
San Andrés de Tumaco	18%	39%	28%	94.823	179.942	274.765	
San Bernardo	18%	23%	21%	2.627	6.563	9.190	
San Lorenzo	47%	18%	22%	2.264	16.481	18.745	
San Pablo	6%	14%	12%	4.129	11.249	15.378	
San Pedro de Cartago	9%	24%	23%	845	5.975	6.820	
Sandoná	13%	16%	15%	10.634	10.170	20.804	
Santa Bárbara	92%	65%	74%	3.918	10.336	14.254	
Santacruz	31%	43%	41%	1.498	9.148	10.646	
Sapuyes	40%	22%	26%	1.444	5.930	7.374	
Taminango	13%	17%	16%	4.169	14.269	18.438	
Tangua	21%	23%	22%	3.076	11.586	14.662	
Túquerres	8%	20%	15%	18.462	28.852	47.314	
Yacuanquer	18%	19%	18%	3.575	8.086	11.661	
Norte de Santander (19)	19%	40%	33%	80.600	167.183	247.783	9,8%
Ábrego	16%	41%	28%	18.751	17.518	36.269	
Arboledas	8%	37%	30%	2.535	8.104	10.639	
Bucarasica	20%	38%	37%	685	7.018	7.703	
Cáchira	9%	29%	25%	2.110	10.066	12.176	
Convención	20%	39%	31%	8.531	12.697	21.228	



Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Cucutilla	17%	41%	36%	1.651	6.935	8.586	
El Carmen	16%	56%	49%	2.560	12.467	15.027	
El Tarra	40%	59%	51%	12.002	15.714	27.716	
Hacarí	17%	46%	42%	1.568	9.223	10.791	
La Esperanza	15%	33%	31%	1.942	10.637	12.579	
La Playa	7%	26%	24%	1.038	7.630	8.668	
Mutiscua	7%	17%	15%	904	3.764	4.668	
Puerto Santander	20%	15%	19%	8.927	636	9.563	
Salazar	13%	23%	19%	4.443	7.108	11.551	
San Calixto	18%	43%	39%	2.551	11.182	13.733	
San Cayetano	17%	26%	23%	2.774	6.065	8.839	
Santiago	15%	26%	20%	2.165	1.967	4.132	
Teorama	20%	43%	38%	3.048	15.473	18.521	
Villa Caro	22%	38%	31%	2.415	2.979	5.394	
Putumayo (9)	14%	33%	24%	86.804	120.975	207.779	58,7%
Colón	9%	12%	10%	3.706	2.121	5.827	
Orito	15%	32%	23%	21.002	18.067	39.069	
Puerto Guzmán	18%	42%	36%	6.159	35.879	42.038	
Puerto Leguízamo	22%	48%	34%	16.877	20.427	37.304	
San Francisco	8%	7%	8%	3.450	2.210	5.660	
San Miguel	11%	29%	23%	5.362	14.299	19.661	
Santiago	19%	29%	24%	3.551	3.747	7.298	
Sibundoy	8%	10%	8%	10.866	5.328	16.194	
Valle del Guamuez	13%	21%	17%	15.831	18.897	34.728	
Quindío (4)	7%	15%	10%	12.061	10.063	22.124	2,9%
Buenavista	7%	15%	12%	1.219	1.959	3.178	
Córdoba	7%	14%	10%	3.485	2.392	5.877	
Génova	8%	16%	11%	4.342	3.376	7.718	
Pijao	5%	14%	9%	3.015	2.336	5.351	
Risaralda (2)	9%	58%	48%	8.241	28.659	36.900	4,6%
Mistrató	9%	51%	41%	4.644	13.811	18.455	
Pueblo Rico	8%	66%	56%	3.597	14.848	18.445	

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Santander (45)	9%	22%	17%	133.312	184.358	317.670	7,6%
Aratoca	14%	23%	20%	2.876	5.978	8.854	
Barichara	5%	15%	11%	4.201	8.734	12.935	
Betulia	8%	26%	22%	1.736	5.099	6.835	
Cabrera	12%	13%	13%	511	1.624	2.135	
Capitanejo	8%	30%	16%	4.147	2.132	6.279	
Carcasí	18%	30%	28%	853	4.067	4.920	
Cepitá	4%	15%	13%	660	1.528	2.188	
Cerrito	14%	18%	16%	3.989	3.564	7.553	
Charalá	5%	14%	8%	8.624	5.217	13.841	
Chimá	9%	24%	20%	1.061	2.222	3.283	
Cimitarra	9%	26%	18%	15.913	17.917	33.830	
Concepción	12%	22%	17%	3.170	2.946	6.116	
Confines	13%	10%	11%	923	2.751	3.674	
Contratación	5%	21%	9%	3.268	931	4.199	
Coromoro	4%	24%	22%	1.028	4.687	5.715	
El Guacamayo	4%	12%	10%	821	1.400	2.221	
El Playón	22%	33%	27%	8.351	6.863	15.214	
Encino	6%	11%	10%	733	2.193	2.926	
Enciso	5%	24%	20%	1.146	2.814	3.960	
Galán	10%	21%	18%	988	2.091	3.079	
Guaca	7%	23%	19%	1.999	4.755	6.754	
Guadalupe	6%	19%	14%	1.883	2.732	4.615	
Guapotá	9%	14%	13%	842	1.810	2.652	
Hato	18%	21%	20%	849	1.813	2.662	
Jordán	17%	26%	25%	195	1.369	1.564	
Landázuri	11%	21%	18%	3.682	6.947	10.629	
Los Santos	19%	22%	21%	2.508	14.508	17.016	
Macaravita	11%	26%	24%	394	2.064	2.458	
Málaga	6%	20%	8%	21.063	3.053	24.116	
Matanza	7%	17%	14%	1.781	3.892	5.673	
Mogotes	9%	29%	21%	4.780	6.401	11.181	
Molagavita	10%	30%	27%	850	3.866	4.716	
Ocamonte	8%	13%	12%	1.169	5.394	6.563	
Oiba	6%	18%	13%	5.534	6.075	11.609	



Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Onzaga	7%	33%	26%	1.595	3.169	4.764	
Palmar	6%	18%	14%	583	962	1.545	
Palmas del Socorro	10%	13%	12%	967	1.849	2.816	
San Andrés	7%	17%	14%	3.502	5.340	8.842	
San Joaquín	4%	18%	13%	1.043	1.522	2.565	
San José de Miranda	11%	30%	26%	1.066	3.411	4.477	
San Miguel	17%	18%	18%	774	1.880	2.654	
Santa Bárbara	12%	17%	17%	370	2.285	2.655	
Santa Helena del Opón	13%	26%	23%	937	2.546	3.483	
Simacota	7%	31%	25%	2.955	8.671	11.626	
Zapatoca	5%	10%	7%	6.992	3.286	10.278	
Sucre (3)	41%	57%	52%	27.094	67.041	94.135	43,1%
Guaranda	52%	63%	58%	7.924	11.783	19.707	
Majagual	36%	58%	52%	11.372	29.129	40.501	
Sucre	38%	52%	48%	7.798	26.129	33.927	
Tolima (7)	18%	32%	28%	34.253	80.977	115.230	18,2%
Alpujarra	12%	13%	13%	2.274	2.578	4.852	
Anzoátegui	9%	23%	21%	1.621	9.014	10.635	
Ataco	26%	38%	35%	5.591	14.870	20.461	
Planadas	22%	34%	31%	7.757	19.513	27.270	
Rioblanco	15%	39%	34%	4.430	19.584	24.014	
Roncesvalles	12%	19%	17%	1.956	3.686	5.642	
Rovira	17%	25%	21%	10.624	11.732	22.356	
Valle del Cauca (3)	9%	17%	14%	9.191	12.567	21.758	3,5%
Argelia	13%	19%	16%	3.044	2.480	5.524	
El Águila	8%	17%	14%	2.696	6.512	9.208	
El Cairo	7%	16%	12%	3.451	3.575	7.026	
Vaupés (6)	31%	86%	69%	11.892	32.250	44.142	86,5%
Carurú	17%	62%	44%	1.370	1.660	3.030	
Mitú	31%	86%	67%	9.361	22.679	32.040	
Pacoa (ANM)	ND	94%	94%	0	4.279	4.279	
Papunahua (ANM)	ND	87%	87%	0	763	763	
Taraira	45%	95%	79%	1.161	1.757	2.918	

Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2024 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Yavaraté (ANM)	ND	77%	77%	0	1.112	1.112	
Vichada (4)	33%	87%	73%	31.153	117.585	148.738	83,8%
Cumaribo	33%	92%	88%	3.815	105.740	109.555	
La Primavera	38%	59%	47%	6.407	4.265	10.672	
Puerto Carreño	32%	67%	42%	18.374	5.967	24.341	
Santa Rosalía	26%	56%	37%	2.557	1.613	4.170	

Fuente: DANE, Censo 2018 e Inclusión SAS & Promigas S.A. E.S.P., Índice Multidimensional de Pobreza Energética en Colombia 2024





6.4 Bibliografía



Bibliografía

Documentos

A	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Comunicación a la Comisión Segunda de la Cámara de Representantes. Radicado 20211400168101 de 2021.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Comunicación con radicado 20264110321721 de 2026.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2021, 2022.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2022, 2023.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2023, 2024.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2024, 2025.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2025, 2026.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Recursos y Reservas IRR 2022.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Recursos y Reservas IRR 2023.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Recursos y Reservas IRR 2024.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Recursos y Reservas IRR 2025.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mapa de tierras, marzo 2026.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Producción fiscalizada de gas por campo 2025.
	Alcanos de Colombia. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas. Informe económico. Tendencias de inversión en exploración y producción (E&P) de petróleo y gas en Colombia 2024 y perspectivas 2025: un sector estratégico en estado crítico, mayo 2025.
B	Banco de la República. Informe de la Junta Directiva al Congreso de la República, 2026.
C	Centro Regional de Estudios de Energía, CREE. Estudio para Andesco sobre medidas para mejorar el abastecimiento de gas natural en el corto plazo, diciembre 2025.
	Coinogas. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Coinogas. Manual del transportador.
	Comité Autónomo de la Regla Fiscal. Informe del Comité Autónomo de la Regla Fiscal al Congreso de la República de Colombia, 2026.
	Comité Autónomo de la Regla Fiscal. Informe del Comité Autónomo de la Regla Fiscal al Congreso de la República de Colombia, 2026.



D	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Boletín técnico, enero 2026.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Boletín técnico, febrero 2026.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Censo nacional de población y vivienda 2018.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Proyecciones de población a nivel departamental, por área 2018-2050.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Proyecciones de viviendas a nivel departamental y municipal 2018-2042.
E	Efigas. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Empresas Públicas de Medellín. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2026.
G	Gas Natural Cundiboyacense. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Gases de La Guajira. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Gases de Occidente. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Gases del Caribe. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Gasnacer. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Gasoriente. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Informe de divulgación anual 2025.
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Informe mensual del mercado mayorista de gas natural, diciembre de 2025.
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Tablero de BI, sección "Contratos".
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Tablero de BI, sección "Demanda".
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Tablero de BI, sección "Volúmenes".
I	Inclusión SAS y Promigas. Energía que impulsa el desarrollo: Índice Multidimensional de pobreza energética en Colombia 2024.
	International Energy Agency. Gas 2025: Analysis and Forecasts to 2030.
	International Energy Agency. Global Methane Tracker 2025.
	International Energy Agency. World Energy Outlook 2025.
	International Gas Union. Global Gas Report 2025.
	International Gas Union. World LNG Report 2025.
	International Monetary Fund. Regional Economic Outlook for the Western Hemisphere, 2026.
	International Monetary Fund. World Economic Outlook: Global Economy in the Shadow of War, 2026.

LI	Llanogas. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
	Metrogas. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
M	Ministerio de Minas y Energía. Cobertura del servicio de gas natural por redes IV trimestre de 2025.
	Ministerio de Minas y Energía. Resolución 00598 de 2026. Declaración de Producción de Gas Natural 2026-2035.
	Ministerio de Minas y Energía. Resolución 00739 de 2025. Declaración de Producción de Gas Natural 2025-2034.
P	Progasur. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Promigas. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Promigas. Informe Integrado de Gestión 2024.
	Promioriente. Boletín Electrónico de Operaciones.
S	Society of Petroleum Engineers. Petroleum Resources Management System, 2018.
	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Boletín Tarifario de Gas Combustible por Redes de Tubería, trimestres I a IV de 2024 y 2025.
	Surtigas. Publicación tarifaria, diciembre 2025.
T	TGI. Boletín Electrónico de Operaciones.
	TGI. Reporte Integrado de Sostenibilidad 2024.
	Transmetano. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Transoccidente. Boletín Electrónico de Operaciones.
U	Unidad de Planeación Minero Energética. Balance Energético Colombiano, diciembre 2025.
	Unidad de Planeación Minero Energética. Documento Complementario Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, 2025.
	Unidad de Planeación Minero Energética. Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, 2024
V	Vanti. Publicación tarifaria, diciembre 2025.



Páginas web

A	Agencia Nacional de Hidrocarburos < https://www.anh.gov.co/es/ >
	Alcanos de Colombia < http://www.alcanosesp.com >
	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones < https://andesco.org.co/ >
	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas < https://acp.com.co/portal/ >
B	Banco de la República < https://www.banrep.gov.co/es >
	Bolsa Mercantil de Colombia < http://www.bolsamercantil.com.co >
C	Coinogas < https://www.coinogas.com/ >
	Comisión de Regulación de Energía y Gas < https://creg.gov.co/ >
	Comité Autónomo de la Regla Fiscal < https://www.carf.gov.co/ >
D	Departamento Administrativo Nacional de Estadística < https://www.dane.gov.co/ >
E	Ecopetrol < https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal >
	Efigas < http://www.efigas.com.co >
	El Colombiano < www.elcolombiano.com >
	El Heraldo < www.elheraldo.co >
	El Tiempo < www.eltiempo.com >
	Empresas Públicas de Medellín < https://www.epm.com.co/ >
	Energy Information Administration < https://www.eia.gov/ >
	Energy Institute < https://www.energyinst.org/home >
G	Gas Exporting Countries Forum < https://www.gecf.org/ >
	Gases de La Guajira < https://www.gasesdelaguajira.com/ >
	Gases de Occidente < https://www.gdo.com.co/Paginas/home.aspx >
	Gases del Caribe < https://portal.gascaribe.com/ >
	Gases del Oriente < https://www.gasesdeloriente.com.co/ >
	Gestor del Mercado de Gas Natural < https://www.bmcbec.com.co/ >
I	International Energy Agency < https://www.iea.org/ >
	International Gas Union < https://www.igu.org/ >
	International Monetary Fund < https://www.imf.org/en/home >

L	La República < www.larepublica.co >
M	MacroMicro < https://en.macromicro.me/ >
	Metrogas < https://metrogasesp.com/ >
	Ministerio de Minas y Energía < https://www.minenergia.gov.co/es/ >
N	Naturgas < https://naturgas.com.co/ >
O	Oxford Institute for Energy Studies < https://www.oxfordenergy.org/ >
P	Portafolio < www.portafolio.co >
	Progasur < https://www.progasur.com.co/ >
	Promigas < https://www.promigas.com/Paginas/default.aspx >
	Promioriente < https://www.promioriente.com/Paginas/default.aspx >
S	Society of Petroleum Engineers < https://www.spe.org/en/ >
	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios < https://www.superservicios.gov.co/ >
	Surtigas < https://www.surtigas.com.co/ >
	S&P Global < https://www.spglobal.com/en >
T	Tansmetano < https://www.transmetano.co/Paginas/default.aspx >
	TGI < https://www.tgi.com.co/ >
	Transoccidente < https://www.transoccidente.com.co/Paginas/default.aspx >
U	Unidad de Planeación Minero Energética < https://www.upme.gov.co/ >
V	Valora Analitik < www.valoraanalitik.com >
	Vanti < https://www.grupovanti.com/ >



6.5 Otros anexos



Glosario

A	Acumulación de gas	Concentración de gas natural en una formación geológica subterránea que puede ser técnica y económicamente explotable. Su descubrimiento requiere perforación exploratoria y evaluación posterior para estimar su volumen y comercialidad.
	AOM	Componente de los costos regulados de los distribuidores de gas natural que abarca los gastos operativos necesarios para la prestación eficiente del servicio, distintos de las inversiones en infraestructura.
	Área frontera	Región o cuenca con escasa o nula exploración previa, limitada información geológica y alto riesgo exploratorio, donde aún no se ha demostrado plenamente la existencia de sistemas petroleros comerciales.
	Áreas continentales (onshore)	Zonas de exploración y producción de hidrocarburos ubicadas en tierra firme. En Colombia incluyen cuencas como los Llanos Orientales, el Valle Medio del Magdalena y otras regiones productoras.
	Áreas costa afuera (offshore)	Zonas de exploración y producción de hidrocarburos ubicadas en el lecho marino, fuera de la línea costera. En Colombia corresponden principalmente a bloques en el mar Caribe.
	Autosuficiencia energética	Capacidad de un país para satisfacer su demanda interna de gas natural con producción propia, sin necesidad de importaciones.
B	Bloque hidrocarburífero	Área geográfica delimitada sobre la cual la ANH otorga derechos de exploración y producción de hidrocarburos a través de contratos.
C	Calentamiento global	Aumento progresivo y gradual de la temperatura de la superficie terrestre, que se considera causado por el efecto invernadero y responsable de los cambios en los patrones climáticos globales.
	Cambio climático	Modificación del clima atribuida directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.
	Campo maduro	Yacimiento hidrocarburífero que ha alcanzado su pico de producción y se encuentra en fase de declive. Requiere técnicas de recobro mejorado (EOR) o inversiones adicionales para mantener o incrementar su producción.
	Capacidad de regasificación	Volumen máximo de gas natural licuado (GNL) que una instalación puede convertir a estado gaseoso por unidad de tiempo, generalmente expresado en millones de pies cúbicos por día (Mpcd).
	Cobertura efectiva	Cálculo porcentual determinado por el número de usuarios residenciales conectados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Cobertura potencial	Cálculo porcentual determinado por el número de usuarios anillados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.



C	Combustibles fósiles	Procede de la biomasa producida en eras pasadas, que ha sufrido enterramiento y tras él, procesos de transformación, por aumento de presión y temperatura, hasta la formación de sustancias de gran contenido energético, como el carbón, el petróleo, o el gas natural.
	Comercialización mayorista	Actividad de compraventa de gas natural entre productores o importadores y grandes consumidores o comercializadores, regulada por la CREG mediante procedimientos y requisitos contractuales específicos.
	Comercialización minorista	Actividad mediante la cual el comercializador de gas natural adquiere el producto y lo entrega a los usuarios finales, asumiendo la facturación, el recaudo y la gestión de cobro.
	Commodities	Bienes básicos que se utilizan como insumos en la producción de otros bienes y que pueden ser usados en el comercio o en el sector financiero, como objetos de adquisición.
	Confiabilidad	Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.
	Contratos de estabilidad jurídica	Figura legal establecida por la Ley 963 de 2005 y derogada por la Ley 1607 de 2012, que permitía a los inversionistas estabilizar el régimen tributario aplicable a sus proyectos. Se propone su restitución para atraer inversión al sector de hidrocarburos.
	Cuenca sedimentaria	Depresión geológica rellena de sedimentos que puede contener acumulaciones de hidrocarburos. En Colombia las principales son: Llanos Orientales, Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena, Cesar-Ranchería, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena.
D	Declaración de comercialidad	Hito formal mediante el cual una empresa operadora certifica que un descubrimiento de hidrocarburos es técnica y económicamente viable para su explotación. Es condición necesaria para el registro oficial de reservas ante la ANH.
	Demanda esencial	Segmento prioritario de la demanda de gas natural conformado por usuarios residenciales y gas natural comprimido (GNC) para transporte. La regulación colombiana establece su atención prioritaria sobre la demanda industrial en contextos de escasez.
	Demanda industrial	Segmento de la demanda de gas natural conformado por empresas y procesos productivos que utilizan el gas como insumo energético o materia prima.
	Domicilio anillado	Vivienda o establecimiento que ya cuenta con la infraestructura de red de distribución de gas natural en su entorno inmediato (el gasoducto pasa por su calle o sector), pero que aún no tiene la conexión física al servicio.
E	EMBI+	Emerging Markets Bond Index. Índice del mercado express basado en JP Morgan.
	Emisiones de GEI	Son gases presentes en la atmósfera que capturan energía y calientan la superficie del planeta.

E	Energía primaria	Toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada.
	EOR (Enhanced Oil/Gas Recovery - Recobro Mejorado)	Conjunto de técnicas aplicadas a yacimientos para extraer hidrocarburos que no pueden ser recuperados por métodos primarios o secundarios.
	Eventos eximentes de responsabilidad	Circunstancias definidas contractual o regulatoriamente que liberan total o parcialmente a un agente del mercado de sus obligaciones de suministro sin incurrir en penalidades.
	Exploración hidrocarburífera	Actividad que comprende la adquisición de datos sísmicos, la interpretación geológica y la perforación de pozos con el objetivo de descubrir acumulaciones de petróleo o gas natural en el subsuelo.
F	Fenómeno de El Niño	Fenómeno natural caracterizado por la fluctuación de las temperaturas del océano en la parte central y oriental del Pacífico ecuatorial, asociada a cambios en la atmósfera.
	Fondo Especial Cuota de Fomento	Mecanismo financiero del sector de gas natural colombiano cuyos recursos pueden orientarse a financiar la conexión de nuevos usuarios a las redes de distribución, contribuyendo a la ampliación de la cobertura del servicio.
	Fragmentación geoeconómica	Proceso mediante el cual consideraciones geopolíticas, de seguridad nacional y de competencia estratégica comienzan a influir sobre las decisiones de comercio, inversión y financiamiento internacional. Esto puede traducirse en restricciones comerciales, relocalización de cadenas de suministro, menor integración económica global, mayores costos de capital y una asignación menos eficiente de recursos, con implicaciones potencialmente relevantes para el desarrollo de infraestructura y la transición energética.
	FSRU (Floating Storage Regasification Unit - Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación)	Embarcación especializada anclada en un puerto que almacena gas natural licuado (GNL) y lo regasifica para inyectarlo en la red de gasoductos.
G	Gas combustible	Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo), cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC - 3527, o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.
	Gas natural	Mezcla de gases de composición variable que se encuentra en función del yacimiento del que se extrae. Está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar 90% o 95%, puede contener otros gases como nitrógeno, etano, CO ₂ , H ₂ S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
	Gas natural licuado	Gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Se consigue a través de un proceso de licuefacción que reduce el volumen del gas natural 600 veces con respecto a su volumen original. Se almacena a -161°C y a presión atmosférica en tanques criogénicos especiales para baja temperatura.



G	Gas natural vehicular	Es un gas combustible que se puede producir a partir de combustibles fósiles o utilizando sistemas de conversión de electricidad en gas.
	Gases de efecto invernadero	Componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y reemiten la radiación infrarroja. Incluyen, pero no se limitan a, vapor de agua, dióxido de carbono (CO ₂), metano (CH ₄), óxido nitroso (N ₂ O), hidroclorofluorocarbonos (HCFC), ozono (O ₃), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF ₆).
	Gestor del Mercado	Figura del mercado colombiano de gas natural responsable de recopilar, verificar, publicar y conservar la información comercial y operativa del sector.
	Gestor técnico	Figura propuesta para el sector de gas natural, análoga a XM S.A. E.S.P. en el sector eléctrico, con funciones de coordinación técnica y operativa del sistema de transporte que exceden las actuales del Gestor del Mercado.
	Grupo de los Veinte	Foro intergubernamental que reúne a 19 países, la Unión Europea y la Unión Africana. Aborda los principales asuntos relacionados con la economía global, como la estabilidad financiera internacional, la mitigación del cambio climático y el desarrollo sostenible.
H	Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Luisiana, Estados Unidos. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el New York Mercantile Exchange, NYMEX.
	Hogar (según el DANE)	Es la persona o grupo de personas, parientes o no, que ocupan la totalidad o parte de una vivienda; atienden necesidades básicas, con cargo a un presupuesto común y generalmente comparten las comidas.
I	Incorporación de reservas	Proceso mediante el cual nuevos volúmenes de gas natural son clasificados como reservas probadas, ya sea por descubrimientos exploratorios, revisiones técnicas, recobro mejorado o reclasificaciones desde recursos contingentes.
	Ingreso máximo regulado (IMR)	Esquema de remuneración en el que el regulador fija el ingreso total que el prestador del servicio puede percibir, independientemente del nivel de uso de la infraestructura.
	IRR (Informe de Recursos y Reservas)	Publicación anual de la ANH que reporta el estado de los recursos y reservas de hidrocarburos en Colombia.
	Isocontenedor	Contenedor de carga estandarizado que se utiliza para transportar mercancías en diferentes medios de transporte, como barcos, trenes y camiones. Se llama así porque sus dimensiones, estructura y características están reguladas por normas de la ISO, lo que permite que pueda manipularse y transportarse fácilmente en todo el mundo.
L	Licencia ambiental	Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos, y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.
	Libertad regulada	Régimen tarifario en el que el regulador fija los precios máximos o tarifas aplicables a un servicio, y los agentes del mercado deben sujetarse a ellas.
	Libertad vigilada	Régimen tarifario en el que los precios son fijados libremente por las partes del contrato, pero son reportados al regulador y están sujetos a vigilancia y control.

M	Matriz energética	Representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía.
	Mercado deficitario	Condición del mercado en la que la oferta doméstica es insuficiente para satisfacer la demanda interna.
	Mercado spot internacional	Mercado de entrega inmediata de gas natural licuado en el que los precios se determinan por la oferta y la demanda en tiempo real.
	Metodología tarifaria	Marco normativo expedido por la CREG que establece las variables, procedimientos y fórmulas para calcular las tarifas reguladas de los servicios de transporte, distribución y comercialización de gas natural.
	Modelo de estampilla nacional	Modelo de transporte de gas natural en el que existe una sola tarifa nacional uniforme, independiente de la distancia y del punto de entrada o salida del sistema.
O	Obras por impuestos	Mecanismo legal que permite a empresas privadas pagar parte de su impuesto de renta mediante la ejecución directa de proyectos de inversión en zonas de posconflicto o municipios priorizados, generando beneficios directos en las comunidades del área de influencia.
	Obras por regalías	Mecanismo mediante el cual las empresas productoras de hidrocarburos pueden destinar una porción de las regalías debidas al Estado para la ejecución de proyectos de desarrollo en las comunidades del área de influencia de sus operaciones.
P	Parejas de cargos regulados	Conjunto de cargos regulados que permiten recuperar los costos de inversión, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.
	Petróleo	Cualquier mezcla natural compuesta por hidrocarburos en sus fases gaseosa, líquida o sólida; es decir, también incluye al gas natural.
	Petróleo inicialmente en sitio	Cantidad total de petróleo estimada que existe originalmente en los yacimientos de ocurrencia natural, a una fecha dada. El petróleo crudo en sitio, el gas natural en sitio y el bitumen natural en sitio se definen de la misma manera.
	Plan de Abastecimiento de Gas Natural	Instrumento de política pública adoptado por el Ministerio de Minas y Energía para planificar y promover la construcción de infraestructura de importación de GNL y de transporte que contribuya al abastecimiento confiable del país.
	Planta de regasificación	Instalación industrial donde el gas natural licuado (GNL) es calentado para retornar a su estado gaseoso y ser inyectado en los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte.
	Pobreza energética	Situación en que la persona o el hogar no tiene la posibilidad de llevar un conjunto razonable de realizaciones humanas básicas que usan como medio una fuente de energía adecuada y de calidad y que se diferencia de privación en energía, que se refiere a la carencia de acceso a energía adecuada o a una capacidad de pago para pagar por ella.
	Pozo delimitador	Pozo perforado después de un descubrimiento inicial con el objetivo de determinar los límites y la extensión de una acumulación de hidrocarburos, aportando información para estimar su volumen total y su viabilidad comercial.



P	Pozo exploratorio	Pozo perforado en una zona con potencial hidrocarburífero donde aún no se ha confirmado la existencia de una acumulación. Si encuentra hidrocarburos en cantidad comercial, se denomina pozo de descubrimiento; si no, se clasifica como pozo seco.
	Principio de precaución	Principio consagrado en la Ley 99 de 1993 que establece que ante la amenaza de daños graves o irreversibles al medio ambiente, la falta de certeza científica no puede utilizarse como razón para postergar medidas preventivas.
	Producción incremental	Volumen adicional de gas natural obtenido mediante inversiones o técnicas específicas aplicadas a campos en producción, por encima de lo que se obtendría con la declinación natural del campo sin intervención adicional.
	Provincia gasífera	Región geológica con múltiples acumulaciones de gas natural relacionadas entre sí por características estratigráficas o estructurales comunes.
	Proyectos de Interés Nacional y Estratégico	Figura que permite priorizar y agilizar las decisiones administrativas que inciden en proyectos considerados estratégicos para el desarrollo del país, incluyendo los del sector de hidrocarburos.
R	Recobro mejorado	Conjunto de técnicas aplicadas a yacimientos para extraer hidrocarburos que no pueden ser recuperados por métodos primarios (presión natural) o secundarios (inyección de agua o gas).
	Recursos	Todas las cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales.
	Recursos contingentes	Cantidades de hidrocarburos estimadas como potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante proyectos de desarrollo que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.
	Recursos prospectivos	Cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.
	Recursos prospectivos recuperables	Cantidades de hidrocarburos que se estima que son producibles por el proyecto a partir de acumulaciones descubiertas o no descubiertas.
	Recursos renovables	Recursos naturales que se pueden restaurar por procesos naturales a una velocidad superior a la del consumo por los seres humanos.
	Región Andina	Incluye a Bogotá, los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Risaralda, Quindío, Caldas, Santander, Norte de Santander y Tolima.
	Región Caribe	Incluye los departamentos de La Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
	Región Orinoquía y Amazonía	Incluye los departamentos de Caquetá, Casanare, Meta y Guaviare.
	Región Pacífica	Incluye los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Chocó.

R	Reservas	Cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán comercialmente recuperables mediante proyectos de desarrollo en yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas.
	Reservas probables	Aquellas reservas en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probadas, pero más seguro de recuperarse que las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales a recuperar sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más las reservas probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.
	Reservas probadas	Aquellas cantidades de petróleo que, mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.
	Reservas posibles	Aquellas reservas que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más reservas probables más reservas posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.
	Reservorio	Formación geológica porosa y permeable en la que se acumulan los hidrocarburos y de la cual pueden ser extraídos mediante pozos de producción.
	Riesgo país	Hace referencia a la probabilidad de que un país, emisor de deuda, sea incapaz responder a sus compromisos de pago de deuda, en capital e intereses, en los términos acordados.
S	Seguridad de abastecimiento	Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.
	Seguridad energética	Disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible.
	Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
	Subsidios a usuarios de gas natural	Transferencias del Gobierno Nacional a los comercializadores de gas natural para cubrir parte del costo del servicio prestado a los usuarios de estratos socioeconómicos 1 y 2, garantizando la equidad en el acceso al servicio.



T	Tasa de crecimiento anual compuesto	Se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un periodo de tiempo de algunos elementos del negocio.
	Tasa de desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa.
	Transición energética	Paso de la dependencia de los combustibles fósiles a un modelo más sostenible de producción y consumo de energía. Este proceso está impulsada por una serie de factores, como la necesidad de hacer frente al cambio climático y el coste decreciente de las energías renovables.
	Transportador común	Esquema alternativo de operación del transporte de gas natural en el que la planificación, expansión y operación del sistema son centralizadas y el transportador tiene un rol más pasivo en la gestión comercial de la capacidad.
	Trilema energético	Concepto desarrollado por el World Energy Council que describe los tres desafíos clave que enfrentan los países al buscar una combinación equilibrada de seguridad energética, sostenibilidad ambiental y accesibilidad.
U	Usuarios anillados	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
	Usuarios conectados	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión frente al distribuidor de gas.
V	Vivienda (según el DANE)	Espacio independiente y separado con áreas de uso exclusivo, habitado o destinado a ser habitado por una o más personas.
Y	Yacimiento convencional	Formación rocosa donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Está limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones, y se encuentra efectivamente aislado de cualquier yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructura geológica.
	Yacimiento no convencional	Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.



Abreviaturas y siglas

A	ACP	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
	Andesco	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
	ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
	ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
	AOM	Gastos de administración, operación y mantenimiento
B	Bcm	Miles de millones de metros cúbicos
	BI	Barril
	BMC	Bolsa Mercantil de Colombia
	BTU	British thermal unit
C	CGR	Contraloría General de la República
	CIDV	Cantidades importadas disponibles para la venta
	CIDVF	Cantidades importadas disponibles para la venta firme
	CIS	Comunidad de Estados Independientes
	CMMP	Capacidad máxima de mediano plazo
	CNO Gas	Consejo Nacional de Operación de Gas
	CO2	Dióxido de carbono
	CREE	Centro Regional de Estudios de Energía
	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
D	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
	DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos
	DTF	Depósitos a término fijo
E	EJ	Exajulio
	EOR	Enhanced oil recovery o recobro mejorado de petróleo
	E&P	Exploración y producción
F	FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos
	FSRU	Floating storage regasification unit o unidad flotante de almacenamiento y regasificación
G	G20	Grupo de los Veinte
	GBTU	Giga BTU



G	GECF	Gas Exporting Countries Forum
	GEI	Gases de efecto invernadero
	GLP	Gas licuado de petróleo
	GNL	Gas natural licuado
	Gpc	Ggigapié cúbico
	GtCO ₂ e	Gigatonelada de dióxido de carbono equivalente
	GW	Gigavatio
H	ha	Hectárea
I	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
	IEA	Agencia Internacional de Energía
	IGU	International Gas Union
	IMF	Fondo Monetario Internacional
	IMPE	Índice multidimensional de pobreza energética
	iNDC	Contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional
	IRR	Informe de Recursos y Reservas
	ISO	International Organization for Standardization u Organización Internacional de Normalización
J	J	Julio
	JKM	Japan Korea Marker
K	km	Kilómetro
L	LNG	Liquefied natural gas o gas natural licuado
M	MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
	MARAD	Administración Marítima de Estados Unidos
	MFMP	Marco Fiscal de Mediano Plazo
	MOU	Memorando de entendimiento (memorandum of understanding).
	mpcd	Millón de pies cúbicos por día
	MtCO ₂ e	Millón de toneladas de dióxido de carbono equivalente
	m ³	Metro cúbico
N	Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
	NBP	National Balance Point
	NDC	Contribuciones determinadas a nivel nacional

O	OEF	Obligaciones de energía firme
	OFAC	Office of Foreign Assets Control u Oficina de Control de Activos Extranjeros
	OIES	Oxford Institute for Energy Studies
P	PAGN	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
	PEV	Programas de evaluación
	PEP	Período de exploración
	PIB	Producto Interno Bruto
	PINE	Proyectos de interés nacional y estratégico
	PMRS	Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo
	PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
	PP	Potencial de producción
	PPAA	Programa Permanente de Asignación de Áreas
	PPI	Proyecto de producción incremental
	PPII	Proyecto Piloto de Investigación Integral en yacimientos no convencionales
	PTDV	Producción total disponible para la venta
	PTDVF	Producción total disponible para la venta firme
S	SGC	Servicio Geológico Colombiano
	SNT	Sistema Nacional de Transporte
	SPA	Acuerdo de compraventa (sales and purchase agreement)
	SPE	Sociedad de Ingenieros de Petróleos
	SPEC	Sociedad Portuaria El Cayao
	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
T	TAAC	Tasa de crecimiento anual compuesto
	Tpc	Terapié cúbico
	TTF	Dutch Title Transfer Facility
	TWh	Teravatio-hora
U	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
V	VIM	Valle Inferior del Magdalena
	VMM	Valle Medio del Magdalena
W	W	Vatio



Conversión

Equivalencia	Factores de conversión		
	Volumen	Masa	Energía
	1 m ³	1 kg	1 BTU
	6,28981 barriles (bl)	2 libras (lb)	252 Calorías (Cal)
	264,28 galones (gl)	0,001 toneladas (t)	1.055,1 Joules (J)
	1.000 litros (l)	35,274 onzas (oz)	0,000000025 Tep
	1,308 yardas cúbicas (yn ³)		0,2930722 Watt hora (Wh)
	61,024 pulgadas cúbicas (in ³)		
	35,31467 pies cúbicos (pc)		

Factores de conversión entre combustibles		
Unidad	Combustible	Poder calorífico MBTU (*)
Metro cúbico (m ³)	Gas natural	35,31
Tonelada	Bagazo	452.000
Metro cúbico (m ³)	Biogás	18,0
Tonelada	Carbón	30,4
Tonelada	Coque de carbón	32,4
Tonelada	Diésel	434.000
Kilovatio hora (kWh)	Electricidad	3,44
Tonelada	Fuel oil	408.000
Galón	GLP	93,57
Tonelada	Gasolina motor	452.000
Metro cúbico (m ³)	Leña	5,66
Tonelada	Queroseno	441.200

(*) Se basa en supuestos de contenido energético.

Directorio Nacional

	Empresa	Ciudad	Dirección	Teléfono	Página web
Productores	Canacol Energy Colombia	Bogotá	Calle 113 No. 7-45 Torre B Oficina 1501	(601) 6211747	www.canacolenergy.com
	CNE Oil & Gas	Bogotá	Calle 113 No. 7-45 Torre B Oficina 1501	(601) 6211747	www.cneoilgas.com
	Drummond Energy	Bogotá	Calle 72 No. 10-07 Oficina 503	(601) 5871000	www.drummondenergy.com
	Ecopetrol	Bogotá	Carrera 13 No. 36-24	(310) 3158600	www.ecopetrol.com.co
	Frontera	Bogotá	Calle 110 No. 9-25 Piso 16	(601) 5112000	www.fronteraenergy.ca
	GeoPark	Bogotá	Calle 94 No. 11-30 Piso 8	(601) 7432337	www.geo-park.com/
	Hocol	Bogotá	Carrera 7 No. 113-43 Piso 17	(601) 4884000	www.hocol.com.co
	Maurel & Prom	Bogotá	Calle 113 No. 7-21 Oficina 812	(601) 4325800	www.mpcolombia.co/
	Parex Resources	Bogotá	Calle 113 No. 7-21 Oficina 611	(601) 841-8457	www.parexresources.com
	Petrosantander	Bogotá	Calle 72 No. 8-24 Oficina 1001	(601) 3493660	www.petrosantander.com.co
Transportadoras	Coinogas	Floridablanca	C.C. Cañaveral Cl. 30 No. 25-71 Local 703B	(318) 6296373	www.coinogas.com
	Progasur	Bogotá	Av. Calle 26 No.96J-66 Oficina 410	(316) 5283893	www.progasur.com.co
	Promigas	Barranquilla	Calle 66 No. 67-123	(605) 3713444	www.promigas.com
	TGI	Bogotá	Carrera 9 No. 73-44 Pisos 2, 3 y 7	(601) 3138400	www.tgi.com.co
	Transmetano	Medellín	Carrera 42 Calle 3 Sur 81, Torre 2, Interior 1512	(604) 6050358	www.transmetano.co
	Transoccidente	Cali	Centro de Negocios la 70 Norte, Avenida 4 No. 64N-44 Local 4	(602) 6542555	www.transoccidente.com.co
	Promioriente	Bucaramanga	Carrera 27 No. 36-14 Piso 8	(607) 6450002	www.promioriente.com
Distribuidoras	Alcanos de Colombia	Neiva	Carrera 9 No. 7-25	(601) 5806041	www.alcanosesp.com
	EPM	Medellín	Carrera 58 No. 42-125	(604) 4444115	www.epm.com.co
	Espigas	Moniquirá	Calle 16 No. 8A-17	(578) 7280742	www.espigas.com.co
	Efigas				www.efigas.com.co
	Caldas	Manizales	Av. Kevin Ángel No. 70-70	(606) 8982323	
	Quindío	Armenia	Calle 15 Norte No. 12-34	(606) 7368950	
	Risaralda	Pereira	Av. 30 de agosto No. 32B-41	(606) 3515351	
	Gases del Caribe	Barranquilla	Carrera 54 No. 59-144	(605) 3612499	www.gascaribe.com
	Gases del Cusiana	Yopal	Carrera 20 No. 18-66	(608) 6819086	www.cusianagas.com
	Gases de La Guajira	Riohacha	Carrera 15 No. 14C-33	(605) 7273464	www.gasesdelaguajira.com
	Gases de Occidente	Cali	C.C. Chipichape Bodega 2 Piso 3	(602) 4187333	www.gdo.com.co



	Empresa	Ciudad	Dirección	Teléfono	Página web
Distribuidoras	Gases del Oriente	Cúcuta	Calle 10 No. 5-84 Edificio SEADE Oficina 201	(607) 5748888	www.gasesdeloriente.com.co
	Vanti	Bogotá	Calle 71A No. 5-38	(601) 3078121	www.grupovanti.com
	Gas Natural Cundiboyacense	Bogotá	Calle 71A No. 5-38	(601) 3485500	www.grupovanti.com
	Gas Natural del Cesar	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60A-54	(607) 6833300	www.grupovanti.com
	Gasorient	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60A-54	(607) 6854755	www.grupovanti.com
	Llanogas	Villavicencio	Calle 34A No. 34-29	(608) 6819080	www.llanogas.com
	Madigas	Acacías	Cl. 18 No. 22-56	(608) 6569555	www.madigas.com.co
	Metrogas	Floridablanca	C.C. Cañaveral Cl. 30 No. 25-71 Local 162	(607) 6854600	www.metrogasesp.com
	Promesa	Bucaramanga	Carrera 24 No. 51-18	(607) 6478307	www.gaspromesa.com
	Surtigas	Cartagena	Calle 31 No. 47-30	(605) 6723200	www.surtigas.com.co
Gubernamentales	ANH	Bogotá	Av. Calle 26 No. 59-65 Piso 2	(601) 5931717	www.anh.gov.co
	Banco de La República	Bogotá	Carrera 7 No. 14-78	(601) 4849980	www.banrep.gov.co
	CREG	Bogotá	Calle 116 No. 7-15. Oficina 901	(601) 6032020	www.creg.gov.co
	DANE	Bogotá	Carrera 59 No. 26-70 Interior I - CAN	(601) 5978300	www.dane.gov.co
	Ministerio de Minas y Energía	Bogotá	Calle 43 No. 57-31 CAN	(601) 2200300	www.minenergia.gov.co
	SSPD	Bogotá	Carrera 18 No. 84-35 Piso 4	(601) 6913006	www.superservicios.gov.co
	UPME	Bogotá	Calle 26 No. 69D-91 Torre 1 Piso 9	(601) 2220601	www.upme.gov.co
Otras	ACP	Bogotá	Carrera 7 No. 73-47 Piso 12	(601) 9158388	www.acp.com.co
	Andesco	Bogotá	Calle 93 No. 13-24	(601) 6167611	www.andesco.org.co
	CNO Gas	Bogotá	Avenida El Dorado No. 68C-61 Oficina 532	(601) 3003416	www.cnogas.org.co
	Naturgas	Bogotá	Calle 72 No. 10-70 Torre A Oficina 705	(601) 2124055	www.naturgas.com.co

Directorio Internacional

	Empresa / Organismo	Ciudad	Dirección	Página web
E	Energy Information Administration	Washington	1000 Independence Ave., SW Washington, DC 20585, USA	www.eia.gov
	Energy Institute	Londres	61 New Cavendish Street, London, W1G 7AR, United Kingdom	www.energyinst.org
G	Gas Exporting Countries Forum	Doha	47th & 48th Floors, Tornado Tower, West Bay, Doha, P.O.Box 23753	www.gecf.org
I	International Energy Agency	Paris	9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France	www.iea.org
	International Gas Union	Londres	44 Southampton Buildings, WC2A 1AP London, United Kingdom	www.igu.org
S	Society of Petroleum Engineers	Richardson	222 Palisades Creek Drive, Richardson, Texas 75080, USA	www.spe.org
	S&P Global	Nueva York	55 Water Street, New York, NY 10041, USA	www.spglobal.com



