



PROMIGAS

InfoGAS
PROMIGAS

**INFORME DEL
SECTOR GAS
NATURAL
COLOMBIA**

2023

Edición XXIV

INTRODUCCIÓN	4
RESUMEN EJECUTIVO	7
EL MUNDO EN BUSCA DE UN EQUILIBRIO EN EL TRIÁNGULO ENERGÉTICO	14
Marco conceptual.....	14
Seguridad energética: El vértice superior del triángulo energético	16
Factores que afectan la seguridad energética	16
Pilares fundamentales de la seguridad energética.....	17
Estrategias en procura de alcanzar seguridad energética a largo plazo	18
Soberanía energética: Un concepto sobre el que se requiere mayor conciencia dada su vital importancia	19
Equidad energética y sostenibilidad ambiental: Vértices que conforman la base del triángulo energético	20
Transición energética: ¿Se debe priorizar esta ante seguridad y equidad energética?	211
La crisis energética europea: Una experiencia de total desequilibrio en el triángulo energético	26
Alemania afronta su más dura crisis energética de los últimos 70 años	28
Italia, segundo país de la UE en la lucha contra la crisis energética	31
Colombia: ¿Cómo sería y cuánto le costaría al país prescindir del gas natural?	33
El gas natural como energético indispensable en todos los portafolios	34
¿Por qué se requiere el gas natural en cualquier portafolio de suministro de	34
energía?	34
¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo en nuestro país?	36
¿Cuánto le costaría a Colombia prescindir del gas natural?	37
Costos incrementales en el Escenario 1	38
Costos incrementales en el Escenario 2	50
Mensajes centrales	56
¿La política energética nacional se direcciona hacia una transición energética justa y sostenible o retardadora?	59
Otorgamiento de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos	60
Importaciones de gas natural desde Venezuela.....	64
Desarrollo de infraestructura de regasificación para impulsar importaciones de GNL.....	68
GAS NATURAL EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL	72
Cifras mundiales.....	73
Matriz energética y emisiones de CO ₂	73
Reservas	75
Producción	76
Consumo	77
Precios internacionales de gas natural y otros <i>commodities</i>	78
Comercio internacional de gas natural	80
Gas natural vehicular	82
Cifras de Sur y Centroamérica	83

Cifras de Norteamérica	86
GAS NATURAL EN COLOMBIA	88
Entorno económico.....	89
Cifras del sector.....	91
Matriz energética y emisiones de CO ₂	91
Exploración y reservas	92
Exploración	92
Nuevos descubrimientos	94
Reservas	96
Producción y suministro	99
Declaratoria de producción 2023-2032	101
El suministro a través de la terminal de importación y regasificación de SPEC LNG.....	106
Transporte de gas por redes	107
Restricciones de gas natural por situación anormal en gasoducto Mariquita-Cali	109
Distribución y comercialización	111
Consumo	111
Cobertura.....	114
Precios y tarifas.....	121
Gas natural vehicular	127
Proyecciones de la demanda de gas natural y potencial de producción.....	132
Cifras financieras de las empresas.....	136
Transportadoras de gas natural	137
Distribuidoras de gas natural	140
ANEXOS.....	145
Actualidad regulatoria 2022-2023	146
Detalle de la cobertura nacional	150
Detalle de municipios sin gas natural	162
Glosario de términos, zonas, abreviaturas y siglas	169
Factores de conversión	179
Directorio sectorial	181
BIBLIOGRAFÍA.....	183

INTRODUCCIÓN

Introducción

Promigas se complace en presentar a los agentes del sector, a todos aquellos interesados en su desempeño, a sus grupos de interés y a la comunidad en general, la vigésima cuarta versión consecutiva de su “Informe anual del sector gas natural en Colombia”, el cual, particularmente en este 2023, se desarrolla con el valor agregado de evaluar lo que sería el impacto económico y social de una Colombia sin los innegables beneficios del gas natural. Por lo anterior, hoy más que nunca, continuamos con nuestro objetivo de realizar esta labor año tras año, entregando esta herramienta de consulta, para priorizar este año una temática trascendental para el sector y el país, e integrando como siempre las cifras de la cadena de este energético en Colombia y el mundo.

En este informe se detallan las cifras anuales del último lustro, 2018-2022, que inician con un Resumen ejecutivo en el que se plasma la información de mayor relevancia y representatividad del sector.

En esta edición del informe, se escogió como primer capítulo la temática relevante y de mucha trascendencia para el sector, “El mundo en busca de un equilibrio en el triángulo energético”. Incluye este capítulo, cuatro secciones para desarrollar este tópico de connotación mundial y, lo más importante, nacional, de vital importancia para el sector energético en general. En la primera se presenta un marco conceptual en el cual se desarrollan conceptos como el triángulo energético con sus vértices: seguridad, equidad y sostenibilidad y la interacción de estos entre sí. En la segunda sección se muestra una experiencia fehaciente de desequilibrio energético en una región, como fue el acontecido en la Unión Europea, específicamente en Alemania e Italia. En la tercera sección se intenta dimensionar un escenario de nuestro país sin una disponibilidad adecuada de gas natural ¿Cómo sería y cuánto le costaría a Colombia prescindir del gas natural?; y se finaliza con un debate sobre si direcciona el país su política energética hacia una transición energética justa y sostenible.

“Gas natural en el contexto internacional” es el segundo capítulo de este informe. En él se muestran las cifras mundiales del gas natural de las seis grandes regiones del mundo en los diferentes subsectores, con un mayor detalle de la región Sur y Centroamérica, y se culmina con las cifras de Norteamérica, donde Estados Unidos consolida su posicionamiento como el gran referente para el sector, siendo el mayor productor y consumidor de gas natural y el tercer exportador de GNL en el mundo.

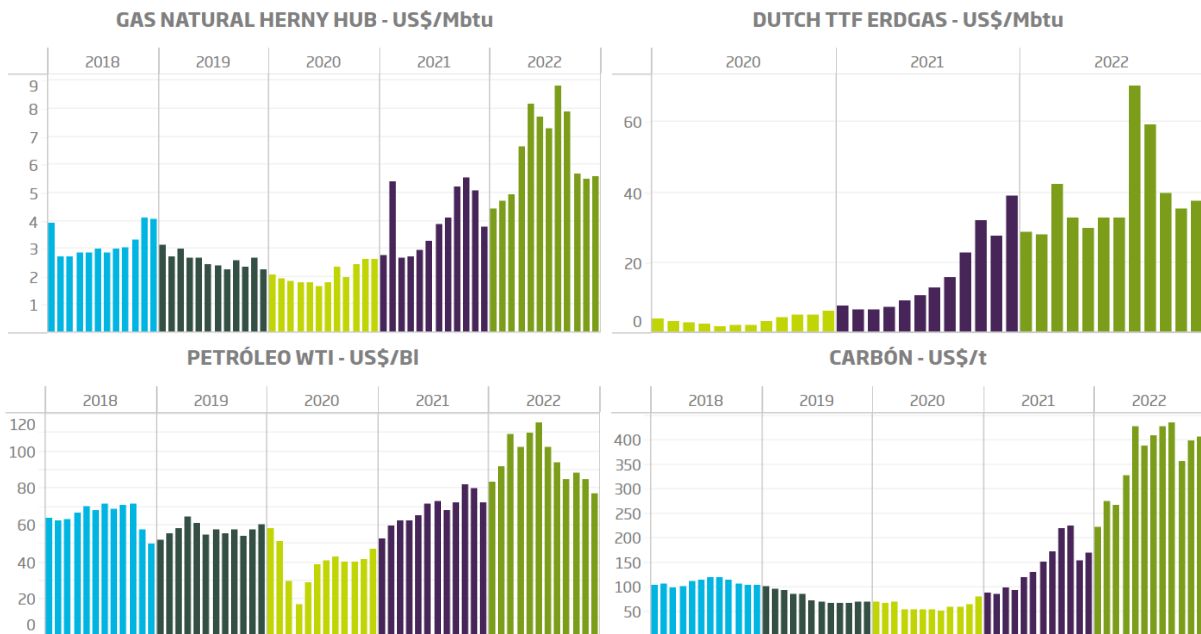
“Gas natural en Colombia” es el tercer y último capítulo. Sin duda es el referente obligado de nuestro informe que se encuentra conformado por cuatro secciones: la primera es un breve recuento de los indicadores económicos más relevantes y de mayor incidencia para el sector. La segunda contiene las cifras de cada uno de los eslabones de la cadena del gas natural en el país: matriz energética y sus emisiones de CO₂, exploración y reservas, producción y suministro, importación de GNL, transporte y distribución-comercialización. La tercera presenta los pronósticos de la UPME, para cerrar con las cifras financieras de las empresas de transporte y distribución de gas natural en Colombia. Los usuarios y la regulación se detallan como un anexo de este informe.

Introducción

Promigas, de la mano de este informe y su evento de presentación a nivel nacional, en el cual se evitan apreciaciones subjetivas y juicios de valor sobre los agentes involucrados, continúa con su firme intención de abrir espacios en los que se fomente y desarrolle el diálogo entre los distintos agentes del sector, tanto públicos como privados. Este informe procura alcanzar un mayor conocimiento del sector y proporcionar bases para la toma de decisiones específicas y trascendentales para el mismo, que esperamos tengan repercusión y coadyuven en la cimentación y el desarrollo de la política energética del país, especialmente en estos momentos críticos cuando se esperan decisiones trascendentales por parte del Gobierno, direccionadas hacia el sector, pero con total incidencia en la población colombiana.

RESUMEN EJECUTIVO

PRECIOS INTERNACIONALES (PROMEDIO MENSUAL)



Fuente: EIA, Macromicro.
Nota: Los precios Henry Hub y Ducth TTF son precios Spot.

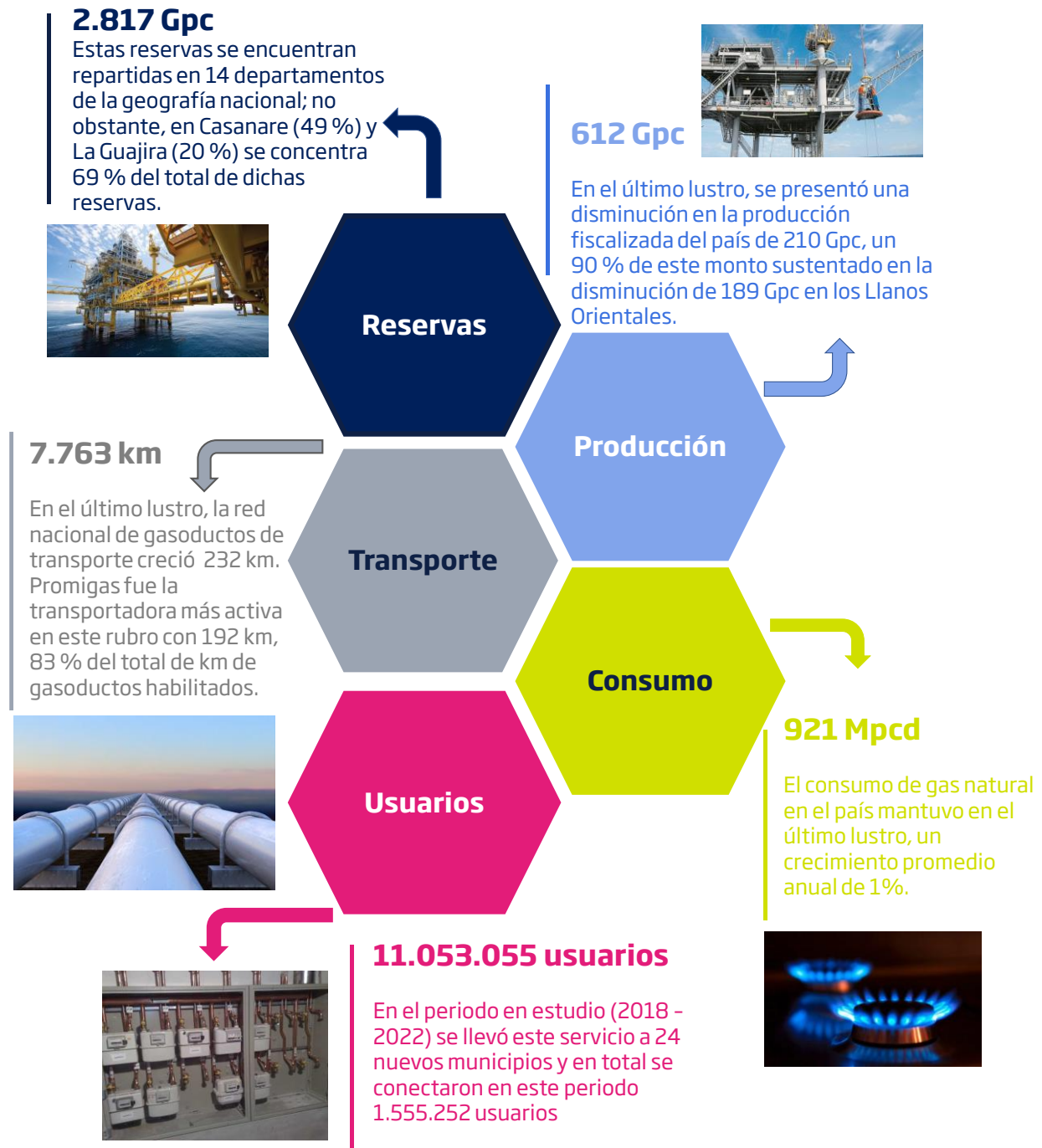
CIFRAS ECONÓMICAS DE COLOMBIA



Fuente: Banco de la República, DANE.

Cifras de gas natural en Colombia

Colombia 2022

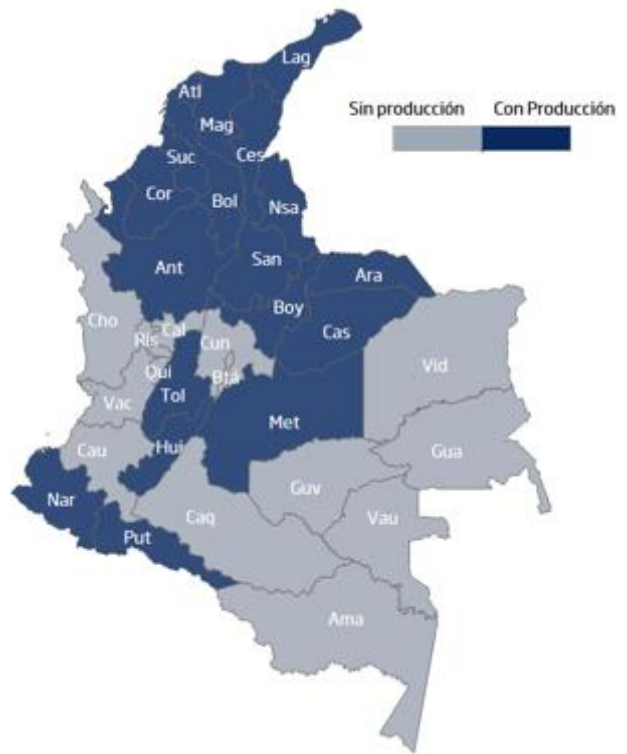


Fuente: ANH, Ministerio de Minas y Energía, SUI, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC, empresas del sector.

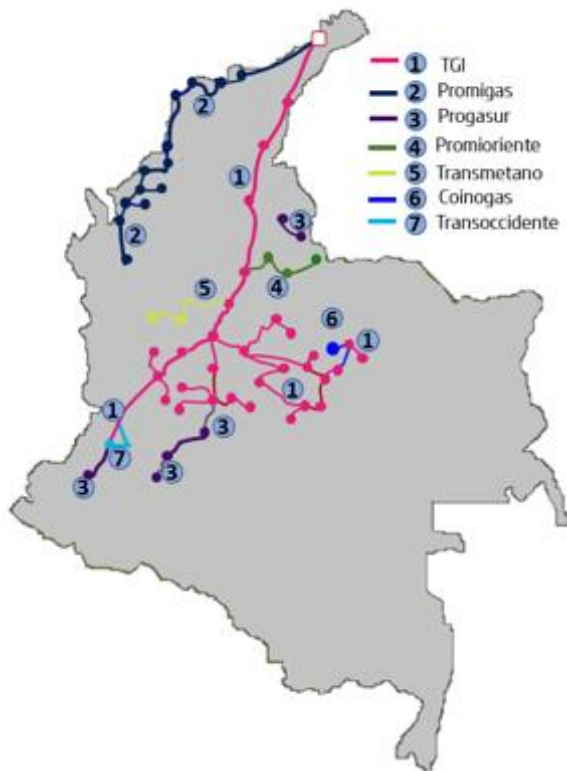
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL



PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL



RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

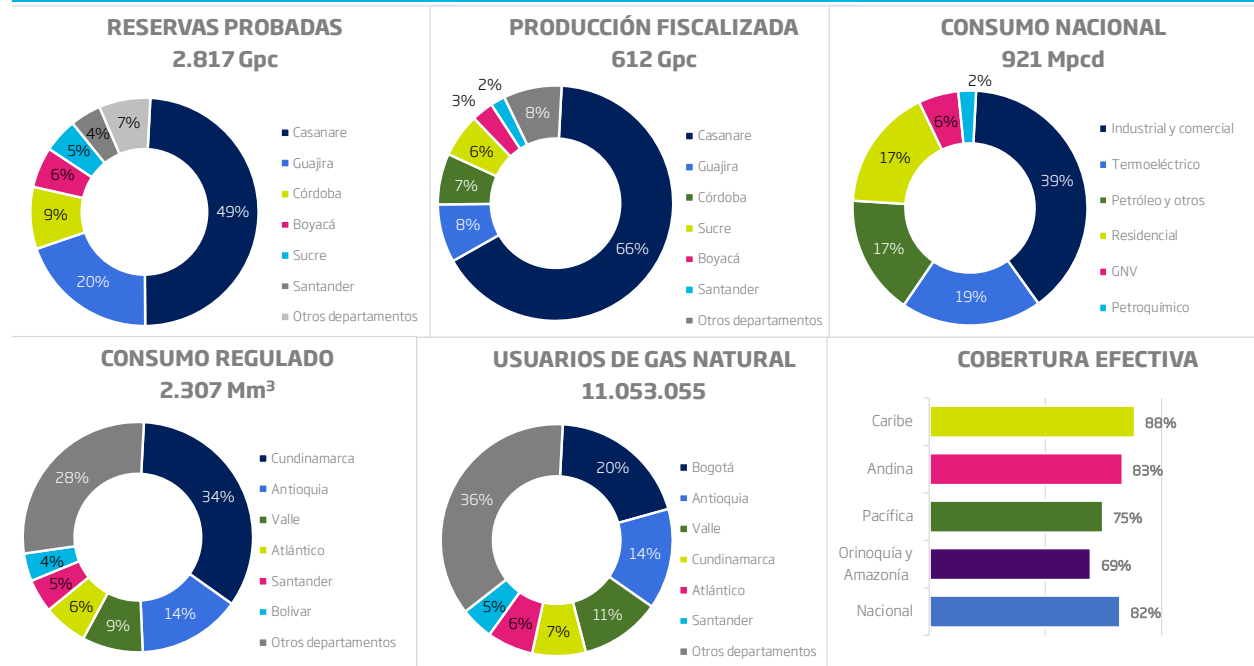


COBERTURA NACIONAL DE GAS NATURAL

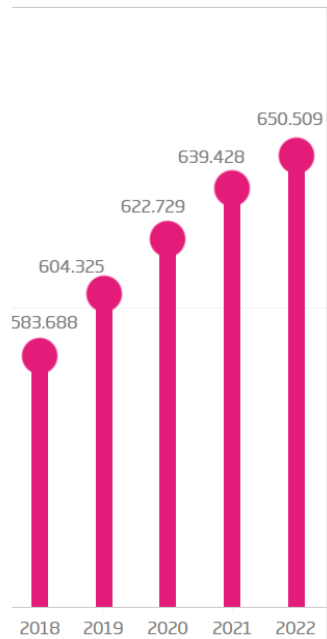


Fuente: ANH, Ministerio de Minas y Energías.

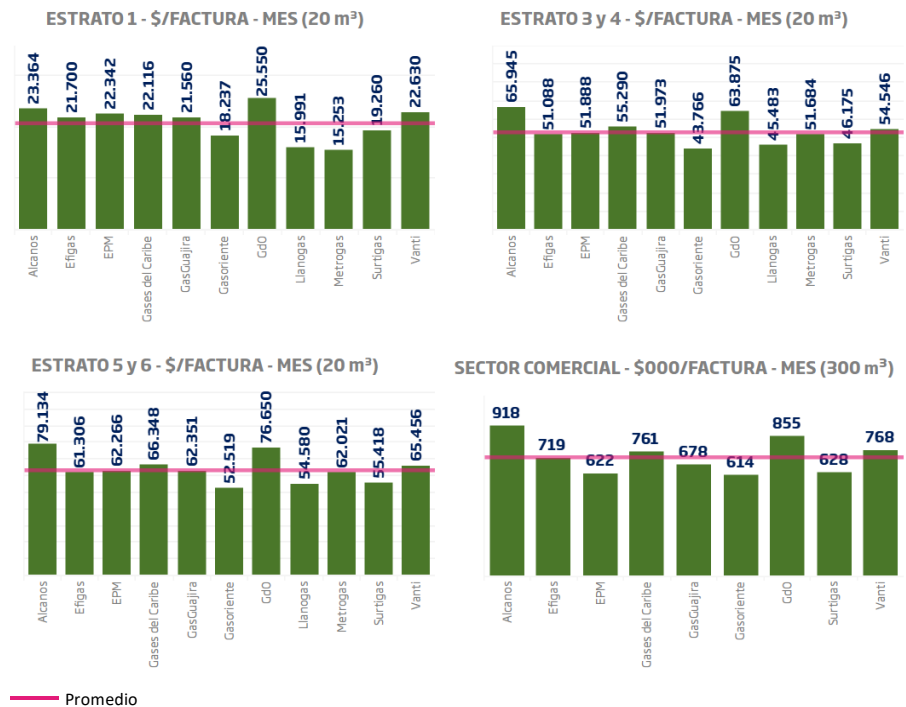
GAS NATURAL EN COLOMBIA - 2022



VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV



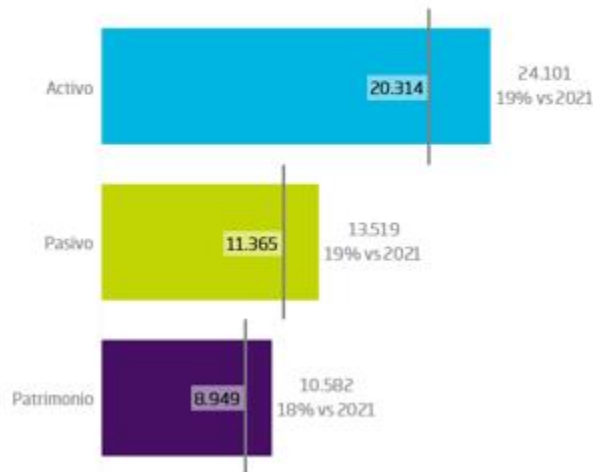
TARIFA A USUARIO FINAL - 2022



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, ANH, SUI, Gestor del Mercado, www.datos.gov.

CIFRAS FINANCIERAS DE EMPRESAS TRANSPORTADORAS

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 2022 vs 2021 - MILES DE Col\$MM



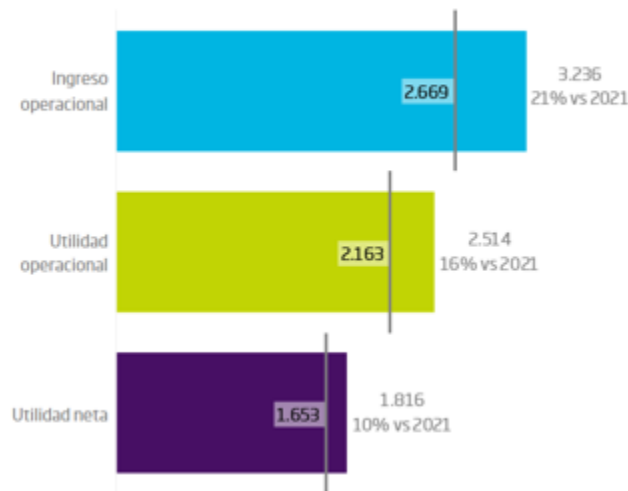
ACTIVO 2022



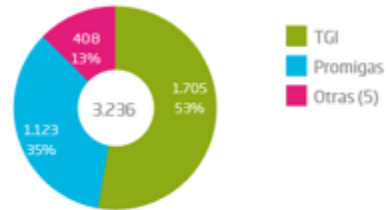
ESTRUCTURA DE ENDEUDAMIENTO 2022



ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES 2022 vs 2021 - MILES DE Col\$MM



INGRESO OPERACIONAL 2022

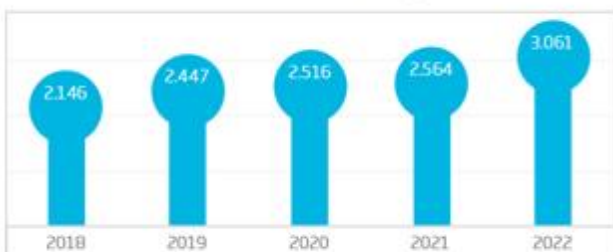


INDICADORES FINANCIEROS

MÁRGENES



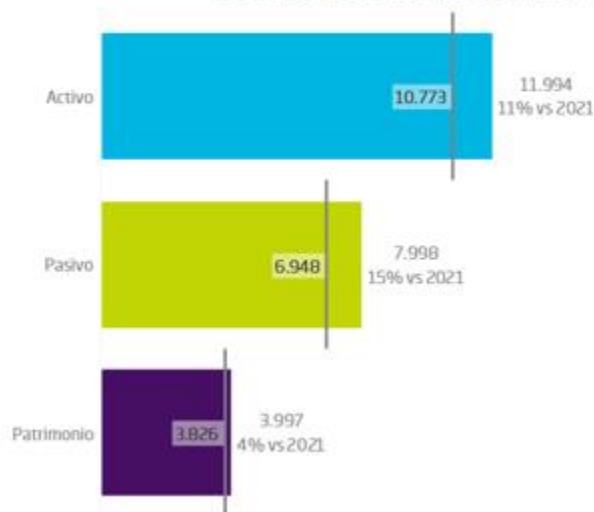
EBITDA - MILES de Col\$MM



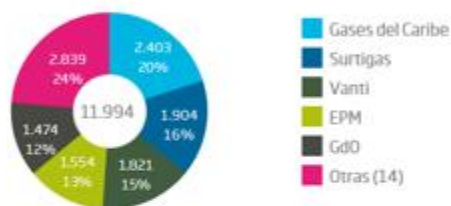
Fuente: Empresas del sector.

CIFRAS FINANCIERAS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 2022 vs 2021 - MILES DE Col\$MM



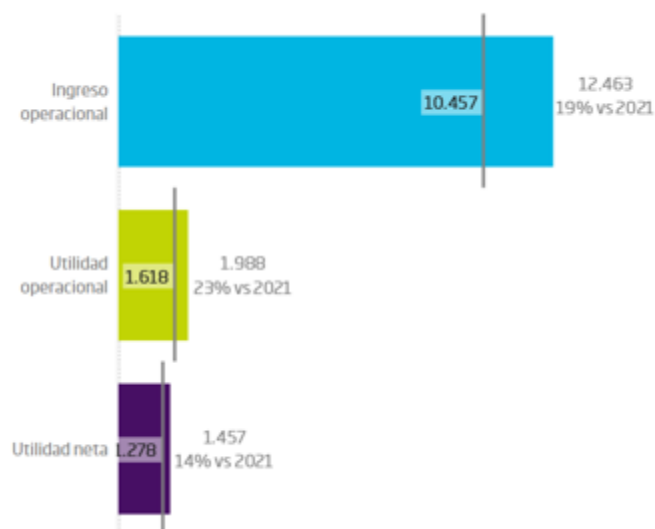
ACTIVO 2022



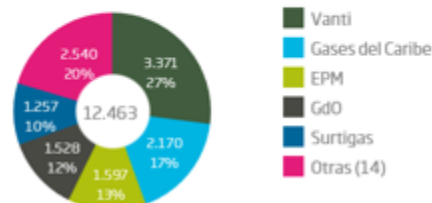
ESTRUCTURA DE ENDEUDAMIENTO 2022



ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES 2022 vs 2021 - MILES DE Col\$MM



INGRESO OPERACIONAL 2022

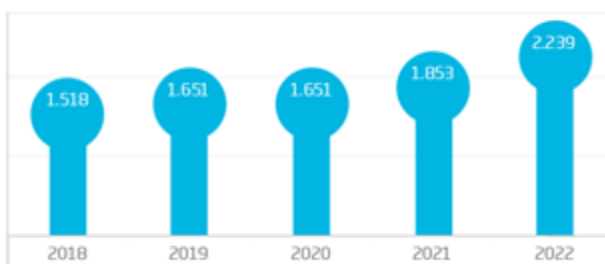


INDICADORES FINANCIEROS

MÁRGENES



EBITDA - MILES DE Col\$MM



Fuente: Empresas del sector.

EL MUNDO EN BUSCA DE
**UN EQUILIBRIO EN EL
TRIÁNGULO ENERGÉTICO**

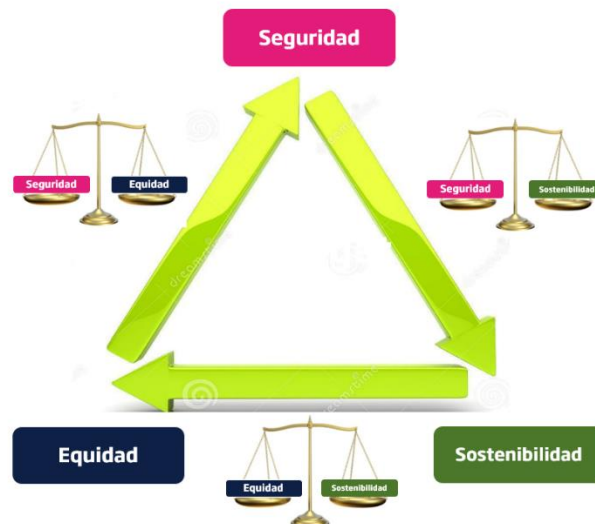
El simbolismo del triángulo o trilema energético, que se ha venido manejando entre expertos del sector energético, consta de los siguientes vértices: seguridad, equidad y sostenibilidad ambiental. Desde la teoría, se hace referencia a que un sistema energético ideal para un país es aquel capaz de ofrecer a sus ciudadanos un equilibrio entre los vértices de este triángulo; sin embargo, compensar los tres es difícil y muchas veces los Gobiernos se ven abocados a tomar decisiones que favorecen a uno o dos vértices sobre los demás.

En el vértice superior, se establece la seguridad energética, con la que se estarían acogiendo dos ejes importantísimos, como confiabilidad, entendiéndose esta como disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía, y soberanía energética, teniendo en cuenta su incidencia en la reciente crisis energética europea y los nubarrones que se

ciernen sobre la política energética nacional ante la toma de decisiones críticas para el sector.

En el segundo vértice, equidad energética, vista como la necesidad de contar con fuentes de energía (incluyendo servicios inherentes) que sean económicas para el usuario y eviten el encarecimiento de su canasta familiar.

Para el último vértice de sostenibilidad medioambiental, si quiere asociar a transición energética al considerar que con este se acoge la transformación energética que se desarrolla en el mundo para enfrentar los rigores del cambio climático, lo que sin duda apuntala el concepto de sostenibilidad.



Fuente: Elaborado por Promigas.

Seguridad energética: El vértice superior del triángulo energético

La Agencia Internacional de Energía (AIEA, por su sigla en inglés), define de manera concisa la seguridad energética como:

“La disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía”.

Fuente: Seguridad energética, Análisis y evaluación del caso de México, Rodríguez Víctor, CEPAL Tomado a su vez de AIEA, 2017.

Para esta organización, la seguridad energética tiene dos aspectos principales: seguridad energética a largo y a corto plazo. El primero se ocupa de las inversiones en el suministro de energía y su conexión con la evolución económica oportuna y las necesidades medioambientales. El segundo aborda, principalmente, la forma como el sistema energético es capaz de llevar a cabo respuestas rápidas a los cambios repentinos

en el ciclo de la oferta y la demanda de energía.

Una definición de seguridad energética con un carácter más integral la presenta como:

“La capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, que suele medirse por lustros y decenios más que por años”.

Fuente: V. Rodríguez, Seguridad energética. Análisis y evaluación del caso de México, CEPAL, 2018. Tomado de Navarrete, 2008.

El suministro mundial de energía, al estar distribuido de forma desigual, se ve afectado por diversos factores. (Ver figura adjunta).

Factores que afectan la seguridad energética



Fuente: Elaborado por Promigas con base en artículo: “Entender la seguridad energética”, tomado de <https://safetyculture.com/es/temas/seguridad-energetica/>

El acceso a la energía afecta el suministro y la sostenibilidad de las necesidades básicas de los seres humanos. Resulta una variable esencial para propender por el crecimiento económico de un país, su estabilidad política, el desarrollo en general y la seguridad de otros sectores, como la industria manufacturera, entre otros. El rápido crecimiento de la demanda de energía provocado por la expansión económica, el

crecimiento de la población y los nuevos usos de la energía hacen que la seguridad energética sea una preocupación apremiante.

Para reforzar lo que constituye el significado mismo de seguridad energética, es necesario enfocarse en sus cinco pilares fundamentales: disponibilidad, accesibilidad, aceptación, asequibilidad y confiabilidad.

Pilares fundamentales de la seguridad energética



Disponibilidad: Siendo los combustibles fósiles las principales fuentes de energía del mundo, la progresiva dependencia de estos y sus altos precios se convierte en uno de los retos más cruciales en materia de seguridad energética.



Accesibilidad: Existen factores económicos y geopolíticos, junto con avances tecnológicos, que sirven de barreras para que el suministro de energía sea accesible.



Aceptación: La demanda de energía tiende a contribuir al aumento de los impactos relacionados con la energía en el medio ambiente.



Asequibilidad: Los precios de los combustibles fósiles presentan un alto grado de volatilidad debido a cuestiones geopolíticas, las interrupciones de la oferta y los desequilibrios entre la oferta y la demanda provocan inevitables subidas del precio de estos energéticos.



Confiabilidad: Garantizar el suministro de energía sin interrupciones, proporcionando a la población y a los sectores productivos un suministro adecuado.

Fuente: Elaborado por Promigas con base en el artículo: "Entender la seguridad energética", tomado de < <https://safetyculture.com/es/temas/seguridad-energetica/> >.

A medida que el sector energético se esfuerza por adaptarse a la transición energética, satisfacer la creciente demanda de energía y prepararse para el mundo digital, resulta inevitable que surjan nuevos retos que atenten contra la seguridad energética.

En este vértice de seguridad energética, debe notarse que la incertidumbre regulatoria es uno de los factores más críticos para atraer

inversiones que aseguren el suministro de energía.

Por lo anterior, expertos en el sector energético consideran que los países y las empresas deben tomar medidas y aplicar estrategias en procura de alcanzar una seguridad energética a largo plazo. A continuación, se mencionan, entre otros, aspectos para tener en cuenta en dicho logro.

Estrategias en procura de alcanzar seguridad energética a largo plazo

Gestión de Riesgo:

1. Diversificar las fuentes de energía
2. Crear un margen de reserva de capacidades de generación de energía
3. Disponer de reservas estratégicas para atender interrupciones del suministro

Diversificación:

1. Reducir la dependencia exclusiva de unas pocas fuentes o proveedores de energía
2. Cambiar de proveedor para reducir la dependencia de las importaciones
3. La explotación de sus propios recursos y el uso de fuentes de energía alternativas

Políticas y leyes:

A través de estas se deben establecer estrategias para ayudar a conducir a una nación hacia una seguridad energética sostenible y a largo plazo. Dichas estrategias deben ser responsables del refuerzo de una economía energética limpia.

Tecnología

Cuando se utiliza correctamente, la tecnología puede alcanzar todo su potencial y puede servir como herramienta de impacto para llevar a cabo la planificación energética y la seguridad energética

Fuente: Elaborado por Promigas con base en artículo: "Entender la seguridad energética", tomado de <<https://safetyculture.com/es/temas/seguridad-energetica/>>.

Años atrás, cuando la energía era abundante y barata, la mayoría de los países, aunque con excepciones como China, direccionaron sus esfuerzos a reducir el uso de combustibles fósiles para propender por una neutralidad en las emisiones de carbono, lo que dio inicio a la transición energética. No obstante, en 2022, en un entorno caracterizado por problemas de abastecimiento e incremento de precios impulsados por el conflicto ruso-ucraniano, las prioridades comenzaron a cambiar.

La búsqueda de la seguridad energética vista desde el eje de confiabilidad energética por parte de las naciones para garantizar el

abastecimiento de energía fiable, aunado al detrimento o pérdidas de sus soberanías energéticas, comienza a posponer en el corto y mediano plazo los esfuerzos en aras de un proceso juicioso y sostenible de transición energética.

¿Cómo abordan las naciones el trilema entre variables como necesidades energéticas a corto plazo, dependencia de su seguridad energética de combustibles importados y objetivos ambientales a largo plazo? En esta sección, se intenta responder a esta inquietud.

Soberanía energética: Un concepto sobre el que se requiere mayor conciencia dada su vital importancia

Los últimos acontecimientos relacionados con el suministro de gas, tanto nacionales como internacionales, especialmente en la UE, traen al debate el concepto “soberanía energética”. Una definición general de este concepto sería:

“El derecho de las personas, comunidades y pueblos conscientes a tomar sus propias decisiones sobre la generación, distribución y consumo de energía de una manera adecuada dentro de su entorno ecológico, circunstancias sociales, económicas y culturales, siempre que no afecten negativamente a los demás”.

Fuente: <<https://www.talanza.energy/one-pagers/soberania-energetica-para-cumplir-con-objetivos/>>.

En el mundo de hoy, cada vez más convulsionado y en un contexto geopolítico Las naciones, de la mano de sus entes gubernamentales, se han visto abocadas a tener mayor conciencia sobre la importancia de la soberanía energética.

en constante cambio, surge la pregunta: ¿Qué se necesita para que un país afirme que goza de plena soberanía energética?

Además del derecho a decidir, un país posee soberanía si está en capacidad de generar y abastecerse de energía, no solo para solventar necesidades cotidianas de su población, sino también para alcanzar un óptimo funcionamiento y desarrollo de su economía. Para ello, puede obtener la energía de fuentes no renovables o de renovables (hidráulica, solar o eólica). El objetivo final de un país en esta materia es adquirir seguridad energética, para lo cual se vale de políticas públicas que, a su vez, determinan la soberanía energética como el medio para ello.

En la actualidad, muchos países de diferentes regiones del mundo, que poco a poco fueron afectando su soberanía energética, unas veces por motivaciones de carácter ambiental

y otras económicas, sufren graves consecuencias por depender de terceros sin pesar los riesgos que ello conlleva.

Un testimonio elocuente de este riesgo se suscitó en los casos de Alemania, Italia y otros

países europeos, que apostaron por un modelo dependiente del gas ruso y que, dada la guerra contra Ucrania, tuvieron que pagar un costo altísimo. Esta experiencia en particular se trata en la siguiente sección de este informe.

Equidad energética y sostenibilidad ambiental: Vértices que conforman la base del triángulo energético

El Centro Regional de Estudios y Energía (CREE, por su sigla en español), menciona que:

“Uno de los elementos que más ha cobrado vigencia en la discusión sobre transición energética es el de transición energética justa (TEJ). De la manera más general, y sin desconocer que se trata de un concepto que tiene múltiples dimensiones, esta puede definirse a partir de sus impactos en equidad: para ser justa, la transición energética debe minimizar los impactos negativos sobre el nivel de bienestar de los grupos más vulnerables.”

Fuente: “Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050”, ENEL y CREE, 2023.

Definida así, una TEJ debería abarcar cinco áreas:

En primer lugar, la pérdida de ingresos de los grupos que derivan su sustento de los energéticos que deberán marchitarse con la transición energética, se requiere un plan para la transición productiva.

En segundo lugar, el acceso a la energía. No tenerlo condena a la pobreza energética.

Como tercer punto, una TEJ debe defender los precios de los energéticos y asegurar que pueda ser pagado por los grupos más vulnerables.

En cuarto lugar, se debe buscar que se sustituyan las fuentes de ingreso atadas a los fósiles en estas regiones, lo cual requiere el crecimiento de otros sectores y hacer cambios en la estructura tributaria de la nueva energía para aumentar su productividad fiscal.

Finalmente, los procesos de participación deben fortalecerse, que para ello es indispensable fomentar la construcción de confianza entre comunidades de la zona de influencia de proyectos y las empresas.

Para el último vértice de sostenibilidad medioambiental, si quiere asociar a transición energética al considerar que con este se acoge la transformación energética que se desarrolla en el mundo para enfrentar los rigores del cambio climático, lo que sin duda apuntala el concepto de sostenibilidad.

Transición energética: ¿Se debe priorizar esta ante seguridad y equidad energética?

La transición energética, impulsada por el cambio climático, es el mayor intento en la historia de la humanidad para reconfigurar el futuro. Sin embargo, no se puede aseverar que esta transformación cuente con una perspectiva mundial muy alentadora para el cumplimiento a tiempo de sus objetivos.

En primera instancia, las tres grandes potencias económicas y energéticas, Estados Unidos, China y Rusia, se encuentran a tal grado de confrontación que la colaboración entre ellas, imprescindible para concretar esta transformación, es actualmente nula.

Adicionalmente, como se puso en evidencia en las últimas dos conferencias de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26 y COP27), celebradas en Glasgow (Escocia) y Sharm el-Sheij (Egipto), los países menos desarrollados, sobre quienes recae, en parte, la clave para alcanzar objetivos climáticos, se encuentran renuentes a renunciar a sus planes de crecimiento económico con tal de asumir el costo de reducir unas emisiones acumuladas de GEI a las que poco han contribuido.

Por último, los trastornos económicos surgidos pospandemia y la crisis energética europea motivada por el conflicto ruso-ucraniano han enrarecido aún más el panorama energético mundial y generado gran incertidumbre hacia la transición.

Inicialmente, en esta sección se plantea un aparte denominado “La física de la transición energética”, extraído del documento “Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia”, elaborado en 2023 por Juan Benavides y Sergio Cabrales desde Fedesarrollo para Promigas. En este aparte se plantean cifras y conceptos de este proceso, que son poco tratados, pero de mucha relevancia y validez.

Seguidamente, se exponen dos líneas de pensamiento, contrarias entre sí, planteadas por expertos en política energética, sobre cómo deben los países planear este crítico proceso de la transición energética.

La física de la transición energética

Con las tecnologías disponibles en la actualidad, dada una inversión de US\$ 1 MM para producir energía (kWh) durante un horizonte de proyección de 30 años, se puede establecer el siguiente cuadro comparativo entre energía solar, eólica y la generación con hidrocarburos.



Fuente: Elaborado por Promigas con información de Fedesarrollo.

Se requiere construir aproximadamente una capacidad de 3 MW de equipos solares o eólicos por cada 1 MW de generadores térmicos reemplazados (efecto de intermitencia), aunque los costos por kWh sean similares.

En el siguiente cuadro comparativo se muestra la inversión necesaria y la logística (peso en lb) que se requiere para almacenar con baterías de tipo Tesla la energía que se produce con un barril de petróleo (bp).



La Ley de Moore de los chips, en la que se plantea que el número de transistores de un chip se duplica cada dos años, convertida en realidad por Intel, ha avivado la revolución tecnológica mundial. Este concepto o ley tiende a ser extrapolado erróneamente a las energías limpias.

Las máquinas térmicas tienen su límite con la denominada eficiencia de Carnot (máxima eficiencia teórica que se puede obtener cuando el motor térmico está funcionando entre dos temperaturas). Asimismo, las plantas eólicas tienen el límite de Betz (60 % de captura de energía cinética del aire; se llega a 40 %); y las fotovoltaicas tienen el límite de Shockley-Queisser (33 % de los

fotones se convierten en electrones; se llega a 26 %).

Mills (2019) plantea que, para reemplazar totalmente los hidrocarburos en los próximos 20 años, la producción mundial de renovables debería multiplicarse por 90. En comparación, le tomó medio siglo a la producción de petróleo y gas multiplicarse por 10. Se estaría pidiendo a las fuentes renovables una velocidad de adopción nueve veces más rápida en casi la mitad del tiempo, con menores ventajas logísticas y de densidad.

A estas características antes detalladas, como la densidad volumétrica, costos e intermitencia, se une la muy baja densidad por área de la potencia necesaria para producir energía mediante fuentes no convencionales de energía renovable (Smil, 2015) y su baja alineación con las densidades por área de los usos finales. Esta última característica de las renovables puede sintetizarse en que estas fuentes necesitan grandes espacios o extensiones de terrenos para la generación de la energía, y que estos no son fácilmente accesibles en los usos finales en donde se requieren.

Por último, un tema pendiente que poco se trata en estos procesos de transición energética es la inexistencia de tecnologías comerciales para reemplazar masivamente la producción de acero, concreto, plástico y fertilizantes, todos ligados a combustibles fósiles, más específicamente a los hidrocarburos.

La transición energética como el único camino

En los inicios de la pandemia, Fatih Birol, secretario ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), ponía énfasis en que:

“La transición energética exige un esfuerzo aún mayor de seguridad energética”.

Fuente: <https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2022/DIEEA03_2022_JOSPAR_Seguridad.pdf>.

Aun cuando no se dimensionaba una crisis de la magnitud de la que se está viviendo hoy en Europa y en otras partes del mundo, de cierto modo, se apuntaba a que una transformación de las proporciones necesarias para alcanzar los objetivos medioambientales y climáticos podría someter al sistema energético mundial a mucha tensión.



Fuente: Elaborado por Promigas.

Lo anterior, toda vez que no resultan pocas las variables que se desconocen y que, por ende, incrementan los riesgos e incertidumbres. No obstante, en diciembre de 2022, Birol, en un artículo para la revista especializada *Finanza & Desarrollo*, del FMI, expresó:

“La idea de que el mundo ha de optar entre la seguridad energética y la acción por el clima es una falacia”.

Lo hizo advirtiendo que no se debe usar la actual crisis energética como excusa para acentuar la dependencia de los combustibles

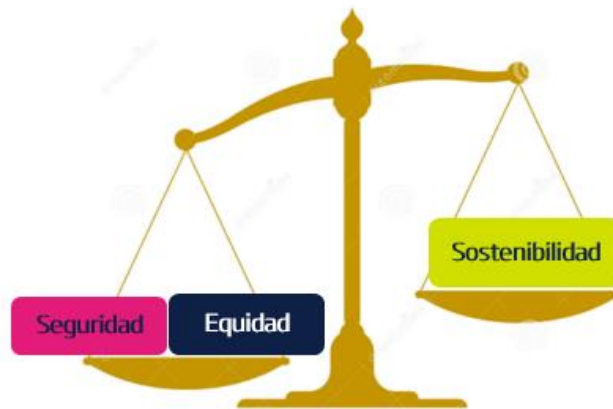
fósiles, y afirmando que esta situación es solo un argumento más para invertir en energía limpia a fin de reducir la dependencia de importaciones de gas natural y petróleo.

En este sentido, Birol y los seguidores de su teoría consideran que en el evento de lograr desarrollados sistemas energéticos basados en energías renovables y otras formas de electricidad que no emitan carbono, se estaría creando un sistema mucho más local y menos expuesto a factores geopolíticos. Lo anterior permitiría concluir que al final un proceso total de transición energética conllevaría *per se* un incremento en la seguridad energética.

El resurgimiento de la seguridad y la equidad energética, en las experiencias frenan la transición energética

En contraste con la línea de pensamiento anterior, se viene gestando una nueva corriente entre especialistas para los que, si bien alcanzar la transición energética hacia fuentes renovables no contaminantes es uno

de los más grandes retos de la humanidad y hacia allá hay que ir; no es menos importante la actualidad energética de los países y el fuerte vínculo de ello con la economía.



Fuente: Elaborado por Promigas.

La pandemia y la ruptura de cadenas de valor, la guerra entre Rusia y Ucrania, la amenaza de corte de exportaciones energéticas como herramienta política, la vulnerabilidad de los países importadores de energía, y el alza de precios de energía y alimentos han dado lugar a timonazos en las políticas de transición energética de los países desarrollados, que han pasado de la economía del racionamiento a la 'economía del miedo' (Peri, 2023).

Algunos países de la UE han incluido la energía nuclear y el gas natural dentro de la taxonomía verde y han invertido en capacidad de importación de LNG de países distintos a Europa del este. Según algunos analistas, se puede esperar un período de competencia feroz por recursos naturales, conectividad, mano de obra barata y energía.

Esto ha desencadenado un reajuste en los mercados de energía en todos los combustibles y geografías. El equilibrio en el triángulo energético comienza a ceder y sus vértices, se encuentran bajo severa presión enfrentando un 'trilema' de preocupaciones.

La interrupción del comercio de energía entre Europa y Rusia ha llevado a los mercados mundiales del gas a nuevos máximos de precios, que alcanzan de seis a diez veces los precios del Henry Hub. Además, la escasez de productos agrícolas para los combustibles renovables y los desafíos de la cadena de suministro para tecnologías bajas en carbono han impactado la velocidad deseada de la transición energética.

La política energética de los Estados Unidos y Europa comenzó a cambiar en 2022, tras la

invasión rusa a Ucrania. Como consecuencia, el impulso ha pasado de buscar la eliminación gradual del gas natural a utilizarlo y, al tiempo, a reducir sus emisiones de GEI mientras se desarrollan y despliegan alternativas más limpias.

Se esperan aumentos en la inversión en gas natural en 2023, que comprenden inversiones que reducen las emisiones GEI. Para ello, se anunciaron en 2022 varias políticas que incentivan dicha inversión, entre las que se incluyen:

- La taxonomía de la UE ahora considera el gas natural como una actividad económica ambientalmente sostenible, siempre que los nuevos proyectos de gas natural reemplacen la generación a carbón, reduzcan emisiones y sean en 2035 parte de una senda de conversión total a combustibles renovables o bajos en carbono.
- Declaración conjunta entre Estados Unidos y la Comisión Europea sobre la seguridad energética en Europa, que formula compromisos para aumentar las exportaciones de GNL de Estados Unidos a Europa hasta 2030 y reduce la intensidad de emisiones de GEI en la nueva infraestructura de GNL.
- Ley de Reducción de la Inflación, la cual aumenta la dinámica de los contratos de arrendamiento de petróleo y gas en los Estados Unidos, pone tarifas sobre el exceso de emisiones de metano y ofrece subvenciones a las empresas de petróleo y

gas para monitorear y reducir los escapes y la combustión no útil del metano.

Por lo tanto, los países deben tener en perspectiva sus necesidades energéticas y la capacidad que tienen para abastecerse (seguridad energética) con las distintas fuentes con que cuenten dentro de sus fronteras (soberanía energética) y a precios asequibles para toda la población (equidad energética). En caso contrario, la dependencia total o parcial puede resultar muy costosa, como lo comprobaron en 2022 Alemania, Italia y otros países más de la UE.

Para esta línea de pensamiento, la conclusión es: transición sí, pero con seguridad, soberanía y equidad energética, considerando que estos últimos conceptos deben ser prioridad. Después de plantear las dos corrientes de política energética surge uno de los mayores interrogantes que se genera con los procesos de transición energética en los países: ¿se debe priorizar la transición energética ante la seguridad y la equidad energética?, o, en su defecto, ¿avanzar a un ritmo propio y sin apresuramientos en los procesos de transición energética?

Sea cual fuere la respuesta, lo indiscutible es que las decisiones sobre la planeación de un proceso de tanta complejidad como la transición energética, deben abordarse desde una perspectiva técnica y sin apasionamientos que sesguen su análisis.

La crisis energética europea: Una experiencia de total desequilibrio en el triángulo energético

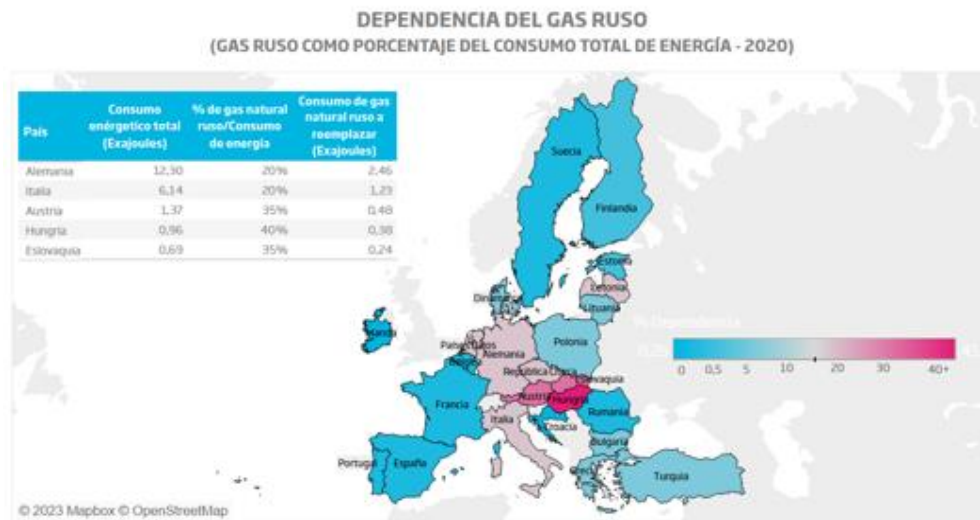
Para entender la crisis energética que vivió Europa en el bienio 2021-2022, que en algunos países se ha extendido hasta 2023, se profundiza en la identificación de su motivación principal, que es la fuerte dependencia del gas natural ruso adquirida por la gran mayoría de países europeos.

Difícilmente, se podría encontrar una experiencia más precisa para un caso de estudio del triángulo energético propuesto en la sección anterior, como la crisis europea del pasado bienio. En esta se puede establecer la relación directa entre los tres vértices del triángulo y cómo estos interactúan entre sí.

Se inicia con la implementación de políticas energéticas públicas (dependencia de gas

ruso) en aras de promover y acelerar procesos de transición energética, que provocan un ostensible detrimento de la soberanía energética de la región, y, por último, el detonante o catalizador de la crisis, cambios en el entorno geopolítico (conflicto ruso-ucraniano), socavan la seguridad energética europea ante el estallido de la crisis.

En Europa, cada país posee una situación particular, algunos como Italia, dependen del gas ruso para generación eléctrica. En Alemania, el gas es importante para la calefacción de los hogares y para la industria, en la que se dan usos que serán muy difíciles de descarbonizar, como es el caso de aplicaciones de altas temperaturas, por ejemplo, en la fabricación de vidrio.



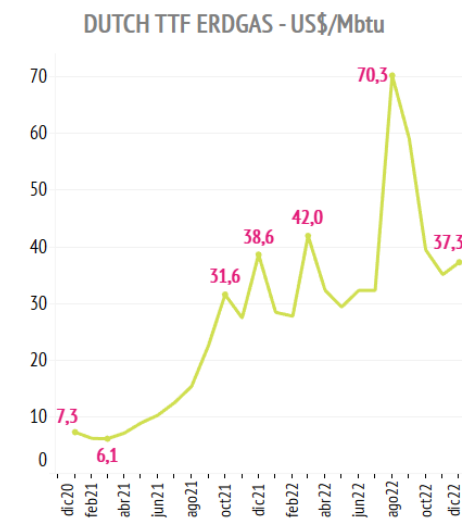
Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI), Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023

Como se observa en el mapa adjunto, Hungría (más de 40 %), Eslovaquia y Austria (de 30 a 40 %), eran los países que antes de la pandemia tenían mayor dependencia energética del gas ruso.

No obstante, la dependencia de 20 % que alcanzaban Alemania e Italia, países con un mayor consumo energético, se convirtió en unos mayores volúmenes por sustituir, especialmente en invierno.

A finales de 2021, el gas natural ruso resultaba de vital importancia para el sistema energético de Europa, no solo por la decisión de depender de su suministro, sino porque la producción propia de gas de Europa había venido disminuyendo de forma continua en los últimos 10 años. Ahora bien, tras el inicio del conflicto ruso-ucraniano, la mayoría de los países europeos no quisieron que sus necesidades energéticas financiaran la guerra de Rusia contra Ucrania. Sin embargo, en ese momento la realidad era que Europa necesitaba y dependía de la energía rusa, lo que se convirtió en una gran disyuntiva.

Durante 2022, el suministro de gas ruso se redujo en más de 80 %, y los precios mayoristas de la electricidad y el gas natural se multiplicaron hasta 15 veces si se comparan con los de comienzos de 2021, con graves efectos para hogares y empresas.



Fuente: MacroMicro. TTF: Title Transfer Facility, centro de intercambio virtual para el comercio de gas natural holandés.

Este encarecimiento energético puso en jaque a muchas de las economías de la UE y, en ese sentido los Gobiernos tratan de aliviar a los hogares y empresas en dificultades.

Según reveló, a principios de septiembre de 2022 un estudio del laboratorio de ideas bruselense Bruegel, durante el último año la UE se había gastado más de 278.000 millones de euros con este fin.

GASTO PARA COMBATIR ENCARECIMIENTO ENERGÉTICO		
País	Gasto - MM€	Gasto / PIB - %
Alemania	60.200	1,7%
Italia	49.500	2,8%
Grecia	6.800	3,7%
Lituania	2.000	3,6%
España	27.300	2,3%
Otros	132.200	N/A
Total	278.000	N/A

https://www.swissinfo.ch/spa/italia-energ%C3%ADa_la-italia-de-draghi-segundo-pa%C3%ADs-de-la-ue-en-lucha-contra-crisis-energ%C3%A9tica/47875998.

Para la experta en seguridad energética, Samantha Gross, la diferencia de la crisis actual respecto de anteriores es que esta es la primera crisis mundial de gas natural, un combustible que solía ser totalmente regional, transportado por gasoductos y basado en relaciones comerciales que funcionaban como un matrimonio:

“Los países suministraban gas a través del ducto y se establecían relaciones estables a muy largo plazo, como la que Rusia tenía con Europa, que aún existen. Pero, el ascenso del GNL en cierta forma ha globalizado la oferta de gas natural, de modo que ahora una crisis que se origina en un lugar puede propagarse a otros a través del mercado de GNL. Como Europa está absorbiendo todo el GNL del mundo y subiendo los precios para todos, la crisis del suministro de gas ruso a Europa ahora se ha propagado a Asia, por ejemplo. Esta es la primera vez que una crisis de gas natural se globaliza de esta manera”.

Fuente: <<https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/cafe-econ-in-search-of-energy-security>>.

Europa tomó medidas y se preparó para enfrentar un invierno frío, toda vez que durante 2022 los países con infraestructura de regasificación se dedicaron a comprar enormes cantidades de GNL en el mercado *SPOT* y a aumentar su nivel de almacenamiento en sus tanques.

El invierno llegó (2022 a 2023), y contra todo pronóstico, resultó ser una temporada relativamente suave. Lo anterior significó que, la demanda de energía no fue tan fuerte como podría haber sido durante un periodo especialmente frío, el gas alcanzó para terminar el año y Europa logró superar su

primer invierno sin gas ruso, pagando altos precios, enfrentando desabastecimiento de gas y sobrellevando los inicios, por cifras mínimas, de una recesión económica.

En conclusión, el sistema energético europeo no ha terminado de sofocar esta crisis sin precedentes y la incertidumbre energética, aun cuando menor que en 2022, aún sigue latente para el segundo semestre de 2023.

A continuación, se expondrá con más detalle la experiencia particular de Alemania e Italia, países referentes de la UE, fuertemente golpeados por esta crisis energética.

Alemania afronta su más dura crisis energética de los últimos 70 años

Para buscar la causa principal de la crisis energética que vive Alemania, hay que remontarse a una serie de decisiones, ahora *a posteriori* vistas como equivocadas, tomadas a lo largo de la última década, bajo el Gobierno a cargo de la canciller Angela Merkel.

Primeramente, tras el accidente nuclear de Fukushima (Japón), en marzo de 2011, se tomó la decisión de que Alemania prescindiera de la energía nuclear. Para ello, confiando en el mandatario ruso Vladimir Putin, le fue entregando, no solo Merkel sino varios líderes europeos, el mercado a Rusia que llegó a abastecer, aproximadamente, 50 % de la demanda de gas natural de la UE. Esta cifra, tras el inicio del conflicto ruso-ucraniano alcanzó hasta 15 %, sin embargo, este proceso además de su descenso en volúmenes de gas ha sido extremadamente traumático en términos de precios.

Otra decisión que contribuyó a exacerbar esta crisis fue que Alemania, a diferencia de España, Francia e Italia, como se puede apreciar en la figura anterior, no desarrolló, en su debido momento capacidad para acceder al mercado de GNL a través de infraestructura de regasificación.

INFRAESTRUCTURA DE GNL EN LA UNIÓN EUROPEA



Esta decisión tiene su sustento en que el gas proveniente de Rusia ingresaba a Europa, principalmente, por Alemania, vía el gasoducto Norstream 1 y, posteriormente lo haría a través del Norstream 2 (terminado, más nunca inaugurado). Dado lo anterior, Alemania al ser una de las puertas de entrada del gas ruso a Europa (las otras eran vía Ucrania) no vislumbró la necesidad del GNL.

No obstante, el actual Gobierno de Olaf Scholz, teniendo en cuenta la disminución en el gas ruso a través del gasoducto Norstream 1 a raíz del conflicto Rusia-Ucrania, comenzó en mayo de 2022 las negociaciones para alquilar cuatro Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, por su sigla en inglés), con el objetivo de acceder rápidamente al GNL mientras se desarrollaba infraestructura permanente.

Estas cuatro FRSU desde el momento de su instalación comenzaron a proporcionar un volumen de regasificación de al menos 5.000 Mm³ al año cada una. Las FRSU, dos del proveedor Hoegh y dos de Dynagas son operadas por las empresas RWE y Uniper.

Oficialmente, Alemania inauguró, el 17 de diciembre de 2022, su primera terminal flotante de GNL, tras la llegada al puerto de Wilhelmshaven (Baja Sajonia), del buque "Hoegh Esperanza" procedente de España.

Fuente: <https://es.euronews.com/2022/12/17/alemania-inaugura-su-primer-terminal-de-gas-natural-licuado-con-gas-importado-desde-espan>

Un mes más tarde, el 14 de enero de 2023, el canciller Scholz inauguraba en Lubmin, al norte del país, la segunda terminal de importación de GNL, con la FRSU Neptune.

Solo una semana después, llegó la tercera FRSU, la Hoegh Gannet al puerto Elbehafen en Brunsbüttel, cerca de Hamburgo.

Fuente: <https://www.dw.com/es/alemania-inaugura-su-segunda-terminal-de-gas-natural-licuado/a-64395344>

TERMINAL DE IMPORTACION DE GNL DE LUBMIN



Fuente: <https://www.dw.com/es/alemania-inaugura-su-segunda-terminal-de-gas-natural-licuado/a-64395344>

El gobierno alemán sigue apostando por consolidar una robusta infraestructura de regasificación. El 3 de marzo de 2023 anunció que la nueva infraestructura superará costos esperados, advirtiendo a los contribuyentes que habrá un precio a pagar por la seguridad energética. La cámara baja del Parlamento aprobó 9.800 MM de euros para el período 2022-2038, pero "ya está claro ahora que habrá que sumar más aumentos de costos", según documento del Ministerio de Economía.

Entre los planes están: i. Seis FRSU en cuatro sitios para fines de 2023. ii. En 2024 y 2025, cinco FRSU autorizadas por el Gobierno que ofrecerán capacidades de regasificación de 27.000 Mm³. iii. Un proyecto privado en Lubmin que ofrece 5.000 Mm³, se duplicaría a 10,000 Mm³ a partir de 2024 y iv. Dos centros de GNL en tierra en Brunsbüttel y Stade, que manejarían combustibles no fósiles como hidrógeno limpio o amoníaco en el largo plazo.

Fuente: <https://gnlglobal.com/alemania-seguramente-superara-los-9-800-mm-de-euros-en-nueva-infraestructura-de-gnl/>.

MEDIDAS ADOPTADAS POR EL GOBIERNO ALEMÁN Y CONSECUENCIAS DE LA CRISIS

Abr-2022 - Los 200.000 millones de euros de plan anticrisis presentado por el gobierno alemán agrietan a la UE

https://www.eldiario.es/economia/200-000-millones-ayudas-alemania-agrietan-ue-crisis-energetica_1_9590820.html

Oct-2022 - Que el estado pague la factura del gas del mes de dic-2022 además de “un freno al precio del gas” en 2023 constituyen las principales ideas de la Comisión de Expertos designada por gobierno alemán.

https://www.niusdiario.es/internacional/europa/20221020/alemania-crisis-energetica-plan-bonificar-ahorro_18_0714602.html

Nov- 2022 - Debido a la crisis energética, Alemania perderá casi 110.000 millones de euros en ingresos reales de 2021 a 2023, es la pérdida más fuerte desde la crisis de finales de los 70 y comienzos de los 80, señala el instituto de investigación IFO en informe publicado en su web.

<https://sputniknews.lat/20221108/cuanto-le-costara-a-alemania-la-crisis-energetica-de-2021-a-2023-1132244468.html>

Dic - 2022 - Destinado a subsidios Alemania emitirá un nivel récord de deuda pública en 2023 para paliar la crisis energética

<https://www.telam.com.ar/notas/202212/614182-alemania-deuda-publica-crisis-energetica.html>

Sep- 2022 - En su crisis energética, Alemania ha tomado una decisión inédita: nacionalizar a su mayor empresa gasística

<https://www.xataka.com/energia/alemania-ha-nacionalizado-a-su-mayor-empresa-energetica-va-a-necesitar-para-resolver-su-crisis-gas>

Sep-2022 - Alemania renuncia al apagón nuclear previsto para el 31 de diciembre de 2022: la crisis energética obliga a dejar en funcionamiento dos centrales. (Finalmente fueron apagadas en Abr-2023)

<https://elpais.com/internacional/2022-09-27/alemania-da-marcha-atras-al-apagon-nuclear-la-crisis-energetica-obliga-a-dejar-en-funcionamiento-dos-centrales.html>

Dic-2022 - Bombas de calor: la alternativa de Alemania a la crisis energética

<https://www.eltiempo.com/mundo/new-york-times-international-weekly/bombas-de-calor-la-alternativa-de-alemania-a-la-crisis-energetica-729294>

Ene-2023 - Los peores escenarios de recesión se alejan de la economía alemana, que sorteó el invierno y la crisis energética mejor de lo previsto, pero aún debe acometer una serie de transformaciones para asegurar su futuro.

<https://www.france24.com/es/minuto-a-minuto/20230113-la-econom%C3%ADa-alemana-se-resiente-pero-no-se-quebra-ante-la-crisis-energ%C3%A9tica>

Fuente: Elaborado por Promigas según fuentes relacionadas.

El Gobierno alemán, adicionalmente a la implementación de terminales de importación de GNL, respondió a la crisis con otras medidas, tales como, la reactivación del carbón y la energía nuclear para garantizar el suministro durante el invierno.

El fin de la energía nuclear alemana estaba prevista para diciembre de 2022; sin embargo, ante los duros efectos de esta crisis y tras la aprobación del Parlamento a la iniciativa gubernamental, que pidió alargar su aprovechamiento, se anunció que sus últimos tres reactores nucleares dejarían de funcionar a mediados de abril de 2023.

Otro recurso energético que comienza a verse en este país con otra perspectiva es el *shale gas*. El ministro de Finanzas, Christian Lindner, reiteró su postura favorable a la fracturación hidráulica o *fracking* y subrayó

que los argumentos en contra de este modo de extracción de gas y petróleo están "desfasados":

"Si queremos seguir siendo un país industrializado y evitar una pérdida de prosperidad en la sociedad, necesitamos una política energética ecuaníme. La asequibilidad, la seguridad del suministro y el respeto del clima son decisivos"

Fuente: < <https://www.lainformacion.com/clima/ministro-finanzas-aleman-reitera-postura-quitar-veto-fracking/2879128/> >.

Para Lindner, eso significa, acelerar las energías renovables; importar GNL, carburantes sintéticos e hidrógeno de todos los colores, "aunque se produzcan con energía nuclear", y, por último, "utilizar los yacimientos nacionales de petróleo y gas", lo que incluye el *fracking*.

Italia, segundo país de la UE en la lucha contra la crisis energética

En esta sección, se presenta un breve recuento cronológico de la crisis energética italiana desde su comienzo en enero de 2022 hasta la fecha de cierre de este informe sectorial, en el que destacan políticas y estrategias implementadas por el Gobierno italiano para hacerle frente, así como algunas cifras que se consideran relevantes para un mayor entendimiento de esta.

Con el inicio del conflicto ruso-ucraniano, a comienzos de 2022, el Gobierno italiano comenzó a prepararse para enfrentar lo que ya se preveía sería una dura crisis energética motivada por su extrema dependencia del gas ruso. Para ese momento, aproximadamente, 45 % del gas natural que importaba esta nación europea procedía de Rusia, frente a 27 % que era la cantidad que se importaba diez años atrás.

Entre las medidas de emergencia que se tomaron para frenar la demanda del gas natural ruso en los inicios de la crisis se encuentran:

- Prohibir a las escuelas y otros edificios públicos ajustar sus aires acondicionados a menos de 25 °C en verano y la calefacción durante el invierno no exceder los 19 °C.
- Suspensiones en el sector industrial
- Reglas sobre el consumo en el sector termoeléctrico, donde predominaron medidas de reducción.

Adicionalmente, el Gobierno puso en marcha un plan para mejorar la oferta de gas natural y otros energéticos, para lo cual se propuso:

- Incrementar los suministros alternativos y aumentar el GNL importado de otras rutas, como Estados Unidos.
- Aumentar los flujos de los gasoductos que no están totalmente cargados, como: TransMed de Argelia y Túnez, TAP de Azerbaiyán y GreenStream de Libia.
- Reabrir, en caso de ser necesario, las centrales termoeléctricas a carbón para cubrir cualquier deficiencia de inmediato, a pesar de su cierre por el enorme impacto ambiental.

Al respecto, Mario Draghi, primer ministro de este país para ese momento expresó:

“El Gobierno está dispuesto a intervenir para frenar la subida del precio de la energía, en caso de que sea necesario”.

“Hay que prestar más atención en el futuro a los riesgos geopolíticos que pesan sobre la política energética”.

“Es necesario mejorar la capacidad de regasificación y aumentar la producción nacional a costa de las importaciones. Porque el gas producido en tu país es más manejable y puede ser más económico”.

Fuente: <<https://www.dw.com/es/Italia-se-prepara-para-una-posible-crisis-energética/a-60916259>>.

Un par de meses después, en abril de 2022, Draghi afirmó:

“No queremos depender más del gas ruso porque la dependencia económica no debe convertirse en sujeción política. La diversificación es posible y se puede implementar en un período de tiempo relativamente corto, más rápido de lo que imaginamos hace solo un mes”.

Fuente:

<www.lavanguardia.com/internacional/20220421/8213499/italia-firma-acuerdos-afrika-reducir-alta-dependencia-gas-ruso>

En septiembre de 2022, cuando el Gobierno de Draghi llegaba a su fin, la dependencia de Italia del gas natural ruso era menos de 20 %. Los depósitos de almacenamiento de gas se encontraban a 82 % y con la intención de alcanzar 90 % en octubre, una situación que aun cuando entregaba cierta tranquilidad no daba seguridad a todo el sistema si Rusia cancelaba la totalidad de sus envíos.

Con la llegada al poder de Giorgia Meloni, a principios de noviembre de 2022, se aprobó

su primera hoja de ruta económica, en la que se dispuso inyectar €\$ 9.500 MM en ayudas a la población. Este Gobierno se propuso endeudarse para paliar las consecuencias de la crisis energética, y finalmente terminó aumentando su déficit para 2023 a 4,35 % desde los 3,40 % que estaba presupuestado, lo que liberó €\$ 30.000 MM. Los €\$ 20.500 MM restantes se invertirían durante 2023 y serían destinados, exclusivamente, a limitar el aumento de las facturas de gas y electricidad.

Además, Giorgia Meloni anunció su intención de ampliar el mercado de gas italiano incentivando la producción nacional. Para ello, planea desbloquear extracciones y entregar nuevas concesiones para perforaciones, condicionadas a que se ofrezca el gas a un precio controlado.

Fuente: <<https://elpais.com/economia/2022-11-04/italia-aumentara-el-gasto-publico-para-liberar-30000-millones-contrala-crisis-energetica.html>>.

MEDIDAS ADOPTADAS POR EL GOBIERNO ITALIANO Y CONSECUENCIAS DE LA CRISIS

Abr-2022 - Italia pacta con Argelia aumentar en un 40 % sus compras de gas para reducir su dependencia de Rusia

<https://elpais.com/economia/2022-04-11/italia-pacta-con-argelia-aumentar-sus-compras-de-gas-para-reducir-su-dependencia-de-rusia.htm>

Oct-2022 - Mientras en Italia, manifestantes salen a las calles a quemar facturas de la luz en protesta por el aumento de precios, gobiernos de la UE intentan ponerse de acuerdo para controlar la escalada en el costo de la electricidad.

<https://www.bbc.com/mundo/noticias-63097917>

Ene-2023 - “Mattei: el plan de Italia para ‘asaltar’ África y desconectar de Europa.”

Acuerdo para construir un segundo gasoducto de 284 km que unirá el puerto argelino de Koudiet Draouche con la isla de Cerdeña en Italia.

https://www.capitalradio.es/noticias/economia/mattei-plan-italia-para-asaltar-afrika-desconectar-europa_110176260.html

Nov-2022 - Italia dice que no puede hacer frente a la elevada factura energética sin intervención de la UE
Meloni: “Italia está gastando unos 5.000 millones de euros (5.200 millones de dólares) al mes para proteger a las empresas y a familias de los elevados precios de la energía,

<https://es.euronews.com/next/2022/11/24/ue-energia-italia>

Nov-2022 - Crisis energética en Italia pone de rodillas al sector del emblemático queso ‘Parmigiano Reggiano’

<https://www.france24.com/es/video/20221105-crisis-energ%C3%A9tica-en-italia-pone-de-rodillas-al-sector-del-emblem%C3%A1tico-queso-parmigiano-reggiano>

Ene-2023 - Italia y Libia firman un acuerdo por 8.000 millones de dólares para la producción de gas natural

<https://es.euronews.com/2023/01/28/italia-y-libia-firman-un-acuerdo-por-8-000-millones-de-dolares-para-la-produccion-de-gas-n>

Fuente: Elaborado por Promigas según fuentes relacionadas.

Colombia: ¿Cómo sería y cuánto le costaría al país prescindir del gas natural?

Para poder dimensionar un hipotético escenario de cómo sería y cuanto le costaría al Gobierno Nacional convertir a Colombia en un país que no use una sola molécula de gas natural, manteniéndoles a los colombianos, por lo menos, su actual calidad de vida se procede a analizar en particular tres de los principales sectores de consumo de este energético: el residencial, la generación térmica a gas y la industria (por fuera de coquería y refinación).

En primera instancia se establecen los sustitutos y se proyectan las diversas variables macroeconómicas, técnicas y de mercado necesarias para una operación de tal magnitud. Con estos supuestos se corren los diferentes modelos para cada sector entregando resultados de costos y tiempo de implementación, entre otros, para con ello comprobar la viabilidad de una transición energética extremadamente retardada y de semejantes proporciones.

Para el desarrollo de esta sección, Promigas contó con el apoyo de la Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo (Fedesarrollo), que con sus consultores Juan Benavides y Sergio Cabrales, llevó a cabo la investigación “Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia”, que se convirtió en herramienta esencial de esta sección del informe.

La investigación actual de Fedesarrollo amplía la argumentación efectuada por Benavides,

Cabrales y Delgado (2022), artículo que argumentó la importancia del gas natural y cuantificó los costos de desmontar el gas natural de la generación eléctrica en Colombia entre 2023 y 2035.

Para esta ocasión, desde su investigación Fedesarrollo presenta cifras de orden de magnitud sobre densidad energética y los altos costos de la electricidad producida con fuentes no convencionales y baterías, para reforzar la necesidad de una transición a una velocidad que no lesione la economía del país; y se amplía el universo de cálculo de costos directos asociados a las restricciones en oferta de gas. En dicha cuantificación se utiliza la mejor información disponible en fuentes públicas.

En esta sección, primeramente, se profundiza en lo indispensable que es el gas natural para Colombia en todos los portafolios de suministro de energía, y se destaca el papel trascendental que desempeña este energético en la actualidad del país, desde los aspectos sociales, económicos y productivos.

Existen numerosas alternativas de política pública para la transición energética, pero hasta la fecha desde el Gobierno Nacional solo se ha propuesto una medida concreta en relación con el gas natural: frenar su exploración a través de la no asignación de nuevos contratos, lo que implica la no adición de nuevas reservas en el mediano plazo. Para ello, se analizan los costos de dos escenarios más específicos de transición para el gas natural.

El gas natural como energético indispensable en todos los portafolios

Colombia, como la gran mayoría de naciones, dados los acuerdos en las Conferencias de las Partes (COP) y en la Cumbre Anual que realiza la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), está comprometida a ampliar el uso de fuentes más limpias de energía. No obstante, durante 20 años por lo menos, no todo el consumo final de energía se va a electrificar (la electrificación es 21 %) ni toda la oferta de electricidad se va a producir con renovables.

Mark P. Mills, *senior fellow* del Manhattan Institute, plantea que, para reemplazar totalmente los hidrocarburos en los próximos 20 años, la producción mundial de renovables debería multiplicarse por 90. En comparación, le tomó medio siglo a la producción de petróleo y gas multiplicarse por 10. Se estaría pidiendo a las fuentes renovables una velocidad de adopción nueve veces más

rápida en casi la mitad del tiempo, con menores ventajas logísticas y de densidad.

Fuente: Mills, M., *The cloud revolution*, Encounter Books, 2021.

Además, Mills es de la opinión que: “La ‘reinención’ de la energía global va muy lenta y lo seguirá siendo”. Y eso no es sorprendente, pues muchas de las aspiraciones son profundamente irreales. Desde que se firmó el Acuerdo de París, el mundo ha gastado billones de dólares en fuentes distintas de los hidrocarburos, pero la participación de la energía mundial que proviene de ellos (petróleo, gas natural y carbón) ha disminuido solo un par de p. p., mientras la cantidad absoluta de energía proporcionada por estos ha aumentado desde entonces. Estos son sistemas enormes que tardan mucho tiempo en cambiar.

Fuente: <<https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/industria-energetica-no-cambiara-mucho-en-10-anos-dice-mark-p-mills-558073>>.

¿Por qué se requiere el gas natural en cualquier portafolio de suministro de energía?

El consumo per cápita de energía en Colombia en 2021 fue de 36 GJ/hab, inferior al promedio de América Latina (50 GJ/hab) y casi la mitad del promedio del consumo per cápita mundial (74,1 GJ/hab). En 2018, las emisiones GEI por energía del país fueron de 1,60 t CO₂/hab, mientras que las de Suecia, Alemania y España fueron de 3,54; 8,55 y 5,52 t CO₂/hab. El sector de energía no es el principal emisor de GEI, sino el de agricultura, forestal y de cambio de uso del suelo (cerca de 55 % de las emisiones).

Colombia debe aumentar su consumo de energía per cápita porque tiene un rezago en

inversiones de ‘ambiente construido’ (edificios, infraestructura en sentido amplio), porque no se ha industrializado y porque se deben eliminar la pobreza y la vulnerabilidad energéticas. El análisis detallado de las posibilidades de la transición energética, adaptadas al contexto, sugiere la urgencia de expandir la oferta con un enfoque de portafolio diversificado. El gas natural debe promoverse vigorosamente porque:

- Es versátil (puede servir de vector energético y consumirse en estado líquido y gaseoso) y tiene menores emisiones de GEI por unidad energética que todos los demás

combustibles fósiles. Las tecnologías de consumo intermedio y final de gas pueden reemplazar diversos usos más contaminantes sin pérdida de confiabilidad y, en la mayoría de los casos, a menor costo. Puede reemplazar paulatinamente al carbón y a los combustibles líquidos y es un insumo clave para la producción de productos petroquímicos.

- Es un producto progresivamente transable y sus cadenas de oferta (producción, transporte por ductos, barco o camión, redes de distribución ampliamente desplegadas) suministran energía densa para una diversidad de usos finales. Las tecnologías de oferta y demanda de gas tienen una amplia tradición de ingeniería y se pueden diseñar de manera modular.
- Tiene la capacidad de: (i) proveer firmeza en generación eléctrica a costos bajos y con menores emisiones relativas que la generación con otros combustibles; (ii) apoyar una política agresiva de reemplazo y chatarrización de las flotas más antiguas de transporte urbano que consumen diésel, con amplios cobeneficios en reducción de material particulado; (iii) apoyar una política de eficiencia energética para usos térmicos directos e indirectos en distritos térmicos y con un foco en las pymes, lo que además traería como cobeneficio una mayor competitividad de las firmas consumidoras;

(iv) estimular modelos de gestión de recursos energéticos descentralizados a través de microturbinas, para dar soluciones locales y de venta de excedentes en las redes eléctricas; (v) desarrollar productos petroquímicos de alto valor agregado y demanda mundial, como la urea; (vi) ayudar a reducir la pobreza y la vulnerabilidad energética, y (vii) contribuir a la continuidad y seguridad energética en usos industriales y comerciales que exigen alta densidad volumétrica de energía, como los hornos y las calderas.

Las medidas para orquestar la presencia del gas natural en la canasta energética del país incluyen, ante todo, que el Gobierno se comprometa a promover vigorosamente inversiones en todos los eslabones de la cadena para asegurar el abastecimiento y sus contribuciones al bienestar y al crecimiento del país. De manera inmediata se debe:

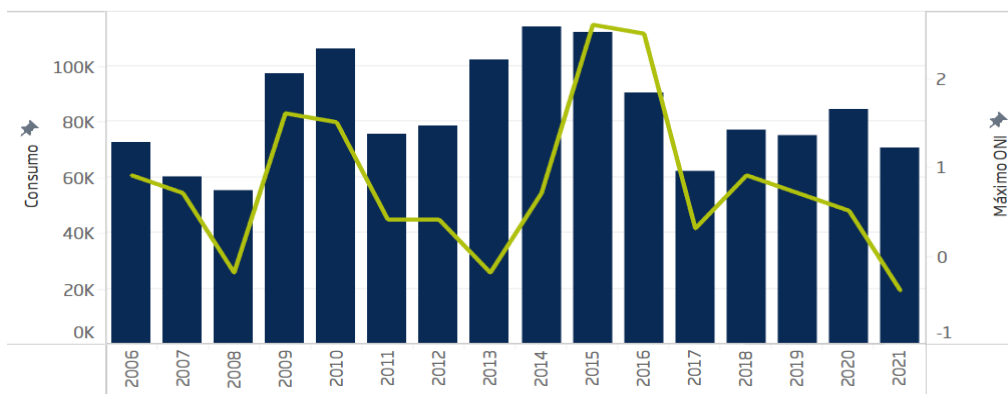
- En el lado de la oferta, estimular la adición de reservas de gas natural doméstico en condiciones técnicas, sociales y ambientales rigurosas, complementadas por importaciones que no estén sujetas a decisiones discrecionales de abastecimiento.
- En el lado de la demanda, facilitar la financiación de la eficiencia energética en usos finales y promover el ingreso de vehículos a gas euro 6 en transporte de carga y masivo urbano, nichos de alto impacto y alta velocidad de despliegue.

¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo en nuestro país?

En la actualidad, todos los colombianos utilizan directa o indirectamente el gas natural. En los últimos ocho años, aproximadamente 10 % de la energía eléctrica consumida en el país se generó mediante termoeléctricas que utilizan gas. El número de hogares que emplean este combustible para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua supera los 10 millones. Además, sectores como transporte, cemento, acero, refinerías, alimentos, papel y minería lo utilizan en sus procesos productivos, principalmente, a través de calderas y hornos.

Aproximadamente, 15 % de la oferta interna bruta de gas natural, que incluye importaciones de GNL, se destina a la generación térmica de energía. La evolución del consumo de gas natural para las termoeléctricas está especialmente asociada con la confiabilidad del sistema de generación eléctrica cuando se presentan eventos del fenómeno de El Niño, cuya intensidad se mide con el Oceanic Niño Index (ONI), una medida de la condición de El Niño, Oscilación del Sur (ENOS) y sus fases cálidas (El Niño) y frías (La Niña) en el Pacífico ecuatorial central.

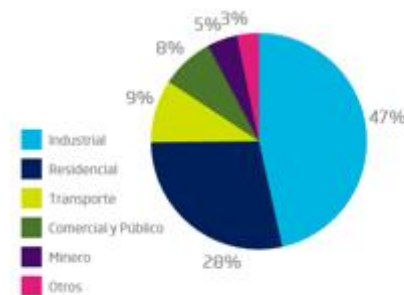
CONSUMO ANUAL DE LAS TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL VERSUS EL MÁXIMO DEL OCEANIC NIÑO INDEX (ONI)



Fuente: Balance energético colombiano 2021 (UPME, 2023) y Cold & Warm Episodes by Season (NOAA, 2023)

Como se muestra en la gráfica adyacente, la oferta de gas natural destinada al consumo final se asigna en 47 % al sector industrial, 28 % al sector residencial, 9 % al sector transporte, 8 % al sector comercial y público, 5 % al sector minero y 3 % a otros sectores.

CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL SIN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (%)



Fuente: Balance Energético Colombiano 2021 (UPME, 2023).

¿Cuánto le costaría a Colombia prescindir del gas natural?

A continuación, se lleva a cabo un análisis de costos de dos de los escenarios más

específicos de transición energética para el gas natural:

ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
<p>Este primer escenario consiste en:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Frenar la nueva exploración; (ii) No construir nueva infraestructura de importación; (iii) Desmantelar y sustituir la generación eléctrica a gas natural por generación eólica con el mismo nivel de confiabilidad; (iv) Impulsar la electrificación del consumo de gas natural en los sectores residencial e industrial. 	<p>Este segundo escenario consiste en:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Frenar la nueva exploración; (ii) Ampliar la infraestructura de importación; (iii) Mantener la capacidad de generación eléctrica a gas; (iv) Mantener el consumo de gas natural en la industria y en los hogares. <p>En los casos (ii) y (iii), la reducción de consumo doméstico se realiza con proporciones crecientes de gas importado.</p>

Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

En la siguiente tabla se presentan los diferenciales de costos con respecto al Escenario 5, Plan de Expansión de Generación

y Transmisión 2020-2034 de la UPME, en lo respectivo al cambio de oferta de generación eléctrica.

ESCENARIOS DE COSTOS DE REDUCCIÓN DEL GAS DOMÉSTICO E IMPLICACIONES DE MODELAJE		
COSTOS	ESCENARIO 1: TRANSICIÓN DE TIPO "CARBONO CERO", ACELERADA	ESCENARIO 2: TRANSICIÓN CON AUMENTO DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL
Δ CAPEX	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión en generación eléctrica eólica que provee el mismo nivel de firmeza la generación eléctrica gas natural bajo condiciones de stress hídrico + costos de activos encallados (<i>stranded assets</i>). • Costo de reemplazo de calderas a gas por calderas eléctricas en industrias seleccionadas. • Costo de reemplazo de estufas a gas por estufas de inducción eléctrica en los hogares. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión en ampliación de planta de regasificación en 2026.
Δ OPEX	<ul style="list-style-type: none"> • Diferencia entre costos de energía entre gas y electricidad en industrias seleccionadas. • Diferencia entre costos de energía entre gas y electricidad para cocción de los hogares. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diferencia entre costos de suministro domésticos e importado + nuevos costos de transporte de la molécula por reconfiguración de flujos (modelo de redes).

Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia".

Como se observa, en el Escenario 1 hay necesidades de inversiones de capital en generación eléctrica eólica, costos de activos encallados, y reemplazo de equipos en el lado

de la demanda, mientras que en el Escenario 2 hay una inversión de capital en facilidades de importación de gas natural.

Las principales decisiones empíricas de este estudio son: (i) en el Escenario 1, el desmonte de activos se realiza linealmente entre 2023 y 2030; (ii) se adicionó una perpetuidad del diferencial de los costos de energía eléctrica y

gas natural a partir de 2030 en el Escenario 1 y (iii) por la reducción de reservas domésticas y por importaciones crecientes, el precio del gas natural al usuario final aumenta entre 2023 y 2030 en el Escenario 2.

Costos incrementales en el Escenario 1

Básicamente, en este escenario, después de frenar la nueva exploración sin construir nueva infraestructura de importación, se procede a reemplazar la generación eléctrica a gas por eólica y se electrifican los consumos residenciales e industriales.

Las estimaciones se realizan con la información disponible en fuentes públicas y estudios sectoriales sobre el consumo final e intermedio de gas natural.

Por las anteriores limitaciones, las estimaciones en el sector residencial se concentran en la cocción de alimentos, mientras que en el industrial se enfocan en las calderas para seis sectores que explican 20 % del total del consumo industrial de gas (después de haber excluido el sector de coquerías y refinerías). La sustitución de activos de las estufas, calderas y generación eléctrica se realiza entre 2023 y 2030.

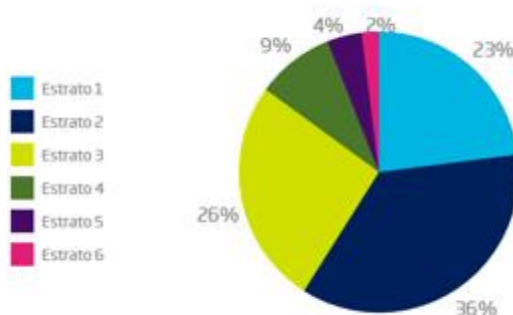
Análisis del sector residencial

Metodología para estimar los costos incrementales en consumidores residenciales

El número de hogares que utilizan el servicio de gas natural en Colombia asciende a 10,4 millones. Según el Balance Energético de

Colombia (UPME, 2023), en 2021 98 % de esos hogares que consumen gas son urbanos y solo 2 % son rurales.

PARTICIPACIÓN POR ESTRATO DEL NÚMERO DE USUARIOS DEL SERVICIO DE GAS (2022)

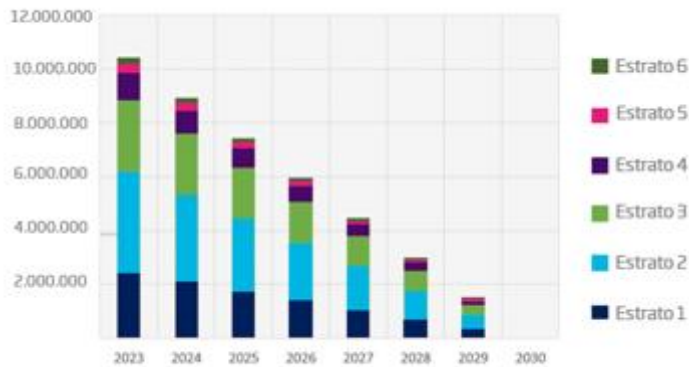


Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023; Sistema Único de Información de servicios Públicos domiciliarios, SUI (2023). www.reportes.sui.gov.co.

El número de hogares de estratos 1 y 2 que utilizan gas natural suman 6,2 millones, lo que representa 59 % del total de suscriptores. En

la gráfica adjunta se muestra el total de suscriptores residenciales del servicio de gas natural por estrato socioeconómico.

SENDA DEL CAMBIO A 2030 DE USUARIOS RESIDENCIALES DEL SERVICIO DE GAS



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

Para calcular la diferencia en los costos entre el uso de una estufa de gas natural y una de inducción eléctrica que proporciona el mismo nivel de servicio en un hogar colombiano, se sigue la senda presentada en la gráfica adjunta.

Los pasos para estimar la diferencia de costos en el sector residencial son:

- Se estima el valor presente del costo del servicio de gas natural para la cocción de alimentos en un horizonte de T años.
- Se estima el valor presente del costo de servicio de electricidad para la cocción de alimentos mediante estufas de inducción para un horizonte de T años.
- Se determina el costo de una nueva estufa de inducción eléctrica.
- Se calcula la diferencia entre los valores presentes de los costos del servicio de

gas y electricidad, y el costo de una estufa de inducción. Esto representa el valor presente del costo para un hogar de reemplazar la estufa de gas por una estufa de inducción que proporciona el mismo nivel de servicio para la cocción de alimentos. En Colombia, esta diferencia depende del estrato del hogar, lo cual afecta las tarifas de gas y energía.

Adicionalmente, se cuantifica la reducción de las emisiones de GEI debido al cambio de estufa, para lo cual se tienen en cuenta el factor de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O en kg de CO₂eq por m³ de gas natural genérico, y el factor de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O en kg de CO₂eq por un kWh.

Costos incrementales para los consumidores residenciales

El cálculo del cambio en el costo de propiedad al cambiar de una estufa a gas a una estufa de inducción eléctrica utilizó los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de reemplazo de las estufas a gas por estufas de inducción eléctrica a 2030 y una tasa social de descuento de 12 %.

- Se seleccionaron cinco ciudades principales para representar a los consumidores residenciales colombianos.
- Las tarifas de energía eléctrica y gas natural corresponden al promedio de 2022 (Superservicios, 2023).
- La demanda mensual de gas para la cocción de alimentos es igual al promedio del consumo del sector residencial (Balance energético colombiano, 2023) dividido por el número de suscriptores residenciales (SUI, 2023).
- El factor de eficiencia energética de una estufa convencional a gas es 40 %.
- El factor de eficiencia energética de una estufa de inducción eléctrica es 90 %.
- Los costos de adquirir una nueva estufa de inducción eléctrica se basan en cotizaciones a grandes superficies (PROURE 2022-2030).

Los costos incrementales al pasar de una estufa a gas a una de inducción eléctrica en un hogar, según cada una de las cinco ciudades seleccionadas y su estrato social, se presentan en la siguiente tabla.

COSTOS INCREMENTALES DE PASAR DE UNA ESTUFA A GAS A UNA DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA DE UN HOGAR (\$)

Ciudad	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Bogotá	(2.777.364)	(2.870.050)	(2.777.526)	(3.333.479)	(3.518.851)	(3.518.851)
Medellín	(2.908.790)	(3.034.333)	(3.047.828)	(2.854.113)	(3.913.132)	(3.913.132)
Barranquilla	(3.191.650)	(3.387.908)	(3.628.527)	(3.405.249)	(4.369.196)	(4.369.196)
Bucaramanga	(3.134.724)	(2.584.998)	(3.603.223)	(4.226.881)	(4.590.934)	(4.590.934)
Cali	(2.699.911)	(2.773.234)	(2.515.917)	(3.139.848)	(3.286.493)	(3.286.493)

Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

En todos los estratos, las diferencias entre los beneficios y los costos económicos del cambio de la estufa a gas son negativos, lo que significa que no existe un incentivo económico para cambiar la estufa de gas a una de inducción eléctrica.

Los costos unitarios del gas y la electricidad son determinantes en el costo del cambio de propiedad. Por ejemplo, en Cali, donde el costo unitario del gas es más alto, el cambio de propiedad es menor. Mientras tanto, Bucaramanga tiene uno de los costos unitarios más bajos de gas, lo que significa

que ningún hogar tiene incentivos económicos para cambiar su estufa de gas.

La reducción anual de gases de efecto invernadero (GEI) debido al cambio de la estufa a gas es de aproximadamente 340 kg de CO₂eq por cada hogar. En la siguiente gráfica se muestra un resumen de la reducción de emisiones de GEI para todos los hogares de cada uno de los estratos después del cambio a las estufas eléctricas de inducción, de los 10,4 millones de hogares que utilizan gas para la cocción de alimentos.

REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI AL PASAR DE UNA ESTUFA DE GAS A UNA ELÉCTRICA POR ESTRATO (t DE CO₂EQ/AÑO)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

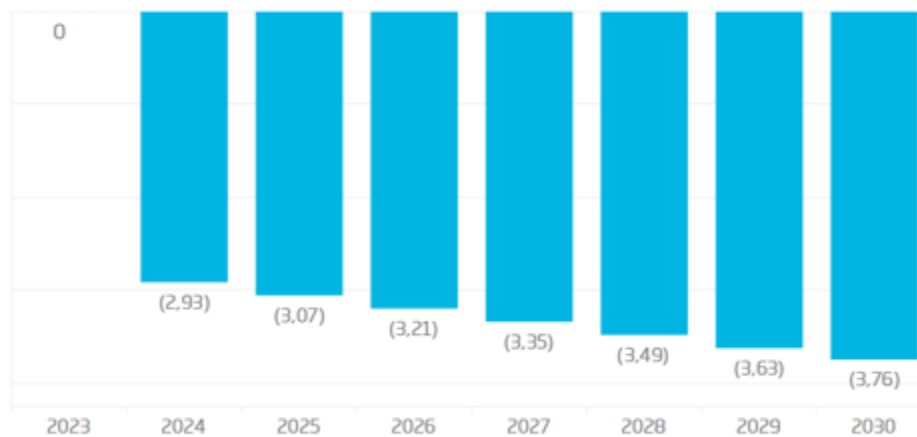
Los costos incrementales asociados a la remoción acelerada a 2030 del gas natural en la cocción de todos los hogares es de 18,27 billones de pesos, incluyendo el valor de la perpetuidad de la diferencia del costo del energético como se muestra en la siguiente gráfica.

Si todos los hogares pasaran de cocinar a gas a cocinar con electricidad, el Gobierno dejaría

de subsidiar las tarifas de gas en 1,14 billones de pesos anualmente, pero aumentaría el subsidio a las tarifas de electricidad en 1,88 billones de pesos. En balance, el aumento en los subsidios del Gobierno equivaldría a 0,74 billones de pesos por año.

El cambio de 10,4 millones de hogares que utilizan gas para cocinar implica una reducción anual de 2,5 millones de t de CO₂eq.

COSTOS INCREMENTALES DE LA REMOCIÓN DE LAS ESTUFAS A GAS Y SU REEMPLAZO POR ESTUFAS DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA A 2030 (BILLONES DE PESOS)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

Sector Generación Eléctrica

Metodología para estimar los costos incrementales en generación eléctrica

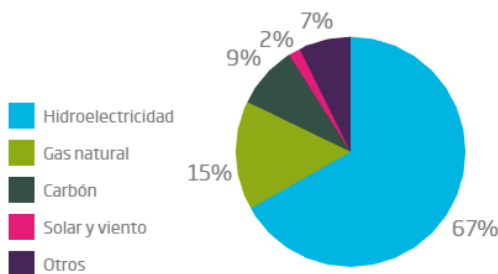
Se actualiza el cálculo efectuado por Benavides, Cabrales y Delgado (2022), que se realizó sobre una senda lineal hasta el desmonte total en 2035 de toda la capacidad instalada de generación a gas natural y a carbón, y su reemplazo por plantas eólicas que proveen un nivel de servicio equivalente.

Al igual que en el estudio de Benavides et al. (2022), no se considera la generación de

renovables no convencionales con energía solar debido a su incapacidad para brindar potencia en el pico de demanda eléctrica en Colombia (7:00 P.M. - 9:00 P.M.). En esta ocasión, se asume que el desmonte de gas se realizará gradualmente hasta 2030.

En la siguiente gráfica se presenta la capacidad de generación existente por tipo de tecnología en la actualidad.

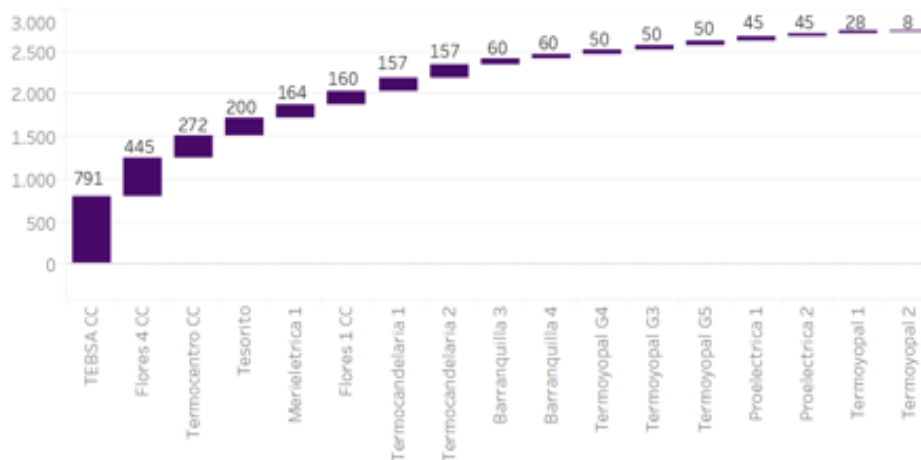
CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN EXISTENTE (2023)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia"; XM, 2023.

Las plantas de generación térmica a gas más antiguas en operación datan de 1980 en Barranquilla, mientras que las más recientes son Termoyopal G5 y Tesorito, en 2022. En total, hay 17 plantas térmicas a gas en funcionamiento, que aportan centralmente y representan 15,4 % de la capacidad instalada nacional. Sin embargo, existen otras 14 plantas térmicas a gas que no están despachando energía al sistema.

PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICAS A GAS QUE DESPACHAN CENTRALMENTE (MW)

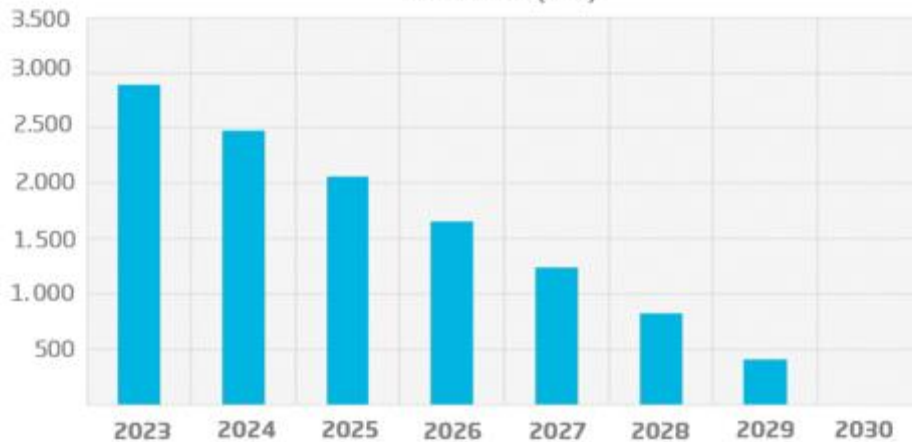


Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia"; XM, 2023.

Para calcular el costo de dismantelar al 2030 la capacidad de generación térmica con gas: (i) se utiliza el Escenario 5 del Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2020-2034 de la UPME, que es el más probable debido a la inclusión de eventos

climáticos como El Niño y La Niña, así como la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango con 1,200 MW; (ii) se sigue la senda de remoción de plantas de generación a gas de la siguiente gráfica.

SENDA DE REMOCIÓN A 2030 DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS
CAPACIDAD (MW)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia" y XM 2023.

Los pasos para estimar los costos de la remoción de la generación térmica a gas son:

- i. Se estima el factor máximo de despacho de las plantas térmicas a gas para poder calcular la capacidad efectiva que se requiere con generación eólica.
- ii. Se calcula la capacidad efectiva eólica requerida para reemplazar la capacidad efectiva instalada de plantas térmicas a gas.
- iii. Se estima el costo de instalación requerido para reemplazar la generación a gas con ayuda de la capacidad efectiva eólica requerida.
- iv. Se calcula el costo de reemplazar la capacidad de generación eléctrica a gas con la senda graficada, utilizando la capacidad efectiva de las plantas eólicas y el costo de instalación.
- v. Se estima la compensación actuarialmente justa para los inversionistas de las plantas térmicas a gas debido a la implementación de una política que cambia las reglas del juego en términos de ingresos y costos en sectores regulados, lo que convierte sus inversiones existentes en activos encallados (stranded assets) a 2030. El cálculo del valor de los activos encallados se basa en el valor presente neto de los flujos de caja libre esperados de las capacidades térmicas a gas que serían retiradas del sistema. Los flujos proyectados se basan en el Escenario 5 de la UPME.

- vi. El costo de reemplazar con generación eólica la generación a gas existente a 2030 es igual al costo de reemplazar la generación a gas existente con generación eólica y el costo de los activos encallados.

Adicionalmente, se calcula la reducción de las emisiones de GEI que se generan al desmantelar las plantas térmicas a gas.

Costos incrementales para la generación eléctrica

El cálculo de reemplazar la generación a gas por generación eólica utiliza los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de desmonte y reemplazo de la generación eléctrica a gas por generación eólica a 2030 y una tasa social de descuento de 12 %.
- El costo total de instalación de capacidad eólica se estima en US\$ 1.325 por kW (IRENA, 2023).
- Tasa de cambio dólar (\$/US\$): \$ 4.500.
- Precio *spot* de la electricidad: costos marginales pronosticados por la UPME (2021).
- Precio del gas natural (US\$/Mbtu): Pronósticos de la UPME (2021) para referencia US\$/Mbtu diciembre 2020 para Cartagena.
- *Heat Rate* (Mbtu/mWh): 10,16 Mbtu/mWh.
- Ingreso cargo por confiabilidad (MM \$): obligación de energía firme * CERE: Costo real de energía equivalente del cambio de confiabilidad.
- OPEX (\$/kWh): 50 \$/kWh.
- Costos de arranque y parada (MM\$): \$ 1.000 MM.
- Número anual de arranques y paradas: 15.
- Costo del gas (\$/kWh): demanda de gas (Mbtu) * precio doméstico del gas (\$/Mbtu) / Energía total vendida (kWh).
- AOM (USD/año): USD 100.000.000.
- Impuesto a la renta (MM \$): 35 % * EBIT.

Como se muestra en el cuadro de la siguiente página, las plantas térmicas a gas natural tienen un factor de despacho máximo de

88,1 % y las plantas eólicas tienen un factor de capacidad efectivo promedio de 36 % (no despachable).

CAPACIDAD EFECTIVA Y FACTOR DE DESPACHO POR TECNOLOGÍA (2015-2023)

TIPO GENERADOR	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	FACTOR DE DESPACHO PROMEDIO (%)	FACTOR DE DESPACHO MÍNIMO (%)	FACTOR DE DESPACHO MÁXIMO (%)
Hidroelectricidad	12.549	53,2%	20,1%	70,3%
Gas natural	2.889	33,5%	10,1%	88,1%
Carbón	1.664	41,3%	0,0%	95,6%
Viento	18	36,0% *		
Solar	290	16,0% *		
Otros	1.380	27,0%	0,5%	35,8%
Total	18.790	46,8%	34,7%	54,5%

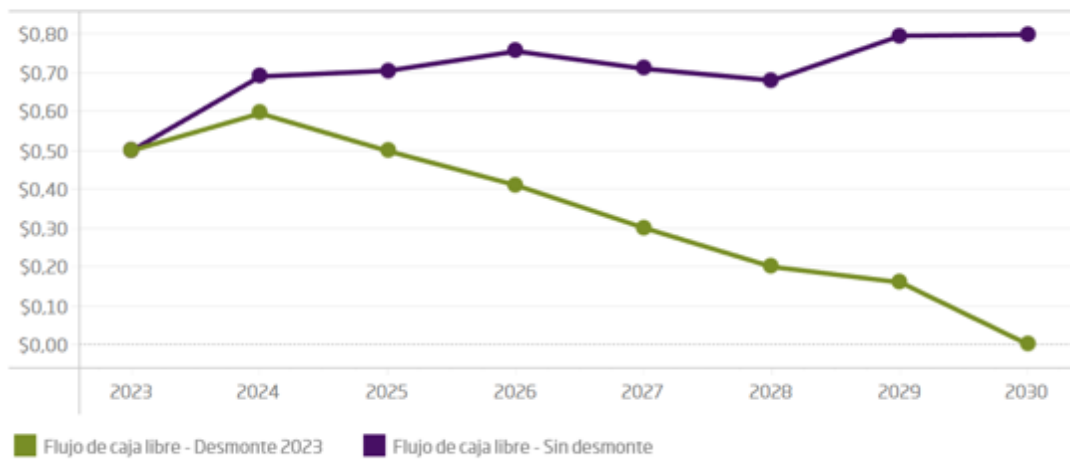
*Valores de referencia de IRENA (2022) - Capacity factor (%).

Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia"; XM (2023).

El costo de reemplazar la capacidad de generación térmica a gas por eólica equivale a 81,04 billones de pesos. El costo de los activos encallados (*stranded assets*) para la generación eléctrica a gas es igual al valor presente neto (VPN) de los flujos de caja libre sin desmonte (curva azul), incluyendo el valor

de la perpetuidad, y el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja libre con el desmonte hasta 2030 (curva verde), como se muestra en la siguiente gráfica. La diferencia entre estos dos valores presentes netos asciende a 4,3 billones de pesos.

FLUJOS DE CAJA LIBRE ESTIMADO PARA TÉRMICA - GAS NATURAL (BILLONES DE PESOS)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

El costo total de dismantlar la generación térmica a gas y reemplazarla por generación eólica asciende a 85,35 billones de pesos. Se estima una reducción de

emisiones de GEI anuales de 2,3 millones de t de CO₂eq, lo que representa una disminución aproximada de 40 g de CO₂eq por cada kWh generado.

Sectores industriales seleccionados.

Metodología para estimar los costos incrementales sectores industriales seleccionados

El consumo de los sectores industriales representa 46 % del total nacional, lo que significa ser el primer consumidor final. Según el Balance Energético Colombiano de la UPME (2023), 45 % del consumo lo concentran refinerías (19 %), seguido de productos minerales no metalúrgicos (14 %), productos metalúrgicos (9 %), productos alimenticios (11 %) y papel y cartón (7 %).

En la siguiente gráfica se muestra los porcentajes del consumo final de gas en las industrias para 2021. El análisis se realiza para productos alimenticios, elaboración de bebidas, productos textiles, marroquinería, maderas y papel, que explican 20 % del consumo de gas natural en toda la industria, que es la gran mayoría del consumo después de excluir coquización y refinería.

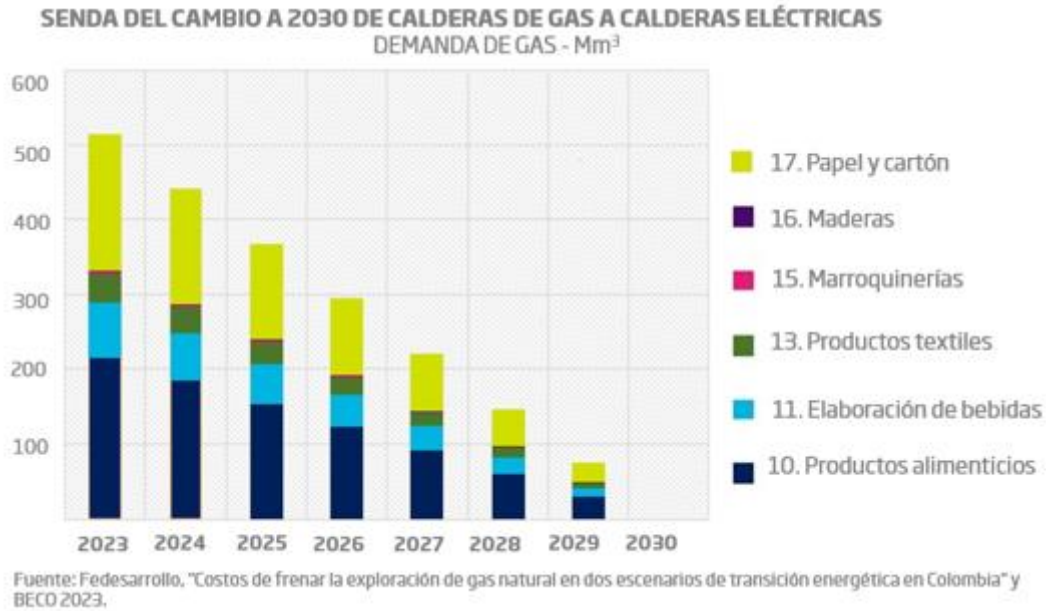
PORCENTAJE POR SECTOR DEL CONSUMO FINAL DE GAS EN LAS INDUSTRIAS (2021)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023; Balance Energético Colombiano 2021 (UPME, 2023).

Para calcular el costo directo asociado a la sustitución de las calderas que utilizan gas natural por calderas que utilizan electricidad

en cada sector industrial analizado, se sigue la senda que se muestra en la siguiente gráfica.



Los pasos para estimar los costos para las industrias seleccionadas son:

- Se estima el valor presente del costo del servicio de gas natural para el uso en calderas a un horizonte de T años.
- Se estima el costo anual del servicio de electricidad utilizado por las calderas de electricidad basado en los factores de eficiencia de las calderas a gas y electricidad, y luego su valor presente a un horizonte de T años.
- Se determina el costo de una nueva caldera eléctrica.
- Se calcula la diferencia entre los costos presentes de los servicios de gas natural y electricidad, y el valor de las calderas

eléctricas que brinden el mismo nivel de servicio. Esto representa el valor presente del cambio de utilizar una caldera de gas por una caldera eléctrica.

Por último, se calculan los costos directos asociados a la remoción a 2030 de todas las calderas a gas en los sectores seleccionados. El cálculo se realiza sumando las diferencias entre los costos y los beneficios de cambiar las calderas a gas por calderas eléctricas, siguiendo la siguiente senda de demanda para cada subsector industrial.

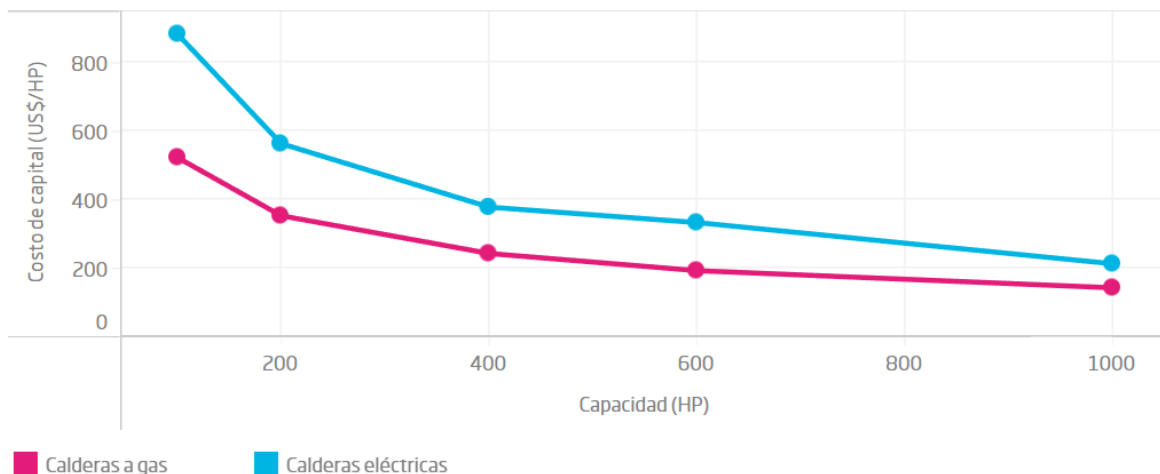
Adicionalmente, se cuantifica la reducción esperada de las emisiones de GEI debido al cambio de calderas de gas por calderas eléctricas para cada uno de los sectores analizados.

Costos para los mayores consumidores industriales

El cálculo del reemplazo de las calderas a gas por eléctricas en las industrias seleccionadas utiliza los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de análisis a 2030 y una tasa de descuento de 12 %.
- El inventario inicial y su capacidad asociada de las calderas de gas se basa en el informe final: "Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIU 10 a 18 en Colombia" (UPME, 2018).
- El inventario final de calderas de gas se realizó extrapolando el inventario inicial con el consumo actual de cada subsector.
- La eficiencia de calderas convencionales de gas se supone igual a 75 %.
- La eficiencia de calderas convencionales eléctricas se supone igual a 99 %.
- Tasa de cambio: dólar (\$/US\$): \$ 4.500.
- Las tarifas de energía eléctrica y gas natural corresponden al promedio de 2022 (Superservicios, 2023).
- Los costos de adquirir una nueva caldera eléctrica (NREL (2017) y cotizaciones comerciales Viessmann Vitomax 100-1 boiler, Bosch 1000-1000 boiler, y Burnham 1000 HP boiler).

COSTOS DE INSTALACIÓN DE CALDERAS A GAS Y CALDERAS A ELECTRICIDAD (US\$/kW)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023; NREL (2017) y cotizaciones comerciales (Viessmann Vitomax 100-1 boiler, Bosch 1000-1000 boiler, y Burnham 1000 HP boiler).

Al aplicar la metodología de cálculo de costos a los seis sectores de la industria, la diferencia de costos entre las calderas a gas y las calderas eléctricas es negativa en todos los

subsectores, lo que significa que ningún subsector tiene incentivos económicos para cambiar sus calderas a gas, como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

El valor presente de los costos de cambiar las calderas a gas por eléctricas en los seis sectores a 2030 asciende a 10,57 billones de

pesos, monto que incluye el valor de la perpetuidad de la diferencia del costo del energético.

DIFERENCIA EN EL COSTO TOTAL DE PROPIEDAD PARA CADA SUBSECTOR
(BILLONES DE PESOS)

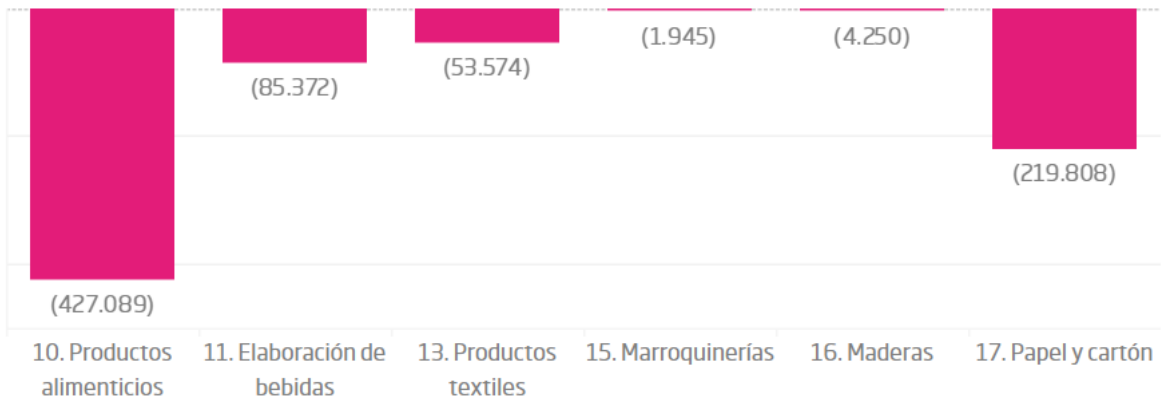


Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

Las reducciones anuales de emisiones de GEI para estos seis subsectores equivaldría a 0,8 millones de t de CO₂eq. La reducción de

emisiones esperada para cada sector se muestra en la siguiente gráfica.

REDUCCIÓN ESTIMADA DE GEI POR SUBSECTOR
(t de CO₂eq/año)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

Costos incrementales en el Escenario 2

Básicamente, este escenario consiste en frenar la nueva exploración y ampliar la infraestructura de importación de GNL. Se mantiene la capacidad de generación eléctrica a gas y, de igual forma, se mantiene

el consumo de gas natural en la industria y en los hogares. En ambos casos, la reducción de consumo doméstico se realiza con proporciones crecientes de Gas Natural Importado (GNI).

Contexto para un escenario de importaciones y precios internacionales

En 2022, la producción comercializada promedio de gas natural fue de 392 Gpc y las reservas probadas de gas natural equivalían a 2.817 Gpc (ANH, 2023). Estas reservas son suficientes para cubrir, aproximadamente, 7,2 años a la tasa de producción actual.

Para aumentar la oferta de gas doméstico, se pueden incorporar reservas probadas a través de descubrimientos de pozos exploratorios,

técnicas de recobro mejorado de pozos maduros, consideraciones económicas, reclasificaciones o revisiones técnicas. Por ejemplo, en 2022, se incorporaron 45 Gpc a las reservas probadas debido a estos factores, lo que representa un 11,5 % de la producción comercializada. Por lo tanto, si la incorporación de reservas probadas es inferior a la producción, el agotamiento de la producción de gas natural se vuelve inevitable.

RESERVAS PROBADAS (GPC) Y FACTOR R/P (AÑOS)



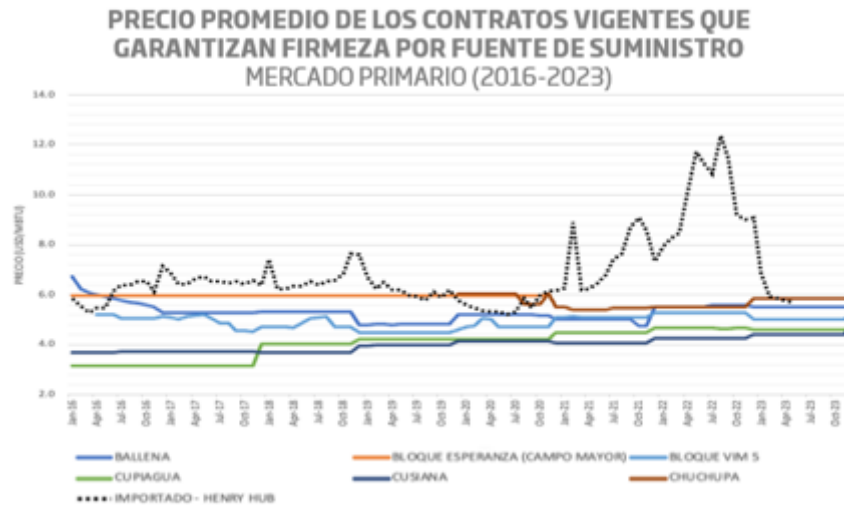
Fuente: ANH.

En 2016, Colombia se integró al mercado internacional de GNL (LNG, por su sigla en inglés) con la puesta en funcionamiento de la terminal de importación y regasificación de

GNL en Cartagena, SPEC LNG. Por otro lado, en los últimos años se ha observado que los precios de los contratos que garantizan la firmeza de gas en los campos de Cusiana y

Cupiagua han mostrado una tendencia al alza similar, como se aprecia en la siguiente tabla. Sin embargo, difieren de la tendencia de los precios en los campos de La Guajira (Ballena y

Chuchupa) y los campos del bloque Esperanza y VIM 5. Por último, se puede observar que la mayoría del tiempo el precio de gas importado es superior a los precios del gas doméstico.



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia" y Bolsa Mercantil de Colombia, 2023.

Como todos los años, en la sección "Proyecciones de la demanda de gas natural y potencial de producción" del capítulo Gas Natural en Colombia, se presenta un balance entre los escenarios (bajo, medio y alto) de la UPME (2022) para la demanda agregada de gas natural (residencial, industrial, comercial, vehicular, entre otros), sector petrolero y sector termoeléctrico, y la

declaración del potencial de producción adicionándole la capacidad de importación de SPEC LNG. Se observan las diferentes fechas de los déficits en el suministro doméstico de gas, los cuales deberán ser suplidos con gas natural importado, inicialmente con SPEC LNG y posteriormente con la infraestructura del Pacífico (Buenaventura), si es el caso de que este proyecto se concrete.

Metodología para estimar el costo incremental del sistema cuando se realizan importaciones de gas sin adición de reservas

Para calcular el sobre costo al mantener la demanda de gas sin adicionar nuevas reservas de gas, se deben seguir los siguientes pasos:

- i. Se construye y calibra un modelo nodal para simular el sistema de transporte de gas natural en Colombia, basado en los tramos

establecidos en las resoluciones de tarifas de transporte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Este modelo incluye un total de 29 nodos que representan a los productores, puerto de importación de LNG, consumidores y estaciones de compresión. Sin la adición de nuevas reservas probadas importación de

GNL. La importación de gas natural conlleva la licuefacción del gas, el transporte marítimo y la regasificación para incorporarlo al sistema. El GNI tiene efectos directos en la tarifa del servicio de gas, tanto en el costo de la molécula de gas (G) como en el transporte (T).

Basados en las soluciones óptimas del sistema de gas natural, se calculan los siguientes pasos:

- ii. Si no se detiene la nueva exploración, podrán incorporarse nuevas reservas probadas. Bajo este escenario, se estima el valor presente del costo del gas natural a un horizonte de T años.
- iii. Si se detiene la nueva exploración, no se incorporarán reservas probadas significativas. Bajo este escenario, se estima el valor presente del costo del gas, dadas las reservas probadas actuales en Colombia, en un horizonte de T años.
- iv. Por último, se calcula la diferencia entre el valor presente del costo del gas natural si no se detiene la nueva exploración y el valor presente del costo del gas si se detiene la nueva exploración. Esta diferencia representa el aumento del costo del gas debido a su importación.
- v. Si no se detiene la nueva exploración, se estima el valor presente del costo de transporte de gas, a un horizonte de T años.
- vi. Si se detiene la nueva exploración, se estima el valor presente del costo de transporte de gas natural en un horizonte de T años.
- vii. Se calcula la diferencia entre el valor presente del costo de transporte de gas natural si no se detiene la nueva exploración y si se detiene la nueva exploración. Esta diferencia representa el aumento del costo de transporte de gas debido a su importación.

Costos incrementales para los consumidores residenciales

Los supuestos para el modelo nodal de simulación del SNT son:

- El horizonte de análisis es 2023 a 2030.
- La tasa social anual de descuento es de 12 %.
- Se asume que los poderes caloríficos de todas las fuentes de gas son equivalentes a 1.000 btu/pc de gas natural.
- Los precios de gas importado resultan de la suma del precio internacional (*Henry Hub*), el costo de licuefacción, el costo de transporte marítimo, el costo de regasificación y de comercialización.
- Las proyecciones del precio internacional son realizadas por la EIA (2019) y los costos son ajustados con el promedio anual del *Producer Price Index (PPI) - Industrial Gas Manufacturing* (FRED, 2019).

PROYECCIONES DEL PRECIO DE GAS NATURAL IMPORTADO POR CARTAGENA Y BUENAVENTURA - US\$/Kpc

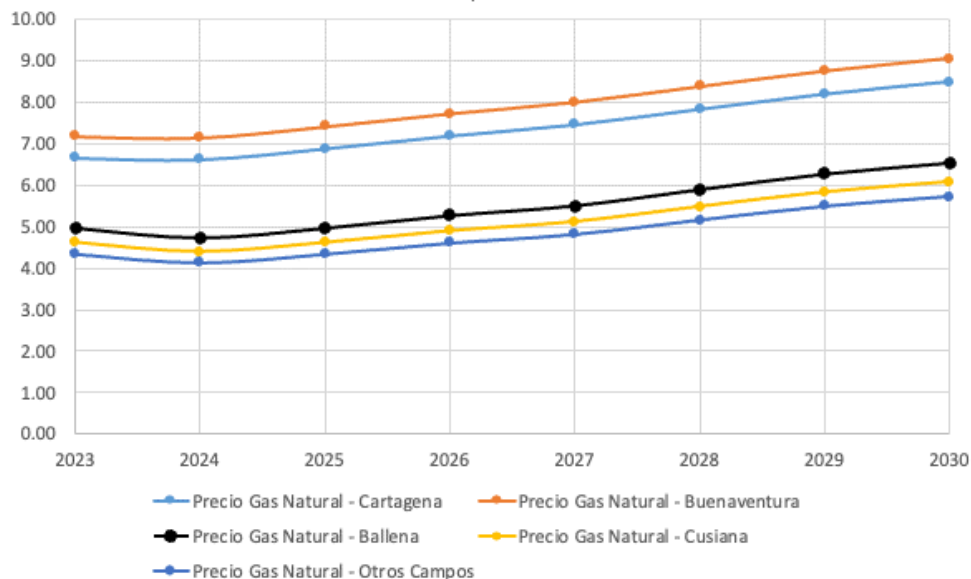
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precio spot de gas natural Henry Hub (EIA)	3,10	2,95	3,10	3,29	3,44	3,68	3,91	4,08
Costo de licuefacción	2,19	2,26	2,34	2,42	2,50	2,58	2,67	2,76
Costo de regasificación (UPME)	0,79	0,81	0,84	0,87	0,90	0,93	0,96	0,99
Costo de comercialización (UPME)	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23
Costo del transporte marítimo - Cartagena (UPME)	0,40	0,40	0,41	0,41	0,42	0,42	0,43	0,43
Precio Gas Natural - Cartagena	6,66	6,62	6,88	7,19	7,46	7,83	8,20	8,50

Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023; EIA (2023), UPME (2019) y FRED (2023).

- Dado que no se cuenta con series históricas o proyecciones de precios de cada campo petrolero/gasífero, se proponen tres precios en boca de pozo: Cusiana, Ballena y otros campos. Los precios se calculan como los promedios ponderados de 2022 por modalidad contractual que tienen firmeza

(BMC, 2023). Se proyectan con los cambios porcentuales de las proyecciones del precio internacional en *Henry Hub* (EIA, 2023). Las proyecciones de los precios en boca de pozo e importados se puede observar en la siguiente gráfica.

PROYECCIONES DE LOS PRECIOS EN BOCA DE POZO E IMPORTADO A 2030 US\$/Mbtu



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023; EIA (2023), UPME (2019) y FRED (2023).

- Las tarifas de transporte están basadas en las resoluciones de la CREG y se ajustan con el promedio de los últimos 10 años del índice de precios al productor en dólares (PPI) (FRED, 2019).
- El costo de racionamiento de gas natural se define como la medida de los daños económicos o sociales ocasionados por la interrupción del servicio de gas natural (UPME, 2019). Su valor se asume en 32 US\$/kpc (Econometría, 2015) y se ajusta con el índice de precios al productor en dólares (PPI) (FRED, 2023).
- Se utilizan las series de demanda agregada de gas natural de cada nodo, las cuales están asociadas al escenario medio elaborado por la UPME. La demanda de gas natural agregada se compone de la suma de la demanda del sector residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores, transporte vehicular (GNV),

petrolero y termoeléctrico. Por otro lado, las series de ofertas domésticas de gas natural de cada nodo se obtienen mediante la agregación de las declaraciones de producción para cada campo petrolero/gasífero. En adición a la oferta doméstica, se tiene la oferta internacional de gas natural que puede ser gas natural licuado (LNG) mediante la regasificadora SPEC LNG en Cartagena, con una capacidad inicial de 400 Mpcd y una ampliación a 530 Mpcd a mediados de 2026.

Antes de 2026, no se requerirá importar gas para satisfacer la demanda nacional, según el escenario medio de la UPME. Después de 2026, sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el costo mensual del gas es mayor en comparación con el escenario que incluye la exploración de reservas, como se muestra en la gráfica a continuación.

COSTO DE LA MOLÉCULA DE GAS PARA TODO EL SISTEMA (US\$MM/MES)

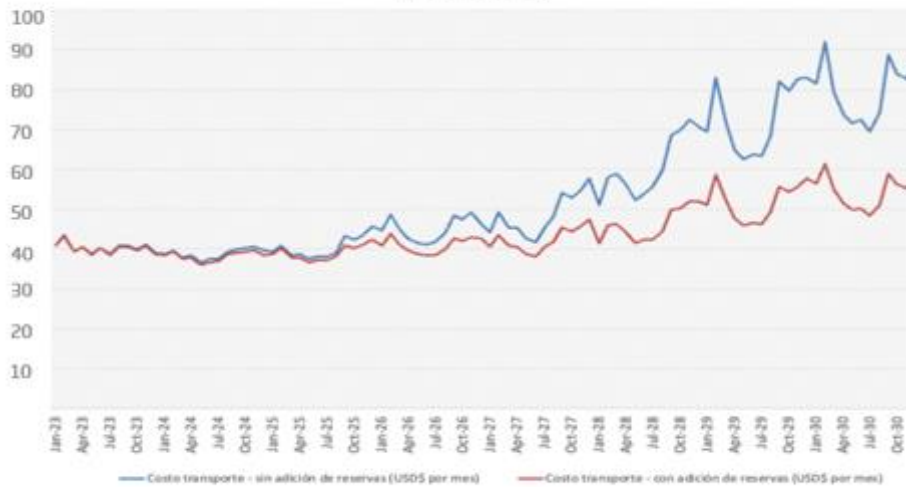


Fuente: Fedesarrollo. "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

El valor presente del costo de importar crecientemente para compensar el freno a la exploración de gas es de 3,14 billones de pesos. Para fines de la década, la parte de la tarifa asociada al valor de la molécula de gas podría experimentar un aumento de 28,7 % en comparación con el escenario que permite la exploración.

Sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el costo mensual del transporte de gas por la reconfiguración de los flujos en el sistema de transporte es mayor en comparación con el escenario que incluye la exploración de reservas, como se muestra en la siguiente gráfica.

COSTO DEL TRANSPORTE DE GAS PARA TODO EL SISTEMA (US\$MM/MES)



Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

El valor presente del costo de importar crecientemente para compensar el freno a la exploración del gas es de 3,14 billones de pesos. La diferencia en los valores presentes de los costos de transporte del gas a 2030, entre el escenario con y sin exploración, es de aproximadamente 2,0 billones de pesos

Sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el incremento en el valor presente del costo para suministrar gas a Colombia hasta

2030 mediante importaciones crecientes equivale a 5,14 billones de pesos.

Para finales de la década, la tarifa del servicio de gas natural (molécula) experimentará un aumento adicional de 28,7 % en el costo del gas y de 50,9 % en el de transporte, en comparación con el escenario en el que se cuenten con nuevas reservas. Esto podría implicar un incremento adicional de más de 25 % en la tarifa final.

Mensajes centrales

Sobre la razonabilidad de reducir el gas natural en la oferta primaria

- No existe una fuente energética que domine sobre los demás en costos, continuidad del servicio, emisiones y densidad volumétrica y de área. El gas natural provee energía firme en generación eléctrica, energía densa para la industria y el consumo residencial con menores costos que los combustibles líquidos, y emite menores emisiones de gases de efecto invernadero por unidad energética consumida.
- La crisis de energía en Europa Occidental, que ha sucedido a raíz de los cortes del gas por parte de Rusia, muestra la precariedad a la que conduce la pretensión de electrificar toda la oferta energética con fuentes no convencionales de energía renovable y de electrificar todo el consumo final en plazos cortos.
- Los países comienzan a entender que deben construir portafolios de oferta energética que balanceen la seguridad, la diversificación y la reducción de emisiones de GEI. Los costos de cualquiera de las dos alternativas son muy altos y se superponen a las tendencias inflacionarias persistentes en energía que se observan a nivel internacional.
- El gas natural debe adquirir mayor peso en el portafolio de oferta en un entorno internacional donde la seguridad energética retoma visibilidad, y frente a las amenazas de desabastecimiento en generación eléctrica ante choques climáticos como el fenómeno de El Niño.

Costos y reducciones de las emisiones anuales de CO₂ del Escenario 1

- El valor presente neto del costo de cambiar la cocción con estufas a gas por estufas de inducción eléctrica en todos los hogares es de 18,27 billones de pesos. El canje de subsidios de gas por subsidios a la electricidad en los estratos más bajos exige adicionar 0,74 billones por año.
- El valor presente neto del costo de reemplazar la generación eléctrica a gas natural por generación eólica con confiabilidad equivalente tiene un costo de 85,35 billones de pesos.
- El valor presente neto del costo de reemplazar el gas natural por electricidad en calderas en los sectores de productos alimenticios, elaboración de bebidas, textiles, marroquinería, maderas y papel tiene un costo de 10,57 billones de pesos.
- Al cambiar la cocción a gas por cocción con estufas de inducción eléctrica de 10,4 millones de hogares se obtendría una reducción anual de 2,5 millones de t de CO₂eq, lo que equivale a 0,83 % del total nacional (PNUD, 2022).

- Al reemplazar la generación eléctrica a gas por generación eólica se produciría una reducción anual de 2,3 millones de t de CO₂eq, lo que equivale a 0,76 % del total nacional (PNUD, 2022).
- Al cambiar las calderas a gas por calderas eléctricas en los sectores de productos alimenticios, elaboración de bebidas, textiles, marroquinería, maderas y papel se produciría una reducción anual de 0,8 millones de t de CO₂eq, lo que equivale a 0,27 % del total nacional (PNUD, 2022).

CIFRAS RELEVANTES ESCENARIO 1

	Costo de implementación (Billones de pesos)	Reducción emisiones anuales Mt CO ₂ eq	Reducción emisiones anuales de CO ₂ % País
Residencial	18,27	2,50	0,83%
Generación eléctrica	85,35	2,30	0,76%
Industrial (6 subsectores)	10,57	0,80	0,27%
Total	114,19	5,60	1.86%

Fuente: Elaborado por Promigas con información de Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

Como se puede apreciar en la figura anterior, el Escenario 1 tiene costos descomunales para la sociedad colombiana, con impactos

exiguos sobre el cumplimiento de los compromisos de descarbonización y el bienestar.

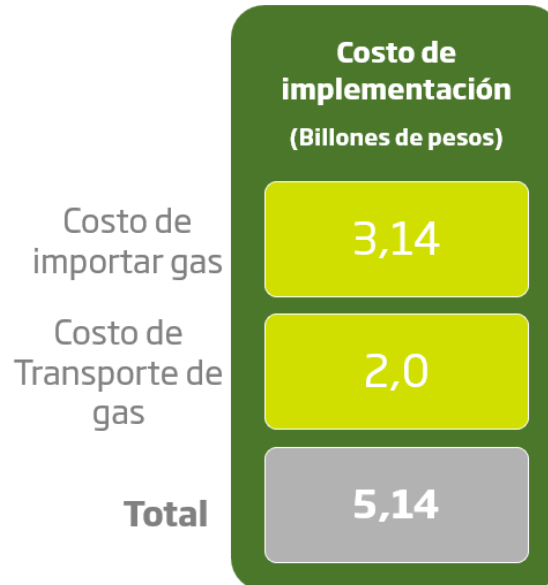
Costos del Escenario 2

- El valor presente del costo de importar crecientemente para compensar el freno a la exploración de gas es de 3,14 billones de pesos.
- La diferencia en los valores presentes de los costos de transporte del gas a 2030, entre el escenario con y sin exploración, es de aproximadamente 2,0 billones de pesos.
- Sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el incremento en el valor presente del costo para suministrar gas a Colombia hasta 2030 mediante importaciones crecientes equivale a 5,14 billones de pesos.
- Para finales de la década, la tarifa del servicio de gas natural (molécula)

experimentaría un aumento adicional de 28,7 % en el costo del gas y de 50,9 % en el transporte, en comparación con el escenario en el que se cuentan con nuevas

reservas. Esto podría implicar un incremento adicional de más de 25 % en la tarifa final.

CIFRAS RELEVANTES ESCENARIO 2



Fuente: Elaborado por Promigas con información de Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

En términos generales, los costos de cualquiera de los dos escenarios se superponen a las tendencias inflacionarias persistentes en energía que se observan a nivel internacional. En el Escenario 1, el cambio de la cocción a gas en 10,4 millones de hogares por estufas de inducción eléctrica, el reemplazo de la generación eléctrica a gas por eólica y reemplazo de las calderas a gas por calderas eléctricas en algunos sectores productivos, reduciría anualmente 5,6 millones de t de CO₂ eq. Esto representaría un 3,2 % del compromiso del Gobierno para la reducción de GEI en 2030, con un costo de 114,19 billones de pesos. Por otra parte, el

Escenario 2 muestra la importancia de no descuidar la producción doméstica de gas natural.

El esfuerzo financiero descomunal con tan bajo impacto sobre el compromiso del gobierno no es financiable por la economía colombiana. En ambos escenarios se comprueba que el gas natural debe adquirir mayor peso en el portafolio de oferta en un entorno internacional donde la seguridad energética retoma visibilidad, y ante las amenazas de desabastecimiento en generación eléctrica ante choques climáticos como el fenómeno de El Niño.

¿La política energética nacional se direcciona hacia una transición energética justa y sostenible o retadora?

Con cierta tranquilidad y optimismo, recibió el sector de hidrocarburos del país la noticia entregada por el Gobierno Nacional a mediados de marzo de 2023, por el Gobierno nacional en la que daba vía libre a:

“Continuar con la exploración y explotación de combustibles líquidos y gas, propiciando la autosuficiencia de la matriz energética”.

Mediante un comunicado conjunto emitido por los ministerios de Minas y Energía, de Comercio, Industria y Turismo y de Hacienda y Crédito Público se afirmó que:

“El Gobierno de Colombia tiene el objetivo fundamental de adelantar una transición energética justa y sostenible, que busque asegurar la soberanía energética del país, el acceso democrático a la energía y acciones claras para enfrentar el cambio climático”.

No es un secreto que a muchos agentes del sector de hidrocarburos los asalta una gran preocupación ante los anuncios con los que, desde su campaña política y en los inicios de su gobierno, el presidente Gustavo Petro, y la ministra de Minas y Energía, Irene Vélez, venían pronunciándose sobre la no adjudicación de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

En este mismo sentido y en aras de acelerar el proceso de transición energética, se anunciaron ambiciosas políticas y proyectos de protección ambiental que, aunque necesarios en el mediano y largo plazo,

deberían ser implementados de manera progresiva y sin premuras.

Por todo lo anterior, existe la sensación entre agentes del sector, políticos y estadistas de gran renombre nacional, gremios y en general gran parte de la comunidad nacional que, más que un direccionamiento hacia una transición energética “justa y sostenible”, lo que se estaría planteando es una transición energética de características retadoras para la cual podría no estar aún preparado el país.

Uno de los mayores aprendizajes que dejó la pandemia del Covid-19 es que existen industrias y sectores económicos en los que su soberanía debe ser de estricto interés nacional. Entre ellas, y quizás de las más importantes, se encuentra la producción de energía.

En esta sección se hace un recorrido por las tres políticas energéticas, de competencia para el sector gas, sobre las cuales no cesa el debate en el país y que, a juicio de expertos y entendidos del sector, tendrían un mayor impacto en el equilibrio de su triángulo energético y, por ende, en la economía nacional y en la calidad de vida de los colombianos:

i. Otorgamiento de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, ii. Importaciones de gas natural desde Venezuela y iii. Desarrollo de infraestructura de regasificación para impulsar las importaciones de GNL.

Otorgamiento de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

A comienzos de 2023, en el Foro Económico Mundial en Davos (Suiza), Irene Vélez, ministra de Minas y Energía, reafirmó, la que hasta ese momento era la posición del Gobierno: que en Colombia no se firmarían nuevos contratos de exploración de petróleo y gas, y dijo:

“Por otro lado, decidimos que no vamos a conceder nuevos contratos de exploración de gas y de petróleo. Eso ha sido muy polémico a nivel nacional, pero para nosotros esa es una señal clara de nuestro compromiso en la lucha contra el cambio climático”.

Fuente: <<https://www.eltiempo.com/politica/gobierno/colombia-no-firmara-mas-contratos-de-exploracion-de-petroleo-y-gas-735093>>.

La situación tomó un nuevo giro con el comunicado conjunto emitido a mediados de marzo de 2023, por tres carteras ministeriales (Minas y Energía, Hacienda y Comercio), en el que se dejaba abierta nuevamente la posibilidad, aun cuando no se expresó esto de manera explícita, para que se otorguen nuevamente contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

No obstante, solo un mes después del comunicado antes expuesto, con el que se generó optimismo en el sector, a finales de abril de 2023 se revivieron los temores de los agentes con las declaraciones del recién posesionado presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa Barragán, quien expuso que “no habrá nuevos contratos de exploración”.

De acuerdo con lo expresado por Roa luego de su posesión, esta fue una decisión que ya se había tomado, la cual es de la ANH, y, así, dijo que “sin contratos, con los que hay, tenemos que ser capaces”.

Afirmando que, de toda la extensión que tiene Colombia, han sido asignadas unos 21,4 Mha. para buscar hidrocarburos.

Fuente: <www.semana.com/economia/empresas/articulo/los-mandamientos-con-los-que-llega-ricardo-roa-a-la-presidencia-de-ecopetrol/202346/>

Con respecto a este primer eslabón de la cadena del sector hidrocarburos, como se le denomina a la exploración y explotación, es válido recordar que estos son procesos demorados. En Colombia, tradicionalmente, los contratos contemplan seis años de exploración, en concordancia con un estándar internacional, según el cual en esos años pueden desarrollarse las actividades que permiten confirmar la existencia de hidrocarburos en una región geográfica y la viabilidad técnico-económica de la explotación de dichas reservas.

Adicionalmente, hay que precisar que en esta fase de exploración se procede a la búsqueda de hidrocarburos en general, no específicamente petróleo o gas, razón por la cual, ante una posible suspensión de esta operación, la afectación sería por igual tanto al petróleo como al gas natural, con el agravante de que el primero soporta los ingresos del país, mientras que el segundo resulta vital para la seguridad energética nacional.

Al respecto, el Dr. Mauricio Cárdenas, economista y político colombiano, exministro de Minas y Energía (2011-2012) y de Hacienda y Crédito público (2012-2018), expone con mucha claridad esta situación:

“El Gobierno debe entender que es un sofisma decir que se van a apoyar las actividades de exploración de gas, pero no las de petróleo. Buena parte del gas se ha encontrado buscando petróleo, o está asociado a la producción de crudo”.

“Si se trata de agitar banderas políticas, el presidente debería ser más crítico de la hipocresía del mundo desarrollado que después de años de citar el cambio climático como una razón para no financiar la infraestructura de gas natural en países como el nuestro, de repente ha corrido a asegurarse nuevos suministros para resolver sus propios problemas, como está ocurriendo en Europa”.

Concluye el exministro Cárdenas su artículo con la siguiente frase:

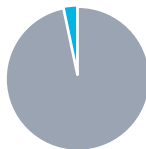
“El Gobierno debe pensar menos en el fin del mundo y más en el fin de mes. No es admisible que la gente vaya a pasar hambre por falta de gas”.

Fuente: <<https://www.eltiempo.com/opinion/columnista/mauricio-cardenas-santamaria/campanazos-columna-de-mauricio-cardenas-772184>>.

Expertos economistas coinciden con lo anterior y vaticinan que una decisión de esta magnitud, como es no otorgar más contratos en este eslabón de la cadena, no solamente afectaría al sector de hidrocarburos, sino que tendría graves consecuencias en las finanzas públicas y el desarrollo regional, dada la importancia de este sector para la economía de departamentos productores y de todo el país, como se puede contrastar con las cifras recopiladas en el siguiente mapa conceptual.

APORTE DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS A LA ECONOMÍA

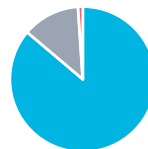
Aporte estimado del sector al PIB nacional
3,3 %



Aporte del sector al Estado

\$58 Billones

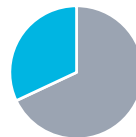
381 Contratos vigentes



331 ANH
49 Ecopetrol
1 Concesión

Regalías para el bienio 2021-2022
\$17 billones

Participación exportaciones del total país
33 %



Potencia de Colombia en gas natural
70Tpc

Inversión para el sector 2023



Inversión en asignaciones en los últimos cuatro años



Fuente: ANH, Ministerio de Minas y Energía, Campetrol.

Así como objeta el exministro Cárdenas esta política energética, muchas han sido las voces inconformes, entre los que se destacan las de gremios, políticos y diversos agentes del sector, que vienen advirtiendo del inmenso

riesgo de desabastecimiento y de mayores costos del gas natural que se puede correr si no se siguen entregando nuevos contratos de exploración y explotación de gas y petróleo. A continuación, se extractan algunas de estas.

REPAROS A POLÍTICA Y OTRAS OBSERVACIONES POR PARTE DE AGENTES DEL SECTOR

Nov-2021 - Julio Cesar Vera, presidente de Xue Energy:

"No explorar es limitar nuestra autosuficiencia, es depender de países externos para nuestro abastecimiento por lo menos en los próximos 40 años, en los que los hidrocarburos seguirán cumpliendo un papel crucial y trascendental dentro del mundo entero".

<https://www.larepublica.co/economia/conozca-que-es-lo-que-pierde-colombia-si-se-llega-a-frenar-la-exploracion-petrolera-3265564>

Ene-2023 - Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP): el impacto de la reforma, sumado a la posición de no firmar nuevos contratos de exploración: *"llevaría a una caída de la inversión en el sector del 30 % y una disminución de la inversión de 30 % anual en el periodo 2023-2030, llevaría a una caída de la producción en 2030 de cerca de 286.000 barriles diarios".*

<https://www.portafolio.co/economia/gobierno/exploracion-petrolera-en-colombia-frenarla-dejarla-caida-del-30-en-inversion-segun-carf-irene-velez-577538>

Ene-2023 - Julio Cesar Herrera, CEO J Energy Group y experto en mercados energéticos:

"Es muy grave, sobre todo no firmar nuevos contratos de exploración de gas, porque estamos en un periodo de transición energética y parte de la transición es el gas. En el mundo ya está identificado que este es el energético de la transición"

<https://www.bloomberglinea.com/2023/01/26/exploracion-de-gas-y-petroleo-es-muy-grave-si-colombia-no-hace-nuevos-contratos/>

Feb-2023 - Francisco Lloreda, director de la Asociación Colombiana del Petróleo:

"Solo ocho países del mundo han pensado suspender la exploración y producción de estos hidrocarburos. Y, de estos, cinco NO producen una sola gota de petróleo. De los otros tres, ¡Francia produce 13.000, Dinamarca 64.000 y Belice 1.000 bps, Dinamarca y Francia, citados con frecuencia, lo prohibirán a partir de 2050!".

<https://mascolombia.com/freno-a-exploracion-de-hidrocarburos-las-duras-cifras-del-presidente-de-la-asociacion-colombiana-de-petroleo-y-gas/>

Jun-2023 - Mauricio Cabrera, consultor privado sector hidrocarburos:

"La gran dificultad para tener más petróleo o gas no es la falta de nuevos contratos sino las dificultades para realizar la exploración, que son principalmente de tres tipos: uno, las sociales por la negociación -y a veces el chantaje- de las comunidades de las zonas potenciales; dos, las ambientales por la complejidad de obtener las licencias respectivas y tres las del orden público por las amenazas de los grupos armados ilegales."

<https://www.portafolio.co/opinion-portafolio-nuevos-contratos-de-exploracion-585870>

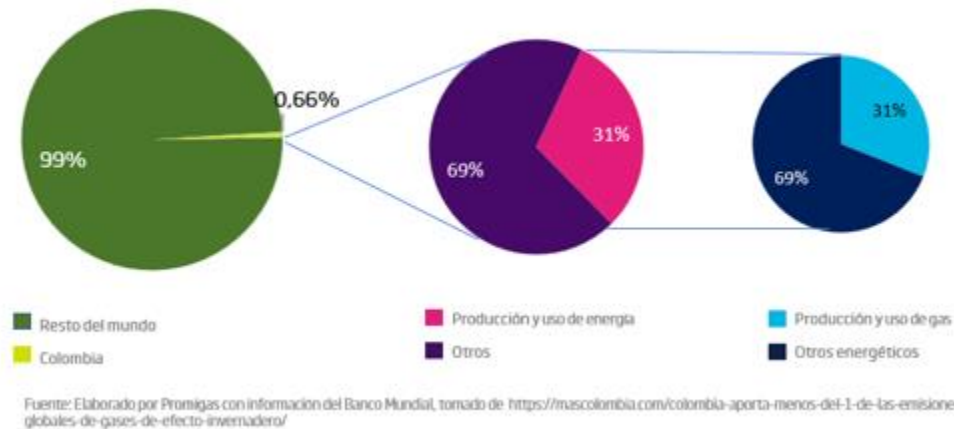
May-2023 - Ricardo Bonilla, ministro de Hacienda y Crédito Público

"Por lo menos en 6 meses, no se firmarán nuevos contratos de exploración petrolera. Los que tienen las concesiones que son 202 contratos de exploración vigentes tienen el área a su disposición, hoy son 17 MMha concesionadas en exploración de hidrocarburos, no antes de seis meses, no habrá nuevos contratos de exploración, en 6 meses tendremos un nuevo informe de la ANH que nos indicará, qué ha pasado con los que están en valoración"

<https://dataifx.com/post/por-lo-menos-en-6-meses-no-se-firmaran-nuevos-contratos-de-exploracion-petrolera-minhacienda>

Fuente: Elaborado por Promigas según fuentes relacionadas.

EMISIONES DE GEI POR PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL DE COLOMBIA



A continuación, se procede a demostrar que prescindir en nuestro país de nuevos contratos de exploración y explotación de gas natural no es, necesariamente, señal clara de compromiso en la lucha contra el cambio climático, por lo menos desde el punto de vista de menor número de emisiones de GEI en el mediano plazo.

Colombia aporta al mundo una cantidad reducida de GEI. Según cifras del Banco Mundial, en 2018 solo emitía 0,66 % del total mundial, y la producción y uso de la energía del país respondía por 31 % de estas emisiones. Si se establece el supuesto, teniendo en cuenta la participación del gas natural entre los combustibles fósiles de la canasta energética, de que las emisiones de GEI resultantes de la producción y uso de gas natural es de 31 % del total resultante de la producción y uso de energía del país, el aporte del gas natural de Colombia a las emisiones de GEI del mundo resulta ser de 0,062 %.

Ahora bien, estas emisiones de GEI no es que se eliminen con la suspensión de exploración y explotación de gas natural en nuestro territorio, las emisiones de GEI resultantes de

la producción de gas natural que se dan actualmente en Colombia, simplemente pasan a ser emitidas en Venezuela o en el lugar donde se produzca el GNL que se importe, y las resultantes del uso de gas natural en nuestro país se seguirán emitiendo dado que se seguiría consumiendo este energético, ya sea que se importe vía gasoducto desde Venezuela o a través de GNL.

Solo en el evento de que nuestro país lograra sustituir el 100 % del consumo de gas natural por una energía renovable de cero emisiones de GEI se estaría haciendo un verdadero aporte en la lucha contra el cambio climático, mientras tanto no.

Ante estas cifras, surge el interrogante de si se justifica “castigar” a la economía del país y a los más de 30 millones de colombianos que se benefician con el gas natural a pagar un mayor valor por la molécula de este combustible, toda vez que los precios del gas importado de Venezuela o a través de GNL podrían resultar, según vaticinan técnicos y expertos del sector, muchísimo más caro.

Importaciones de gas natural desde Venezuela

Desde el momento en que el Gobierno Nacional anunciara a través de varios de sus funcionarios, la posibilidad de importar gas desde Venezuela, se abrió el debate y muchos agentes del sector anunciaron sus críticas a esta intención de política energética, aduciendo las implicaciones que conllevaría perder la autosuficiencia energética y los incrementos en el precio a usuarios finales que se estiman.

Esta intención de política pública surgiría como consecuencia de la reducción de las reservas y la oferta local del gas tras la implementación de la política antes tratada, la no asignación de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Solo pensar en viabilizar esta opción pone de presente que transcurridos más de 18 años de la firma del acuerdo (2004) con el que se dio paso a ello, el vecino país aún no cumple con los requisitos inicialmente pactados. Desde mediados de 2015, cuando se dieron por terminadas las exportaciones de gas de Colombia a Venezuela, el país quedó a la

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

A junio de 2023, no se tiene certeza de cuándo podrían comenzar las importaciones y mucho menos aspectos importantes como volúmenes a suministrar y metodología para la fijación de precios.

En esta sección se presentan los aspectos relevantes de esta operación como el desarrollo de la infraestructura y los volúmenes comprometidos contrastados con los entregados. Acto seguido, se revisa, en el actual contexto, la oportunidad de que se concreten estas importaciones de gas.

Infraestructura construida

Para esta operación PDVSA construyó el gasoducto Antonio Ricaurte, inaugurado en octubre de 2007, por los presidentes, Álvaro Uribe y Hugo Chávez, con la apertura de la válvula en el campo Ballena, en La Guajira colombiana. Este gasoducto tiene una longitud de 224,4 km, de los cuales 88,5 km son en territorio colombiano, una capacidad de 500 Mpcd y la inversión fue de US\$ 335 MM.



Fuente: <https://www.elcolombiano.com/negocios/asi-es-el-negocio-para-traer-el-gas-desde-venezuela-GB20473885>.

Volúmenes comprometidos y entregados

Esta operación de comercio internacional de gas entre Colombia y Venezuela desde un principio resultó muy atípica por las aristas que de ella se desprendían. La principal particularidad de este acuerdo de suministro radicó en su estructura a dos tiempos: Colombia comenzaba exportando gas a Venezuela por cuatro años (2008-2011), para luego revertir estos flujos a partir de 2012, cuando Venezuela pasaba a exportar gas a Colombia durante 16 años.

Con este acuerdo, en teoría, se vislumbraba una relación “gana-gana” para ambos países. Por un lado, Colombia colocaba su excedente de producción y se preparaba para cubrir su déficit de gas, proyectado, en ese entonces para 2018; y, por otro, Venezuela no solo cubría parte de su déficit, sino que aseguraba mercado para su gas natural proveniente de proyectos en desarrollo que, según estimaciones de PDVSA, estarían en su etapa productiva en 2012.

OPERACIÓN DE COMERCIO DE GAS NATURAL ENTRE COLOMBIA Y VENEZUELA

Año	Volumen de gas natural		Precio promedio US\$/kpc
	Comprometido Mpcd	Entregado Mpcd	
Exportación de Colombia a Venezuela			
2008	50	147	4,45
2009	150	180	3,38
2010	150	156	4,97
2011	100	205	5,14
2012	-	187	6,05
2013	-	176	5,89
2014	-	98	5,44
2015	-	38	4,14
Importaciones de Venezuela a Colombia			
2012 - 2027	150	0	N.A.

Fuente: Memorias al Congreso 2006 - 2007, Ecopetrol y UPME.

En el cuadro anterior se aprecia cómo fue el comportamiento de las exportaciones de gas hacia Venezuela durante los 7,5 años que se dieron, aun cuando en principio solo estaban proyectadas para cuatro años. En él se observan precios de venta y volúmenes entregados, los cuales, cuando se contrastan con los volúmenes comprometidos para los

cuatro primeros años, se verifica la totalidad de los cumplimientos, aun con cantidades excedentes. Para la fijación del precio de este gas exportado a Venezuela se tomaba como referencia el precio en boca de pozo del gas de La Guajira.

Situación actual

Para Colombia, importar gas de Venezuela es y será siempre una posibilidad latente de la cual no puede abstraerse el sector. Los reparos a esta política nacen cuando se intenta forzar y anticipar en el tiempo dichas importaciones como consecuencia de la negativa de otorgar nuevos contratos de exploración y explotación de petróleo y gas, poniéndole freno a la inversión en el sector y, por ende, a la producción nacional de gas.

Mas allá de la situación política y de las dificultades en materia económica que vive el vecino país desde hace más de una década, en el mediano y largo plazo lo que debería primar es la ley de oferta y demanda, y, tal como lo vaticinan muchos expertos del sector gas del continente, tarde o temprano Venezuela está llamada a ser el gran abastecedor de gas natural, no solo de Colombia, sino de toda la región.

Ahora bien, aun cuando, la saliente ministra de Minas y Energía, Irene Vélez, en sus primeras declaraciones después de su posesión, afirmó que, si llegase a escasear el gas natural en Colombia, Venezuela sería una opción para comprar, existe una serie de reparos e interrogantes que ponen en entredicho la viabilidad de esta opción antes de por lo menos cuatro años.

Entre los reparos e interrogantes que surgen están, por un lado, los aspectos intrínsecos de las importaciones como tal, y, por otro, cuál sería el impacto para los usuarios del país de tener que pagar por un gas comprado en el exterior.

Lo primero, tal como se observa en el cuadro de la página anterior, es aclarar que, hasta el momento, Colombia nunca ha comprado gas venezolano, y entre los deberes que se necesita para ello están:

En Venezuela:

- Adecuar las condiciones de la calidad de la molécula de gas porque no cumple con los estándares para entrar al SNT de Colombia, básicamente, retirar CO₂ y subir la presión y el punto de rocío.
- Desarrollar nueva infraestructura que conecte los campos de producción de gas natural que se encuentran al oriente del país con el gasoducto Antonio Ricaurte en Maracaibo (Zulia), en el occidente venezolano.

GASODUCTO DE TRANSPORTE DE GAS DESDE CARDÓN IV HACIA EL ZULIA Y LA EXPORTACIÓN A COLOMBIA



— Gasoductos existentes
— Gasoductos en proyecto

*CRP: Centro de Refinación Paraguana

Fuente: <https://www.yvsite.com/portfolio-item/sistema-de-transporte-bajo-grande-ule-amuay/?lang=es>.

- Ejecutar millonarias inversiones que permitan una readecuación del gasoducto Antonio Ricaurte, inactivo desde 2015, para una eventual exportación a Colombia.

En Colombia:

- Adquirir y adecuar los equipos y redes que harían posible estas importaciones. Su desarrollo tomaría al menos cuatro años de la mano de millonarias inversiones.
- El gasoducto, también denominado Transcaribeño, con una extensión de 225 km, 89 de ellos en territorio colombiano, pasa por una zona con más de 60 comunidades wayú que se han opuesto a la obra y exigen nuevas consultas previas.

En lo que hace referencia al tema del precio que se estaría pagando por el gas proveniente de Venezuela, existe mucha incertidumbre, dado que, al parecer, contractualmente no se definió una metodología específica para ello.

No obstante, en septiembre de 2022, Naturgas advirtió que el impacto en el precio final a los usuarios residenciales con este gas importado podría llegar a ser hasta cinco veces mayor frente al valor actual.

Fuente: <<https://www.larepublica.co/economia/cuanto-podrian-subir-los-costos-del-suministro-de-gas-si-se-aumenta-la-importacion-3442026>>.

REPAROS A POLÍTICA POR PARTE DE AGENTES DEL SECTOR

Ago-2022 - Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg):

"La alternativa de importar gas natural desde Venezuela es adecuada como una apuesta por el abastecimiento y diversificación de fuentes de suministro para las plantas que generan energía a partir de este combustible en el país"

Sin embargo, el gremio también afirmó que:

"Es importante lograr que estas compras de gas sean a precios competitivos, ya que se requiere seguir generando energía confiable, disponible, firme y de calidad, sin afectar el bolsillo de los consumidores"

<https://www.semana.com/economia/macroeconomia/articulo/generadores-de-energia-apoyan-importacion-de-gas-de-venezuela-para-diversificar-fuentes/202202/>

Ene-2023 - Julio Cesar Vera, presidente de Xue Energy

"La opción del gas desde Venezuela no es muy clara en cuanto a la infraestructura disponible y su estado actual, y si habría disponibilidad del energético en Venezuela para abastecernos, no por un tema de reservas, sino de infraestructura y de disponibilidad en la zona. Por ello, se ve más como un tema más de interés político que energético, pero es una alternativa más que el país puede explorar, pero lo importante es que sea con rigor técnico, económico y comercial"

<https://www.elcolombiano.com/negocios/asi-es-el-negocio-para-traer-el-gas-desde-venezuela-GB20473885>

Ene-2023 - Orlando Cabrales Segovia, CEO de Frontera Energy:

"En Colombia hay grandes yacimientos de gas para exploración y producción, por lo que consideramos que su extracción local debe ser una prioridad. La seguridad energética del país se debe construir con los recursos nacionales y el gas de Venezuela podría servir como respaldo"

<https://www.larepublica.co/empresas/esto-dicen-ecopetrol-y-frontera-energy-sobre-la-importacion-de-gas-desde-venezuela-3549684>

Ene-2023- Nicolás Arboleda, asociado senior de Baker McKenzie del área de Minas y Energía:

"Es un beneficio económico para Venezuela porque Colombia entrará a depender como casi único demandante de ese gas. Así, el país terminaría con una interdependencia energética con Caracas, porque si no se sigue explorando y aumentando el horizonte para superar los 10 años de reservas, no se tendrá el gas suficiente para atender la demanda interna"

<https://www.elcolombiano.com/negocios/asi-es-el-negocio-para-traer-el-gas-desde-venezuela-GB20473885>

Dic-2022 - Luz Stella Murga, presidenta de Naturgas:

"Yo no veo ni en el largo, ni en el mediano plazo la posibilidad de que compremos gas natural de Venezuela, precisamente por el anuncio que hizo ayer el gobierno nacional y los anuncios que hay sobre las reservas costa afuera por parte de Ecopetrol. Yo veo que hay más la posibilidad de que Colombia se convierta en exportador."

<https://caracol.com.co/2022/12/01/Colombia-no-le-compra-gas-a-Venezuela-se-converteria-en-exportador/>

Feb-2023 - Camilo Prieto, experto ambientalista:

"No entiendo cómo hay quienes se oponen a la exploración de gas en Colombia y simultáneamente celebran que se contemple importado de Venezuela. Por ser venezolano no deja de ser un gas efecto invernadero y además traerlo genera más impacto ambiental y se vuelve más costoso"

<https://www.elfarsido.co/economia/Venezuela-se-alista-para-exportar-25-millones-de-pies-cúbicos-de-gas-al-pais-980513>

Fuente: Elaborado por Promigas según fuentes relacionadas.

Desarrollo de infraestructura de regasificación para impulsar importaciones de GNL

En contraste con la política energética anterior, continuar con la intención y apoyo a los desarrollos de infraestructura de regasificación en distintos puntos de la geografía nacional es una política que en el mediano plazo conllevará una mayor seguridad energética sin socavar en gran medida la soberanía energética del país; por ende, resulta un gran aporte al equilibrio de su triángulo energético. Este concepto se sustenta en las siguientes premisas:

- En la mayoría de los casos, estas infraestructuras se utilizan como *back up* para atender picos en la demanda.
- Existencia de una gran cantidad de oferentes de GNL a nivel mundial, repartidos en los cinco continentes.
- Continuo incremento en la disponibilidad de buques metaneros para su transporte.

Para demostrar las bondades de esta política, hay que mencionar que ella resultó fundamental para afrontar la reciente crisis energética europea, cuando países como España, Francia e Italia no sufrieron como Alemania y otros países de la UE gracias a su mayor desarrollo de infraestructura de GNL.

En Suramérica, Chile es otro caso de mostrar: en 2009, este país resolvió una crisis de desabastecimiento de gas por restricciones en sus importaciones de gas argentino a través de gasoductos, que fue reemplazado por GNL importado y regasificado en sus plantas de Quintero y Mejillones, construidas para la ocasión.

Colombia ya ha sido partícipe de los beneficios de esta política. Durante el primer trimestre de 2020, SPEC LNG, primera y única, regasificadora de GNL en el país, filial de Promigas, inaugurada en Cartagena (dic-2016), resultó fundamental para abastecer de gas a las térmicas de la región Caribe agrupadas en el denominado “Grupo Térmico”.

Para el evento (fenómeno de El Niño) de 2019-2020, el nivel de los embalses de las hidroeléctricas alcanzó 32 %, el más bajo de los últimos 22 años. SPEC LNG respaldó hasta 22 % de la demanda de energía mediante la entrega de más de 13.000 Mpcd de gas a estas térmicas, y llegó a cifras récord de regasificación de 214 Mpcd. En total, durante 2020, llegaron a la terminal 14 buques metaneros con 689.809 m³ de GNL, de Trinidad y Tobago y del golfo de México, mercados entre tres a cinco días de navegación de Cartagena. Así lo resaltó en feb-2023, el presidente de Promigas, Juan Manuel Rojas, quien expresó:

“La regasificadora del Atlántico se ha convertido en el seguro energético de Colombia. Este año, quien proveyó durante bastantes días el gas natural en la costa fue SPEC LNG y se prende más de la cuenta de lo que las personas creen”.

Además, recordó que:

“En 2020, se trajeron 14 barcos y en 2022 fueron cuatro barcos y, en el último mes, SPEC ha estado regasificando casi todos los días”.

Fuente: <https://www.valoraanalitik.com/2023/02/09/ampliacion-de-regasificadora-del-atlantico-spec-cubriria-deficit-de-gas-en-2027/>

Extensión y ampliación de SPEC LNG: Alternativa cierta y competitiva para asegurar abastecimiento de gas natural en Colombia



Fuente: < <https://www.speclng.com/Paginas/NoticiasESP/Nueva-imagen-SPEC.aspx> >

El proyecto de ampliación por fases de la terminal de regasificación de GNL de SPEC LNG es una alternativa eficiente para asegurar el abastecimiento de gas natural en Colombia a partir de las ventajas competitivas que ofrece para complementar la producción nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.

En el transcurso de 2022, después de avanzar con los estudios técnicos para ampliar la capacidad de la terminal, a comienzos de 2023, SPEC LNG inició un sondeo de mercado con el fin de conocer el interés, las necesidades y los requerimientos futuros de los agentes del sector de energía y gas natural por los servicios que pudiese ofrecer su terminal. Para ello, emitió el 30 de enero de 2023, un comunicado en el cual expuso que:

- La ampliación de SPEC LNG permitirá asegurar el abastecimiento de gas natural a largo plazo, como complemento de la producción nacional.
- Entre el 30 de enero y el 20 de febrero de 2023, las empresas del sector de energía y gas enviaron a SPEC LNG su manifestación de interés por servicios de la terminal de regasificación de GNL.

Con este proceso se avanzó en la factibilidad de los proyectos de ampliación de capacidad de SPEC LNG como alternativa que ayude a asegurar el abastecimiento de gas, un

combustible clave para la reducción de la pobreza, que permite un crecimiento sostenible y habilita el proceso de transición energética en el cual se encuentra en curso el país. Así lo expresó José María Castro, gerente general de SPEC LNG:

“Ante la proyección de déficit estructural de gas natural publicada por la UPME, la ampliación de la capacidad de nuestra terminal es una opción eficiente y competitiva para asegurar el abastecimiento de gas natural como complemento de la producción nacional. Por este motivo, queremos conocer el interés del mercado en los servicios y capacidades potenciales de nuestra terminal de regasificación”.

Fuente: < <https://www.speclng.com/Paginas/NoticiasESP/Nueva-imagen-SPEC.aspx> >.

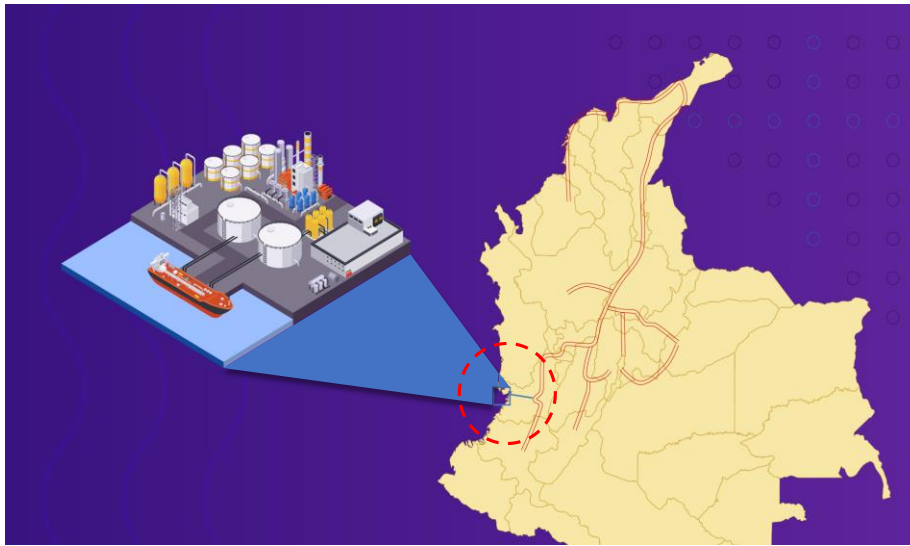
Según evaluaciones de SPEC LNG, la actual infraestructura podría ampliar su capacidad de regasificación de 400 hasta 530 Mpcd a partir del segundo semestre de 2026, con la posibilidad de una entrada temprana de 50 Mpcd a finales de 2023.

Planta de regasificación de Buenaventura

Respondiendo a las necesidades de confiabilidad, seguridad y abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible, a mediados del segundo semestre de 2022, el Gobierno Nacional le apostó a reiniciar los trámites de la convocatoria pública para la selección de un inversionista que preste el

servicio de almacenamiento de GNL, regasificación de gas natural, servicios asociados y transporte de gas natural a través de la infraestructura de importación de gas del Pacífico colombiano, que incluye terminal de regasificación y el gasoducto Buenaventura-Yumbo.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO



Almacenamiento y regasificación:

- Capacidad de almacenamiento: 170.000 m³ de GNL
- Capacidad de regasificación: 400 Mpcd

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Gasoducto Buenaventura - STN:

- Conexión de la planta a un punto que conecte con Yumbo
- Capacidad de transporte: 400 Mpcd
- Longitud: 100 km, aproximadamente

La licitación anterior de este proyecto, la cual venía siendo implementada desde mediados de 2017 por estamentos gubernamentales del sector, fue declarada desierta en octubre de 2021, dado que no se recibieron ofertas económicas. No obstante, en septiembre de 2022, la UPME anunció la puesta en marcha, nuevamente, de todo el proceso necesario para contar con una segunda terminal de En términos generales, este proyecto no termina de convencer a inversionistas,

importación de GNL en el país que se ubicaría en Buenaventura (Valle del Cauca).

Con este anuncio y nuevos cronogramas, que finalizaban con la adjudicación de la obra a finales de marzo de 2023, acto que a junio de 2023 no se había cumplido, se espera que este proyecto entre en operación 58 meses a partir de su adjudicación.

En términos generales, este proyecto no termina de convencer a inversionistas, agentes del sector y en general a la opinión pública del país. Por una parte, tiene muchos partidarios, especialmente en el occidente del país, región más favorecida con el proyecto, y por otro lado fuertes contradictores. A continuación, se presentan diferentes opiniones al respecto.

Según Juan Fernando Espinal, representante a la Cámara por Antioquia:

“Las terminales de gas, como las que se ejecutará en el Pacífico, se utilizan para llevar el GNL a zonas que no tienen suficiente suministro del combustible, las cuales, fácilmente, pueden sobrepasar los 428 municipios del país. Lo que podría abastecer a cerca de 2,5 millones de hogares en las zonas anteriormente dichas”.

Fuente: <<https://www.larepublica.co/economia/para-2026-el-pais-contara-con-una-planta-regasificadora-nueva-en-la-costa-del-pacifico-3449454>>.

Se espera que este proyecto de infraestructura de importación y regasificación de GNL entre en operación a partir de noviembre de 2026. Para muchos agentes del sector, esta fecha estimada se supone un poco tardía si se tiene en cuenta que, según la UPME, los primeros déficits de gas en el interior del país se estarían sucediendo a mediados de 2025.

El camino que le falta por recorrer a este proyecto antes de su concreción, no se vislumbra nada fácil, pues aún sigue expuesto a muchas críticas por parte de distintos actores de la sociedad civil, expertos del sector, líderes de opinión, la Dimar, empresas productoras de gas y servidores públicos,

quienes advierten sobre los impactos negativos que conllevaría su puesta en marcha.

Una de las críticas más recurrentes es que, por la ubicación de la planta, se requiere la construcción del gasoducto que lleve el gas hasta Yumbo. Esta obra, en particular, genera muchas incertidumbres de carácter técnico, ambiental y social.

Otro de los principales argumentos en contra del proyecto es su costo de construcción. Se estima que el costo de este proyecto de forma integral (terminal y gasoducto) oscilaría entre US\$ 650 MM y US\$ 1.000 MM.

Jorge Linero, expresidente de gas de la productora Canacol Energy, explicaba a mediados de 2021, que no se trataría solo de construir la planta de regasificación, sino de quién la va a pagar, pues estimaba, en esa fecha que su costo sería de 1.000 MM US\$ y advertía que:

“Van a obligar a todos los colombianos sin excepción a que la paguen, usen o no usen el gas importado. Así estén consumiendo el gas que se produce en Colombia, deben pagar la planta de regasificación. Esto encarece el gas natural y, si se hace, los usuarios buscarán combustibles más contaminantes y ahí va a quedar el discurso del gas como el combustible de la transición energética y pondrá en calzas prietas las metas que tenemos como país. Esto les costaría a los estratos 1 y 2, anualmente, 42.000 millones de pesos”.

Fuente: <https://www.semana.com/economia/empresas/articulo/gas-un-debate-que-no-termina/202100/>.

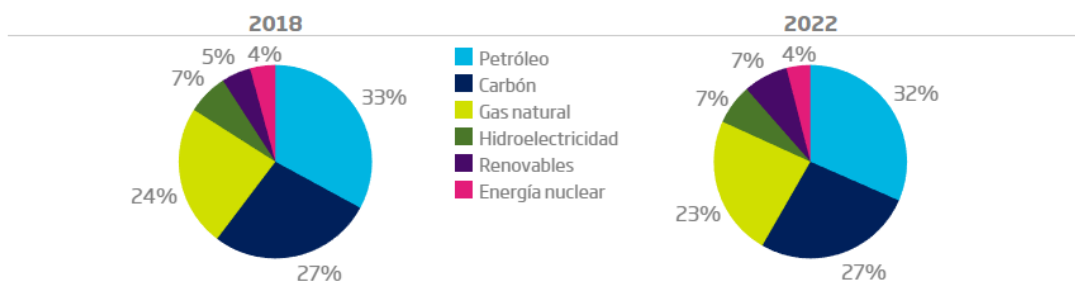
GAS NATURAL EN EL
**CONTEXTO
INTERNACIONAL**

Cifras mundiales

Matriz energética y emisiones de CO₂

CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL - EXAJOULES

Energético	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Petróleo	192	192	174	184	191	0%	4%
Carbón	160	157	151	160	161	0%	1%
Gas natural	138	141	138	145	142	1%	(2%)
Renovables	29	32	35	40	45	12%	13%
Hidroelectricidad	40	40	41	40	41	1%	1%
Energía nuclear	25	25	24	25	24	(1%)	(5%)
Total	582	587	564	595	604	1%	1%



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Durante 2022, el consumo energético global continuó, por segundo año consecutivo, con su tendencia de crecimiento, esta vez de 1,5 %, tres puntos porcentuales por debajo del

crecimiento de 2021. Atrás quedó la caída de 3,9 % sufrida en 2020 en el marco de la pandemia mundial de Covid-19.

CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL 2022 - EXAJOULES



© 2023 Mapbox © OpenStreetMap
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

EMISIONES DE CO2 DE ENERGÍA - Mt

País	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
China	9.611	9.934	10.131	10.564	10.550	2%	0%
Estados Unidos	5.133	4.982	4.463	4.768	4.826	(2%)	1%
India	2.382	2.407	2.238	2.465	2.596	2%	5%
Federación Rusa	1.576	1.559	1.460	1.584	1.458	(2%)	(8%)
Japón	1.162	1.121	1.032	1.067	1.066	(2%)	0%
Indonesia	520	563	513	520	692	7%	33%
Irán	602	627	653	656	667	3%	2%
Alemania	733	680	606	643	635	(4%)	(1%)
Arabia Saudita	613	577	558	572	613	0%	7%
Corea del Sur	659	635	588	603	592	(3%)	(2%)
Otros países	11.025	10.960	10.045	10.612	10.680	(1%)	1%
Total	34.014	34.044	32.285	34.052	34.374	0%	1%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Nota: Las emisiones del cuadro reflejan solo aquellas generadas a través del consumo de petróleo, gas y carbón para actividades relacionadas con la combustión. Estos datos no son comparables con los datos oficiales de emisiones nacionales.

El repunte mundial de las emisiones de CO2 de energía, durante el bienio 2021-2022, motivado en un mayor consumo de combustibles fósiles, desplazó por completo la reducción conseguida en 2020, producto de la desaceleración de la economía por el Covid-19. A 2022, solo China, líder mundial en estas emisiones, contribuyó con 31 % del total y Estados Unidos, segundo en este rubro, alcanzó 14 %.

Según Spencer Dale, economista jefe de bp:

“Se han hecho progresos considerables en las promesas soberanas para alcanzar el cero neto, pero esas ambiciones crecientes aún no se han traducido en avances tangibles sobre el terreno... El mundo sigue en una senda insostenible”.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2022.

EMISIONES DE CO2 DE ENERGÍA 2022 - Mt



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Reservas

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL - Tpc

Pais	2018	2019	2020	TACC 2018-2020	Variación 2019-2020
Rusia	1.329	1.326	1.320	0%	0%
Irán	1.131	1.134	1.134	0%	0%
Catar	872	871	871	0%	0%
Turkmenistán	480	480	480	0%	0%
Estado Unidos	455	446	446	(1%)	0%
China	225	297	297	15%	0%
Venezuela	222	221	221	0%	0%
Arabia Saudita	208	211	213	1%	1%
Emiratos Arabes Unidos	210	210	210	0%	0%
Nigeria	190	193	193	1%	0%
Otros países	1.355	1.330	1.257	(4%)	(5%)
Total	6.676	6.719	6.642	0%	(1%)

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Por segundo año consecutivo bp y Energy Institute, se abstienen de actualizar las cifras de reservas mundiales de gas natural, razón por la que se presentan cifras a 2020.

En tres países se concentra la mitad de las reservas probadas mundiales de gas natural. Rusia, con una participación de 20 % del total de

reservas, es el líder mundial en este rubro; le siguen Irán (17 %) y Catar (13 %), países del Medio Oriente. El tamaño de las reservas de Rusia supone un factor más de la relevancia política, económica y energética de esta nación de Europa y Eurasia, una de las tres grandes potencias del mundo.

RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL 2020 - Tpc



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Producción

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL - Gpcd

País	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Estados Unidos	81	90	88	91	95	4%	4%
Rusia	65	66	62	68	60	(2%)	(12%)
Irán	22	23	24	25	25	4%	1%
China	16	17	19	20	21	8%	6%
Canadá	17	16	16	17	18	1%	7%
Catar	17	17	17	17	17	5%	3%
Australia	12	14	14	14	15	2%	5%
Arabia Saudita	11	11	11	11	12	0%	8%
Noruega	12	11	11	11	12	1%	(3%)
Argelia	9	8	8	10	10	(1%)	(1%)
Otros países	111	111	103	108	107	0%	1%
Total	373	384	372	392	391	1%	0%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Según EIA, la producción mensual de gas natural de Estados Unidos, durante 2022, batió récords durante los meses de octubre y noviembre, al superar registros prepandémicos de 2019, y así consolidándose, aún más, como el mayor productor mundial de este combustible.

Caso contrario, la producción de Rusia, segundo productor a nivel mundial se vio afectada en este último año por la disminución de las exportaciones a la UE como resultado de las sanciones impuestas por el conflicto ruso-ucraniano.

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL 2022 - Gpcd



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Consumo

CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL - Gpcd

País	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Estados Unidos	80	82	80	81	85	2%	5%
Rusia	44	43	41	46	40	(3%)	(14%)
China	28	30	33	37	36	7%	(1%)
Irán	21	21	23	23	22	2%	(3%)
Canadá	11	11	11	11	12	1%	4%
Arabia Saudita	11	11	11	11	12	2%	5%
Japón	11	11	10	10	10	(4%)	(3%)
México	9	9	9	9	9	2%	(1%)
Alemania	8	9	8	9	8	(3%)	(16%)
Reino Unido	8	8	7	8	7	(2%)	(7%)
Otros países	141	144	139	149	142	0%	(5%)
Total	371	378	372	393	382	1%	(3%)

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Después de un repunte en 2021, cuando el consumo de gas mundial superó los efectos de la pandemia del Covid-19, en 2022 se vuelve a presentar otra disminución, aproximadamente de 3 %, esta vez por las dificultades derivadas de la guerra en Ucrania. Este conflicto ocasionó

una caída de 13 % de la demanda en Europa, la mayor de su historia, fruto del despliegue de medidas de emergencia para el ahorro de este combustible tanto en el sector residencial como en el comercial.

CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL 2022 - Gpcd

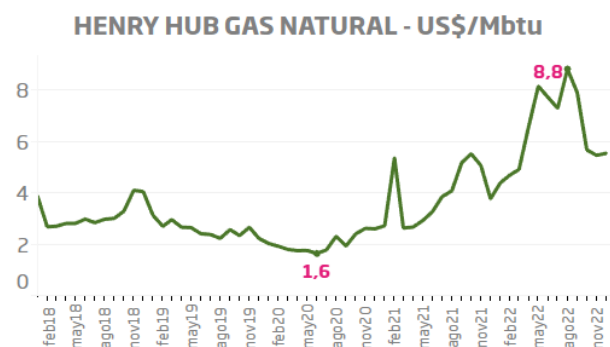


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

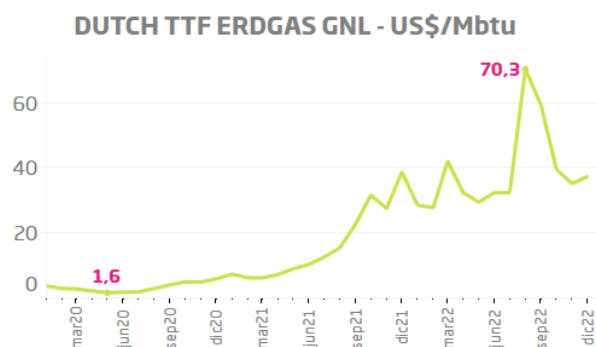
Precios internacionales de gas natural y otros *commodities*

En el periodo en estudio, 2018-2022, los precios de referencia de gas natural, petróleo y carbón, observaron tendencias similares. Dos años de precios relativamente estables (2018-2019), interrumpidos por un fuerte descenso a mediados de 2020 como consecuencia de una menor oferta por la pandemia del Covid-19 y a partir de entonces una escalada alcista hasta el

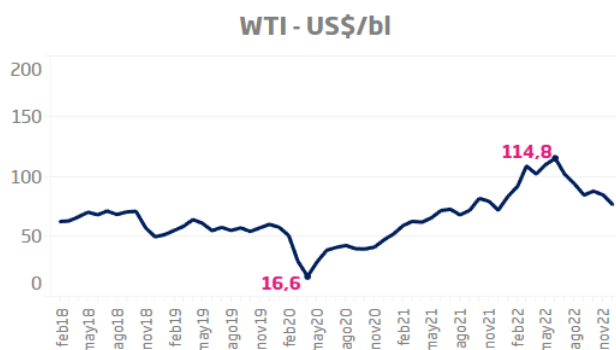
tercer trimestre de 2022, derivada de la guerra Rusia-Ucrania que hizo que Europa demandara más GNL, aumentando la demanda con la misma oferta, elevando los precios *spot* a máximos históricos. Dicha escalada comenzó a revertirse cuando ante un invierno en Europa menos fuerte de lo esperado, los precios de referencia de estos energéticos comenzaron a ceder.



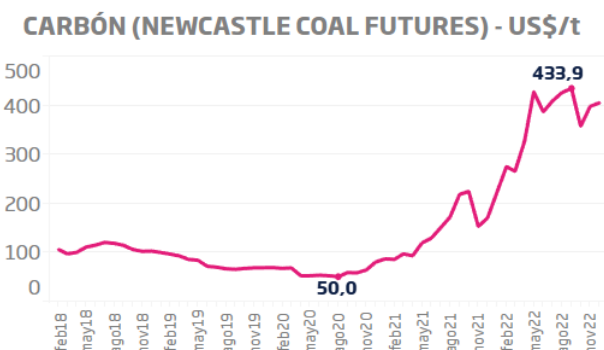
Fuente: EIA, MacroMicro.
Nota: Henry Hub y Dutch TTF, son precios Spot.



Otros *commodities*



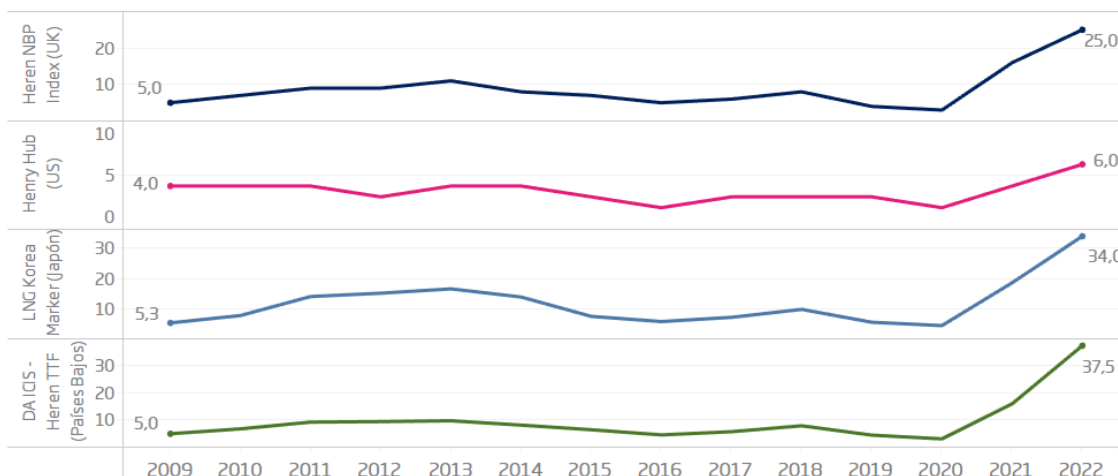
Fuente: EIA, MacroMicro.



El caso más crítico de los referentes analizados es el precio de referencia para el principal mercado de gas europeo, *Dutch TTF Erdgas*, que sirve como referencia para Países Bajos, Alemania y otros países de la UE, pero también para buena parte del mundo. La diferencia de precio entre la sima de mayo de 2020

(1,6 US\$/Mbtu) y el pico obtenido en septiembre de 2022 (70,3 US\$/Mbtu) equivale a una variación de 4.294 %, algo pocas veces visto en los mercados energéticos mundiales. Todo ello producto de la crisis energética que vivió Europa por su dependencia del gas ruso y la interrupción de este por el conflicto bélico.

PRECIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL - PROMEDIO AÑO
US\$/Mbtu

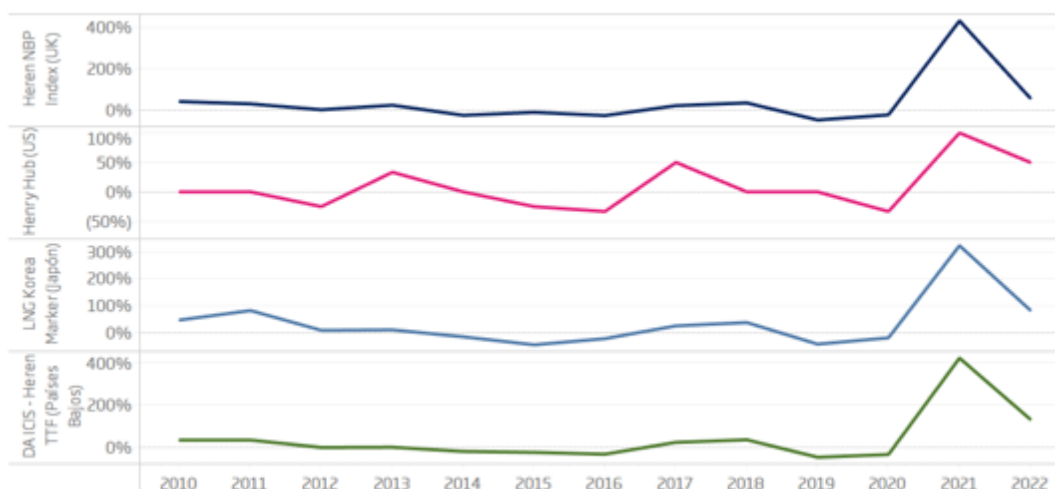


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Cuando se hace un análisis de los precios promedios anuales de los referentes internacionales de gas natural, no se encuentra una escalada de precios en los últimos 13 años como la acontecida en el último bienio 2021-2022. Solo lo sucedido con los precios del marcador *LNG Korea* y el *Heren NBP Index* en 2013 cuando alcanzaron 18 y 12 US\$/Mbtu respectivamente, era un antecedente en el que la magnitud de sus precios prendió alarmas.

Este inusual incremento de precios del gas en los dos últimos años, como se expuso en el capítulo inicial, tiene su principal motivación en las derivaciones del conflicto ruso-ucraniano, y por ello los precios referentes europeos y el principal marcador de GNL son los más afectados. No tanto así el *Henry Hub*, el precio de mayor referencia del mercado norteamericano, aun cuando este no fue del todo ajeno a esta escalada.

VARIACIÓN ANUAL PRECIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL



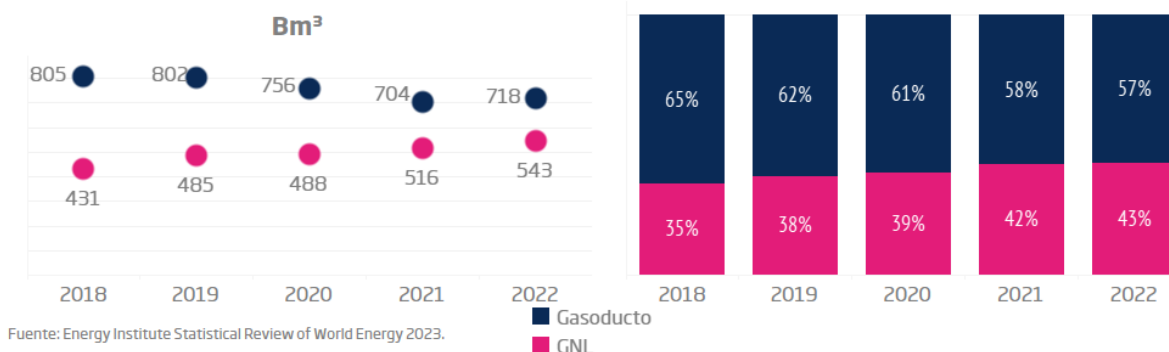
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Comercio internacional de gas natural

Año tras año, continúa el GNL ganando participación en el comercio internacional de gas natural a costa del comercio a través de gasoductos. Ni siquiera en los periodos de

afectación por la pandemia del Covid-19 (2020-2021) se detuvo el crecimiento de esta modalidad de comercio de gas natural en el mundo.

COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

En 2022, las exportaciones de gas a través de gasoductos de Rusia, líder mundial en este rubro, sufrieron una caída de 45 % con respecto a 2021, y alcanzaron mínimos possoviéticos. Lo anterior, como consecuencia de que su mayor cliente, la Unión Europea, redujo sus

importaciones por la crisis política generada por el conflicto ruso-ucraniano y, además, sus exportaciones a Alemania se interrumpieron en septiembre tras explosiones en los gasoductos Nord Stream en el mar Báltico.

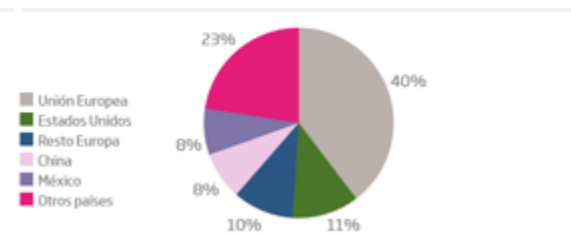
COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS 2022 - Bm³

Países importadores	Países exportadores									Total general
	Rusia	Noruega	Estados Unidos	Canadá	Turkmenistán	Argelia	Azerbaiyán	Catar	Otros países	
Unión Europea	62	86				32	12		108	299
Estados Unidos				82					0	82
Resto de Europa	24	31					11		15	80
China	15				33				11	59
México			57							57
Canadá			26							26
Emiratos Árabes Unidos								19		19
Bielorrusia	19									19
Rusia					5				3	8
Otros países	7				3	4	0	2	56	71
Total	125	117	83	82	41	36	23	20	193	718

EXPORTADORES



IMPORTADORES



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

GAS NATURAL LICUADO (GNL) 2022 - Bm³

Países Importadores	Países exportadores								Total general
	Catar	Australia	Estados Unidos	Rusia	Malasia	Nigeria	Indonesia	Otros países	
Japón	4	42	6	9	16	1	4	16	98
China	25	35	3	6	10	1	5	9	93
Corea del Sur	13	16	8	3	8	1	4	12	64
Otros Unión Europea	3		22	3		4		8	39
Francia	2		16	7		1		9	35
India	15	1	3	1	0	1	0	8	29
España	1	0	12	5		6	0	5	29
Taiwán	7	10	3	2	1	0	2	3	28
Reino Unido	8		12	1		1		4	25
Turquía	0		5	0		1	0	9	15
Italia	7		3					4	14
Bélgica	7		2	3				0	12
Otros países	22	9	10	1	3	3	1	13	61
Total	114	112	104	40	37	20	15	100	543

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

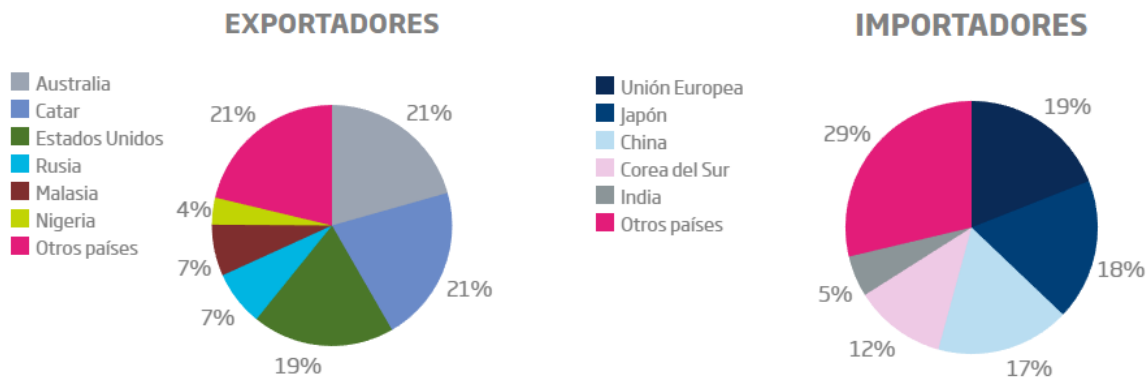
En el transcurso de 2022, en solo tres países de tres regiones diferentes del mundo, Catar (Medio Oriente), Australia (Asia Pacífico), y Estados Unidos (Norteamérica), se concentró 61 % de los volúmenes exportados de GNL.

Catar es en la actualidad el mayor exportador de GNL del mundo, sus principales clientes son China e India; sin embargo, también despacha a más de una veintena de países de diferentes regiones, lo que conforma un mercado totalmente diversificado, algo muy parecido a lo que acontece con Estados Unidos. El caso de

Australia, segundo exportador mundial de GNL, contrasta con el de Catar, ya que más de 92 % de sus envíos tuvieron como destino el Lejano Oriente (Japón, China, Corea del Sur y Taiwán).

En lo que respecta a los importadores de GNL, en cuatro países, las tres grandes economías del Lejano Oriente (China, Japón y Corea del Sur) e India, se concentró 52 % de los volúmenes importados a través de esta tecnología de transporte de gas natural, solo que, a diferencia de los países exportadores, todos pertenecen a la misma región, Asia Pacífico.

GAS NATURAL LICUADO (GNL) - 2022

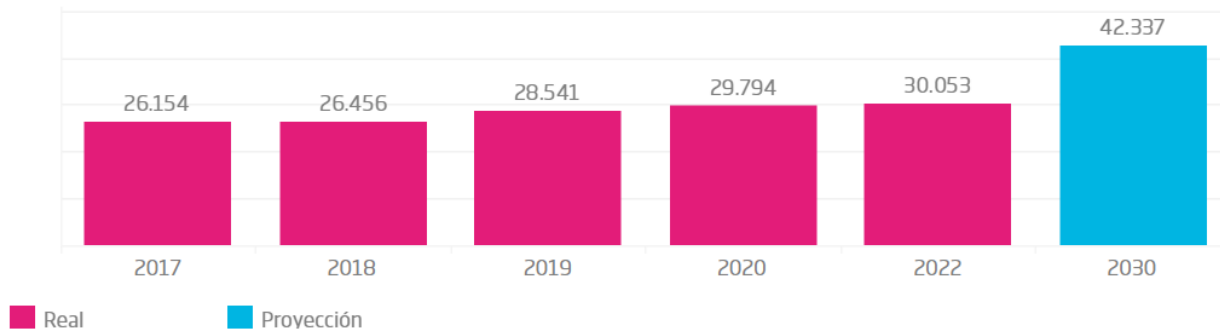


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Gas natural vehicular

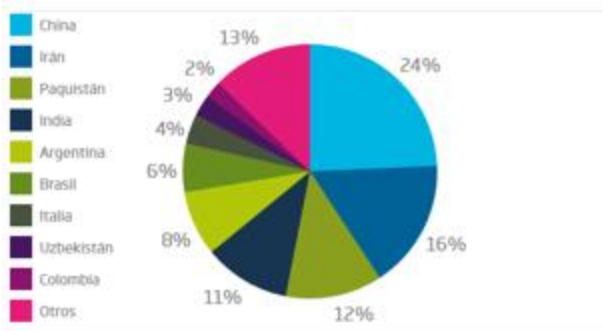
VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV EN EL MUNDO

CIFRAS EN MILES



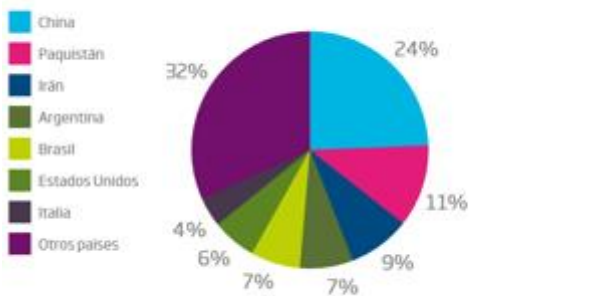
Fuente: Elaborado por Promigas con información de: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Global Natural Gas Vehicle Statistics, NGVA Europe, Automotive Natural Gas Vehicle (NGV), market analysis 2016 - 2028, Grand View Research. Proyección tomada de la Revista Gas Vehicular No. 52, mayo de 2023, www.gasvehicular.com.

VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV EN EL MUNDO 2022



Fuente: Elaborado por Promigas con información de la Revista Gas Vehicular No. 52, mayo 2023, www.gasvehicular.com.

EDS EN EL MUNDO - 2022



Fuente: Revista Gas Vehicular No. 52, mayo 2023, www.gasvehicular.com.

Un estudio de mercado de Global Industry Analysts Inc., (GIA), señalaba entre las oportunidades de un mercado pos-Covid-19, el crecimiento mundial de la flota vehicular impulsada a gas natural. Este informe considera que en 2026 habrá 32,5 millones de unidades con este combustible alternativo, cifra que, según estimaciones de otros agentes del sector, reseñados por Promigas, estaría sobrepasando en 2030 los 42,3 millones de unidades.

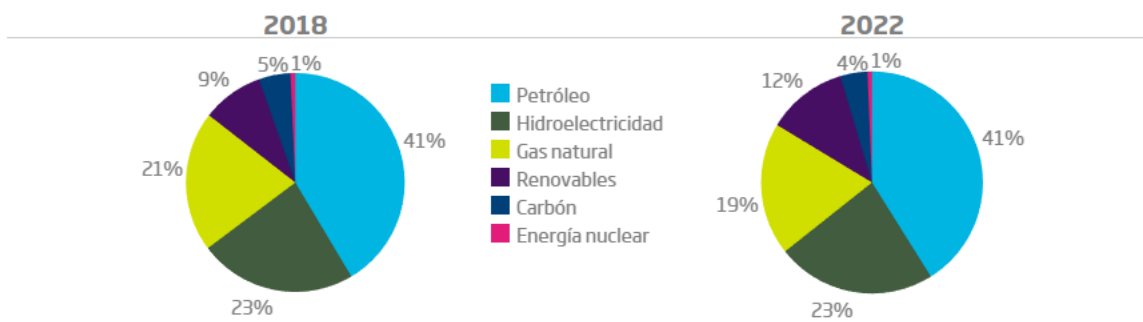
Según este estudio de GIA Inc., se prevé que en general el TACC (tasa de crecimiento anual compuesto), sea de 5,9 %. Para los vehículos ligeros este indicador estaría en 6,1%, mientras que para el segmento de camiones de servicio mediano y pesado se reajusta a 5,3 %. Para el segmento global de autobuses de servicio mediano y pesado, Estados Unidos, Canadá, Japón, China y Europa impulsarán un TACC de 4,3 %.

Fuente: <<https://revistamagazine.com/proveedores/crecimiento-mundial-de-la-flota-a-gnv/>>

Cifras de Sur y Centroamérica

CONSUMO ENERGÉTICO - EXAJOULES

Fuente de energía	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Petróleo	12,1	11,9	10,4	11,7	12,4	0%	6%
Hidroelectricidad	6,8	6,7	6,6	6,3	7,0	1%	11%
Gas natural	6,1	5,9	5,3	6,0	5,8	(1%)	(4%)
Renovables	2,7	3,0	3,0	3,3	3,5	7%	8%
Carbón	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	(3%)	(16%)
Energía nuclear	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	(1%)	(9%)
Total	29,3	29,0	26,8	28,9	30,1	1%	4%

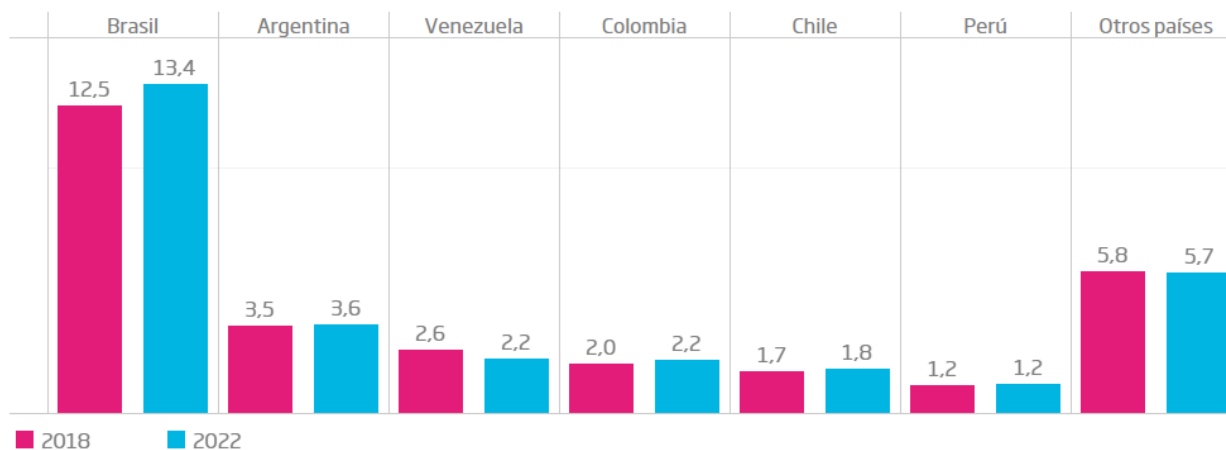


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

En el último quinquenio, las matrices energéticas de Sur y Centroamérica no sufrieron cambios significativos en su composición. El petróleo (41 %) y la hidroelectricidad (23 %), fuentes de mayor uso en estas regiones, mantuvieron sus participaciones porcentuales

en esta canasta. Sin embargo, el gas natural y el carbón perdieron dos y un p. p., respectivamente, en sus participaciones de dicha canasta a expensas del crecimiento de las energías renovables.

CONSUMO ENERGÉTICO EN SUR Y CENTROAMÉRICA - EXAJOULES



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA

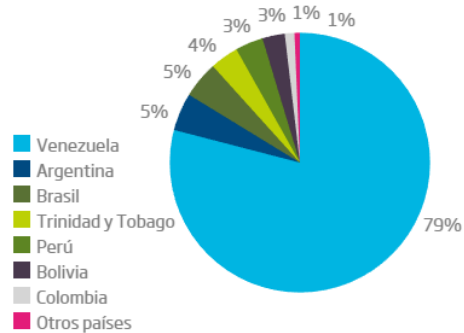
Tpc

País	2018	2019	2020	TACC 2018-2020	Variación 2019-2020
Venezuela	222	221	221	0%	0%
Argentina	13	14	14	3%	0%
Brasil	13	13	12	(4%)	(7%)
Trinidad y Tobago	10	10	10	3%	0%
Perú	10	10	9	(5%)	(5%)
Bolivia	8	8	8	(4%)	0%
Colombia	4	3	3	(12%)	(7%)
Otros países	2	2	2	0%	(1%)
Total	282	280	279	(1%)	(1%)

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023, cifra de Colombia, tomada de ANH.

Las reservas probadas de gas natural en la región, a 2020, alcanzaban 279 Tpc, y solo representan algo más de 4 % del total mundial. Más de las tres cuartas partes de estas reservas se encuentran en Venezuela, país que debido a sus problemas políticos no desarrolla esta industria, ni a nivel interno impulsando su consumo ni a través de exportaciones.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL - 2020



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

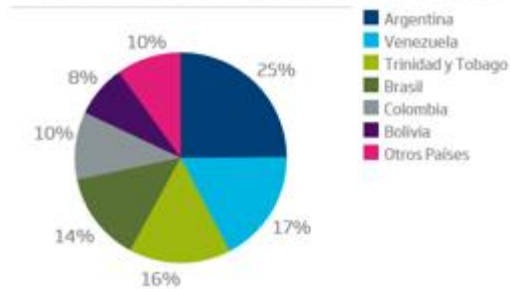
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd

País	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Argentina	3,8	4,0	3,7	3,7	4,0	1%	7%
Venezuela	3,1	2,5	2,1	2,7	2,8	(2%)	4%
Trinidad y Tobago	3,3	3,3	2,8	2,4	2,5	(7%)	5%
Brasil	2,4	2,5	2,3	2,4	2,2	(2%)	(6%)
Colombia	2,3	2,2	1,9	1,8	1,7	(7%)	(8%)
Bolivia	1,7	1,5	1,4	1,5	1,3	(6%)	(12%)
Otros Países	1,5	1,6	1,4	1,4	1,6	1%	18%
Total	18,1	17,6	15,7	15,9	16,1	(3%)	2%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023, cifra de Colombia, tomada de ANH.

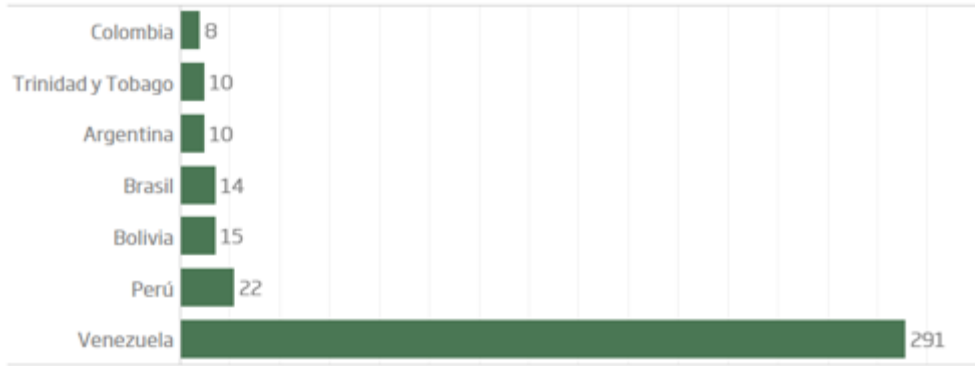
En el último lustro, se observó un fuerte descenso en la producción de gas de Trinidad y Tobago, gran exportador de GNL de la región. Sus volúmenes han venido cayendo hasta alcanzar niveles históricos. Según su Ministerio de Energía, la producción de abril de 2022 se situó en un mínimo histórico reciente: 66 Mm3/d.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL - 2022



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

FACTOR R/P - Años
2020



Fuente: Cálculos de Promigas con información de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023, Colombia: ANH.

Asumiendo que un factor R/P mayor de 10 años puede considerarse un buen nivel de reservas si se mantiene el esfuerzo exploratorio, los países más expuestos serían Colombia, Trinidad y Tobago y Argentina, aunque Bolivia y Perú, para

sostener o si es el caso ampliar sus exportaciones, deben hacer un esfuerzo exploratorio mayor. Caso aparte es Venezuela, que de mantener su actual producción tendría gas para más de dos siglos.

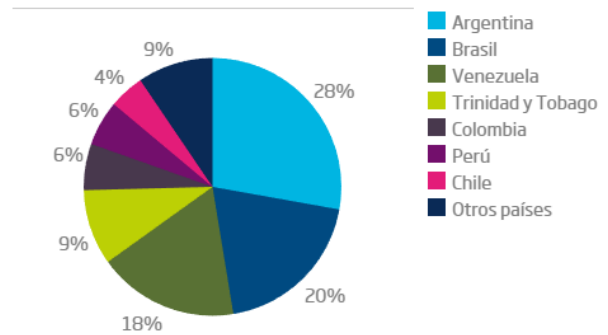
CONSUMO DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd

País	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Argentina	4,7	4,5	4,2	4,4	4,4	(2%)	0%
Brasil	3,5	3,5	3,0	3,9	3,1	(3%)	(21%)
Venezuela	3,1	2,5	2,1	2,7	2,8	(3%)	4%
Trinidad y Tobago	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5	(3%)	0%
Colombia	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0%	3%
Perú	0,8	0,8	0,7	0,8	0,9	3%	13%
Chile	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	9%	0%
Otros países	1,3	1,4	1,1	1,5	1,5	4%	0%
Total	16,5	15,9	14,1	16,4	15,8	(1%)	(3%)

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023, cifra de Colombia tomada de ANH.

Un desarrollo desigual por países caracteriza el panorama del consumo de gas natural en la región. Argentina, que lidera este rubro, es un mercado completamente maduro y complejo, debido principalmente a una gran red de transporte y distribución que alcanza a sus principales ciudades. No en vano, 50 % de su canasta energética es con base a gas natural, uno de los índices más altos a nivel mundial. No obstante, su consumo en el lustro presentó un TACC negativo de 2 %.

CONSUMO DE GAS NATURAL - 2022

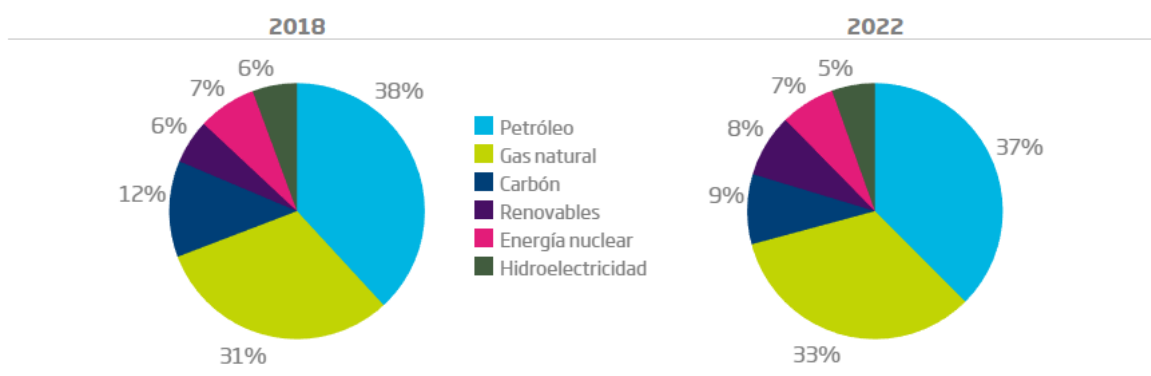


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Cifras de Norteamérica

CONSUMO ENERGÉTICO - EXAJOULES

Fuente de energía	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Petróleo	45	45	40	43	45	(1%)	4%
Gas natural	37	38	37	38	40	2%	5%
Carbón	15	13	10	11	11	(8%)	(7%)
Renovables	7	7	8	9	9	9%	11%
Energía nuclear	9	9	9	8	8	(2%)	(2%)
Hidroelectricidad	7	7	7	6	7	(1%)	4%
Total	119	118	110	115	119	0%	3%



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

En el transcurso del último quinquenio, el gas natural ganó dos puntos porcentuales en la canasta energética norteamericana. En el bienio 2021-2022, las termoeléctricas de carbón retiradas, los precios relativamente altos del

carbón y unas existencias de este mineral inferiores a la media limitaron su consumo en el sector termoeléctrico, lo que originó un aumento del consumo de gas natural para la generación eléctrica.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA - Tpc

País	2018	2019	2020	TACC 2018-2020	Variación 2019-2020
Estados Unidos	455	446	446	(1%)	0%
Canadá	68	70	83	11%	18%
México	6	6	6	0%	0%
Total	528	522	535	1%	2%

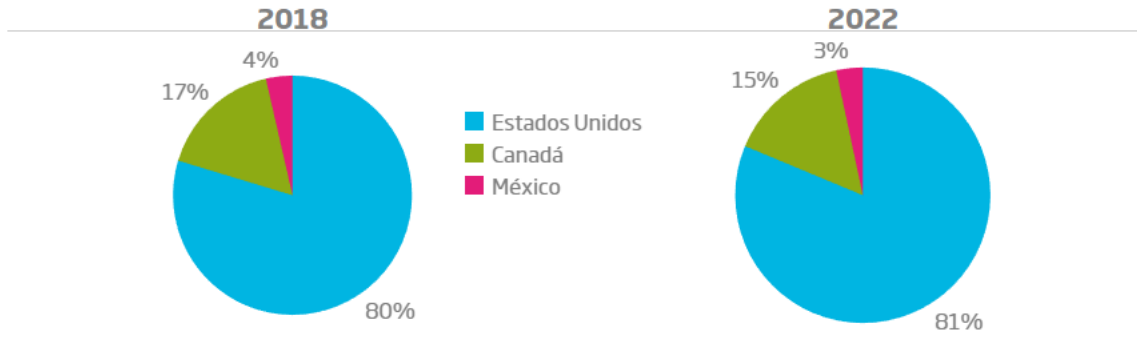
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

A finales de 2021, cinco de los estados con mayores reservas probadas en Estados Unidos reportaron volúmenes récord, lo que impulsó el crecimiento a nivel nacional, dijo la EIA. Las reservas de Alaska aumentaron en 2021 hasta llegar a 63 Tpc, que triplican la cifra de 2020.

Grandes volúmenes de recursos de gas natural que antes estaban varados ahora se consideran reservas probadas. Lo anterior, debido al desarrollo del proyecto Alaska LNG y su gasoducto principal que conecta North Slope con las instalaciones de GNL al sur de este estado.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA - Gpcd

Pafs	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Estados Unidos	81	90	88	91	95	4%	4%
Canadá	17	16	16	17	18	1%	7%
México	4	4	3	4	4	2%	5%
Total	102	110	108	112	116	3%	4%

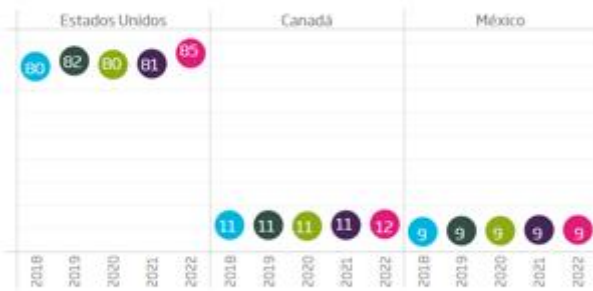


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

La producción de gas natural en 2022 de Estados Unidos, 95 Gpcd, marcó un récord anual. El crecimiento de 4 Gpcd con respecto a 2021, se sustentó en el aumento de la actividad de perforación en las regiones de Haynesville

(Luisiana-este de Texas) y Pérmico (oeste de Texas-sureste de Nuevo México). Recientes ampliaciones de gasoductos ubicados en estas regiones facilitaron este crecimiento.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA - Gpcd



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

En concordancia con la producción, el consumo de gas de Estados Unidos durante 2022 también alcanzó récord, 85 Gpcd, el mayor consumo anual según registros que datan de 1949. El consumo de gas en este país alcanza picos dos veces al año, impulsado por los sectores residencial y comercial durante el invierno y el sector termoeléctrico durante el verano.

México pareciera el país más expuesto de la región por su bajo nivel de reservas; a pesar de ello es un gran productor de gas y sus consumos predominantes son los industriales y los generadores eléctricos. Esto se debe a que es un gran importador de gas procedente de Estados Unidos, con el que está interconectado a través de varios gasoductos.

FACTOR R/P - AÑOS



Fuente: Cálculos elaborados por Promigas con información de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.



GAS NATURAL EN COLOMBIA

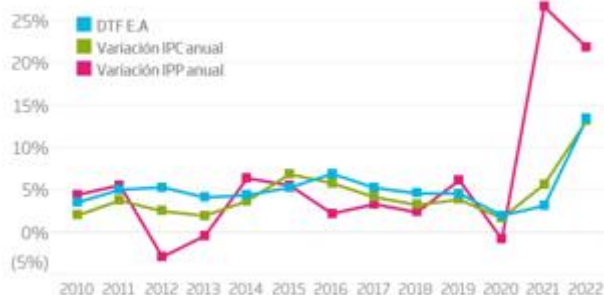
Entorno económico

PRINCIPALES INDICADORES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA

	2018	2019	2020	2021	2022
PIB	2,6%	3,2%	(7,3%)	11,0%	7,5%
TRM Promedio año	2.956	3.281	3.693	3.743	4.255
TRM Fin de año	3.250	3.277	3.433	3.981	4.810
TRM Devaluación	8,9%	0,8%	4,7%	16,0%	20,8%
Inflación (variación IPC anual)	3,2%	3,8%	1,6%	5,6%	13,1%
Variación IPP anual	2,3%	6,1%	(0,9%)	26,6%	21,8%
DTF Promedio año	4,7%	4,5%	3,4%	2,1%	8,5%
DTF Fin de año	4,5%	4,5%	1,9%	3,1%	13,4%
Total deuda externa - US\$MM	132.223	138.683	154.605	171.339	184.118
Salario mínimo legal - (\$/mes)	781.242	828.116	877.802	908.526	1.000.000
Tasa de desempleo	9,7%	10,5%	15,9%	13,7%	11,2%
Riesgo país: EMBI+ (fin de año)	231	161	209	352	369

Fuente: Banco de la República, DANE, Mincomercio, Mintrabajo, www.ambito.com.

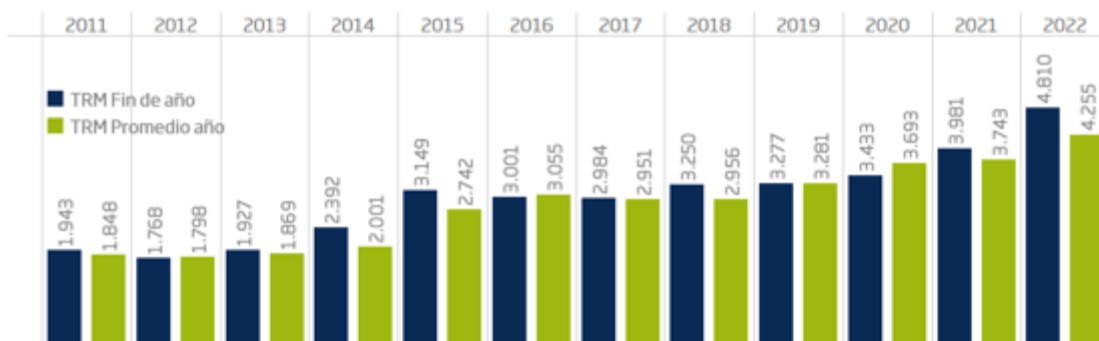
INDICADORES ECONÓMICOS



Fuente: Banco de la República, DANE.

Después del rebote de 11 % del PIB en 2021, que compensó la contracción de 7,3 % en 2020 por el Covid-19, durante 2022 este indicador creció sólidamente a una tasa de 7,5 %. Sin embargo, para muchos analistas, la economía del país se sobrecalentó con la actividad al operar por encima de su potencial, una inflación acelerada que alcanzó 13,1 % a fin de año, explicada por la fuerte demanda interna, por las pérdidas de cultivos por recias lluvias y por la depreciación del peso.

TRM - \$/US\$



Fuente: Banco de la República, DANE.

PROYECCIONES PIB

Analistas	Fecha de actualización	2023	2024
Asobancaria	ene-23	1,5%	ND
Banco de la República	abr-22	1,0%	1,0%
Banco Mundial	abr-23	1,1%	2,8%
Bancolombia	abr-23	0,6%	1,6%
BBVA Research	mar-23	0,7%	1,8%
Cepal	abr-23	1,2%	ND
Corficolombiana	may-23	1,6%	2,7%
Credicorp Capital	mar-23	1,0%	2,4%
Fitch	dic-22	1,9%	ND
FMI	mar-23	1,1%	2,1%
JP Morgan	mar-23	1,0%	1,9%
OCDE	jun-23	1,5%	1,8%
Promedio		1,2%	2,0%

Fuente: Banco de la República, Grupo Bancolombia, La República, OCDE, www.semana.com, portafolio.co.

PROYECCIONES CIFRAS MACROECONÓMICAS

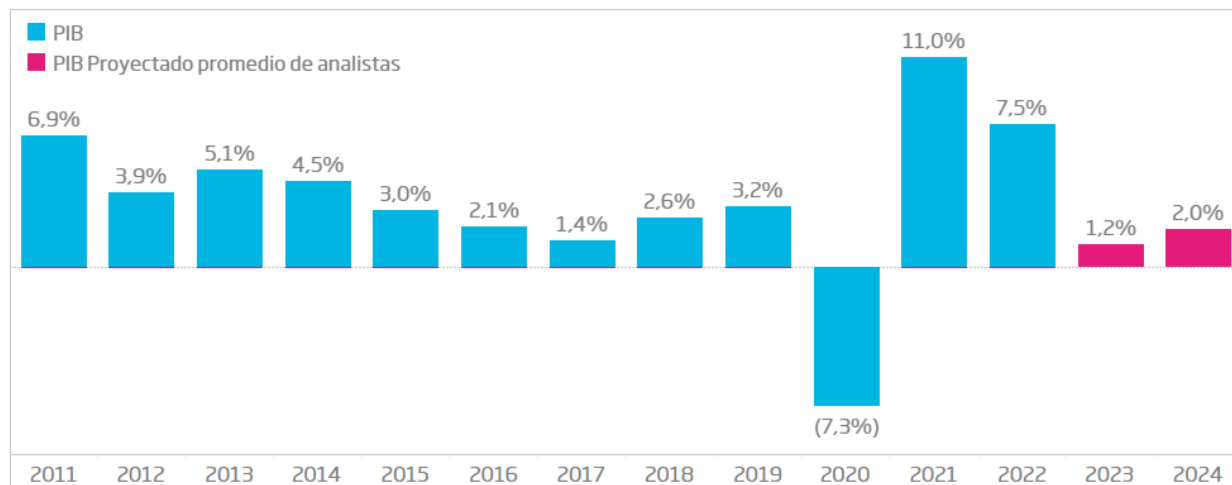
Analistas	Inflación		TRM \$/US\$	
	2023	2024	2023	2024
Banco	8,9%	4,8%	4.274	4.251
Sociedades comisionistas de bolsa	8,6%	5,2%	4.181	4.145
Corporaciones, fondos de pensiones y otros	9,3%	5,3%	4.258	4.111
Promedio	9,0%	5,1%	4.250	4.169

Fuente: Banco de la República (encuesta mensual de expectativas económicas marzo 2023).

Colombia pasaría de ser el que más creció entre los países de la OCDE el año pasado al grupo de las economías que menos repuntaron al cierre de 2023. Esto concluye el Banco Mundial en su actualización de proyecciones, en las que redujo su estimación de crecimiento desde 1,3 % (cifra esperada en enero de 2023) hasta 1,1 % (con su informe de abril de 2023).

Los analistas económicos mantienen sus expectativas en una inflación que se mantendría por encima de dos dígitos durante casi todo 2023, y que cerraría el año en 9,0 %, con riesgos al alza por la muy probable llegada del fenómeno de El Niño en el segundo semestre, que se pronostica de los más fuertes de este siglo.

PRODUCTO INTERNO BRUTO - %



Fuente: Histórico DANE, proyectado promedio de analistas locales y extranjeros.

Cifras del sector

Matriz energética y emisiones de CO₂

CONSUMO ENERGÉTICO - Mtep

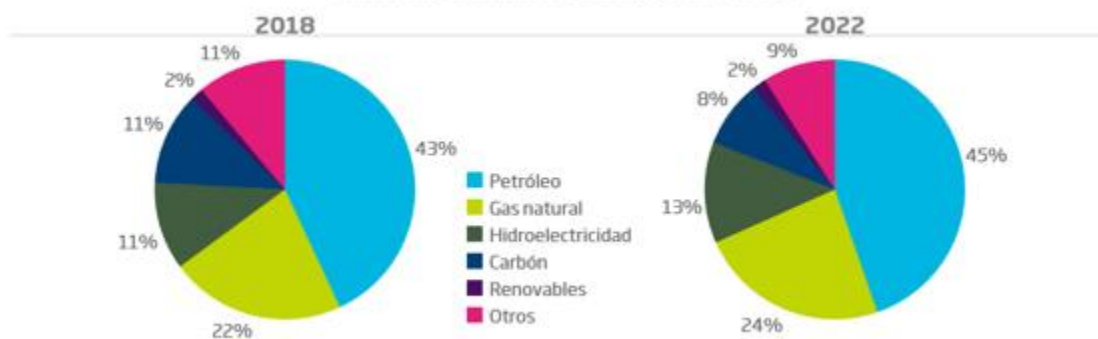
Fuentes de energía	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Petróleo	20	20	17	20	22	3%	12%
Gas natural	10	10	11	11	12	4%	12%
Hidroelectricidad	5	6	5	6	6	5%	5%
Carbón	5	6	6	5	4	(6%)	(9%)
Renovables	1	1	1	1	1	(3%)	0%
Otros	5	5	5	5	5	2%	0%
Total	47	48	45	47	50	2%	8%

Fuente: Años 2018 a 2021, tomado del BECO- UPME. El año 2022, con crecimientos de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023 y el crecimiento de gas natural en Colombia.

El consumo energético en Colombia durante 2022 continuó con su tendencia de crecimiento iniciada el año anterior, superó niveles de prepandemia y alcanzó un máximo histórico para nuestro país 50 Mtep.

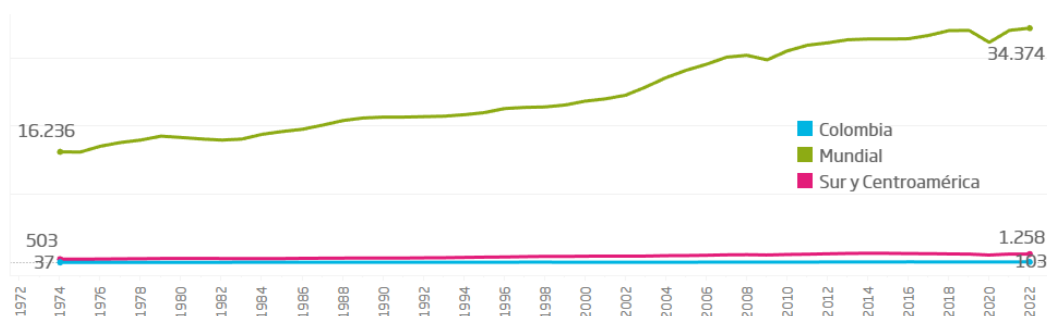
En cuanto a la canasta energética nacional a cierre de 2022, se observa que entre el carbón y otras fuentes de energía perdieron 5 p.p. de participación con respecto a 2018, espacios adquiridos por petróleo, gas e hidroelectricidad.

CANASTA ENERGÉTICA EN COLOMBIA



Fuente: BECO, Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

EMISIONES DE CO₂ DE ENERGÍA - Mt



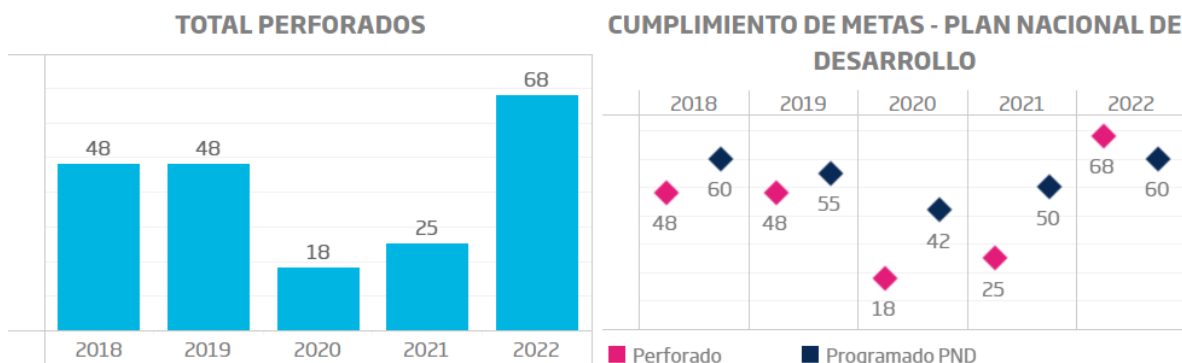
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023.

Nota: Las emisiones del cuadro reflejan solo aquellas generadas a través del consumo de petróleo, gas y carbón para actividades relacionadas con la combustión. Estos datos no son comparables con los datos oficiales de emisiones nacionales.

Exploración y reservas

Exploración

POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS

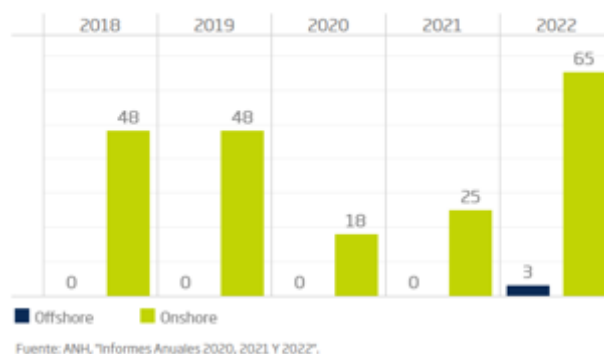


En el país se redujo significativamente el nivel de actividad exploratoria de hidrocarburos durante el bienio 2020-2021 como consecuencia, principalmente, de la llegada de la pandemia y de las crisis en el sector por la caída de los precios. Sin embargo, la cifra de 68 pozos exploratorios perforados en 2022, la más alta del lustro, sobrepasó las proyecciones del PND para este rubro, que eran de 60.

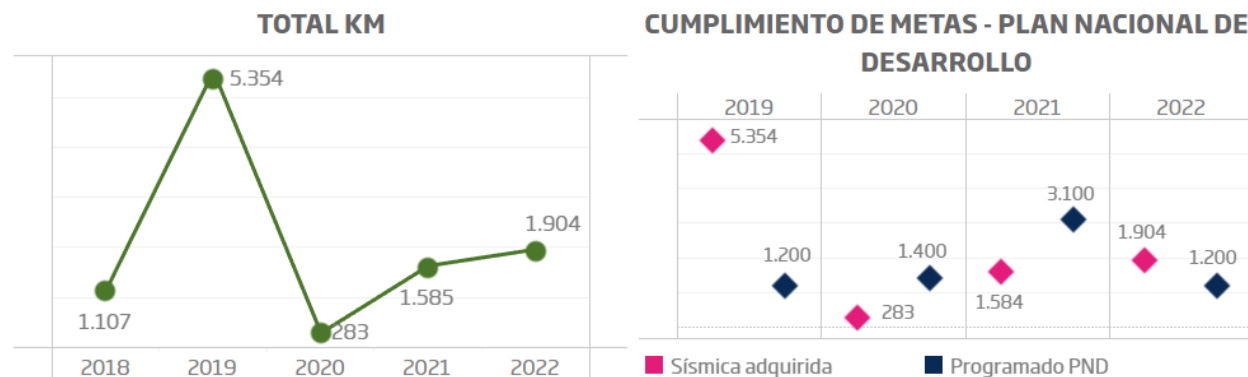
cadena del gas, no se prevé que se logre superar esta cifra.

En 2023, dada la incertidumbre generada desde el Gobierno Nacional para con este eslabón de la

POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS



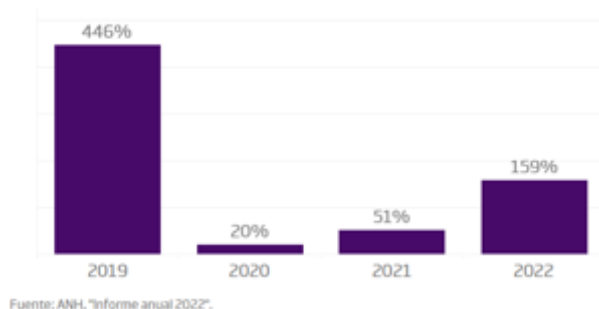
ADQUISICIÓN DE KM DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTES



Gas natural en Colombia

En el mismo sentido de los pozos exploratorios, la adquisición de sísmica durante 2022, 1.904 km, mejoró las cifras obtenidas en el bienio 2020-2021, aun cuando no se logró superar la actividad alcanzada en 2019, un año atípico en el lustro, dado que en ese año se efectuó una adquisición de sísmica *Offshore* por parte de Ecopetrol, con un registro de 3.200 km que, junto a los 2.154 km registrados en *Onshore*, permitió en ese año alcanzar 446 % de la meta establecida en el PND.

PORCENTAJE DE EJECUCIÓN DE SÍSMICA ADQUIRIDA VS PROGRAMADO DNP



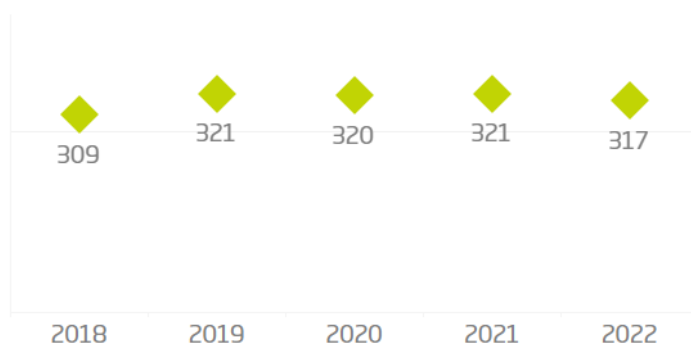
INVERSIÓN ASOCIADA ACTIVIDAD EXPLORATORIA - MILES DE US\$

	Adquisición sísmica	Pozos exploratorios	Total
2018	18.825	208.450	227.275
2019	50.382	119.363	169.745
2020	0	53.150	53.150
2021	31.725	112.996	144.720
2022	29.939	512.156	542.095
Total	130.871	1.006.114	1.136.985

Fuente: ANH, "Informes Anuales 2020, 2021 Y 2022".

La actividad exploratoria antes descrita, entre 2018 y 2022, representó inversiones en desarrollo de los contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos y de Evaluación Técnica, las cuales ascendieron a US\$ 1.137 MM. La inversión en pozos exploratorios en 2022 fue de 45 % de este total.

CONTRATOS VIGENTES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS



Fuente: ANH, "Informes Anuales 2020, 2021 Y 2022".

De acuerdo con la ANH, de los 317 contratos vigentes a diciembre de 2022 en el país para la exploración y producción de petróleo y gas, 39 se encuentran suspendidos (38 de exploración y uno de producción).

Cuando se revisa la causal de suspensión de estos contratos se observa que 15 de ellos se encuentran actualmente frenados por conflictividad social y el resto por motivos de

orden público o por Planes de Ordenamiento Territorial (POT) municipales que impiden que haya proyectos de hidrocarburos.

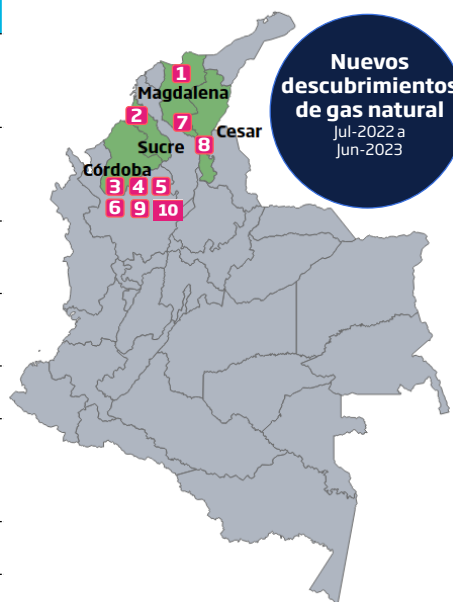
Nuevos descubrimientos

Mientras en Colombia arrancaba el debate sobre si firmar o no nuevos contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, desde julio de 2022 a junio de 2023 se anunciaron 10 descubrimientos de gas natural con los que se demuestra el potencial gasífero del país. Estos hallazgos le permitirían al país aumentar sustancialmente sus 7,2 años de

reservas, y, de paso, asegurar aún más su autoabastecimiento y, por ende, su soberanía energética. En su gran mayoría, estos descubrimientos derivan de convenios que se firmaron en las rondas petroleras de 2010 y 2012.

Descubrimientos	Fecha	Departamento	Empresas
1. Uchuva 1	Jul-2022	Mar Caribe, frente a las costas de Magdalena	Ecopetrol  Petrobras 
2. Gorgon 2	Ago-2022	Mar Caribe, frente a las costas de Sucre	Ecopetrol  Shell 
3. Claxon 1	Oct-2022	Córdoba	Canacol Energy 
4. Coralino	Oct-2022	Córdoba	Hocol (Filial Ecopetrol) 
5. Brujo 1	Oct-2022	Córdoba	NG Energy 
6. Saxofón 1	Ene-2023	Córdoba	Canacol Energy 
7. Dividivi	Ene-2023	Magdalena	
8. Chimela	Ene-2023	Cesar	
9. Arrecife Norte 1	Mar-2023	Córdoba	Hocol (Filial Ecopetrol) 
10. Lulo 1 y 2	May - jun 2023	Córdoba	Canacol Energy 

Fuente: Elaborado por Promigas con base en información de empresas productoras.



Mar Caribe (*offshore*)

Los dos primeros, y más importantes, descubrimientos de gas natural fueron notificados por Ecopetrol entre el 29 de julio y el 10 de agosto de 2022:

Pozo Uchuva 1 (bloque Tayrona), frente a las costas del departamento del Magdalena, desarrollado entre Ecopetrol y Petrobras. Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol hasta el 31 de marzo de 2023, se refirió a este pozo así:

“Es el mayor descubrimiento desde el pozo Cusiana (Casanare), hace más de tres décadas. Y es significativo porque ratifica la importancia del Caribe como una de las principales fuentes de gas para el país. Es clave abrir esta nueva frontera en una zona cercana a Chuchupa-Ballenas, campos de gas que han marcado la historia de las operaciones *offshore*”.

Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/con-8-descubrimientos-el-pais-demuestra-su-potencial-gasifero-dd18933202>>.



Fuente: Ecopetrol.

Pozo Gorgon 2 (bloque Purple Angel), frente a las costas del departamento de Sucre, desarrollado entre Ecopetrol y Shell. Con este pozo se confirmó la extensión de Gorgon 1 (2017) y se ratifica la provincia gasífera *offshore* en Colombia, con Kronos (2015) y Purple Angel (2017).

Departamentos de Sucre y Córdoba

Estos departamentos, cuyas extensiones en su mayor parte se ubican en el VIM, se ratificaron en el último año como provincias gasíferas debido a los descubrimientos de Claxon 1, Saxofón 1 y Lulo 1 y 2, por parte de Canacol, Coralino 1 y Arrecife Norte 1 de Hocol, filial dedicada al negocio de gas del Grupo Ecopetrol, y el pozo Brujo 1 en el bloque Sinú 9 de la empresa NG Energy. Con respecto a este último, Serafino Iacono, director ejecutivo de NGE, comentó:

“Estamos entusiasmados con el potencial de estos resultados. Esto permitirá a la compañía redefinir las expectativas de la capacidad para determinar su prospectividad”.

Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/con-8-descubrimientos-el-pais-demuestra-su-potencial-gasifero-dd18933202>>.

Departamentos de Magdalena y Cesar

A mediados de enero de 2023, la canadiense Canacol anunció dos nuevos descubrimientos en estos departamentos. El primero fue el pozo Dividivi, localizado en el municipio de San Sebastián de Buenavista, Magdalena. Allí se encontró una columna de gas bruta de 89

pies dentro de los reservorios primarios de arenisca Ciénaga de Oro (CDO) y de piedra caliza Cicuco. Canacol seguirá con una prueba de flujo del pozo con el fin de formular un plan de desarrollo comercial para el descubrimiento.

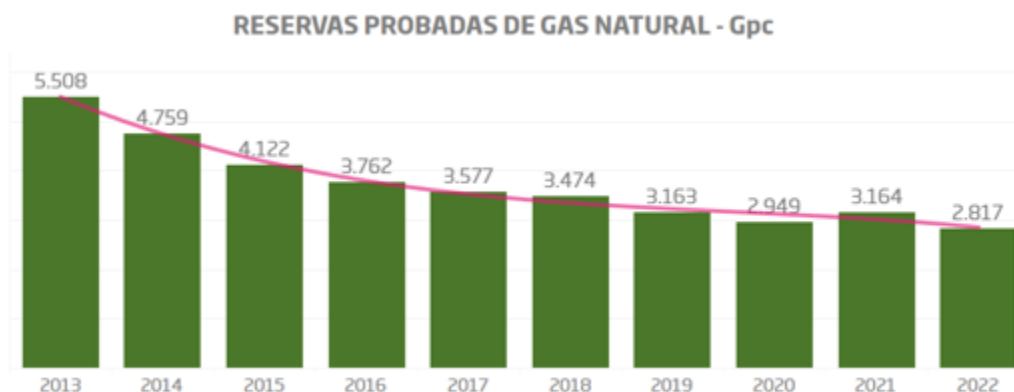
Un segundo hallazgo se dio con el pozo de exploración Chimela, ubicado en San Martín, Cesar, donde se encontraron múltiples zonas contenedoras de petróleo y gas dentro de los reservorios primarios de arenisca Lisama Superior y Lisama Basal.

Charle Gamba, presidente de Canacol, destacó, con respecto a estos descubrimientos y el de Saxofón, que:

“Los tres descubrimientos resaltan el enorme potencial de nuevas reservas de gas convencionales que Colombia tiene costa adentro. Dividivi y Chimela son los primeros pozos de exploración que hemos perforado en regiones distintas a aquellas en que actualmente tenemos nuestras operaciones (Córdoba y Sucre), lo que demuestra el gran potencial de gas que también tenemos en nuevas áreas exploratorias”.

Fuente: <<https://www.eltiempo.com/economia/empresas/gas-natural-canacol-energy-anuncia-tres-nuevos-hallazgos-en-el-pais-736016>>.

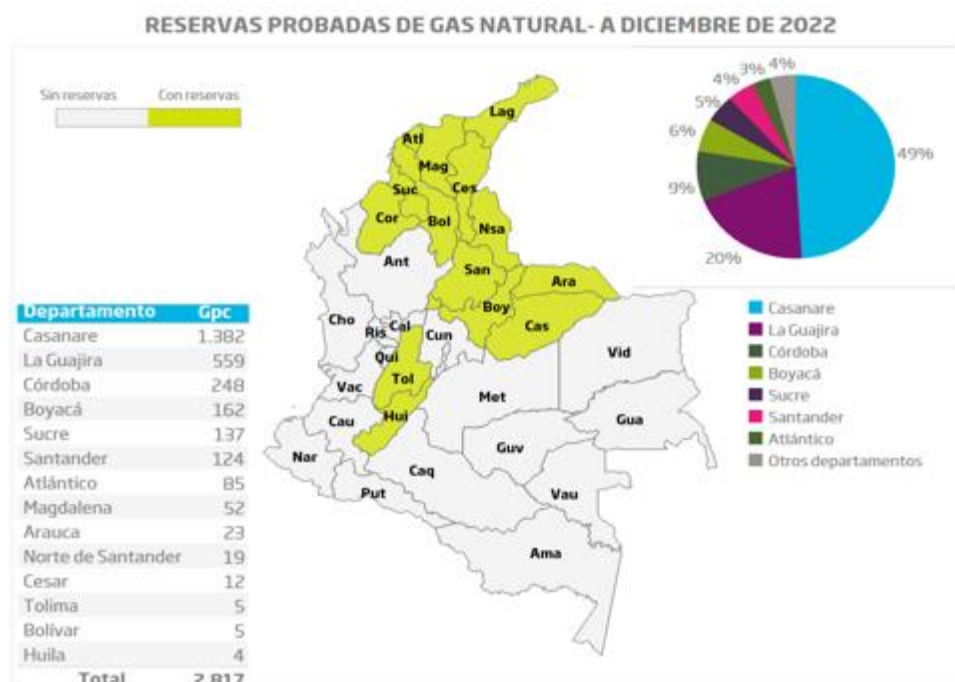
Reservas



Fuente: año 2013 y 2014 tomado del Balance de Reservas de Petróleo y Gas Natural país 2019, ANH. Del año 2015 a 2022 tomado del Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos, ANH, mayo 2023.

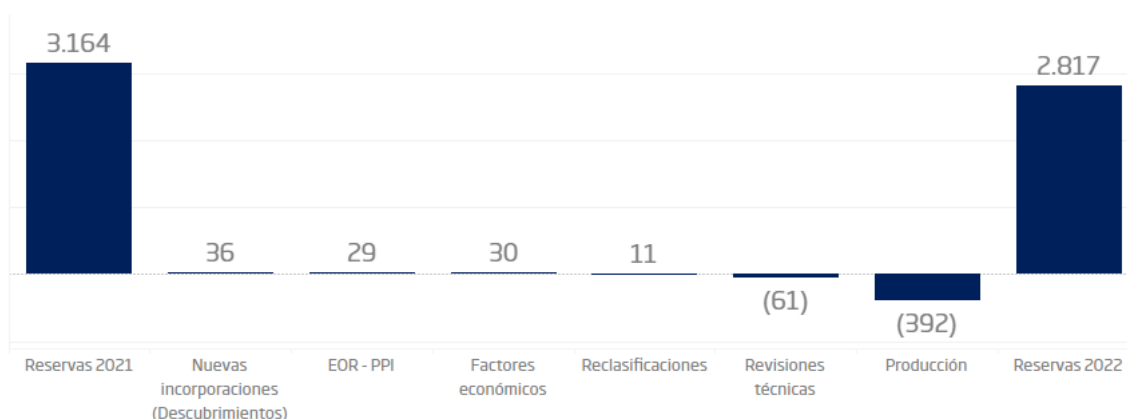
En la última década, las reservas probadas de gas natural de nuestro país presentaron una disminución de 49 %. Cuando se compara la cifra de reservas a diciembre 31 de 2022, que publicó a finales de mayo de 2023 la ANH en su “Informe

de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos del país”, con respecto al año anterior se observa una reducción de 350 Gpc, lo que en términos porcentuales representa una disminución de 11 %.



Fuente: ANH, “Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos”, mayo 2023.

INCORPORACIÓN ANUAL DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL- Gpc

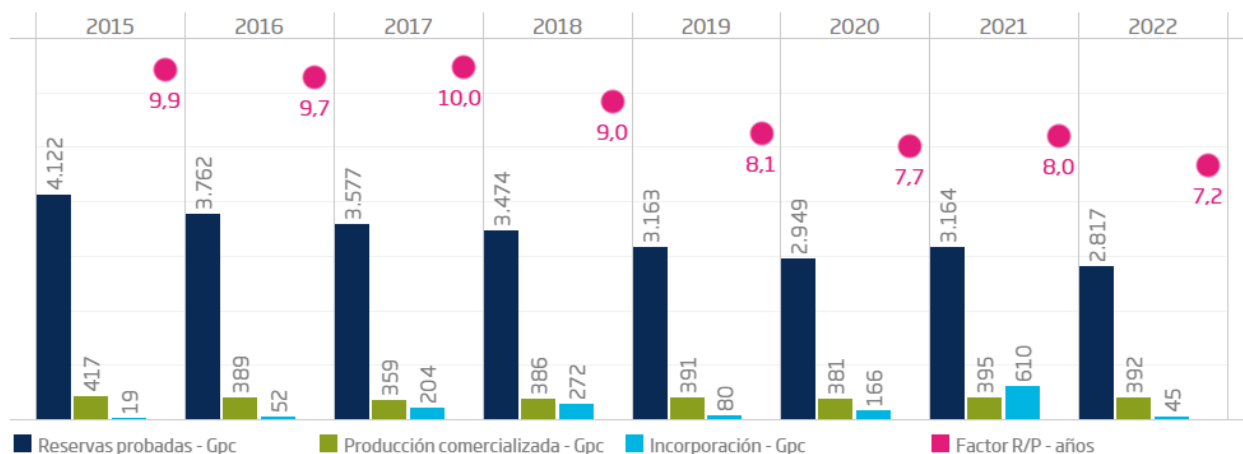


Fuente: ANH, "Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos", mayo 2023.
 EOR - PPI (Recobro Mejorado - Proyectos de Producción Incremental).

En el transcurso del último año, los rubros que permitieron matizar la caída de las reservas probadas de gas natural en el país fueron las incorporaciones, por nuevos hallazgos; mejor eficiencia en el recobro mejorado, por factores económicos, y las producidas por

reclasificaciones. Estas cuatro sumaron 106 Gpc. En contraste, el rubro de revisiones técnicas castigó el volumen de reservas probadas en 61 Gpc, para un neto positivo por incorporación en 2022 de 45 Gpc.

FACTOR R/P

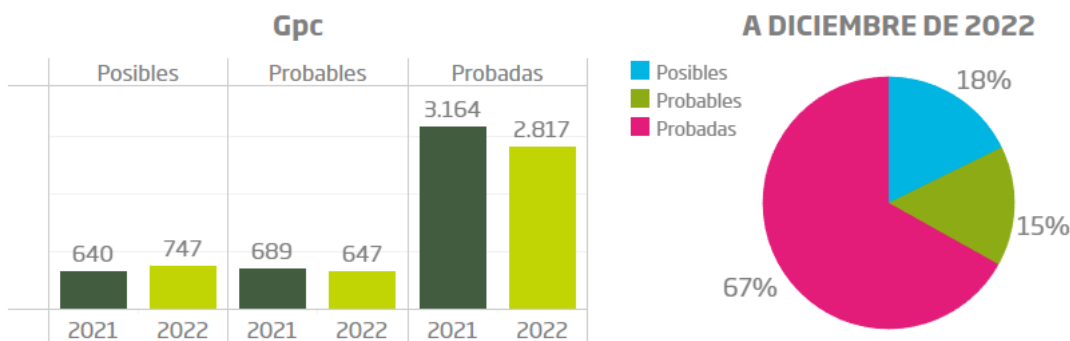


Fuente: ANH, "Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos", mayo 2023.

El factor R/P de las reservas probadas de gas natural del país a diciembre de 2022, visto como los años que durarían dichas reservas de mantenerse el mismo nivel de producción comercializada de este último año, solo asciende

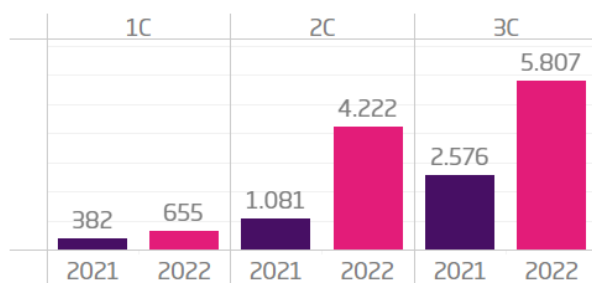
a 7,2 años. Este factor es el más bajo en los últimos 17 años, cuando se inició la trazabilidad de estas reservas, con la salida de Ecopetrol a la Bolsa.

RESERVAS TOTALES DE GAS NATURAL



Fuente: ANH, "Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos", mayo 2023.

RECURSOS CONTINGENTES - Gpc



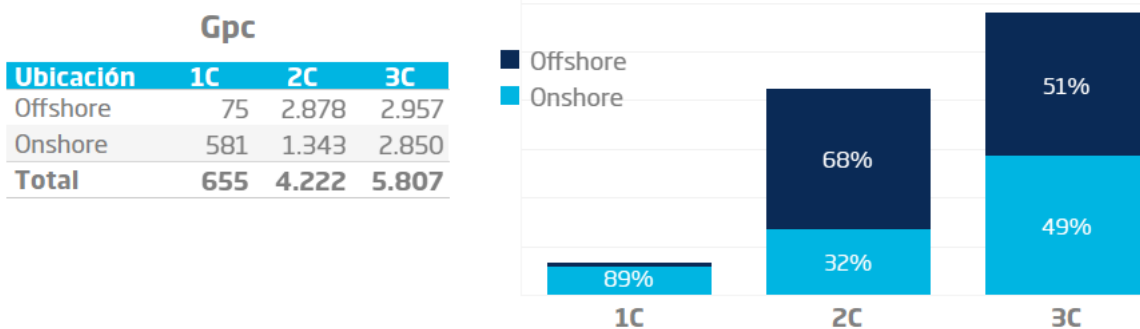
Fuente: ANH, "Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos", mayo 2023.

Se entiende por recursos contingentes de gas natural aquellas cantidades estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables

de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias. Las 1C: estimaciones bajas, las 2C: las mejores estimaciones y las 3C: las más altas.

Si se puede destacar algo de las cifras expuestas por la ANH en su informe de reservas y recursos de hidrocarburos de 2022 es el comportamiento de los recursos contingentes, particularmente, de las 3C. Estos duplicaron su volumen en este último año al alcanzar 5.807 Gpc, los cuales corresponden a recursos ubicados en la cuenca del Sinú y en La Guajira *offshore*.

RECURSOS CONTINGENTES DE GAS NATURAL - 2022



Fuente: ANH, "Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos", mayo 2023.

Producción y suministro

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL - Gpc

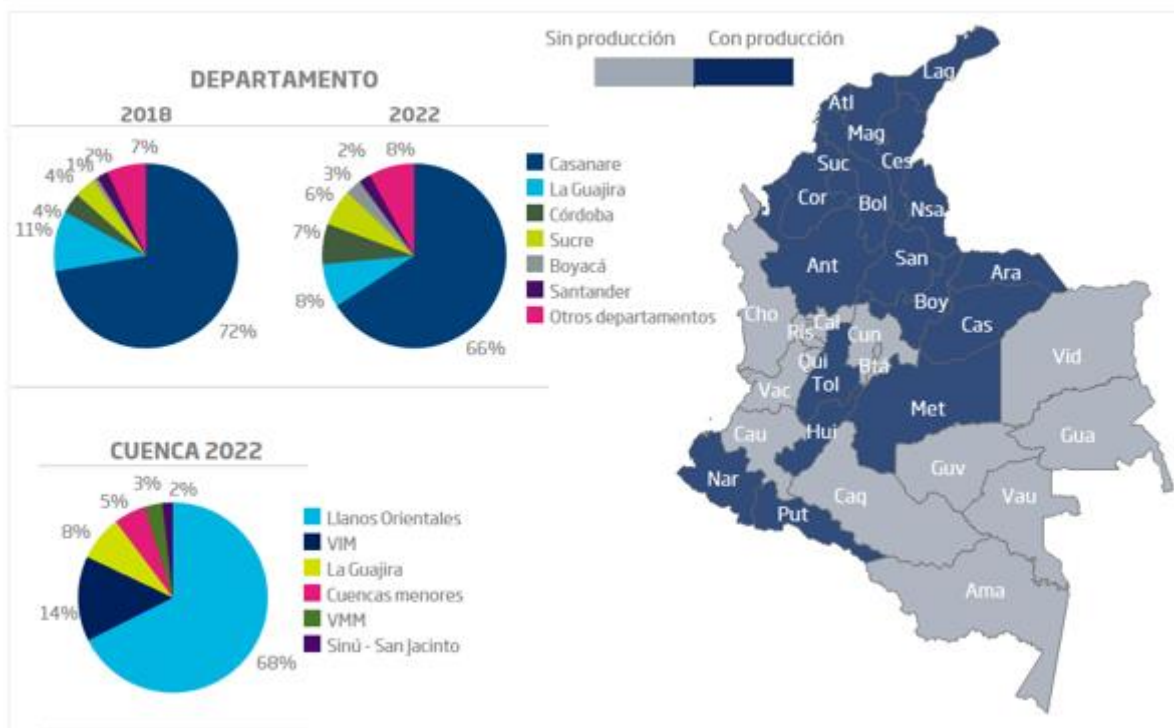
Cuenca	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Llanos Orientales	603	577	513	476	414	(9%)	(13%)
VIM	66	76	83	87	89	8%	2%
La Guajira	87	68	49	48	47	(14%)	(2%)
VMM	37	35	32	28	19	(16%)	(34%)
Sinú - San Jacinto	3	6	9	10	11	37%	8%
Cuencas menores	26	25	19	18	33	7%	81%
Total	822	787	705	668	612	(7%)	(8%)

Fuente: ANH.

La producción fiscalizada de gas natural incluye el gas *lift* (gas reinyectado para mejorar producción de petróleo); el gas quemado consumido en campo; el enviado a la planta, y el gas entregado a gasoductos, a diferencia del suministro que hace referencia solo al gas entregado a gasoductos para su correspondiente consumo sectorial.

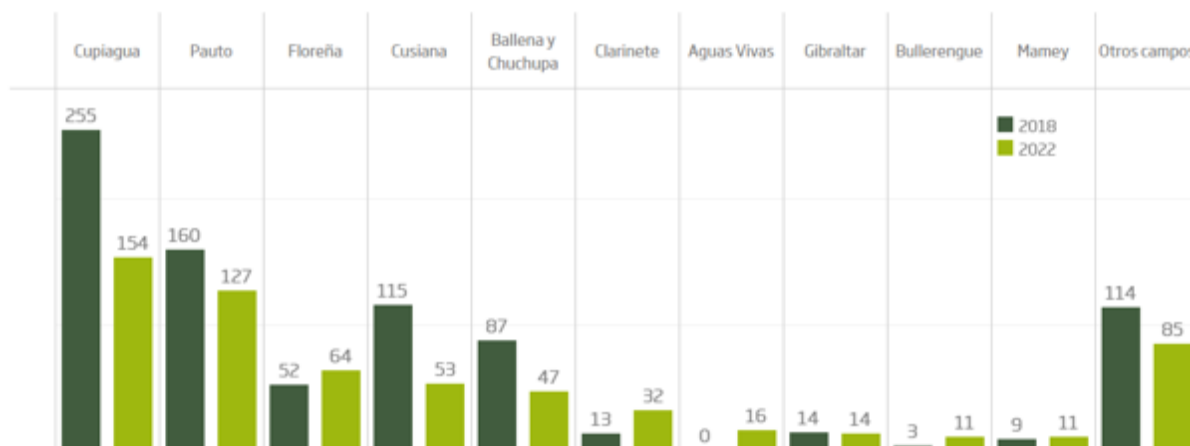
En el último lustro, se presentó una disminución en la producción fiscalizada del país de 210 Gpc, 90 % de este monto sustentado en la disminución de 189 Gpc en los Llanos Orientales, como consecuencia de los menores volúmenes utilizados de gas *lift*, producto de la declinación en la producción de petróleo en los grandes campos de esta cuenca.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL



Fuente: ANH.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL POR CAMPO - Gpc

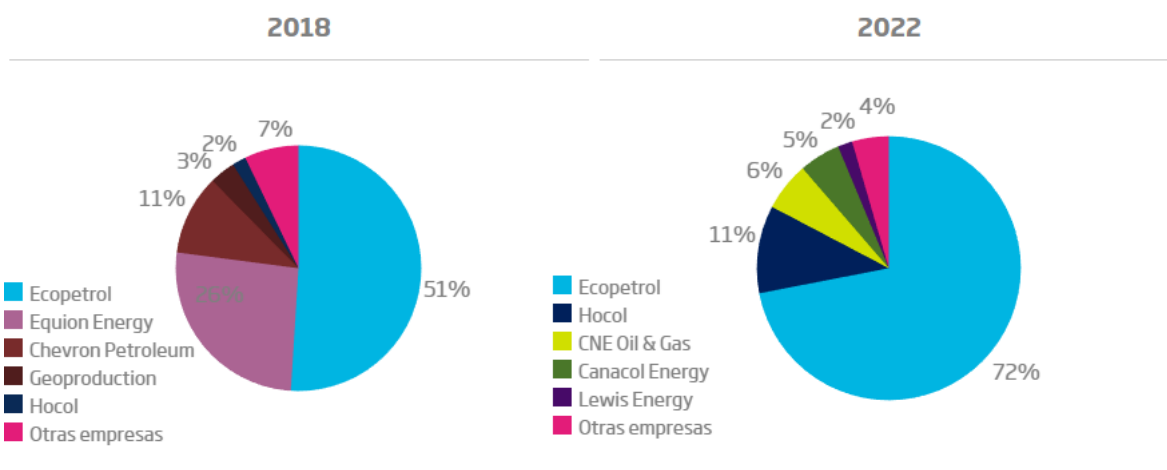


Fuente: ANH.

La producción fiscalizada de los tres grandes campos de los Llanos Orientales (Cupiagua, Pauto y Cusiana) presentó fuertes disminuciones entre 2018 y 2022 por las razones ya expuestas. En esta cuenca, solo el campo Floreña observó un interesante crecimiento.

Otros campos con un buen desempeño en este último lustro son Clarinete y Aguas Vivas, en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM), y el campo Bullerengue, en la cuenca Sinú-San Jacinto, más exactamente en el departamento del Atlántico.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL POR OPERADORA



Fuente: ANH.

En el transcurso del quinquenio 2018-2022, dos operadoras, Equion Energy y Chevron Petroleum, cedieron sus participaciones en contratos de explotación de gas en nuestro país a las empresas nacionales Ecopetrol y Hocol,

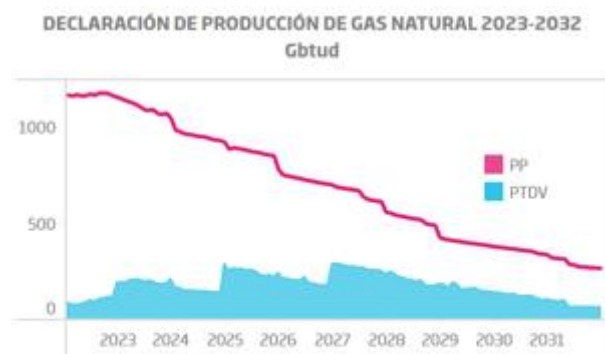
respectivamente. La primera por vencimiento del contrato de los campos Pauto y Floreña (febrero de 2020) y la segunda en una adquisición de participación (mayo de 2020).

Declaratoria de producción 2023-2032

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (PP) DECLARADA - Gbtud - PROMEDIO MES

Versión declaratoria	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
2022	1.182	1.159	1.054	943	864	680	561	449	372	318	
2023	1.252	1.170	1.099	954	867	726	646	515	400	360	289

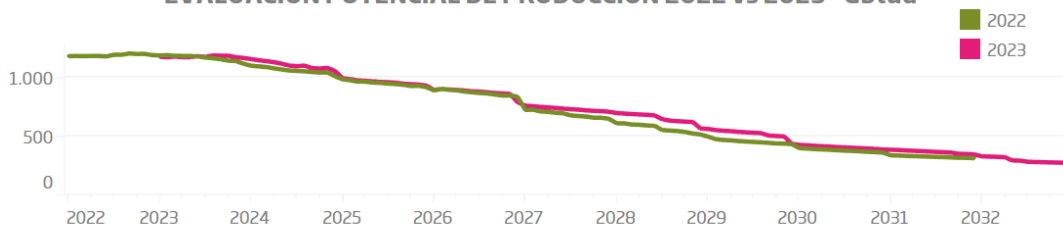
Fuente: Resolución MinMinas 00841 de 2022 y 00478 de 2023. documento Soporte Declaración de Producción de Gas Natural, BMC 2023.
 Nota: La cifra de la declaratoria de 2022 (1.252 Gbtud), en la versión declaratoria 2023 corresponde al suministro histórico de gas natural.



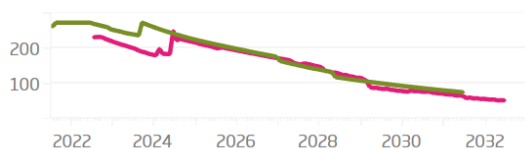
Fuente: Resolución MinMinas 00478 de 2023. Documento Soporte Declaración de Producción de Gas Natural, BMC 2023.
 PTDV: Producción Total Disponible para la Venta.

Potencial de Producción (PP): Es el pronóstico de las cantidades de gas, medidas en Gbtud, que pueden ser producidas al día en promedio mes en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender la demanda, descontando el gas requerido para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las reservas de gas, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima eficiente de recobro, y se basa en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.

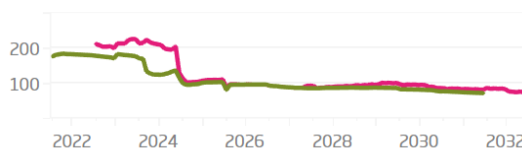
EVALUACIÓN POTENCIAL DE PRODUCCIÓN 2022 vs 2023 - Gbtud



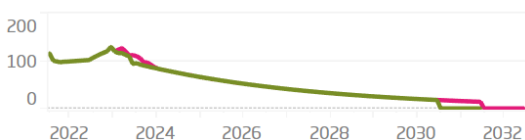
CUPIAGUA



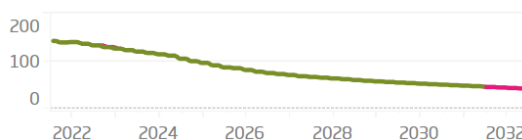
PAUTO



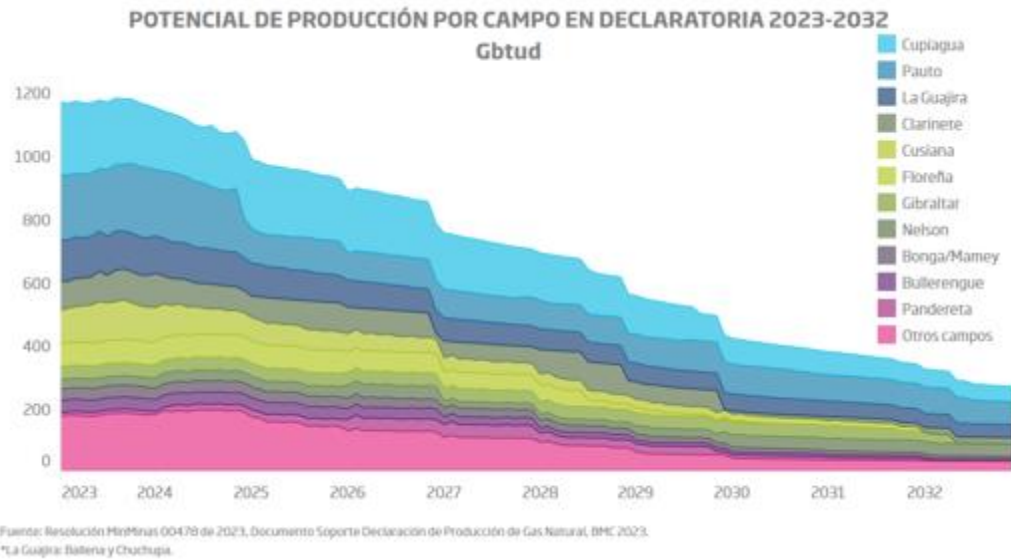
CUSIANA



LA GUAJIRA



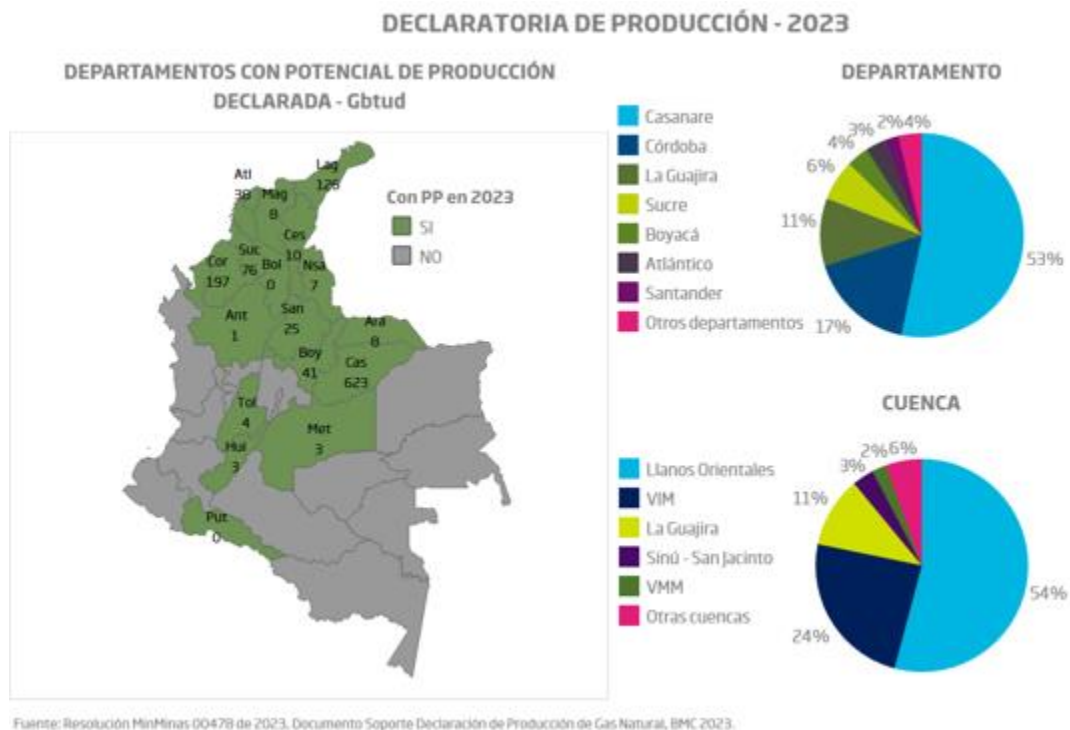
Fuente: Resolución MinMinas 00478 de 2023, Documento Soporte Declaración de Producción de Gas Natural, BMC 2023.



La Información de esta declaratoria (2023-2032) consta de 251 campos productores de gas por parte de 29 productores y un comercializador de gas natural importado (GNI). Las cifras declaradas por este último, 50 y 550 Gbtud para 2023 y 2024, respectivamente, no hacen parte del PP de esta declaratoria, sino de

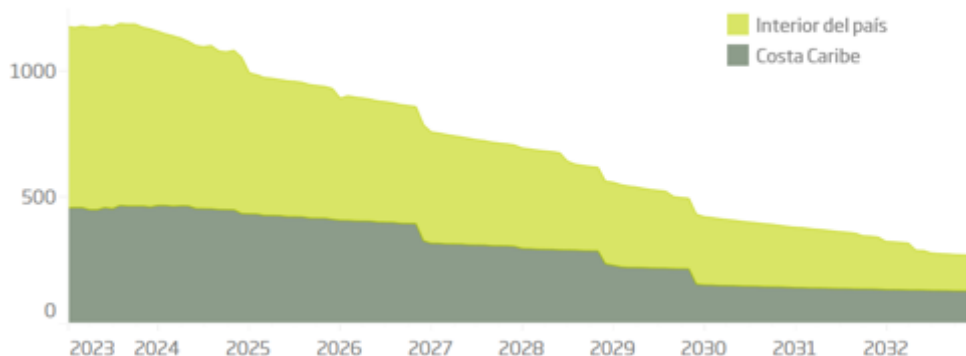
la Cantidad a Importar Disponible para la Venta (CIDV), proveniente de la Planta de Regasificación de Cartagena (SPEC LNG).

La tasa promedio anual de reducción del potencial de producción nacional es de 12 % hasta 2026 y de 18 % en adelante hasta 2032.



POTENCIAL DE PRODUCCIÓN POR REGIÓN EN DECLARATORIA 2023-2032

Gbtud



Fuente: Resolución MinMinas 00478 de 2023, Documento Soporte Declaración de Producción de Gas Natural, BMC 2023.

DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN 2023-2032

AÑO DE GAS 2023 - Gbtud - promedio mes

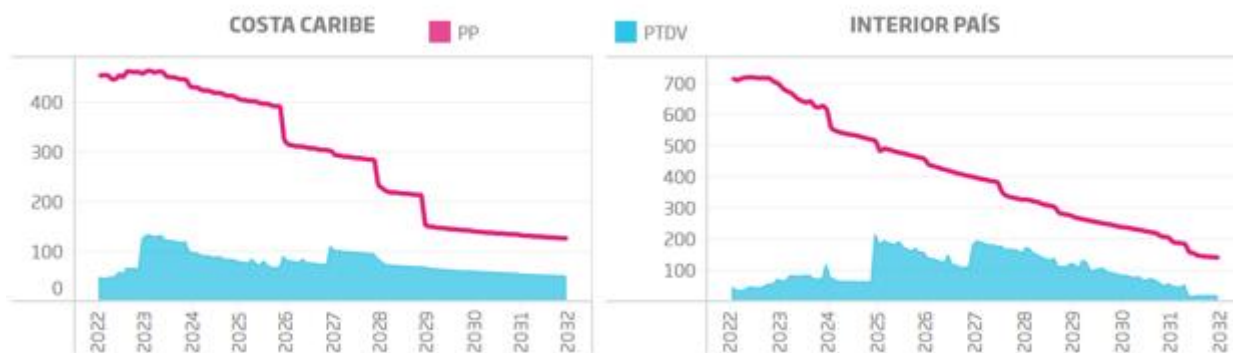
Zona	Campos	PP	PTDV	%PTDV/PP
Interior del país	Cupiagua	216	2	1%
	Pauto	209	8	4%
	Cusiana	117	2	1%
	Floreña	73	7	9%
	Gibraltar	41	0	1%
	Otros campos	59	25	43%
Total		714	44	6%
Costa Caribe	La Guajira	126	24	19%
	Clarinete	93	4	4%
	Bullerengue	38	7	18%
	Bonga/Mamey	37	2	4%
	Nelson	30	1	4%
	Pandereta	13	0	0%
	Otros campos	119	23	20%
Total		456	60	13%
Total general		1.170	104	9%

Fuente: Cálculos de Promigas con información de la Resolución MinMinas 00478 de 2023 y documento Soporte Declaración de Producción de Gas Natural, BMC 2023.

En los cuatro grandes campos del piedemonte llanero, Cupiagua, Cusiana, Pauto y Floreña, se encuentran representados 615 Gbtud (53 %) del potencial de producción nacional declarado para 2023; sin embargo, de estos solo se encuentran disponibles para la venta 19 Gbtud.

Los otros campos, 215 en el Interior del país y 23 en la Costa Caribe, en términos de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) para el año de gas 2023, representan 46 % de la cifra declarada para dicho año.

DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN 2023-2032 POR ZONAS - Gbtud



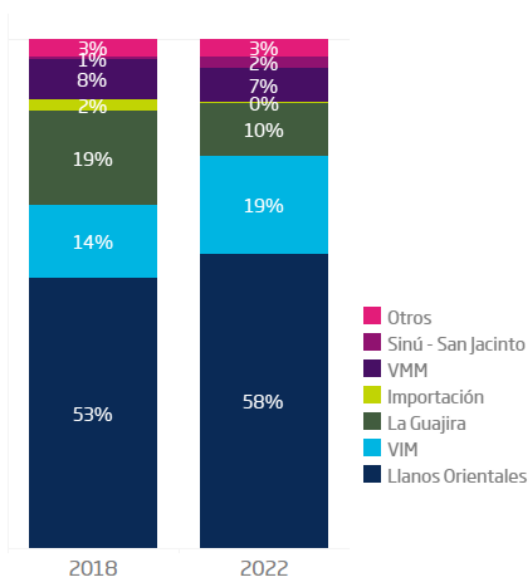
Fuente: Resolución MinMinas 00478 de 2023, Documento Soporte Declaración de Producción de Gas Natural, BMC 2023.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL - Mpcd

Cuenca	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Llanos Orientales	677	726	743	754	725	2%	(4%)
VIM	180	207	227	237	241	7%	2%
La Guajira	238	186	134	132	129	(14%)	(2%)
VMM	99	80	81	72	83	(4%)	15%
Sinú - San Jacinto	9	17	23	28	30	37%	9%
Importación	28	16	36	5	3	(42%)	(38%)
Otros	42	52	44	41	42	0%	2%
Total	1.272	1.285	1.288	1.268	1.252	0%	(1%)

Fuente: ANH.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL



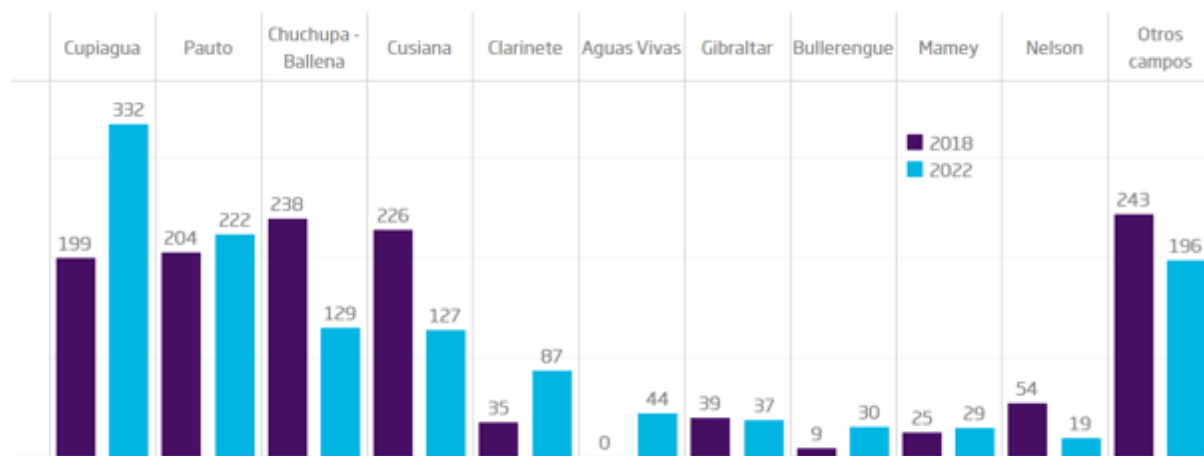
Fuente: ANH.

En el periodo en estudio, ante la continua declinación de los campos de La Guajira y el mayor suministro entregado en el VIM, esta última cuenca, con una participación a 2022 de 19 % del suministro de gas, se consolidó como la segunda en importancia después de los Llanos.

Dada la ausencia en los últimos dos años de fenómenos de El Niño, las necesidades de importar GNL a través de la planta de regasificación de SPEC LNG han sido mínimas.

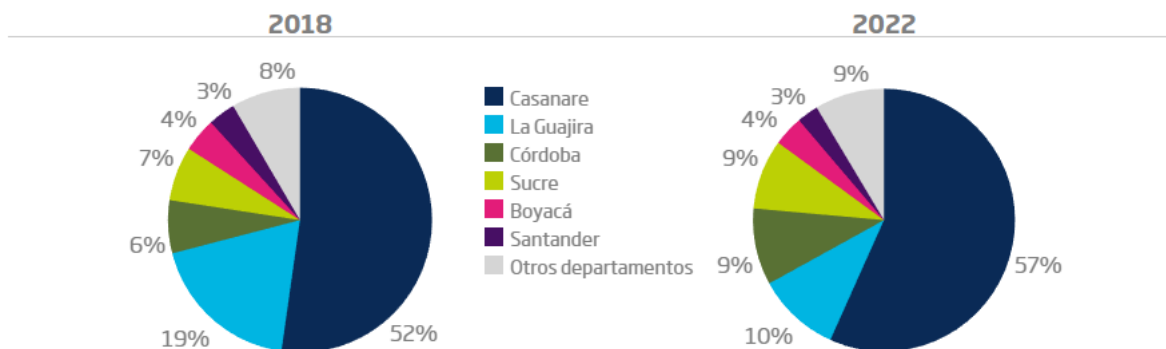
El campo Cupiagua, 12 años después de haber revertido a la nación (Ecopetrol) proveniente de la multinacional B. P., con una participación a 2022 de 27 % del suministro de gas natural del país, continúa siendo el campo de mayor importancia para el sector.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL - Mpcd



Fuente: ANH.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL

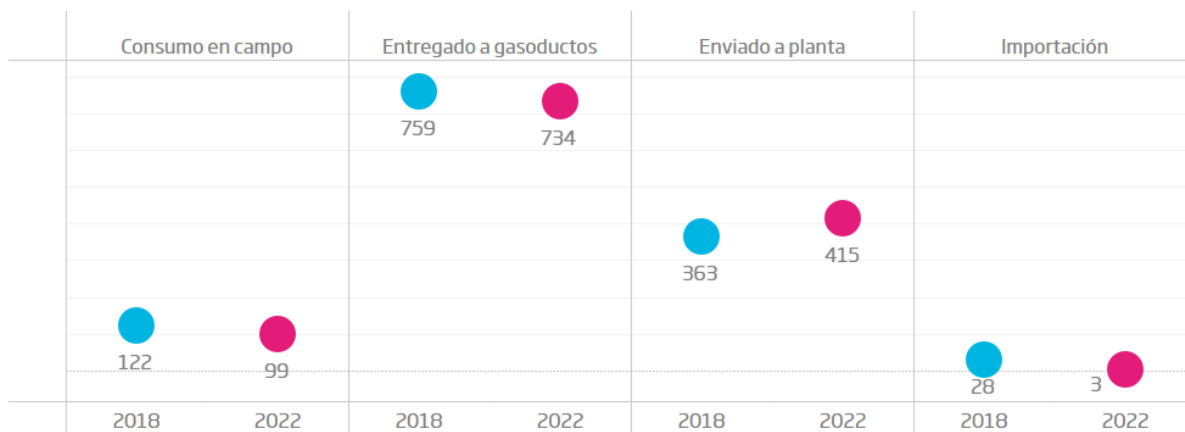


Fuente: ANH.

En el último lustro, el departamento de Casanare en el piedemonte llanero, contrario a lo sucedido con su participación en la producción fiscalizada, donde perdió seis puntos porcentuales en el suministro de gas natural, continuó ganando protagonismo, aumentó cinco puntos porcentuales y alcanzó 57 %.

Caso contrario sucede con el departamento de La Guajira, que perdió nueve puntos porcentuales en la participación del suministro de gas natural, con lo que a cierre de 2022 alcanzó 10 % del total, cifra que a comienzos de siglo llegó a estar por encima de 80 %.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL - Mpcd



Fuente: ANH.

Se observa en el quinquenio un incremento en los volúmenes de gas enviado a planta de 52 Mpcd, lo que es totalmente consistente con los incrementos de suministro de gas provenientes de la cuenca de los Llanos Orientales, ya que, por su naturaleza de gas asociado a petróleo, es

necesario que este gas pase primero por las plantas de tratamiento. Por otra parte, el consumo propio de gas natural en los campos disminuyó en 23 Mpcd, situación que puede ser atribuible a eficiencias energéticas en su operación.

El suministro a través de la terminal de importación y regasificación de SPEC LNG

Durante el último lustro, la infraestructura de regasificación de SPEC LNG brindó un total respaldo a la confiabilidad energética del país, pese a que en 2020 el país y el mundo entero sobrellevaban la pandemia del Covid-19, y fue el año en el que se alcanzó el mayor volumen de gas natural regasificado, esto es, 13.076 Mpc.

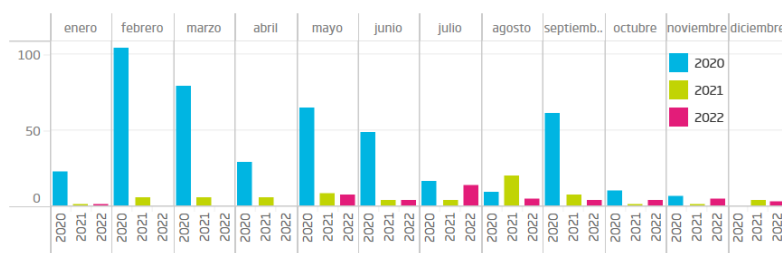
En 2022, se entregaron 1.131 Mpc al SNT durante 50 días no continuos. El volumen regasificado este año disminuyó 39 % respecto a 2021, debido a la baja de requerimientos de generación térmica en el país como resultado de altos niveles de aportes hídricos y embalses en este último año.

CIFRAS OPERATIVAS DE SPEC LNG

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Volumen regasificado (Mpc)	10.353	5.836	13.076	1.862	1.131	(43%)	(39%)
Días regasificados	232	148	210	53	50	(32%)	(6%)
Promedio regasificado (Mpcd)	45	39	62	35	23	(16%)	(35%)
Promedio año regasificado (Mpcd)	28	16	36	5	3	(42%)	(38%)

Fuente: SPEC LNG, "Informe anual 2022".

ENERGÍA MENSUAL INYECTADA AL SNT POR INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACIÓN DE SPEC LNG - Gbtud



Fuente: Boletines de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas 2022, SSPD.

En el último año, SPEC LNG ofreció una mayor flexibilidad en la entrega de gas a sus clientes en línea con sus necesidades, y logró disminuir el volumen mínimo de regasificación de 20 a 10 Mpcd, lo cual contribuyó a una mayor utilización de la infraestructura a través de operaciones de regasificación.

OPERACIÓN MARÍTIMA Y PORTUARIA DE SPEC LNG - 2022

Mes	País	Buque	GNL Descargado m ³
Enero	USA	Bilbao Knutsen	20.518
Junio	USA	Tristar Ruby	42.175
Octubre	USA	La Mancha Knutsen	27.081
Noviembre	USA	Transgas Force	45.811
Total			135.585

Fuente: SPEC LNG, "Informe anual 2022".

Al igual que lo acontecido durante el año anterior, en 2022 todo el GNL que se recibió en SPEC LNG provino de Estados Unidos, específicamente de las plantas de licuefacción ubicadas en el golfo de México. En total, se descargaron 135.585 m³ de GNL en cuatro buques metaneros.

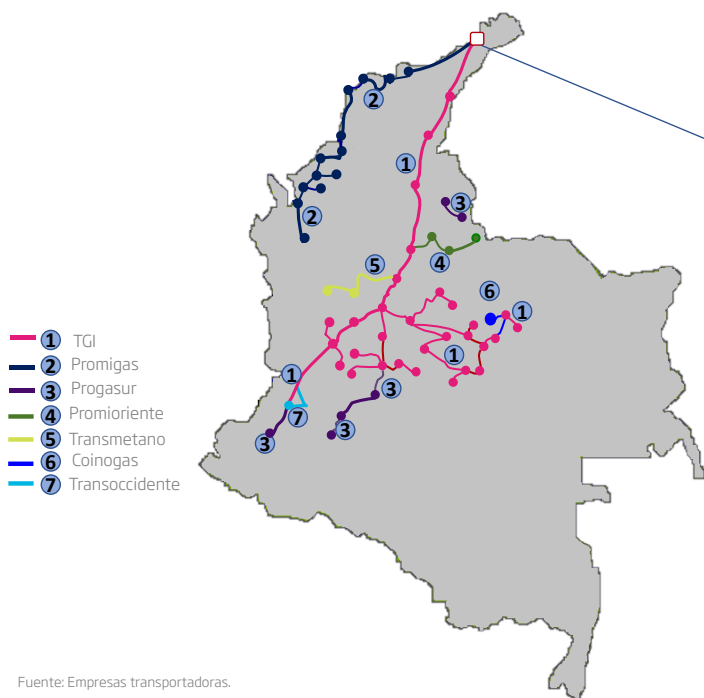
Transporte de gas por redes

RED DE GASODUCTOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - km

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
TGI	3.994	3.994	4.017	4.033	4.033	0%	0%
Promigas	2.561	2.688	2.756	2.752	2.753	2%	0%
Progasur	392	392	392	392	392	0%	0%
Promioriente	335	335	335	335	335	0%	0%
Transmetano	190	190	190	190	190	0%	0%
Coinogas	49	49	49	49	49	0%	0%
Transoccidente	11	11	11	11	11	0%	0%
Total	7.532	7.659	7.749	7.762	7.763	1%	0%

Fuente: Promigas y empresas del sector.

RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - JUNIO 2023



Fuente: Empresas transportadoras.

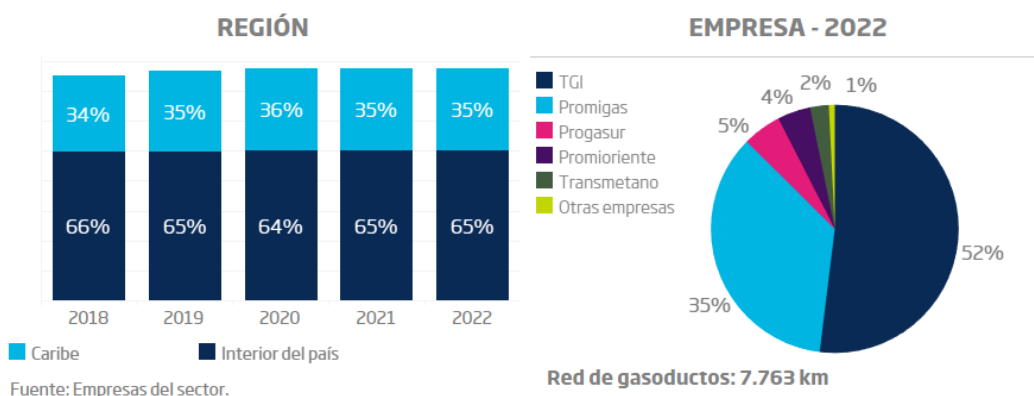
A finales de marzo de 2023, Promigas y TGI, realizaron con éxito las pruebas de flujo de gas natural del tramo Ballena - Hato Nuevo, que une al Interior del país con la región Caribe, aumentando la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de gas natural en Colombia y logrando la bidireccionalidad de los dos grandes STT del país, con lo que el sector se blindó ante posibles emergencias que pongan en riesgo el suministro de gas. Promigas y TGI venían trabajando en esta infraestructura desde años atrás, ya que, aun cuando estos gasoductos fueron construidos hace más de 45 y 25 años, no estaban conectados en La Guajira.

<https://www.eltiempo.com/economia/sectores/esta-lista-infraestructura-clave-para-evitar-desabastecimiento-de-gas-748675>

En lo que tiene que ver con nueva infraestructura de transporte, la multinacional Canacol Energy informó, en octubre de 2022, que el consorcio Shanghai Engineering and Technology Corp. (Setco) construirá el gasoducto Jobo-Medellín, que tendrá 289 km de longitud y 22 in de diámetro desde la instalación

de procesamiento de gas en el campo Jobo (Córdoba) hasta la capital del departamento de Antioquia. Este gasoducto permitirá llevar, inicialmente, 100 Mpcd de gas natural del VIM, en la región Caribe, a Medellín y al mercado del Interior del país. La fecha programada para su entrada en operación es diciembre de 2024.

RED DE GASODUCTOS



VOLUMEN TRANSPORTADO DE GAS NATURAL - Mpcd

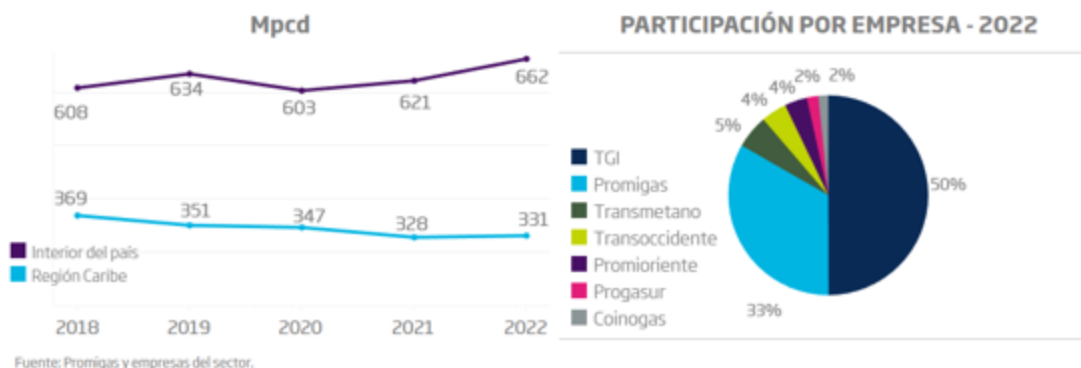
Región	Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Interior del país	TGI	446	478	464	480	496	3%	3%
	Transmetano	50	50	47	51	54	2%	6%
	Transoccidente	48	47	36	37	41	(4%)	12%
	Promioriente	34	31	30	22	36	1%	65%
	Progasur	19	19	18	18	19	(1%)	5%
	Coinogas	9	10	9	13	16	14%	18%
Región Caribe	Promigas	369	351	347	328	331	(3%)	1%
Total		977	985	949	949	993	0%	5%

Fuente: Promigas y empresas del sector.

Entre las transportadoras de gas en el interior del país, TGI presentó el mayor crecimiento, 50 Mpcd, en sus volúmenes transportados entre 2018 y 2022. Coinogas, empresa encargada de los gasoductos que unen a Yopal (Casanare) con Floreña y Agua Azul, observó un crecimiento de 7 Mpcd en el mismo periodo.

El menor volumen de gas natural transportado en la región Caribe por Promigas durante el bienio 2021-2022 se debió a la disminución de los consumos de las termoeléctricas de la región, motivados por una mayor generación hidroeléctrica dada la ausencia de fenómenos de El Niño en el periodo en cuestión.

VOLUMEN TRANSPORTADO



Restricciones de gas natural por situación anormal en gasoducto Mariquita-Cali

El gasoducto Mariquita-Cali y sus ramales tienen una longitud total de 740 km, y lleva gas a 48 municipios de los departamentos de Tolima, Caldas, Risaralda, Quindío, Valle del Cauca y norte del Cauca. Su troncal tiene un diámetro de 20 in y cuenta con 66 puntos conectados para los distribuidores locales y las térmicas de la zona.

Este gasoducto pertenece a la Transportadora de Gas Internacional TGI, que asumió desde finales de agosto de 2017 su operación y mantenimiento, que hasta esta fecha había sido operado por Transgas de Occidente. Esta transferencia se dio como resultado de la culminación del contrato BOMT, que contempló construcción, operación, mantenimiento y transferencia del gasoducto a TGI.

El 19 de mayo de 2023, en horas de la noche, se presentó una contingencia en este gasoducto en el sector de Cerro Bravo, en el municipio de Herveo (Tolima). Se trató de una anomalía térmica, pues en ese tramo de la tubería se registraron temperaturas superiores a 600 °C (que llegaron, incluso, a rozar los 700 °C) sin que se conociera la causa.

Por la motivación antes expuesta, se procedió con la suspensión preventiva del servicio de transporte de gas por parte de TGI. En esa línea TGI, GdO y Efigas informaron a sus usuarios sobre restricciones en la prestación del servicio de gas para el eje cafetero y suroccidente del país, lo cual empezó a afectar a un poco más de dos millones de usuarios.



Ante esta situación, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO Gas), en el que tienen presencia el Ministerio de Minas y Energía, las empresas productoras, transportadoras, comercializadoras y distribuidoras de gas natural en Colombia y, además, en este caso, el Servicio Geológico Colombiano (SGC), inició reuniones para definir un plan de acción. El lunes 22 de mayo, se informó que, en ese sentido, TGI iniciaba el tendido de una línea de tubería flexible que se concluiría en un periodo de aproximadamente nueve días.

No obstante lo anterior, TGI informó el 25 de mayo que el día anterior había logrado acercarse al sitio donde se encuentra el gasoducto principal, y corroboró que se encontraba en buen estado y con temperaturas adecuadas para trabajar en la instalación de la nueva tubería flexible que permitiese el transporte de gas para los usuarios residenciales, comerciales, industriales y vehiculares de esta región del país. En esta fecha, ya se había descartado que las altas temperaturas se debiesen a la actividad del volcán Cerro Bravo, el cual estaba en nivel verde, es decir, activo, pero en reposo.

Mónica Contreras, presidenta de TGI, explicó que se pudo realizar los famosos “apiques o trincheras”, para poder llegar frente al tubo en cuestión:

“En horas de la tarde encontramos un tubo en unas temperaturas que podemos trabajar, en una condición de frío que está entre los 19 y 21 grados centígrados”. Además, agregó: “Empezamos a inyectarle presión al tubo a 450 libras de presión y con esas libras en ese momento, desde las 9:00 a. m., podrían inyectar

un poco de gas al sistema en condiciones seguras y restablecer de manera ordenada el servicio”.

De acuerdo con lo anterior, TGI empezó, a partir del 26 de mayo, a restablecer el servicio de gas domiciliario a hogares, 24 horas más tarde al sector comercial y en 48 horas al sector industrial en los seis departamentos afectados por esta contingencia.

A pesar del restablecimiento del servicio, TGI confirmó que continuaría con la construcción de la tubería flexible para futuras eventualidades.

“Avanzamos satisfactoriamente en el proceso. De los 380 m de terreno requeridos para el tendido de la red alternativa, se han descapotado 280 m. También se realizó el primero de los dos apiques requeridos. Independientemente de la detección exacta de este calentamiento y de la salida de gases, las labores articuladas en la solución de la problemática de suministro de gas se mantienen, lo que genera alternativas a corto y mediano plazo”.

Son muchas las lecciones que dejó la falta de gas natural por esta contingencia. Desde el Valle del Cauca, uno de los departamentos más afectados, el alcalde de su capital, Santiago de Cali, Jorge Iván Ospina, después de agradecer a TGI y GdO, señaló que no se puede depender de una sola línea de abastecimiento para no repetir emergencias como esta. Tanto la alcaldía, como la gobernación y los gremios coinciden en pedir soluciones, como la regasificadora de Buenaventura.

Fuente: <<https://www.diarioadn.co/noticias/las-lecciones-que-dejo-la-falta-de-gas-en-el-valle+articulo+58747>>.

Distribución y comercialización

Consumo

CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - Mpcd

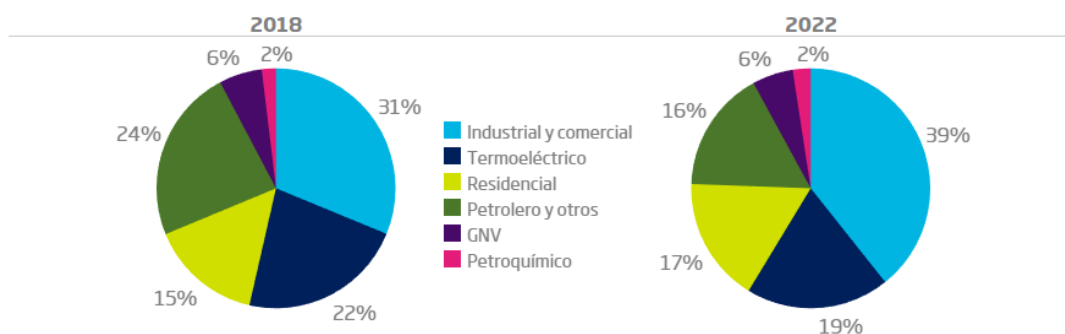
Sector	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Industrial y comercial	290	304	258	287	362	6%	26%
Termoeléctrico	208	202	241	198	179	(4%)	(10%)
Residencial	141	144	158	157	155	2%	(1%)
Petrolero y otros	219	210	182	175	152	(9%)	(13%)
GNV	54	53	40	59	51	(1%)	(13%)
Petroquímico	18	18	16	16	22	6%	38%
Total	930	930	895	891	921	0%	3%

Fuente: Elaborado por Promigas con información de UPME, Concentra, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC y SUI.

Después de un par de años (2020-2021) de disminuciones seguidas en los volúmenes del consumo nacional de gas natural, durante 2022 se retomó la senda de crecimiento (3 %) a la que bajo condiciones de normalidad acostumbra a moverse este sector en el país.

Este comportamiento tiene su sustento en dos aspectos: la pandemia del Covid-19, que afectó la demanda Industrial y comercial entre 2020 y 2021, y el buen comportamiento de las lluvias en el periodo 2021-2022, lo que limitó en parte los consumos del sector termoeléctrico.

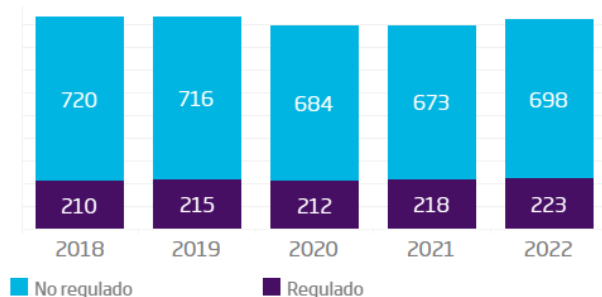
CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA



Fuente: Elaborado por Promigas con UPME, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC, Concentra y SUI.

CONSUMO DE GAS NATURAL SEGÚN MERCADO

Mpcd



Fuente: UPME, Concentra, SUI, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

En el periodo en estudio, el consumo nacional de gas natural en el mercado regulado creció 13 Mpcd, soportado este crecimiento en los consumos de 1,5 millones de nuevos usuarios residenciales en dicho periodo. Contrariamente, en el mercado no regulado hubo un decrecimiento de 22 Mpcd por las motivaciones antes expuestas en los sectores termoeléctrico e industrial-comercial.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR REGIONES EN EL MERCADO REGULADO

Mm³

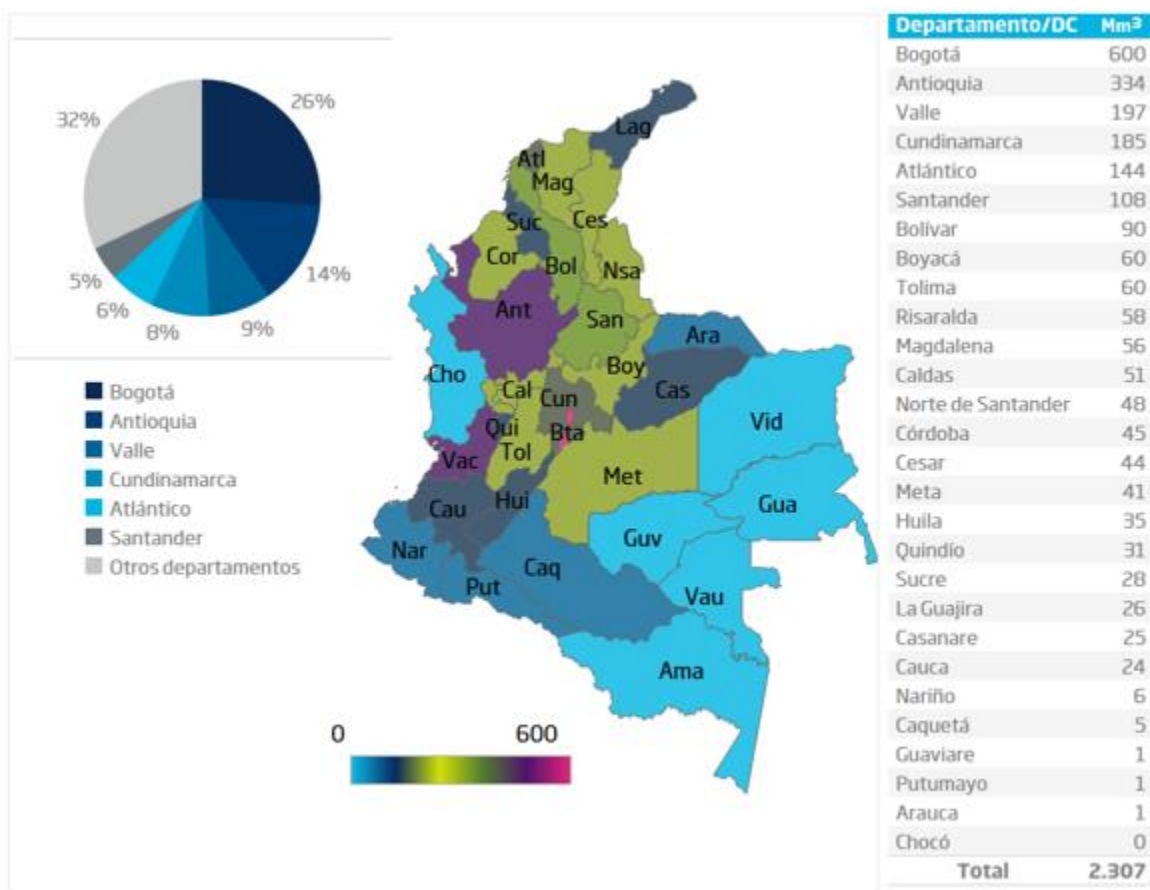
Región	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Andina	1.443	1.477	1.457	1.502	1.564	3%	4%
Caribe	428	427	433	438	434	1%	(1%)
Pacífica	237	241	234	235	234	2%	0%
Orinoquía y Amazonía	65	72	71	73	75	4%	2%
Total	2.173	2.218	2.195	2.249	2.307	2%	3%

Fuente: SUI.

El mercado regulado de gas natural en nuestro país presenta todos los signos de un mercado en etapa vegetativa, con un crecimiento promedio anual (TACC) de 2 %. Cuando se analiza el comportamiento por regiones, Amazonía y Orinoquía, la última en hacer su ingreso al Sector

Gas Natural, alcanza un TACC de 4 %. Le sigue la región Andina con 3 %, jalonada por crecimientos en Antioquia, Boyacá y Cundinamarca. Caso contrario, la región Caribe, pionera en la masificación del gas, solo alcanza un TACC de 1 %.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS EN EL MERCADO REGULADO - 2022



Fuente: SUI. Nota: El consumo del departamento de Chocó, es inferior a 20.000 m³, por lo que no se ve reflejado en el cuadro.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR EMPRESA EN EL MERCADO REGULADO - Mm³

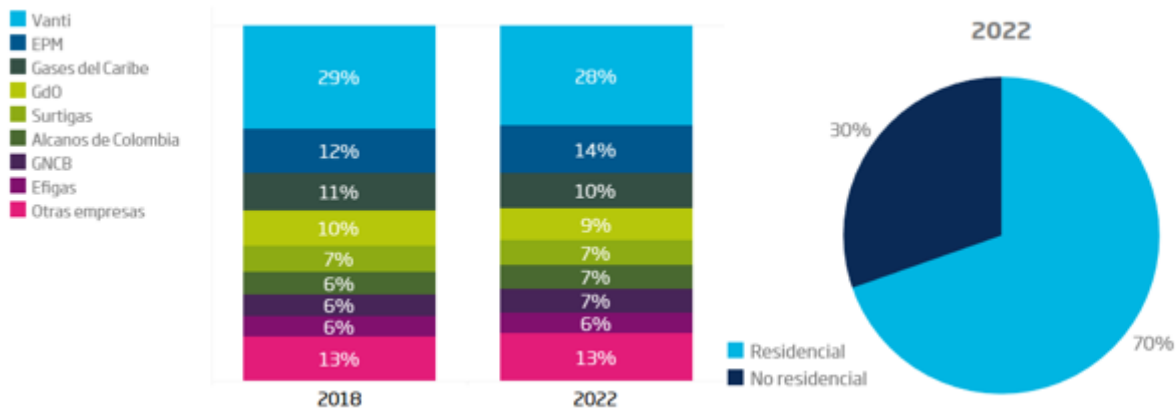
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Vanti	631	647	627	630	647	1%	3%
EPM	271	272	270	294	312	4%	6%
Gases del Caribe	231	230	228	229	227	0%	(1%)
GdO	214	217	208	209	206	(1%)	(1%)
Surtigas	157	157	163	167	165	1%	(1%)
Alcanos de Colombia	140	147	150	150	156	3%	4%
GNCB	134	143	137	146	154	4%	6%
Efigas	122	123	121	127	134	2%	6%
Gasoriente	80	82	78	78	79	0%	1%
Llanogas	36	38	39	39	39	2%	0%
Gases del Oriente	33	35	38	38	39	5%	4%
Metrogas	29	29	30	30	31	2%	4%
Gases de La Guajira	26	26	25	26	26	0%	0%
Gasnacer	17	17	19	19	19	3%	(2%)
Otras distribuidoras	51	56	61	67	73	9%	9%
Total	2.173	2.218	2.195	2.249	2.307	2%	3%

Fuente: SUI.
GNCB: Gas Natural Cundiboyacense.

Ocho empresas distribuidoras comercializadoras de gas natural en el país entregan al mercado regulado volúmenes por arriba de 100 Mpcd, y alcanzan entre ellas, a cierre de 2022, una participación conjunta de 87 % del total

consumido en este mercado. El restante 13 % es entregado por 34 empresas en una docena de departamentos, de las cuales más de la mitad atienden un solo municipio.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MERCADO REGULADO



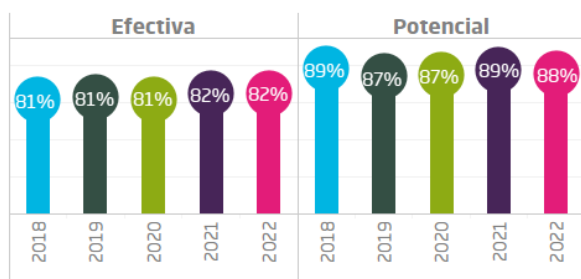
Fuente: SUI.

Cobertura

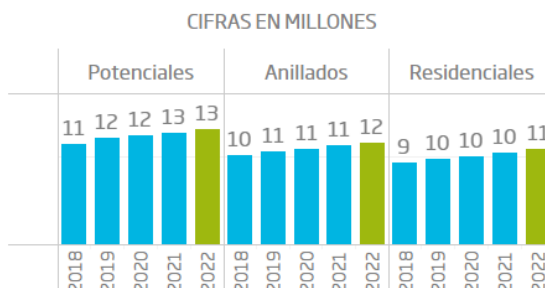
COBERTURA DE GAS NATURAL

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
D.C. y municipios atendidos	741	751	757	759	765	1%	1%
Departamentos atendidos	27	27	27	27	27	0%	0%
Empresas distribuidoras	41	41	41	42	42	1%	0%
Cifras en miles							
Usuarios conectados	9.498	9.949	10.254	10.663	11.053	4%	4%
Residenciales	9.320	9.762	10.061	10.463	10.843	4%	4%
Estratos 1, 2 y 3	7.953	8.331	8.587	8.928	9.252	4%	4%
Estratos 4, 5 y 6	1.367	1.431	1.474	1.535	1.591	4%	4%
Comerciales	172	182	187	194	204	4%	5%
Industriales	6	6	6	6	6	1%	1%

COBERTURA DE GAS NATURAL



USUARIOS RESIDENCIALES

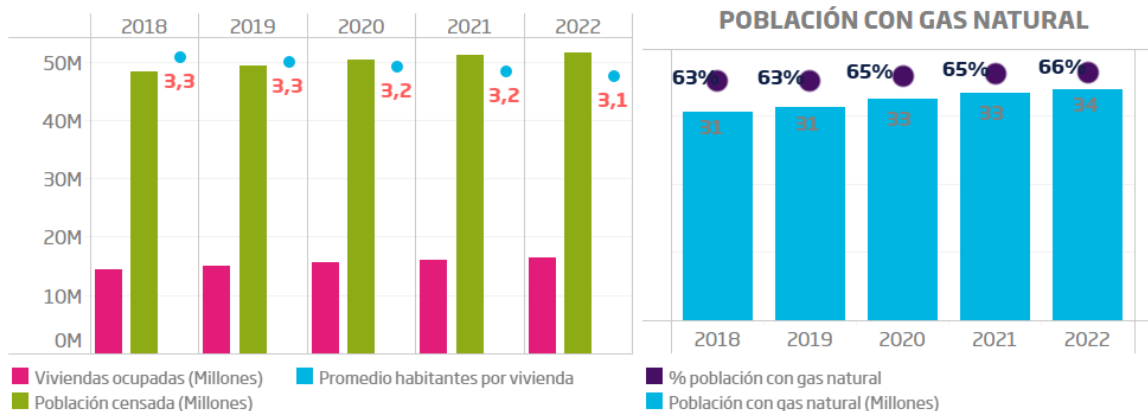


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En Colombia, a cierre de 2022, había 1.122 municipios (incluyendo el D. C, otros distritos especiales y las áreas no municipalizadas), de los cuales 765, es decir, 68 % del total, contaban con el servicio de gas natural.

En el periodo en estudio (2018-2022) se llevó este servicio a 24 nuevos municipios. Boyacá, con 11, fue el departamento más activo en este rubro. En total, se conectaron en este periodo 1.555.000 usuarios.

CIFRAS DE POBLACIÓN CON GAS NATURAL



Fuente: Cálculos de Promigas con información del Ministerio de Minas y Energía y DANE.

USUARIOS DE GAS NATURAL POR REGIÓN

CIFRAS EN MILES

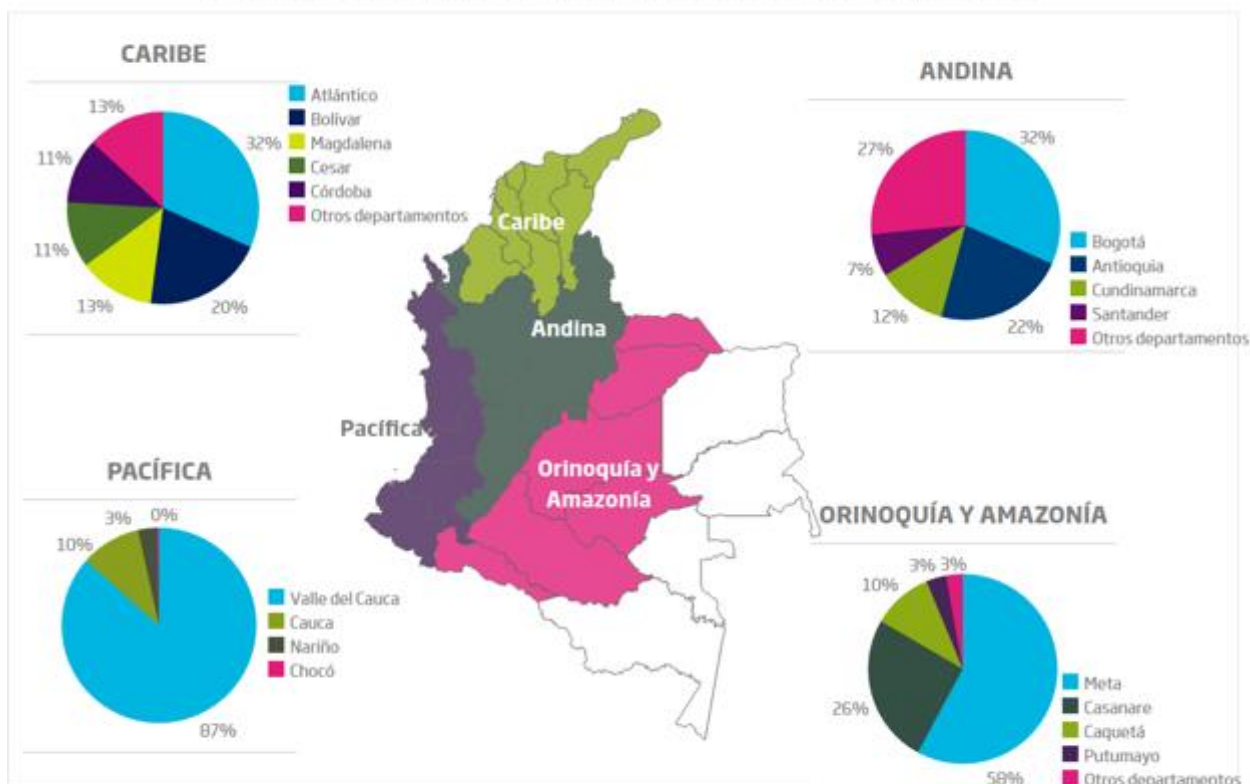
Región	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018 -2022	Variación 2021-2022
Andina	5.944	6.224	6.416	6.682	6.915	4%	3%
Caribe	1.929	2.018	2.079	2.159	2.246	4%	4%
Pacífica	1.247	1.303	1.338	1.381	1.434	4%	4%
Orinoquía y Amazonía	378	405	420	440	458	5%	4%
Total	9.498	9.949	10.254	10.663	11.053	4%	4%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En la región Andina, conformada por 10 departamentos y el Distrito Capital (D. C.), a cierre de 2022, se concentra 63 % del total de usuarios de gas natural del país. Ahora bien, 66 % de los usuarios de esta región pertenecen a

Bogotá D. C. y a los departamentos de Antioquia y Cundinamarca, mientras que, 34 % restante se encuentra repartido en los otros ocho departamentos.

USUARIOS DE GAS NATURAL POR REGIONES - DICIEMBRE DE 2022



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Los departamentos en blanco (Sin gas natural) pertenecen a la región Orinoquía y Amazonía. El número de usuarios de Chocó es inferior a 5.000 por lo que su participación es inferior a 1%.

USUARIOS DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS

CIFRAS EN MILES

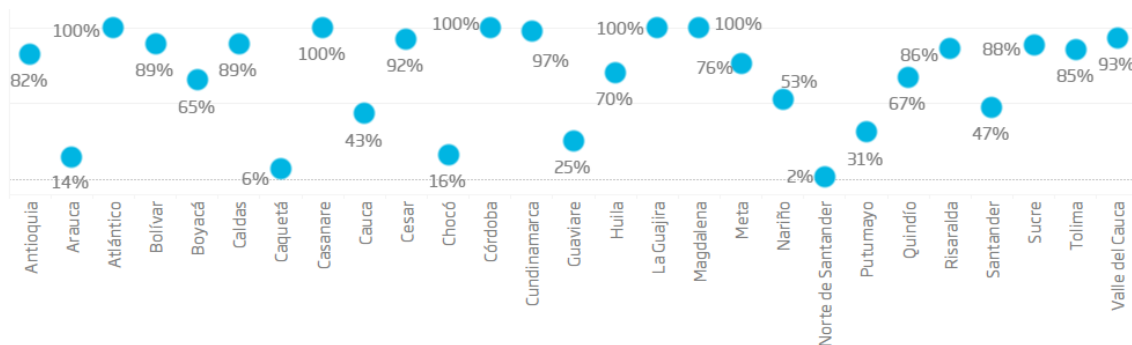
Departamento/D.C.	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018 -2022	Variación 2021-2022
Bogotá	2.019	2.074	2.107	2.160	2.192	2%	2%
Antioquia	1.298	1.372	1.425	1.487	1.552	5%	4%
Valle del Cauca	1.099	1.141	1.168	1.201	1.241	3%	3%
Cundinamarca	648	698	736	791	826	6%	4%
Atlántico	601	628	650	677	712	4%	5%
Santander	440	459	473	491	507	4%	3%
Bolívar	398	417	427	441	457	4%	4%
Tolima	301	316	320	333	347	4%	4%
Risaralda	244	257	268	281	294	5%	4%
Magdalena	242	253	263	276	287	4%	4%
Huila	235	243	248	256	267	3%	4%
Meta	223	242	247	256	265	4%	3%
Norte de Santander	208	223	236	253	273	7%	8%
Cesar	212	225	232	241	249	4%	4%
Boyacá	205	217	226	240	250	5%	4%
Córdoba	216	226	232	240	247	3%	3%
Caldas	196	205	213	222	231	4%	4%
Quindío	150	157	163	169	176	4%	4%
Sucre	146	150	153	156	161	2%	3%
Cauca	118	126	132	137	144	5%	5%
La Guajira	114	118	122	127	132	4%	4%
Casanare	93	96	104	111	117	6%	5%
Caquetá	42	43	44	46	47	3%	4%
Nariño	25	32	34	39	45	16%	16%
Putumayo	12	13	14	15	16	6%	4%
Arauca	3	5	5	7	7	20%	1%
Guaviare	5	5	5	6	6	7%	7%
Chocó	4	4	4	4	4	0%	0%
Total	9.498	9.949	10.254	10.663	11.053	4%	4%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De los 27 departamentos del país a los que llega el servicio de gas natural domiciliario por redes, 15 cuentan con más de 75 % de sus municipios con este servicio. Un indicador más que confirma el éxito del proceso de masificación del gas

natural, implementado a lo largo y ancho del país, que tantos beneficios y mejoría en la calidad de vida le ha proporcionado a la población colombiana.

% DE MUNICIPIOS CUBIERTOS - DICIEMBRE DE 2022



Fuente: Cálculos elaborados por Promigas con información del Ministerio de Minas y Energía y el DANE.

USUARIOS DE GAS NATURAL POR EMPRESAS

CIFRAS EN MILES

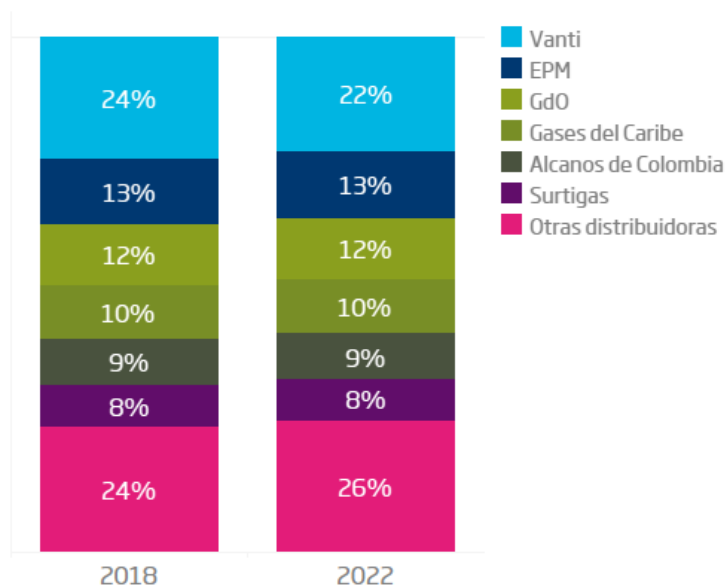
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Vanti	2.241	2.313	2.356	2.420	2.459	2%	2%
EPM	1.212	1.279	1.327	1.381	1.438	4%	4%
GdO	1.139	1.184	1.213	1.248	1.291	3%	3%
Gases del Caribe	979	1.021	1.058	1.103	1.154	4%	5%
Alcanos de Colombia	847	891	914	958	1.007	4%	5%
Surtigas	772	805	825	850	879	3%	3%
Otras empresas	2.308	2.457	2.561	2.702	2.825	5%	5%
Total	9.498	9.949	10.254	10.663	11.053	4%	4%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En diciembre de 2022, Alcanos de Colombia se convirtió en la quinta distribuidora de gas natural del país en conectar más de un millón de usuarios a este servicio. En este grupo de cinco distribuidoras, Vanti, EPM, GdO, Gases del Caribe y Alcanos de Colombia, se concentra la atención

de 66 % de los usuarios de gas natural del país. El restante 34 % es atendido por 38 distribuidoras diseminadas por más de 20 departamentos en las cuatro grandes regiones que conforman el país.

USUARIOS DE GAS NATURAL POR EMPRESA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS RESIDENCIALES DE GAS NATURAL

CIFRAS EN MILES

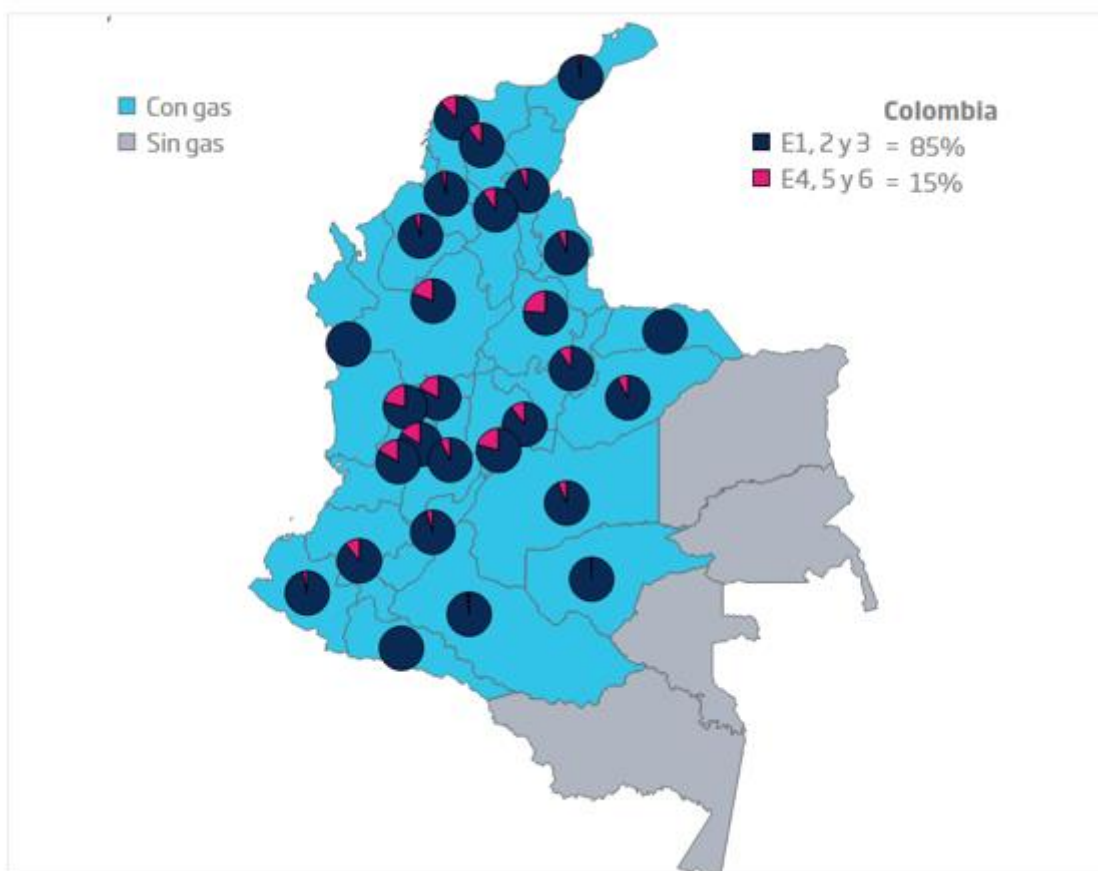
Estrato	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Estrato 1	2.109	2.218	2.327	2.434	2.541	5%	4%
Estrato 2	3.430	3.586	3.672	3.805	3.928	4%	3%
Estrato 3	2.414	2.527	2.589	2.689	2.784	4%	4%
Estrato 4	849	893	924	969	1.008	5%	4%
Estrato 5	325	340	347	360	373	4%	4%
Estrato 6	193	199	202	206	210	3%	2%
Total	9.320	9.762	10.061	10.463	10.843	4%	4%

Fuente. Ministerio de Minas y Energía.

Con los aproximadamente 1,2 millones de usuarios residenciales conectados al gas natural en el último quinquenio, pertenecientes a la población con menores recursos (estratos 1, 2 y 3), el total de usuarios residenciales en el país

pertenecientes a estos estratos socioeconómicos alcanzó una cifra cercana a los 9,2 millones, y mantuvieron la misma participación de 85 % del total de usuarios residenciales de gas natural.

COBERTURA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE DE 2022



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

POBLACIÓN EN MUNICIPIOS SIN GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2022

Departamento	Total municipios	Municipios sin gas	Población sin gas	No. de viviendas proyectadas por cabecera*	NBI
Amazonas	11	11	37.047	11.644	35%
Antioquia	125	22	70.580	22.183	29%
Arauca	7	6	103.435	32.509	34%
Atlántico	23	0	0	0	11%
Bogotá	1	0	0	0	3%
Bolívar	46	5	40.468	12.719	51%
Boyacá	123	43	53.131	16.699	24%
Caldas	27	3	7.711	2.424	13%
Caquetá	16	15	110.341	34.680	31%
Casanare	19	0	0	0	16%
Cauca	42	24	72.308	22.726	27%
Cesar	25	2	9.970	3.134	58%
Chocó	31	26	84.419	26.532	61%
Córdoba	30	0	0	0	35%
Cundinamarca	116	3	3.677	1.156	11%
Guainía	8	8	20.279	6.374	61%
Guaviare	4	3	9.637	3.029	36%
Huila	37	11	33.009	10.375	20%
La Guajira	15	0	0	0	53%
Magdalena	30	0	0	0	27%
Meta	29	7	19.953	6.271	37%
Nariño	64	63	408.497	128.388	27%
Norte de Santander	40	19	67.034	21.068	27%
Putumayo	13	9	77.350	24.311	23%
Quindío	12	4	11.821	3.715	10%
Risaralda	14	2	6.632	2.084	48%
San Andrés Islas	2	2	44.893	14.110	15%
Santander	87	46	111.698	35.106	17%
Sucre	26	3	24.532	7.710	52%
Tolima	47	7	30.695	9.647	29%
Valle del Cauca	42	3	8.457	2.658	14%
Vaupés	6	6	12.090	3.800	69%
Vichada	4	4	25.833	8.119	73%
Total general	1.122	357	1.505.497	473.169	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, y DANE Censo poblacional 2018. *Cálculos elaborados por Promigas, con el promedio de 3,1 personas por vivienda.

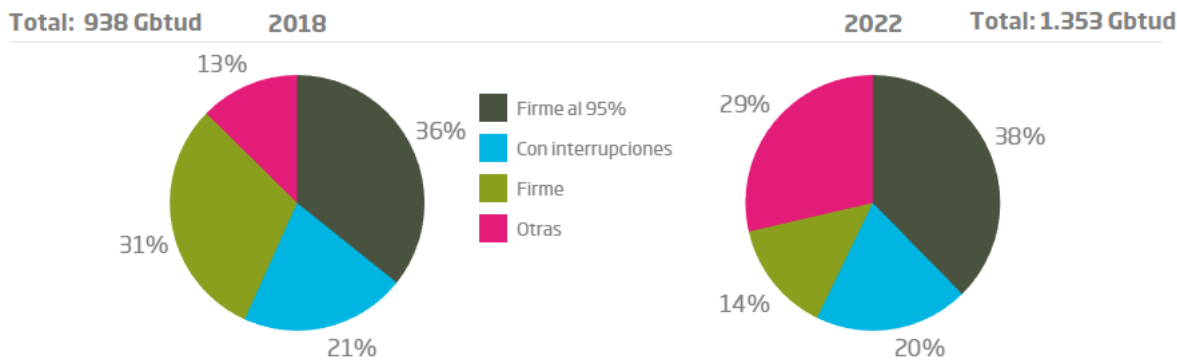
Nariño, con 63 municipios, es el departamento con el mayor número de municipios sin cobertura de gas, 18 % del total país. Según Minminas, este departamento solo tiene cobertura de gas en Pasto. No obstante, Alcanos de Colombia reporta que, a diciembre de 2022, atiende Pasto y al corregimiento de Remolinos, en el municipio de Taminango. Esta operación se realiza a través de los llamados “gasoductos virtuales”, la cual desde principios de enero de 2023 sufre inconvenientes por el cierre de la vía Panamericana, lo que ha conllevado la

racionalización del servicio dada la imposibilidad de tránsito de los vehículos que transportan el GNC, con el que se realiza el abastecimiento. De no concretarse el gasoducto Popayán-Pasto, será muy difícil llevar el gas a más municipios de Nariño.

Santander y Boyacá, con 46 y 44 municipios, respectivamente, son los departamentos que siguen en este rubro de municipios sin gas natural.

Precios y tarifas

CONTRATACIÓN POR MODALIDAD EN DICIEMBRE DE CADA AÑO
SUMINISTRO

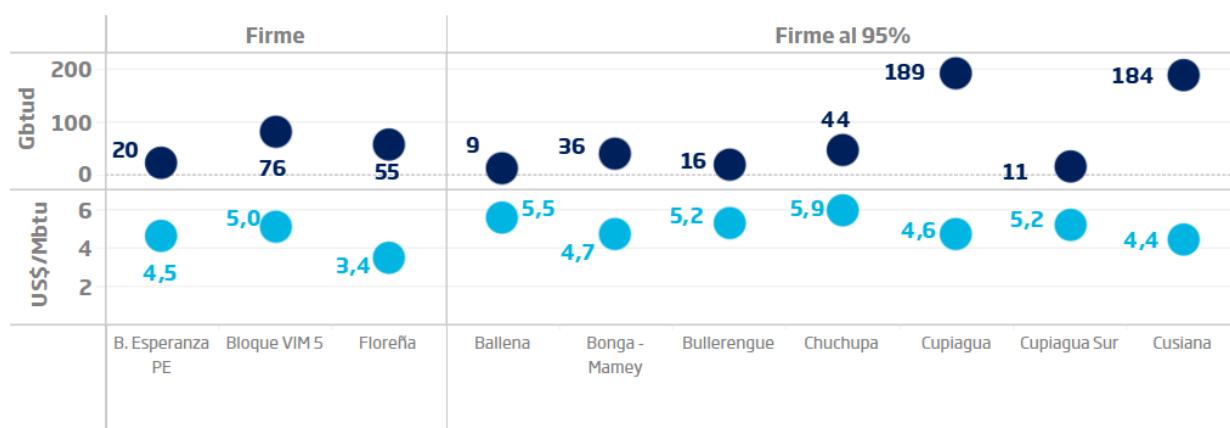


Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2022, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

En diciembre de 2022, se encontraban contratados en el mercado primario de gas natural a nivel nacional 1.353 Gbtud, los cuales se concentraron en las modalidades: i) Firme al 95 % (509 Gbtud), ii) Firme (192 Gbtud) y iii) Con interrupciones (265 Gbtud), Estas tres modalidades abarcaron 72 % del gas natural

contratado en el mercado primario. La principal variación con respecto a las participaciones de estas modalidades de contratación de un lustro atrás (2018) tiene que ver con los 17 p. p. de disminución que se dieron en la modalidad Firme, los cuales se registraron en 'Otras modalidades'.

CONTRATACIÓN VIGENTE POR CAMPO Y POR MODALIDAD EN DICIEMBRE DE 2022
SUMINISTRO

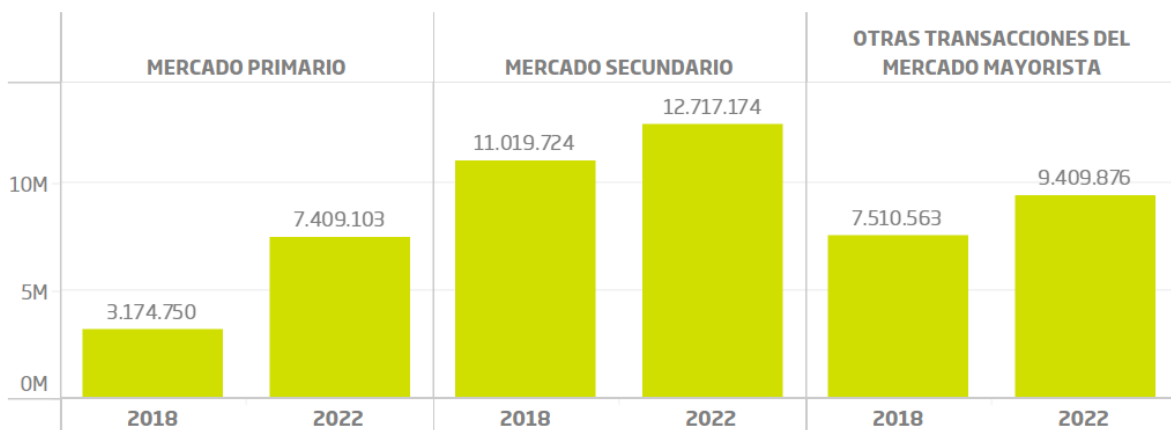


Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2022, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

PE: Prueba extensa: agrupa los campos de Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga.

ENERGÍA NEGOCIADA

Tipo de mercado	2018		2019		2020		2021		2022	
	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu
Mercado primario	3.174.750	4,4	3.670.747	5,5	4.311.959	5,2	5.306.806	5,7	7.409.103	6,0
Mercado secundario	11.019.724	4,3	9.548.950	5,1	4.568.223	5,4	9.286.758	5,7	12.717.174	6,4
Otras transacciones del mercado mayorista	7.510.563	6,0	8.685.042	7,6	6.089.951	5,5	5.748.045	7,3	9.409.876	8,0

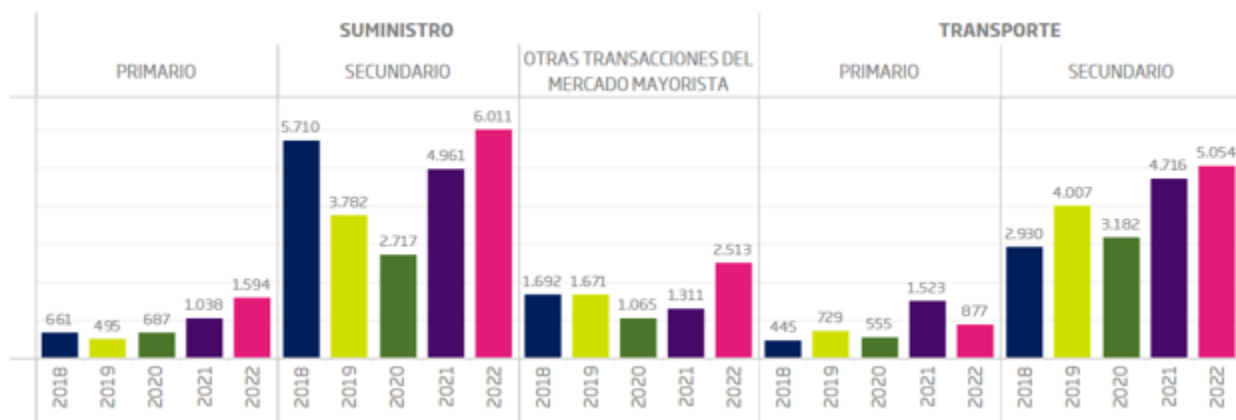


Fuente: Informe regulatorio de divulgación anual 2020, 2021 y 2022.

Según las cifras publicadas por la Bolsa Mercantil de Colombia en su calidad de gestor del Mercado de Gas Natural, en su Informe de Divulgación Anual 2022 en el Boletín Electrónico Central (BEC), cuando se compara la energía negociada y el número de negociaciones entre 2018 y 2022,

se nota una mayor dinámica en los mercados primario, secundario y negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados (Otras transacciones del Mercado Mayorista) de los productos suministro y capacidad de transporte.

No. DE NEGOCIACIONES ANUALES



Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2022, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

Tarifa a usuario final

TARIFA A USUARIO FINAL RESIDENCIAL DEL MES DE DICIEMBRE - \$/FACTURA MES (20 m³)

ESTRATO 1

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022
Alcanos	17.428	20.461	22.182	21.670	23.364
Efigas	15.716	17.671	18.672	18.689	21.700
EPM	15.038	16.081	17.803	18.342	22.342
Gases del Caribe	16.102	17.238	17.367	19.743	22.116
GasGuajira	13.380	13.640	17.540	18.515	21.560
Gasoriente	13.001	13.502	10.309	16.469	18.237
GdO	18.918	19.643	21.224	20.790	25.550
Llanogas	12.371	13.973	12.938	13.760	15.991
Metrogas	14.813	15.387	11.860	12.154	15.253
Surtigas	16.280	16.920	17.100	16.129	19.260
Vanti	17.423	18.094	16.773	17.826	22.630
Promedio	15.497	16.601	16.706	17.644	20.728

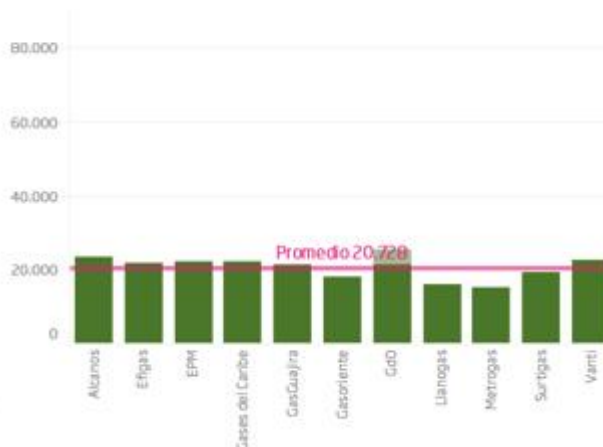
ESTRATO 3 y 4

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022
Alcanos	42.536	50.168	51.957	59.623	65.945
Efigas	34.651	41.744	43.096	44.610	51.088
EPM	34.691	36.428	41.995	42.946	51.888
Gases del Caribe	33.814	36.900	43.417	49.358	55.290
GasGuajira	27.181	31.617	41.354	44.872	51.973
Gasoriente	25.935	28.156	25.113	41.173	43.766
GdO	40.032	44.991	51.635	52.236	63.875
Llanogas	22.763	31.217	29.353	35.845	45.483
Metrogas	32.529	33.136	30.254	43.903	51.684
Surtigas	32.730	33.437	37.522	37.688	46.175
Vanti	36.518	37.595	37.289	42.948	54.546
Promedio	33.035	36.854	39.362	45.018	52.883

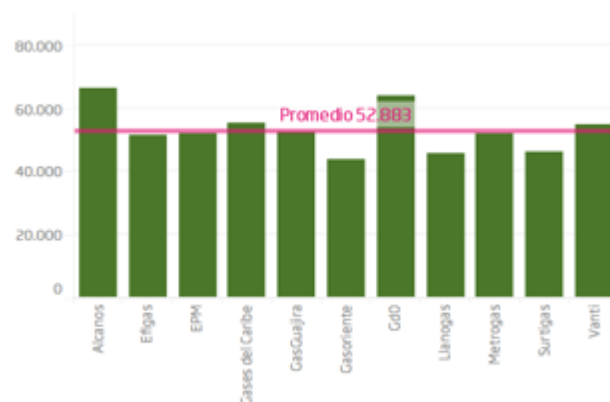
ESTRATO 5 y 6

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022
Alcanos	51.043	60.202	62.348	71.548	79.134
Efigas	41.581	49.494	51.716	53.532	61.306
EPM	41.629	43.714	50.394	51.535	62.266
Gases del Caribe	40.577	44.280	52.100	59.230	66.348
GasGuajira	32.613	35.222	46.884	53.847	62.351
Gasoriente	31.122	33.787	30.136	49.408	52.519
GdO	48.039	53.990	61.962	62.683	76.650
Llanogas	27.316	37.460	35.223	43.014	54.580
Metrogas	39.034	39.763	36.303	52.684	62.021
Surtigas	39.276	41.242	45.027	42.089	55.418
Vanti	43.822	45.114	44.747	51.538	65.456
Promedio	39.641	44.024	46.985	53.737	63.459

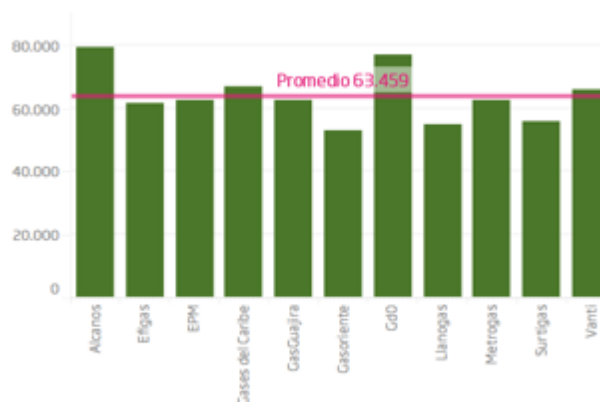
ESTRATO 1 - \$/FACTURA - MES (20 m³)



ESTRATO 3 y 4 - \$/FACTURA - MES (20 m³)



ESTRATO 5 y 6 - \$/FACTURA - MES (20 m³)



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con informe de las empresas del sector y www.datos.gov.

TARIFA A USUARIO FINAL NO RESIDENCIAL DEL MES DE DICIEMBRE (\$000/FACTURA-MES)

SECTOR COMERCIAL - (300 m³)

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022
Alcanos	616	676	694	819	918
Efigas	530	591	605	626	719
EPM	481	479	545	554	622
Gases del Caribe	481	550	575	648	761
GasGuajira	370	411	520	578	678
Gasorient	359	392	382	563	614
GdO	580	646	711	715	855
Surtigas	442	463	515	534	628
Vanti	505	520	516	599	768
Promedio	485	525	563	626	729

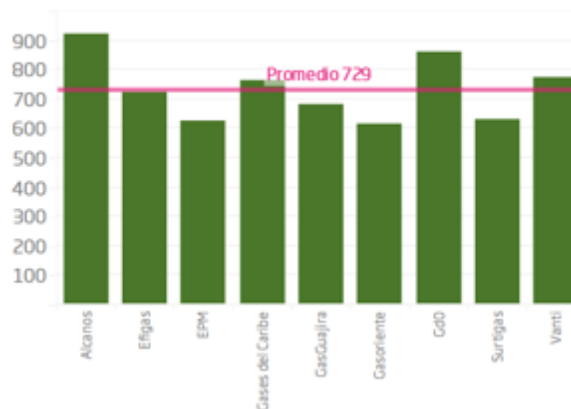
SECTOR INDUSTRIAL REGULADO - (25.000 m³)

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022
Alcanos	43.246	56.180	57.691	68.114	72.973
Efigas	44.030	49.037	50.180	51.917	59.556
EPM	39.837	39.661	45.159	45.891	51.568
Gases del Caribe	39.327	45.850	44.475	48.625	56.650
GasGuajira	21.881	28.614	38.135	47.651	56.223
Gasorient	28.266	32.467	31.691	46.758	50.989
GdO	47.377	53.013	57.793	57.611	66.419
Surtigas	36.454	38.382	42.695	44.250	52.056
Vanti	41.180	42.207	42.718	49.648	63.707
Promedio	37.955	42.823	45.615	51.163	58.905

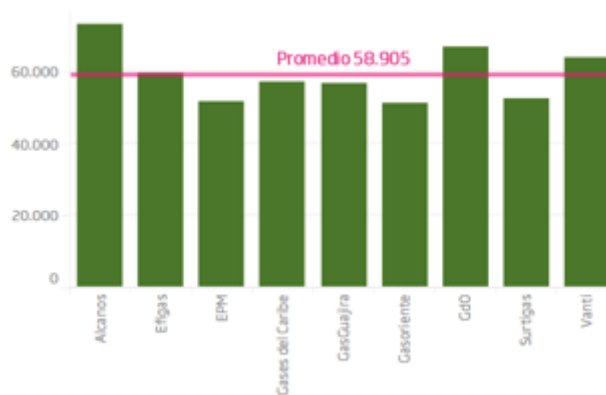
SECTOR INDUSTRIAL NO REGULADO - (300.000 m³)

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022
Efigas	528.337	588.406	590.274	598.910	714.638
EPM	438.945	438.945	541.875	550.648	618.781
Gases del Caribe	403.519	430.500	455.100	522.900	576.600
Gasorient	310.241	389.582	380.272	561.068	611.840
GdO	547.796	636.128	673.719	694.632	799.698
Surtigas	349.583	390.021	512.307	530.964	550.029
Vanti	494.130	502.293	512.580	595.746	752.992
Promedio	438.936	482.268	523.732	579.267	660.654

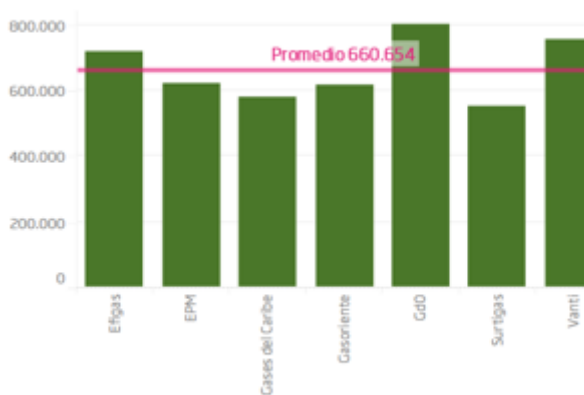
SECTOR COMERCIAL - (300 m³)



SECTOR INDUSTRIAL - (25.000 m³)



SECTOR INDUSTRIAL NO REGULADO - (300.000 m³)



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con informe de las empresas del sector, www.datos.gov y SUI.

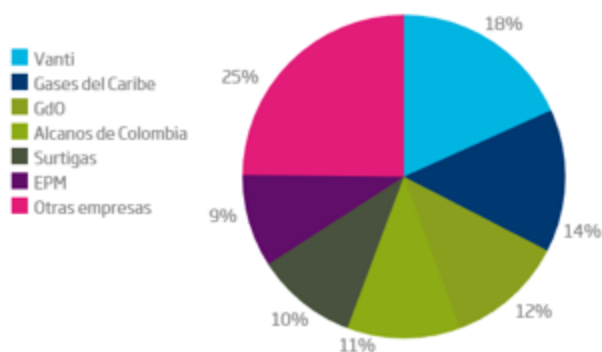
Subsidios y contribuciones

SUBSIDIOS - \$MM

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Vanti	114.146	123.965	148.939	172.311	201.858	15%	17%
Gases del Caribe	93.624	109.004	133.198	138.589	157.848	14%	14%
GdO	72.801	89.361	117.488	121.270	130.218	16%	7%
Alcanos de Colombia	71.826	91.902	123.950	115.957	125.560	15%	8%
Surtigas	78.287	74.882	87.152	93.323	112.563	10%	21%
EPM	52.135	59.508	70.363	86.818	102.566	18%	18%
Efigas	29.287	42.016	50.778	51.031	54.334	17%	6%
Gases del Oriente	16.513	23.610	31.068	32.721	40.117	25%	23%
GNCB	15.245	21.960	28.662	27.998	34.267	22%	22%
Gasoriente	9.804	14.089	16.204	18.229	21.745	22%	19%
GasGuajira	8.900	10.595	13.064	16.305	19.223	21%	18%
Llanogas	7.973	12.572	15.959	15.845	17.937	22%	13%
Gasnacer	8.078	10.318	14.404	14.714	15.740	18%	7%
Metrogas	6.968	5.293	12.817	11.370	13.146	17%	16%
Otras empresas	21.701	29.248	35.694	40.053	57.851	28%	44%
Total	607.290	718.322	899.740	956.532	1.104.974	16%	16%

Fuente: SUL

SUBSIDIOS POR EMPRESAS - 2022

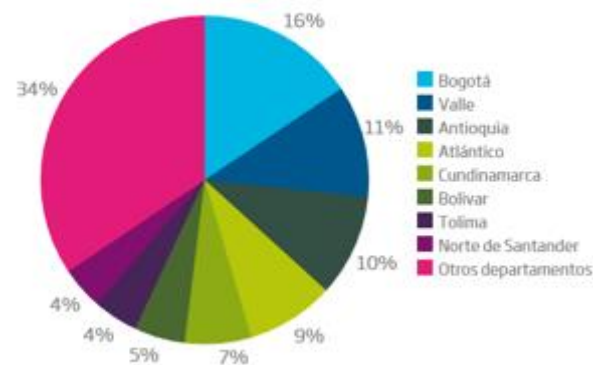


Fuente: SUL

En el transcurso del periodo en estudio, el monto total de los subsidios otorgados por el Gobierno Nacional a los usuarios de gas natural pertenecientes a los estratos 1 y 2, se incrementó en una cifra cercana a los \$ 500.000 MM, con un crecimiento promedio anual de 16 %. Dado este crecimiento, en el mediano plazo el Gobierno tendría que entrar a replantear esta estructura de subsidios en el sector, la cual continúa presentando características de inviabilidad financiera.

En 2023, el requerimiento en el presupuesto nacional para cubrir este concepto es de \$ 950.000 MM, a los que se agregarían, aproximadamente, \$ 160.000 MM recaudados por contribución, para un total de \$ 1.110.000 MM, cifra apenas similar a lo otorgado en 2022, esto es, \$ 1.104.974 MM. Ahora bien, si se tiene en cuenta que existe un déficit por este rubro con las distribuidoras, es muy factible que dicho déficit se siga incrementando en este año en curso.

SUBSIDIOS POR DEPARTAMENTOS - 2022



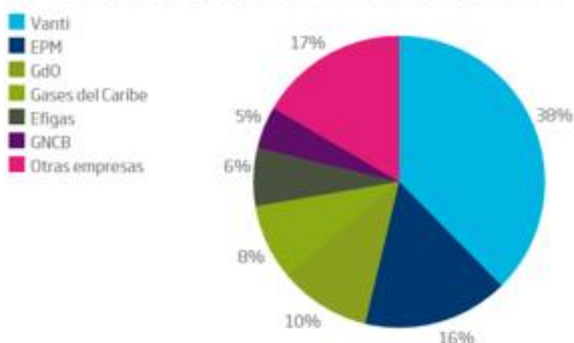
Fuente: SUL

CONTRIBUCIONES - \$MM

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Vanti	40.737	43.295	36.442	43.139	55.515	8%	29%
EPM	12.878	14.743	14.537	19.197	23.813	17%	24%
GdO	10.848	11.708	11.600	12.425	14.985	8%	21%
Gases del Caribe	9.147	9.735	9.307	9.842	12.407	8%	26%
Efigas	5.694	7.239	7.421	8.048	9.518	14%	18%
GNCB	4.065	4.910	4.533	5.114	6.876	14%	34%
Alcanos de Colombia	3.679	4.594	4.241	5.142	6.254	14%	22%
Surtigas	4.571	4.569	4.163	4.873	6.008	7%	23%
Gasorient	2.578	3.089	2.505	3.117	4.070	12%	31%
Llanogas	1.259	1.716	1.577	1.889	2.480	18%	31%
Metrogas	1.018	1.223	1.209	1.300	1.862	16%	43%
Otras empresas	821	990	834	1.260	1.550	17%	23%
Gases del Oriente	326	448	409	622	1.036	34%	67%
GasGuajira	536	572	528	696	911	14%	31%
Gasnacer	225	219	310	278	304	8%	9%
Total	98.382	109.052	99.617	116.942	147.589	11%	26%

Fuente: SUL

CONTRIBUCIONES POR EMPRESAS - 2022

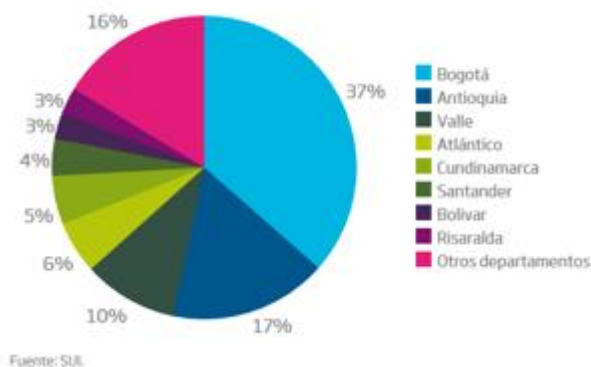


Fuente: SUL

A diferencia del incremento acontecido durante el periodo en estudio con los subsidios otorgados, cifra cercana a los \$ 500.000 MM, el incremento en los montos de las contribuciones recaudadas a usuarios de estratos 5 y 6, comerciales e industriales, solo ascendió a una cifra próxima a los \$ 50.000 MM como resultado de un crecimiento promedio anual de 11 %.

Entre Bogotá, Distrito Capital, y el departamento de Antioquia, más específicamente el Valle de Aburrá, los dos grandes polos comerciales e industriales del país, se concentra 54 % del monto total de las contribuciones recaudadas durante 2022.

CONTRIBUCIONES POR DEPARTAMENTOS - 2022



Fuente: SUL

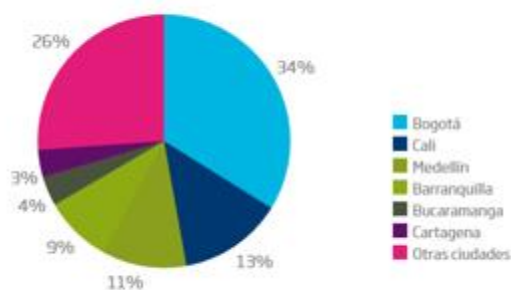
Gas natural vehicular

VEHÍCULOS ACUMULADOS CONVERTIDOS A GNV

Ciudad	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Bogotá	201.985	206.882	212.273	217.476	220.203	2%	1%
Cali	77.988	80.497	82.593	84.822	86.583	3%	2%
Medellín	60.583	64.721	67.230	68.534	70.007	4%	2%
Barranquilla	50.085	52.274	53.675	55.411	56.623	3%	2%
Pereira	22.812	23.937	25.548	26.292	26.850	4%	2%
Bucaramanga	22.352	23.389	23.954	24.429	24.841	3%	2%
Cartagena	19.290	20.088	21.421	21.822	22.397	4%	3%
Villavicencio	13.726	13.973	14.187	14.378	14.587	2%	1%
Santa Marta	12.556	13.248	13.535	13.980	14.305	3%	2%
Armenia	11.941	12.295	12.612	12.856	12.964	2%	1%
Ibagué	11.444	11.578	11.667	11.723	11.758	1%	0%
Montería	10.172	10.483	10.682	10.888	11.155	2%	2%
Sincelejo	5.494	5.869	6.157	6.412	6.687	5%	4%
Neiva	6.015	6.069	6.102	6.114	6.143	1%	0%
Otras ciudades	57.245	59.022	61.093	64.043	65.406	3%	2%
Total	583.688	604.325	622.729	639.180	650.509	3%	2%

Fuente: Promigas.

VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV - 2022



Fuente: Promigas.

Los vehículos dedicados son aquellos cuyo motor ha sido diseñado y fabricado para operar, exclusivamente, con GNV y sin usar otro combustible para su funcionamiento. Según el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT), en Colombia, durante 2022, un 0,18 % del total de vehículos matriculados fueron dedicados a GNV. De estos 64 % fueron buses y busetas, 35 % entre tractocamiones y camiones, y solo 1 % en otros segmentos (automóviles). Las marcas con mayor participación en este mercado son Scania en buses y Kenworth en vehículos de carga.

En el transcurso del último quinquenio se convirtieron a GNV en Colombia, 66.821 vehículos, con los cuales se superó la cifra de 650.000 vehículos convertidos en 36 años de historia que lleva recorridos nuestro país con esta tecnología.

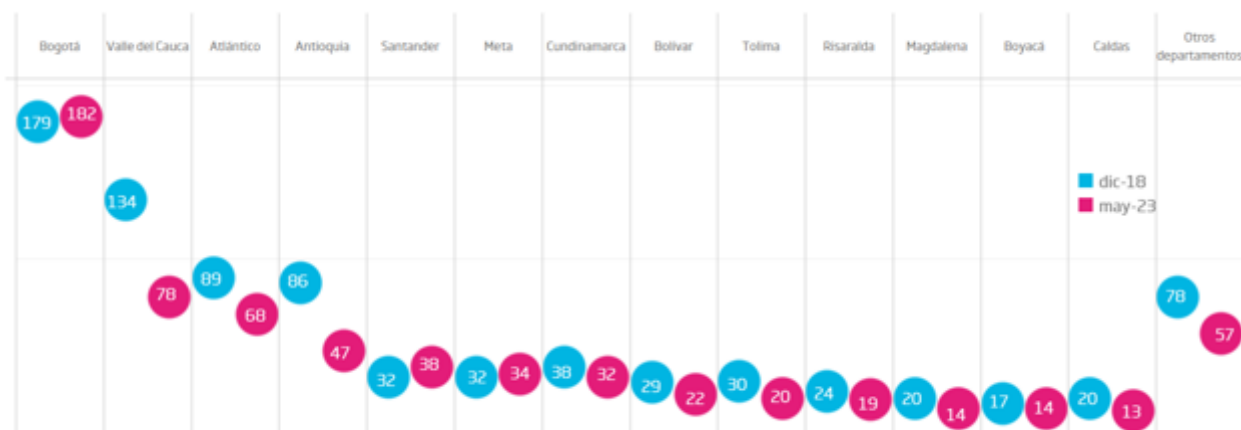
Durante 2022, en las cuatro grandes capitales del país; Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla, se concentró 67 % de convertidos en el país.

MATRÍCULAS DE VEHÍCULOS DEDICADOS A GNV

Segmentos	2018	2019	2020	2021	2022
Buses	163	428	1.122	330	357
Tractocamiones	8	41	269	320	195
Busetas	7	0	0	0	139
Camiones	7	31	57	24	81
Otros segmentos	25	7	98	25	12
Total	210	507	1.546	699	784

Fuente: Promigas.

EDS CON GNV



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Promigas.

CORREDORES VERDES

Principales troncales

- 1 **Troncal Magdalena**
Ipiales - Neiva - Bogotá - Costa Norte
- 2 **Troncal Cauca**
Ipiales - Cali - Medellín - Costa Norte
- 3 **Troncal Central y Central Norte**
Bogotá - Tunja/Zipacquirá - Barbosa - Bimanga - Cúcuta

Principales transversales

- 1 **Transversal 1**
Buenaventura - Bogotá - Llanos Orientales
- 2 **Transversal 2**
Turbo - Medellín - Bogotá / Cúcuta
- 3 **Transversal 3**
Cartagena - Biquilla - Santa Marta



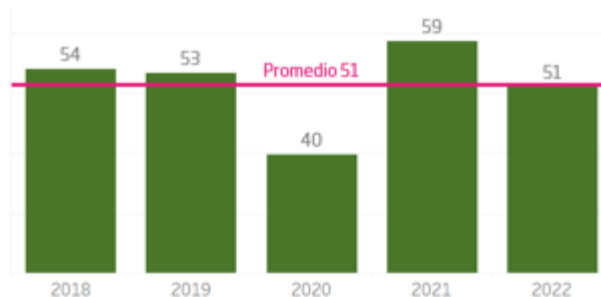
Fuente: <https://www.terpel.com/estaciones-de-servicio/gas-natural-vehicular/corredores-verdes>

A mayo de 2023, Colombia contaba con 638 EDS con GNV, repartidas en 22 departamentos de la geografía nacional.

Como puede apreciarse en el mapa adjunto, cuenta con seis corredores verdes (carreteras donde se ubican EDS con GNV), tres troncales por las que se puede recorrer el país de norte a sur y tres transversales con las que se hace lo propio de occidente a oriente.

El último lustro, fue para el consumo de GNV un periodo de contrastes, en parte, producto de la estrechez en su competitividad ocasionada por los combustibles subsidiados. Se inició con dos años de estabilidad relativa en los volúmenes, acto seguido un desplome por las cuarentenas impuestas por el Covid-19, un repunte excepcional en 2021 y cierre de 2022 con un descenso inesperado retornando a un volumen cercano a 50 Mpcd, cifra que se creía superada.

CONSUMO DE GNV - Mpcd



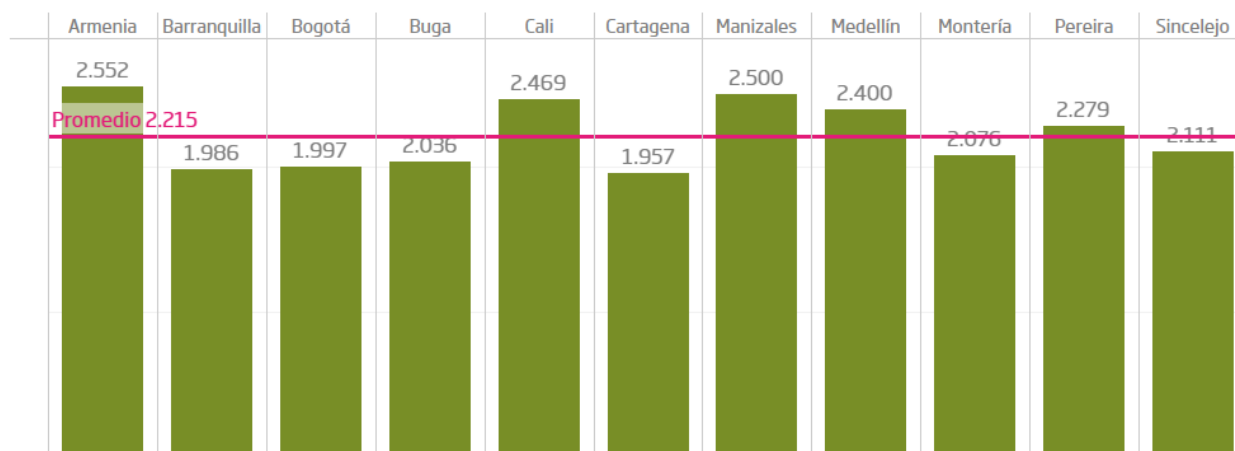
Fuente: Bolsa Mercantil del Colombia - BMC, Concentra.

Precios del GNV

A cierre de diciembre de 2022, en dos ciudades del eje cafetero, Armenia y Manizales, se pagaba el galón de GNV más caro de Colombia, es decir, fueron las únicas que alcanzaron \$ 2.500/m³ o

más. En contraste, dos ciudades de la Costa Caribe, Barranquilla y Cartagena, y Bogotá pagaban, para la misma fecha, entre \$ 1.957/m³ y \$ 1.997/m³.

PRECIOS DE GNV A DICIEMBRE DE 2022 - \$/m³



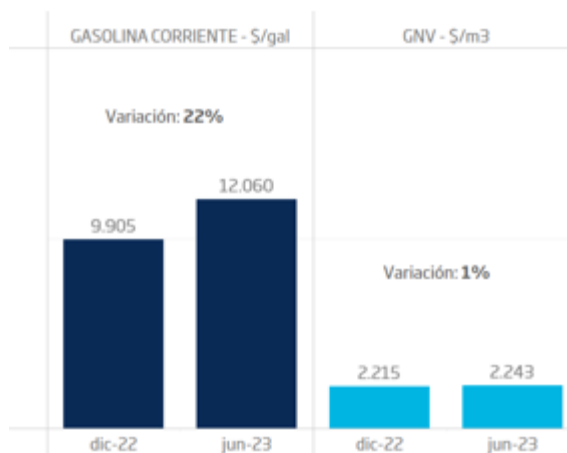
Fuente: Promigas.

En el transcurso del primer semestre de 2023, el déficit en el Fondo de Estabilización de los Precios de Combustibles (FEPC) ha llevado a que el Gobierno Nacional decreta una serie de alzas reiteradas en el precio de la gasolina, aproximadamente \$600 por galón al mes, con lo cual el galón de gasolina en Colombia quedó en promedio en julio muy cercano a \$13.000. Anuncios del Gobierno Nacional advierten que dichas alzas continuarán hasta llegar a un precio equiparable al precio internacional, unos \$15.500/gal,

mediados de junio de 2023. Por otro lado, las bondades del GNV en comparación con el diésel han impulsado la adquisición de vehículos dedicados a GNV, mostrando un incremento de 12 % al cierre de abril de 2023, en comparación con el mismo periodo del año anterior.

En medio de estas alzas, el gas natural (GNV) se consolida como la opción más económica para vehículos livianos. Los ahorros frente a la gasolina han experimentado un notable crecimiento, pasando de 23 % en diciembre de 2022 a 41 % en promedio a nivel nacional a

PRECIOS PROMEDIO PAÍS



Fuente: Vantl, Promigas, Scom.

Primer bus interdepartamental con funcionamiento 100 % a gas natural



Fuente: <<https://notasdeactualidad.com/expreso-brasilvia-inicia-operacion-con-el-primero-bus-interdepartamental-de-colombia-con-funcionamiento-100-a-gas-natural/>>.

A mediados de abril de 2023, por primera vez en el país, comenzó a rodar por sus carreteras un bus de servicio interdepartamental de pasajeros que funciona 100 % a gas natural. Este acontecimiento, considerado un hito para el sector gas natural, fue liderado por la empresa de transporte Expreso Brasilia que puso al servicio este automotor, una verdadera apuesta por la sostenibilidad.

De este proyecto, además de Expreso Brasilia, también hicieron parte activa importantes empresas del sector, como Ecopetrol, Promigas, Gases del Caribe y Gazel.

Este bus, que inicialmente, recorrerá la ruta Barranquilla - Valledupar, cuenta con tres cilindros que almacenan 1.071 L de gas, entregándole una autonomía de 550 km, justo la distancia que hay en la mencionada ruta, sin requerir tanqueo en la vía.

Además, posee un motor de tecnología a gas natural que cumple con la norma Euro 6, y según resultados de pruebas iniciales, presenta una reducción en la emisión de gases contaminantes de 64 % frente a automotores de características similares, y se estiman con él ahorros de 30 % frente a otros combustibles líquidos.

En el evento de lanzamiento, el 12 de abril de 2023, en Barranquilla, participaron: Carlos Enrique Caicedo, viceministro de Transporte y otros directivos de las empresas participantes en el proyecto.

Wilson Chinchilla Herrera, vicepresidente de Distribución de Promigas, señaló:

“En Promigas nos sumamos a los valiosos esfuerzos del sector empresarial para diversificar las alternativas de movilidad y migrar ordenadamente hacia energías más limpias como el gas natural, contribuyendo a la masificación de tecnologías y en la disponibilidad de los energéticos para el usuario final”.

Fuente: <<https://www.eluniversal.com.co/economica/rueda-primero-bus-interdepartamental-100-a-gas-natural-AL8148031>>.

Por su parte, Mario Cuello Navarro, subgerente de distribución de Gases del Caribe, enfatizó:

“Desde Gases del Caribe impulsamos proyectos como estos con el objetivo de aportar a la transición energética con el uso de un combustible más limpio y amigable con el medio ambiente; además, nuestra operación contribuye a la prestación de un servicio seguro, cómodo y más económico a los pasajeros gracias al inferior valor que tiene el gas natural frente a otros combustibles como el diésel”

Fuente: <<https://notasdeactualidad.com/expreso-brasilvia-inicia-operacion-con-el-primero-bus-interdepartamental-de-colombia-con-funcionamiento-100-a-gas-natural/>>.

GasTrack: Programa para financiar el transporte de carga pesada con GNV en Colombia

En octubre de 2022, en el Congreso Naturgas, 12 empresas del sector firmaron un memorando de entendimiento para estructurar un esquema que permitiese financiar hasta 75 % del valor de compra de vehículos dedicados a GNV, para el transporte de carga pesada. Esta iniciativa implicaba una inversión cercana a \$ MM 800.000

con los que se buscaba financiar en los primeros tres años la adquisición de unos 2.096 vehículos de transporte de carga pesada hasta llegar en el quinto año a 4.639 vehículos, para renovar así los parques automotores de transportadores independientes de todo el país, que operan desde hace más de 20 años.



Fuente: Naturgas.

Solo siete meses después, en mayo de 2023, en el Congreso de Naturgas, demostrando el sector gas natural del país una gran celeridad en el desarrollo de este tipo de proyectos se lanzó GasTrack, programa de financiamiento que promueve el uso de gas natural para el transporte de carga pesada en el país.

En este lanzamiento se entregó un vehículo de carga pesada al señor Fredy Triana, transportador de alimentos y bebidas, quien se convirtió en el primer beneficiario de GasTrack.

Las empresas del sector suscritas a este programa son: Ecopetrol, TGI, Promigas, Grupo Vanti (Vanti-Gas Natural Cundiboyacense-Gas Natural del Oriente-Gas Natural del Cesar), GdO, Gases del Caribe, Surtigas, Alcanos y Efigas.

A través de GasTrack se aspira a beneficiar a más de 12.500 transportadores en los próximos 10 años, y se dirige a transportadores independientes, propietarios de uno o dos vehículos o a personal con mucha experiencia en el sector que desea adquirir su primer vehículo.

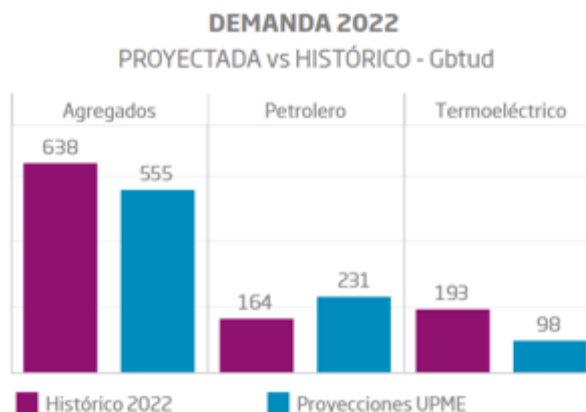
Adicionalmente, los clientes de GasTrack pueden beneficiarse de la regulación actual dispuesta por el Gobierno Nacional para facilitar la renovación de sus vehículos por otros con energías más limpias como son:

- Exención del IVA.
- Hasta 25 % del valor del vehículo descontable de Imporrenta.
- Programa de chatarrización en el que se reconoce un valor del camión chatarrizado.

Por último, dado que el gas natural es el combustible fósil más amigable con el medioambiente, GasTrack permitirá reducir más de 450.000 t de CO₂ por año, sin mencionar la disminución del material particulado.

Proyecciones de la demanda de gas natural y potencial de producción

En esta sección, inicialmente, se establece un comparativo entre las cifras de demanda de gas natural por sectores que para 2022 estimó la UPME en su escenario medio, en sus proyecciones de demanda de gas en el país, presentadas en julio de 2022, en su documento "Proyección demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036" versus las cifras históricas de demanda de gas obtenidas en 2022 y suministradas por la BMC en su calidad de gestor del mercado.

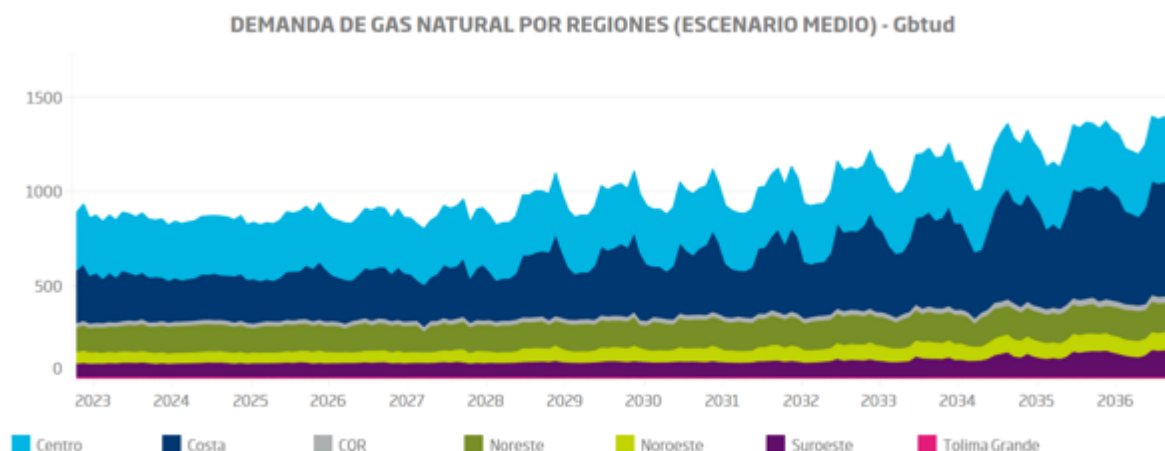


Fuente: UPME, "Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036" y Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

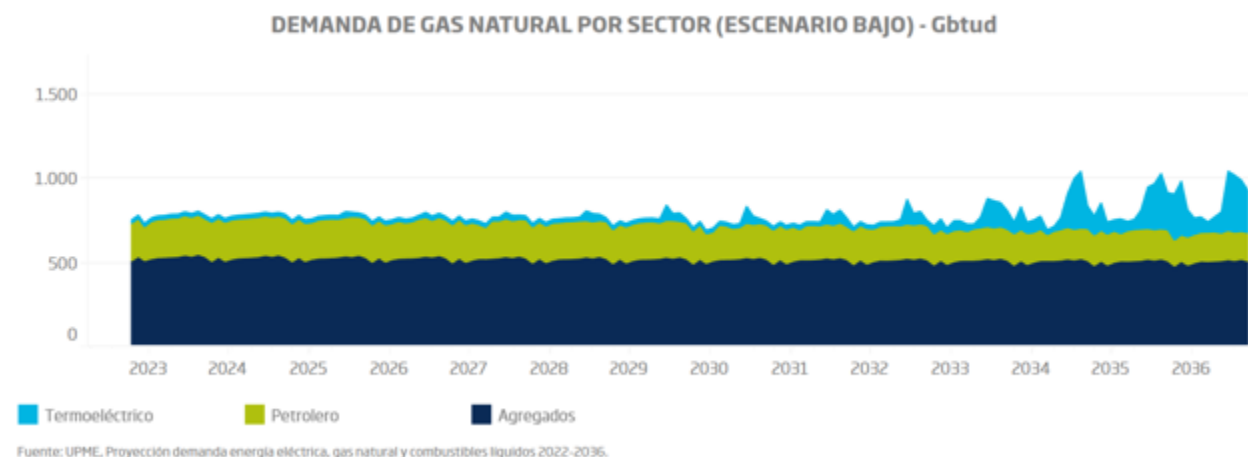
Las demandas históricas de 2022 del sector agregados (consumo final de los sectores: residencial, terciario, industrial, transporte, petroquímico y de compresores) y del sector termoeléctrico superaron la cifra proyectada por la UPME en 83 y 95 Gbtud, respectivamente.

En contraste, la demanda histórica del sector petrolero fue la única que estuvo por debajo del presupuesto en 67 Gbtud. En total, la demanda histórica de gas natural de 2022 superó la proyección de la UPME en su escenario medio para ese año en 111 Gbtud.

Acto seguido, se procedió a descartar del último documento de proyecciones UPME, las cifras de 2022, y se presentó solo un horizonte de proyección de 13 años, 2023-2036. De estos se toman los primeros 10 años de proyecciones de demandas de gas natural, recopilados por sectores de producción, por regiones geográficas y estimados según tres escenarios probabilísticos (alto, medio y bajo) para ser contrastados con el Potencial de Producción (PP) de gas natural de la declaratoria de producción 2023-2032 presentada por el Ministerio de Minas y Energía en mayo de 2023.

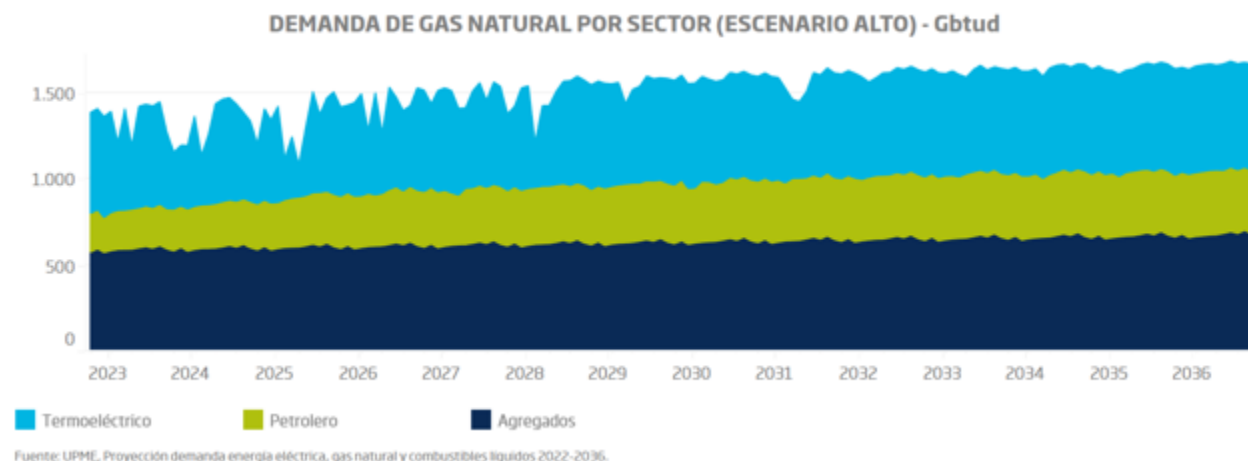


Fuente: UPME. Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036.



Para el sector termoeléctrico, la demanda se fundamentó en los resultados de escenarios del Plan de Expansión de 2020, y la UPME escogió un escenario de alta exigencia y no el de mayor probabilidad; sin embargo, la demanda proyectada para este sector en el escenario bajo

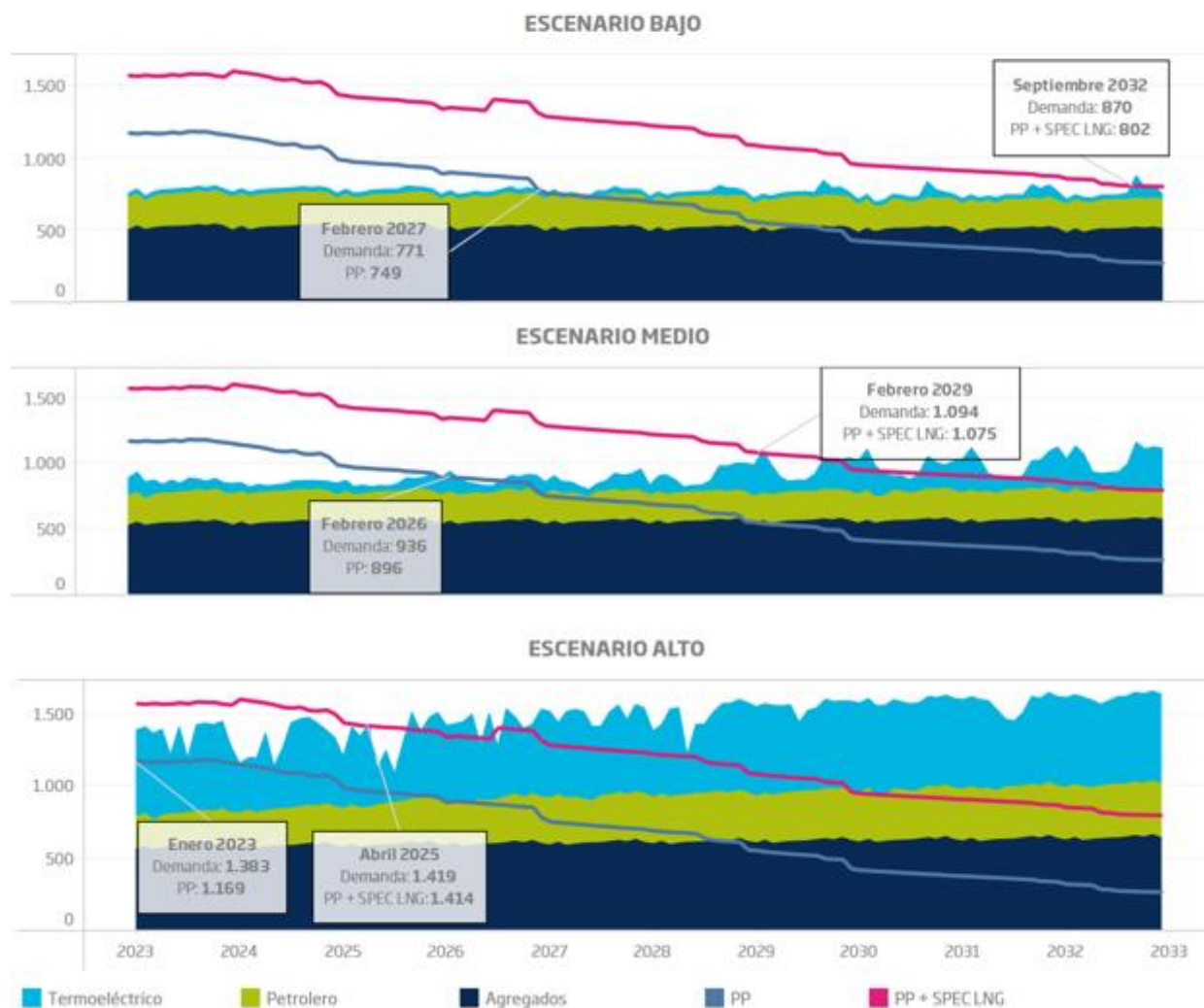
solo presenta cantidades significativas a partir de 2033. En cuanto al sector petrolero, la demanda asociada es la reportada por Ecopetrol ante la UPME, con base en sus expectativas de consumo.



El escenario alto planteado por la UPME en sus proyecciones de demanda de gas natural presenta una mayor volatilidad en gran parte del periodo en estudio, especialmente en el lapso comprendido entre 2023 y 2029, motivada en menores aportes hidrológicos para los embalses

(picos de demanda para térmicas) y consumos crecientes de Ecopetrol, del cual se espera un crecimiento promedio año de 4,2 % debido a un incremento en el uso de gas natural para los proyectos de la región Centro, que se espera puedan consolidarse a partir de 2024.

**PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL VS POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (PP)
Y CAPACIDAD INSTALADA DE SPEC LNG - Gbtud**



Fuente: UPME, Resolución Ministerial 00478 de 2023.

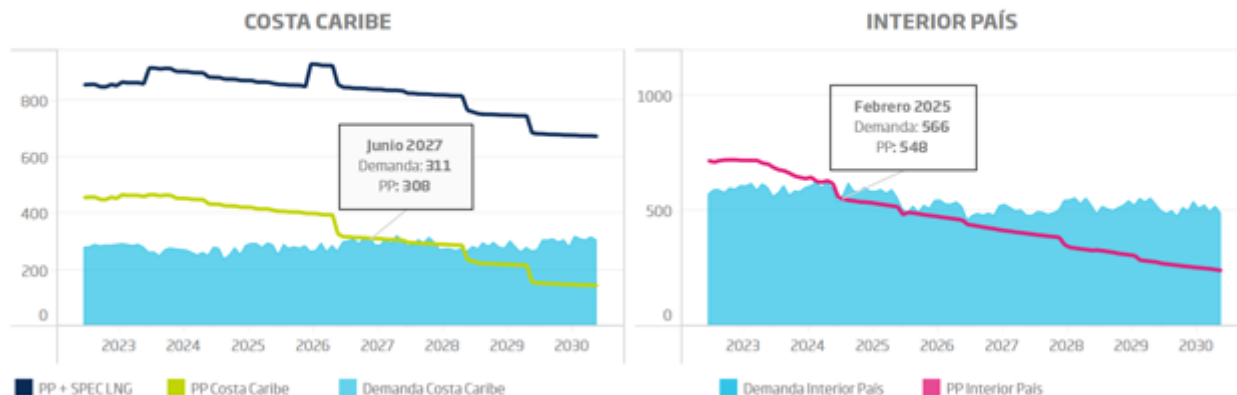
En los escenarios de demandas bajo y medio cruzados con los PP, se detectan posibles déficits de gas a partir de febrero de 2027 y febrero de 2026, respectivamente, hasta finales de 2032, los cuales deberían ser cubiertos en buena parte con el GNL importado y regasificado por SPEC LNG y las nuevas infraestructuras.

Con respecto a SPEC LNG, de concretarse su extensión y ampliación, esta infraestructura podría estar entregando 530 Gbtud a partir del

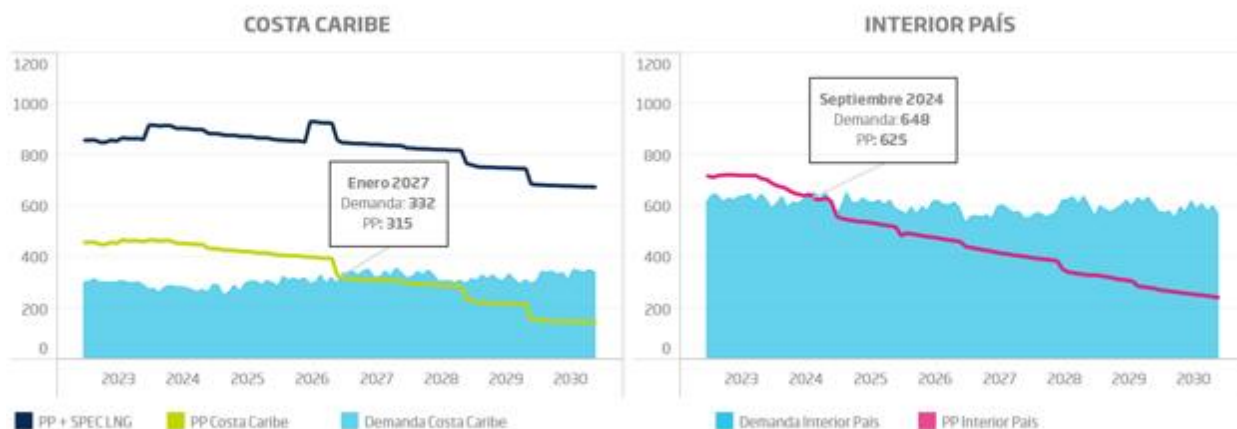
segundo semestre de 2026, y antes de esta fecha entre 400-450 Gbtud.

Ahora bien, en el escenario alto sin tener en cuenta el GNI de SPEC LNG el déficit sería constante entre 2023 y 2032, y aun con el GNI de SPEC LNG, a partir de septiembre de 2025 no sería suficiente para cubrir el déficit arrojado, por lo cual es esta una de las razones por la que la UPME sigue adelante con el proyecto de la infraestructura de regasificación del Pacífico.

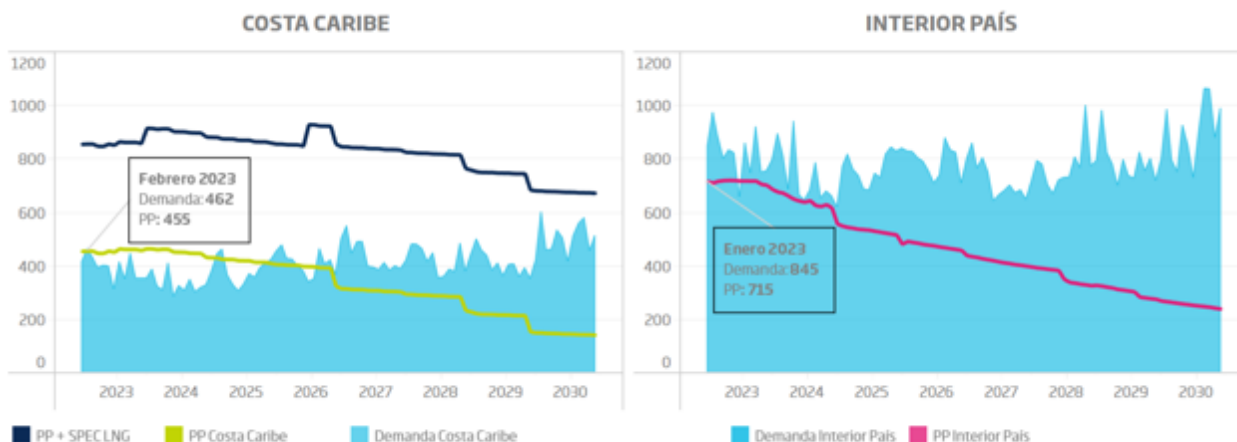
**DEMANDA DE GAS NATURAL, POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (PP) Y CAPACIDAD INSTALADA DE SPEC LNG - Gbtud
ESCENARIO BAJO**



ESCENARIO MEDIO



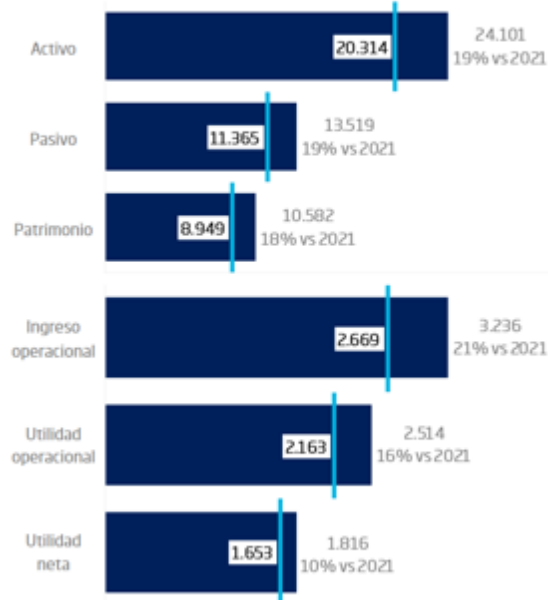
ESCENARIO ALTO



Fuente: Elaborado por Promigas con información de la UPME y Minminas: declaratoria de producción, resolución 000478 de 2023.

Cifras financieras de las empresas Consolidado transportadoras

COMPARATIVO 2022 vs 2021
MILES DE Col\$MM



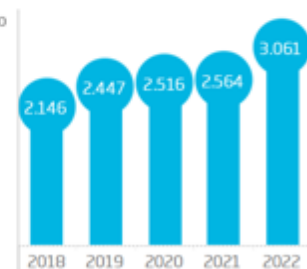
MÁRGENES



ESTRUCTURA DE ENDEUDAMIENTO



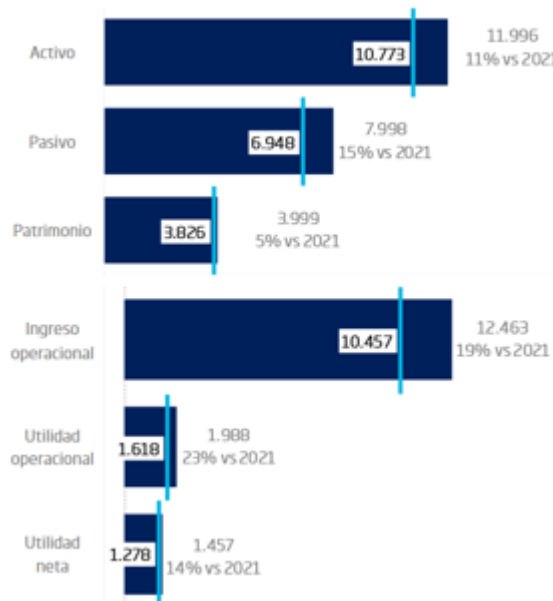
EBITDA



Fuente: Empresas del sector, SUI.

Consolidado distribidoras

COMPARATIVO 2022 vs 2021
MILES DE Col\$MM



MÁRGENES



ESTRUCTURA DE ENDEUDAMIENTO



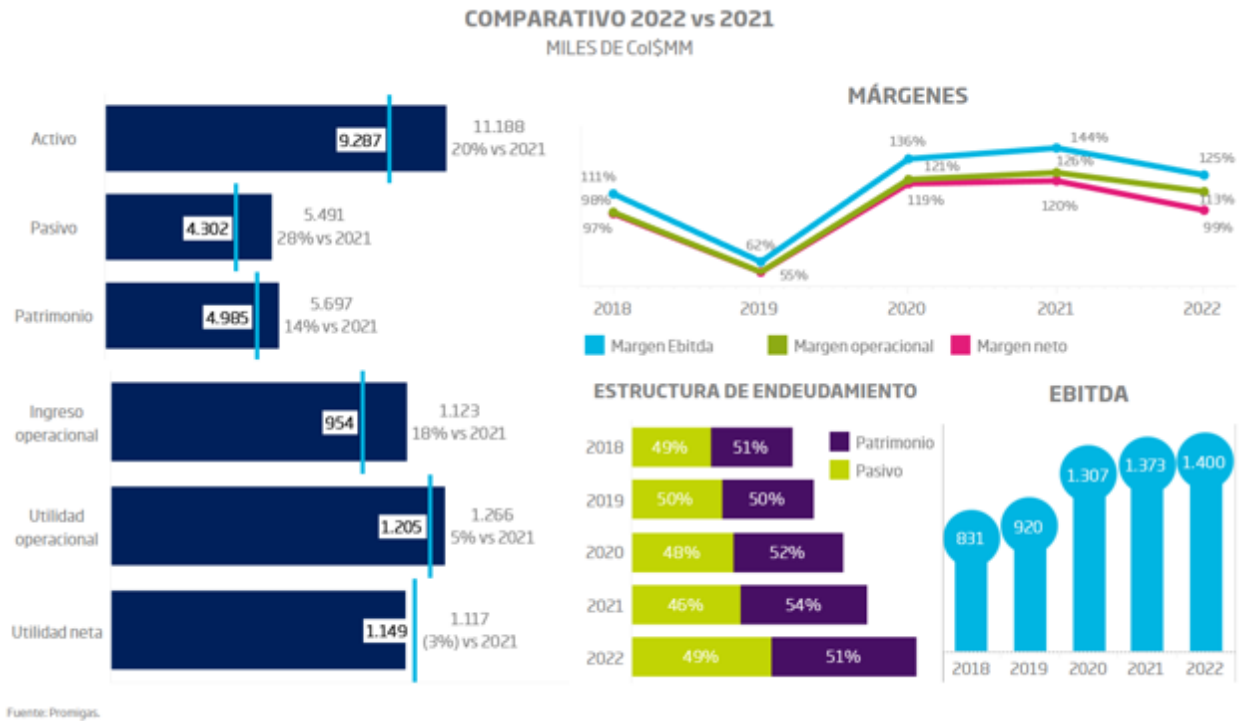
EBITDA



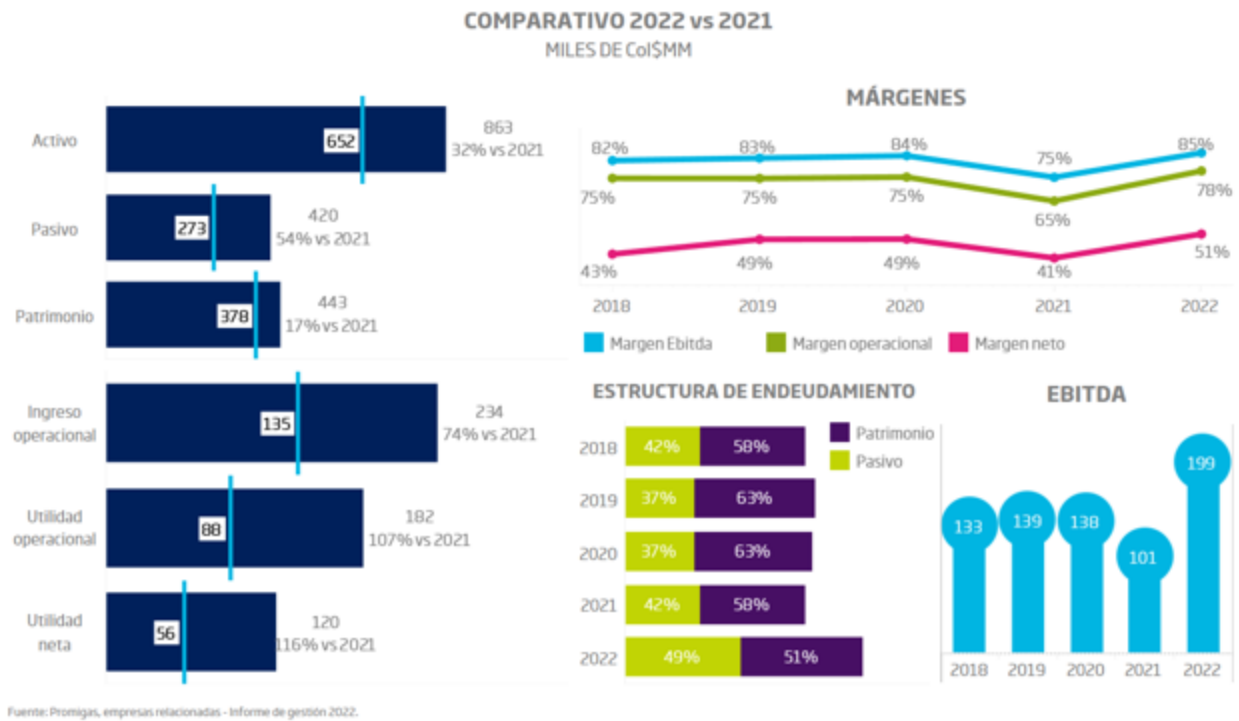
Fuente: Empresas del sector, SUI.

Transportadoras de gas natural

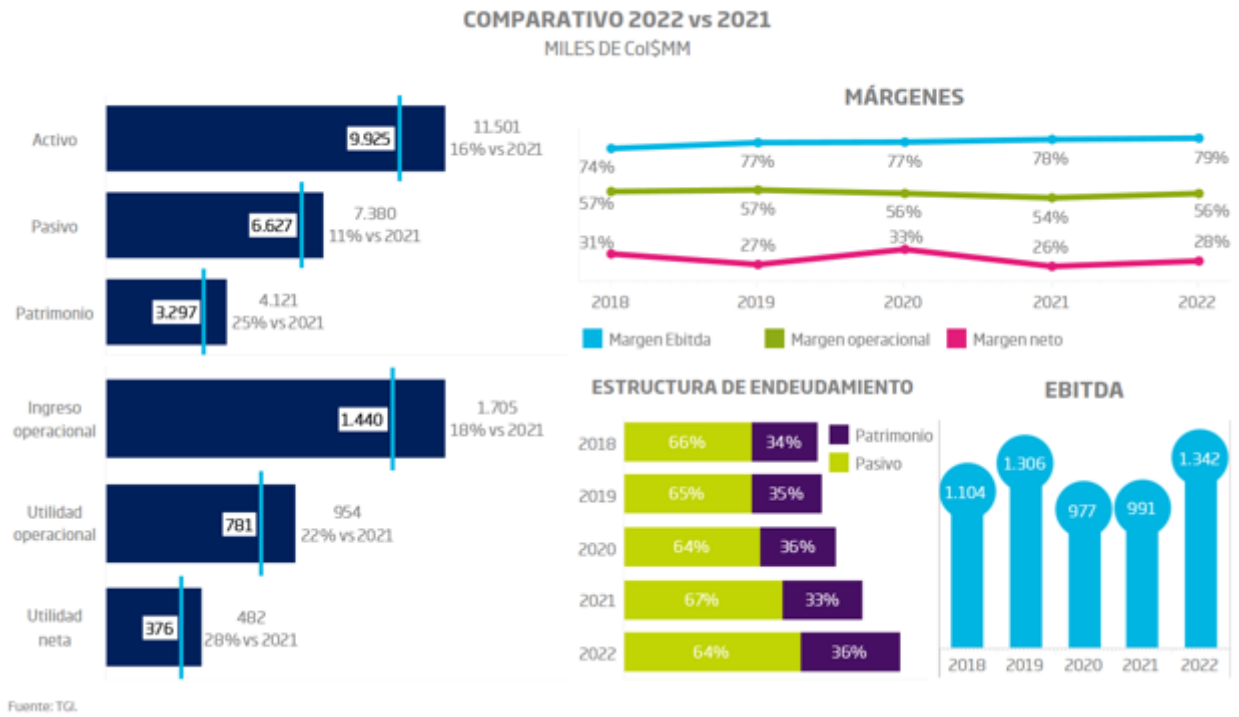
Promigas



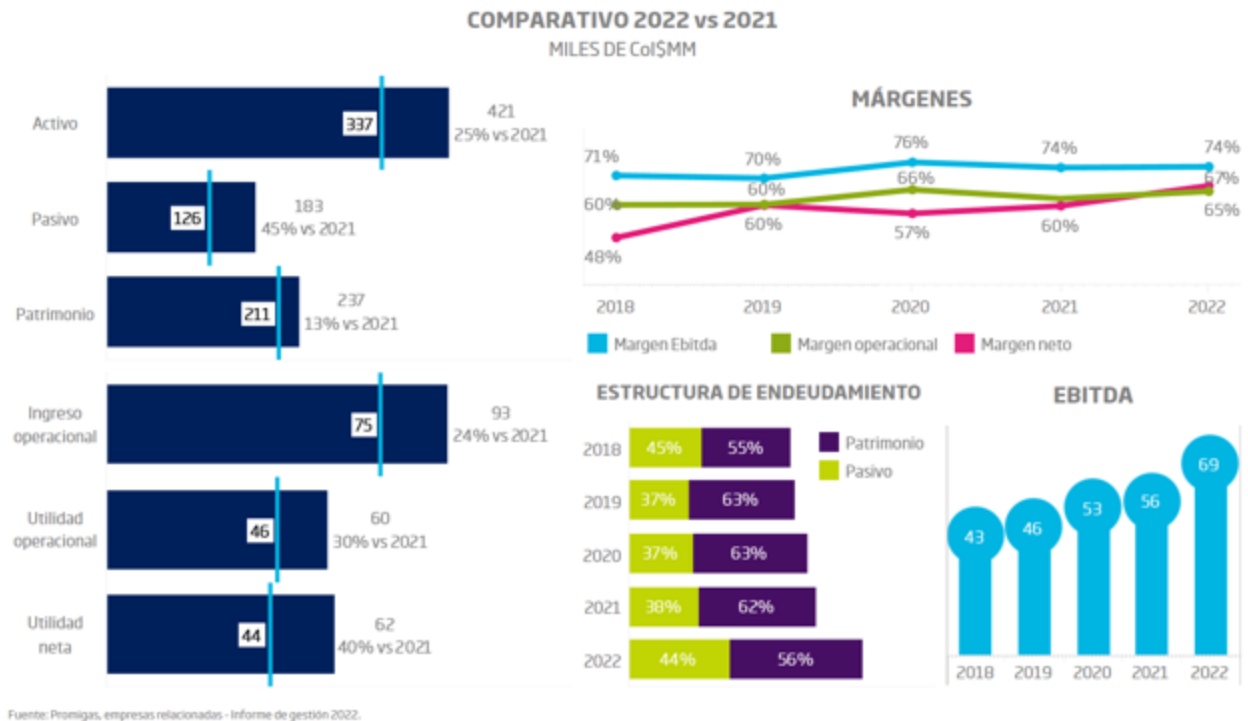
Promioriente



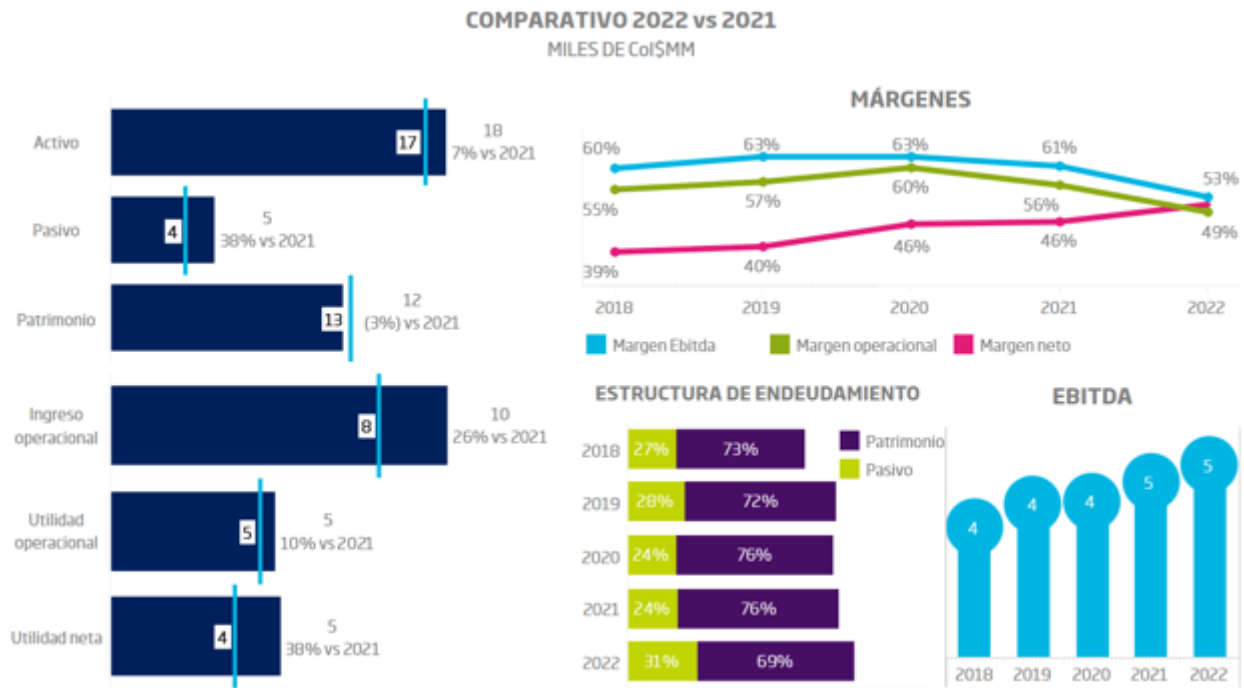
TGI



Transmetano

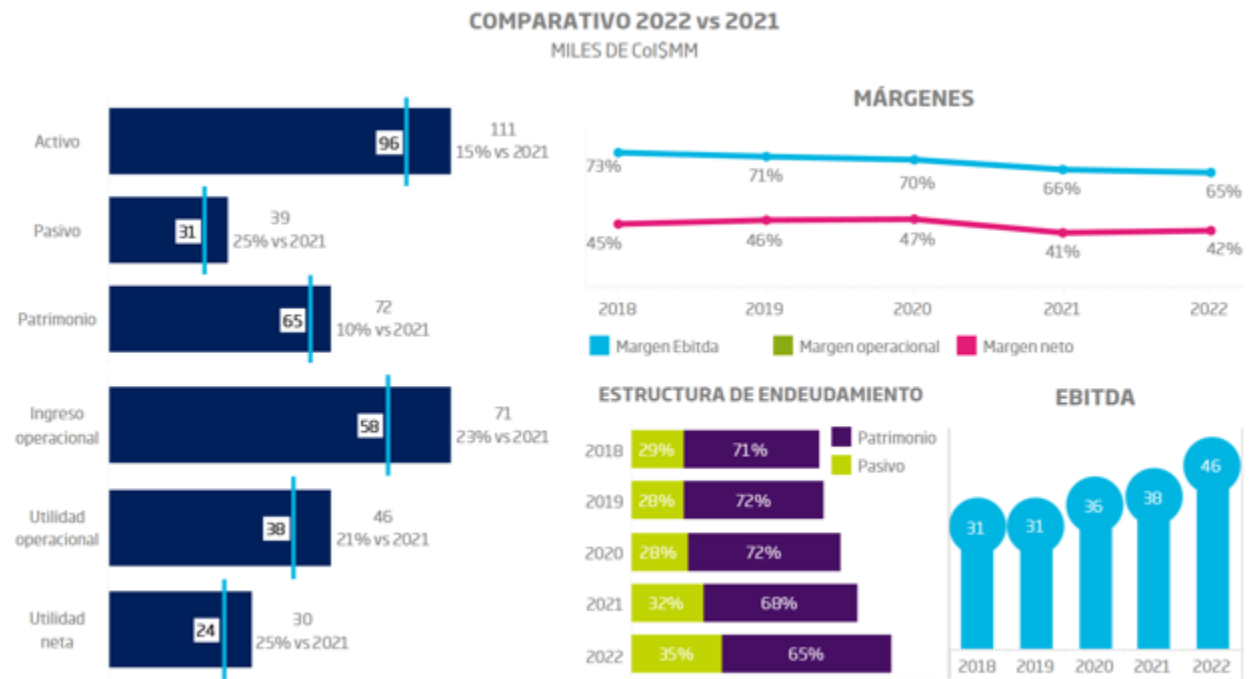


Transoccidente



Fuente: Promigas, empresas relacionadas - Informe de gestión 2022.

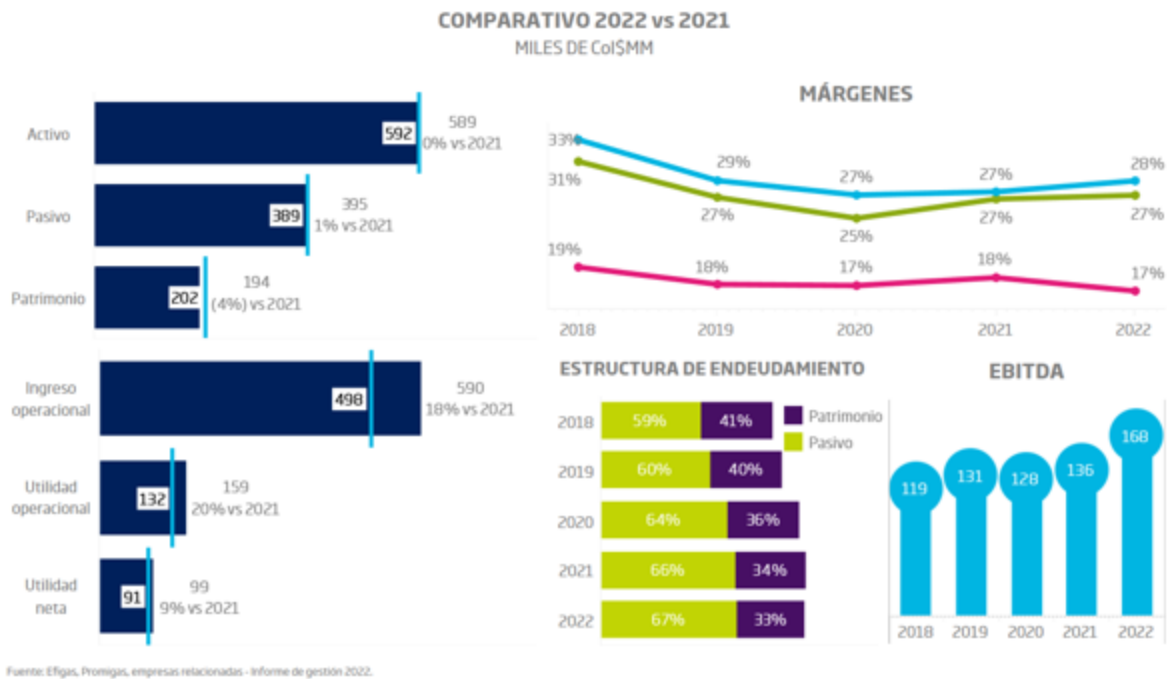
Otras transportadoras (2)



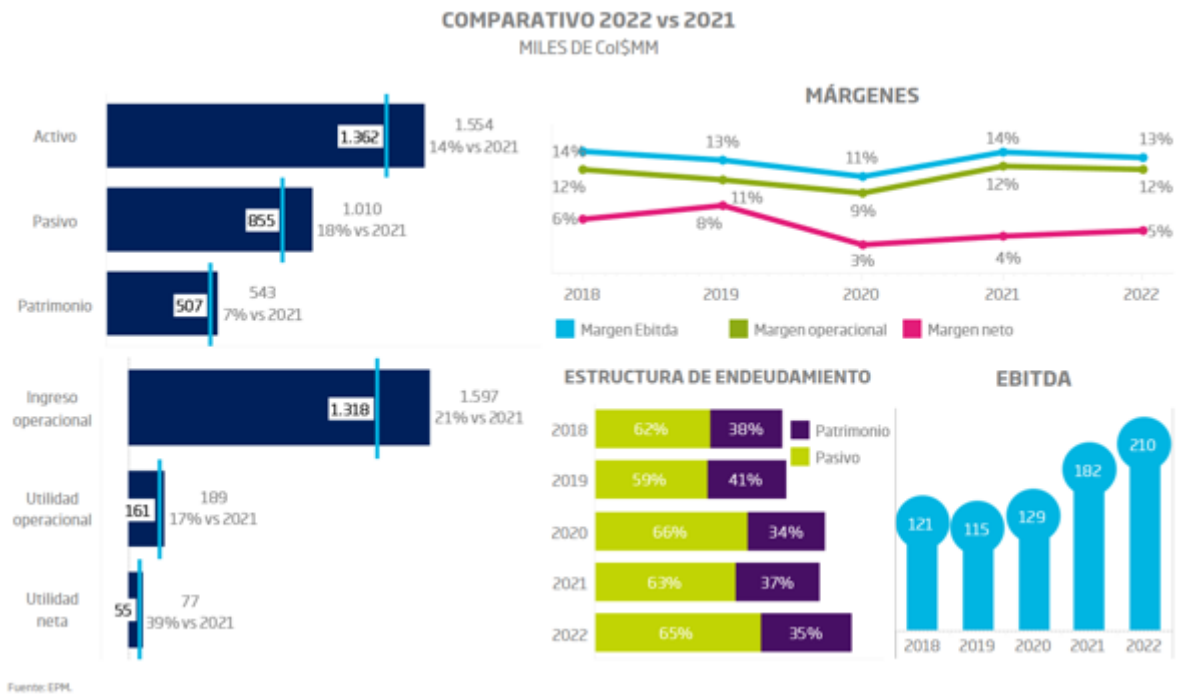
Fuente: SUI.
Nota: Otras transportadoras contiene la información de 2 empresas: Progasur y Coinogas.

Distribuidoras de gas natural

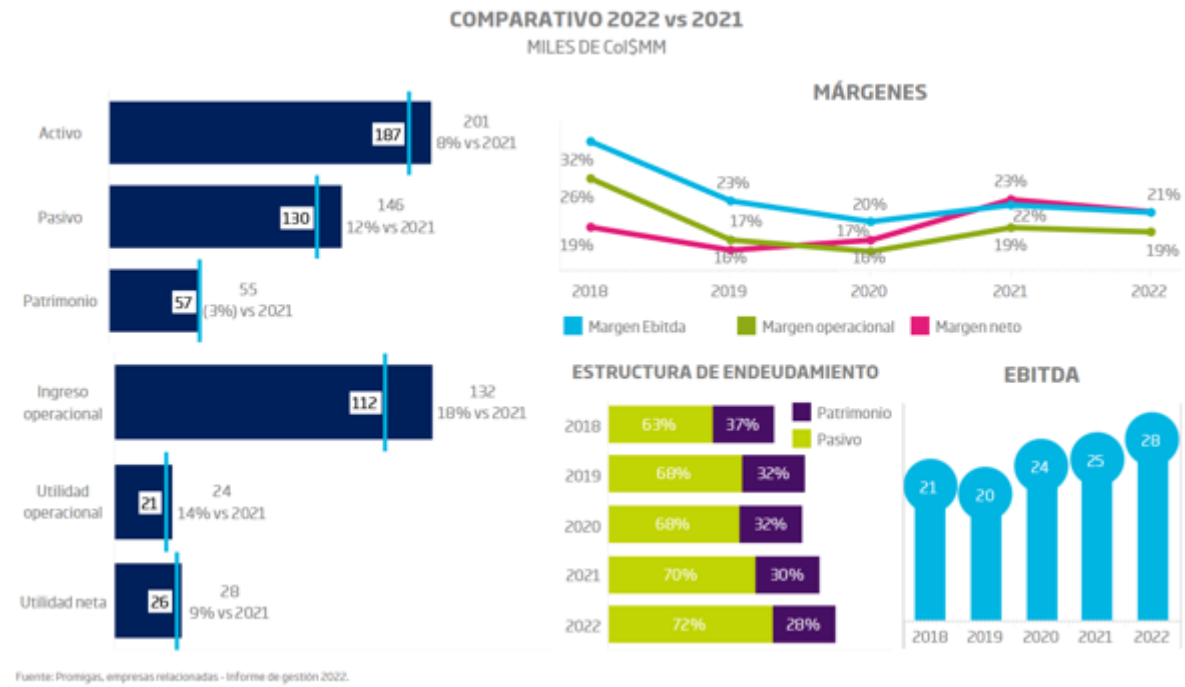
Efigas



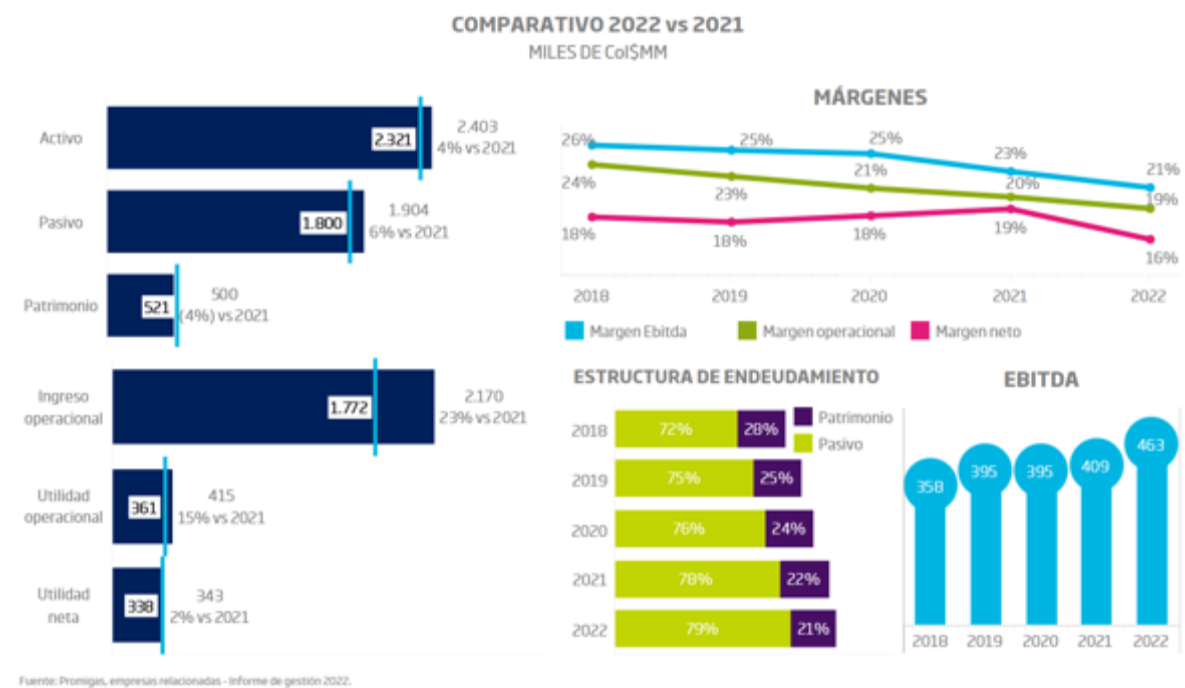
EPM



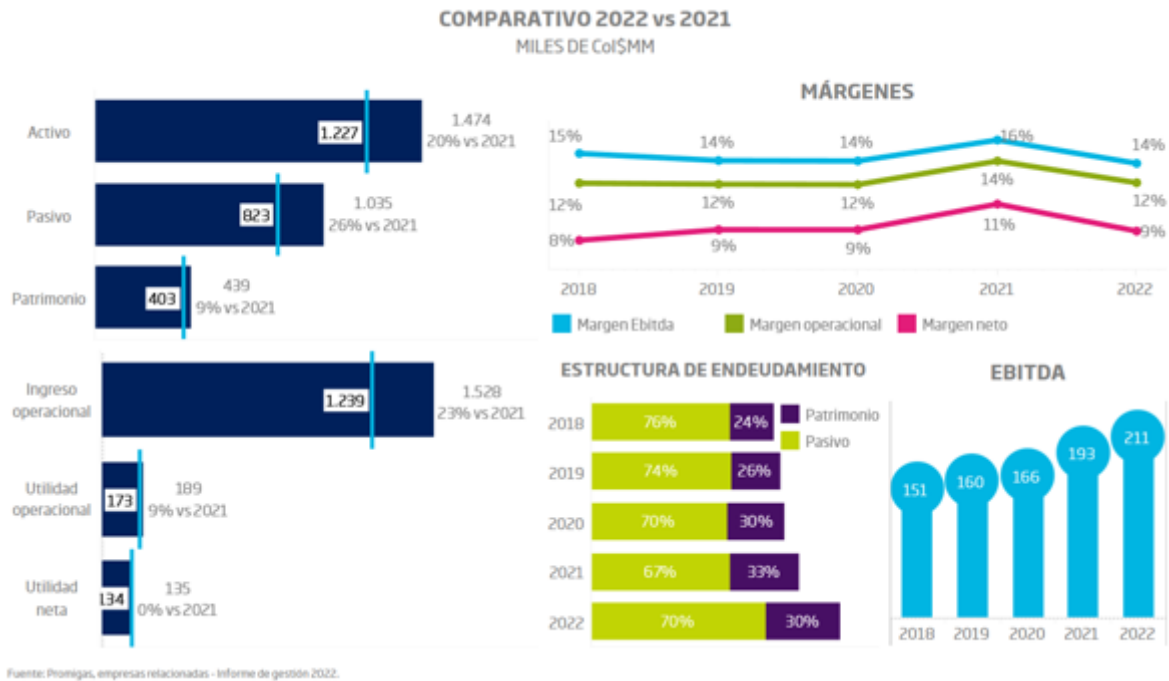
Gases de la Guajira



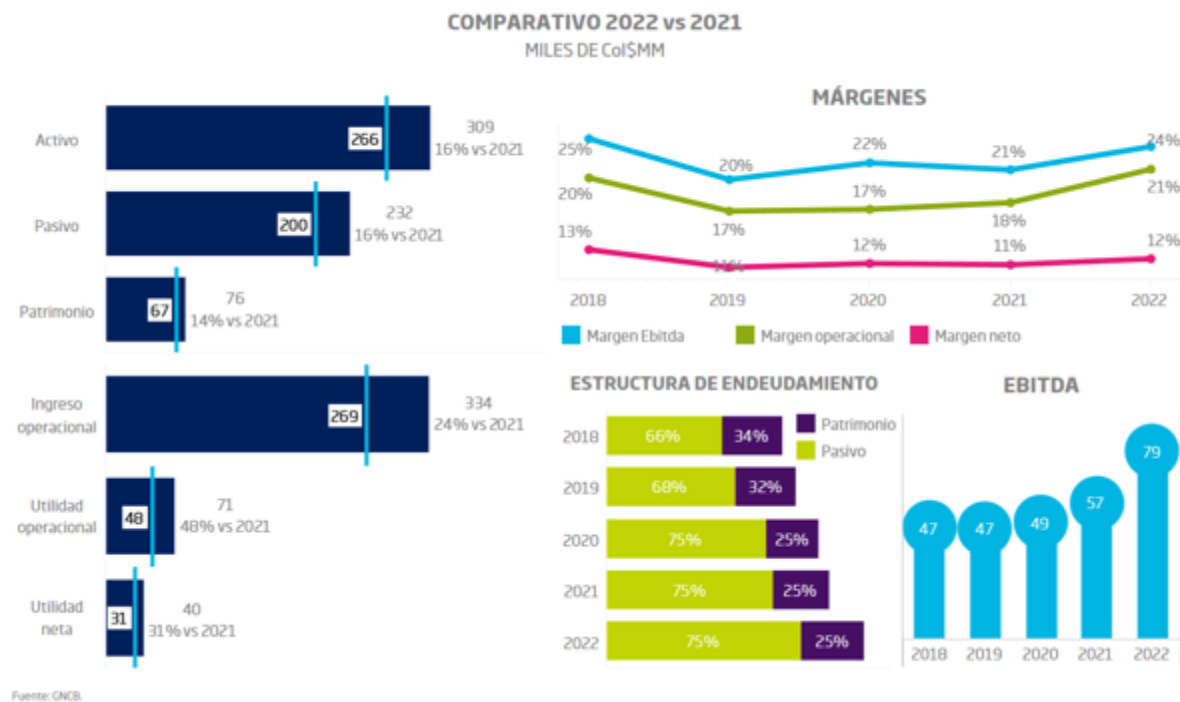
Gases del Caribe



Gases de Occidente

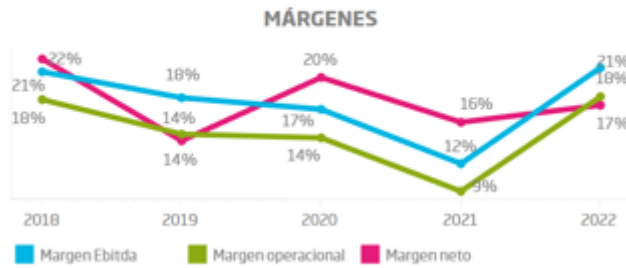
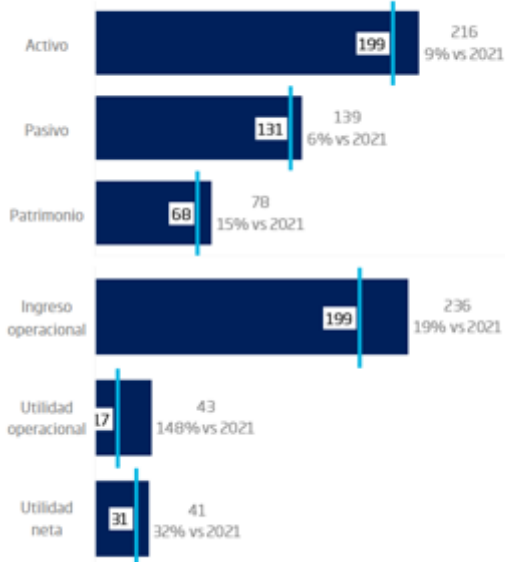


Gas Natural Cundiboyacense



Gas Natural del Oriente

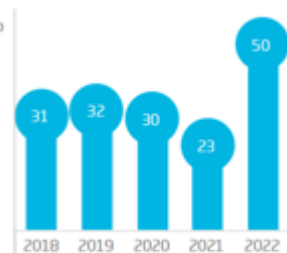
COMPARATIVO 2022 vs 2021
MILES DE Col\$MM



ESTRUCTURA DE ENDEUDAMIENTO



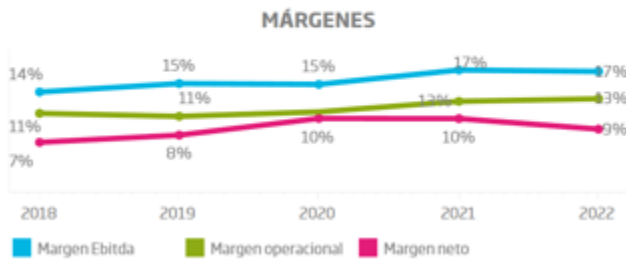
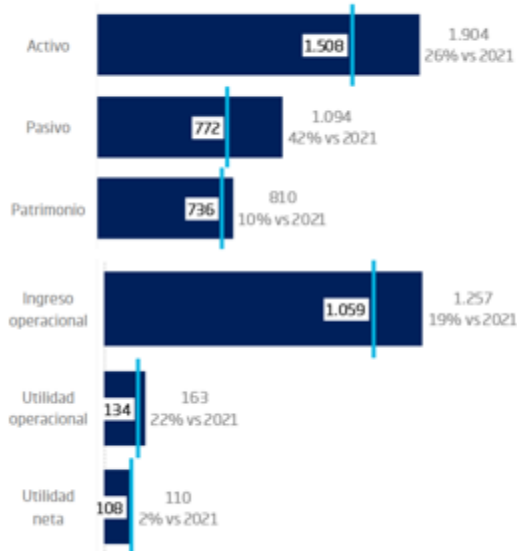
EBITDA



Fuente: Gas Natural del Oriente

Surtigas

COMPARATIVO 2022 vs 2021
MILES DE Col\$MM



ESTRUCTURA DE ENDEUDAMIENTO

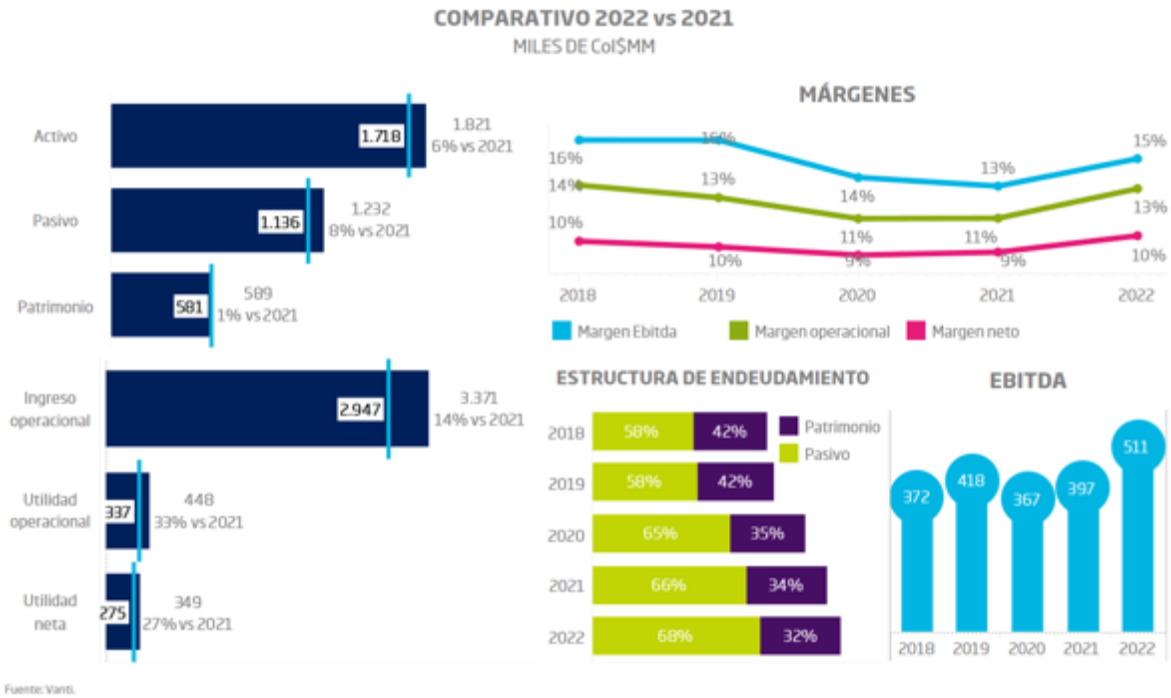


EBITDA

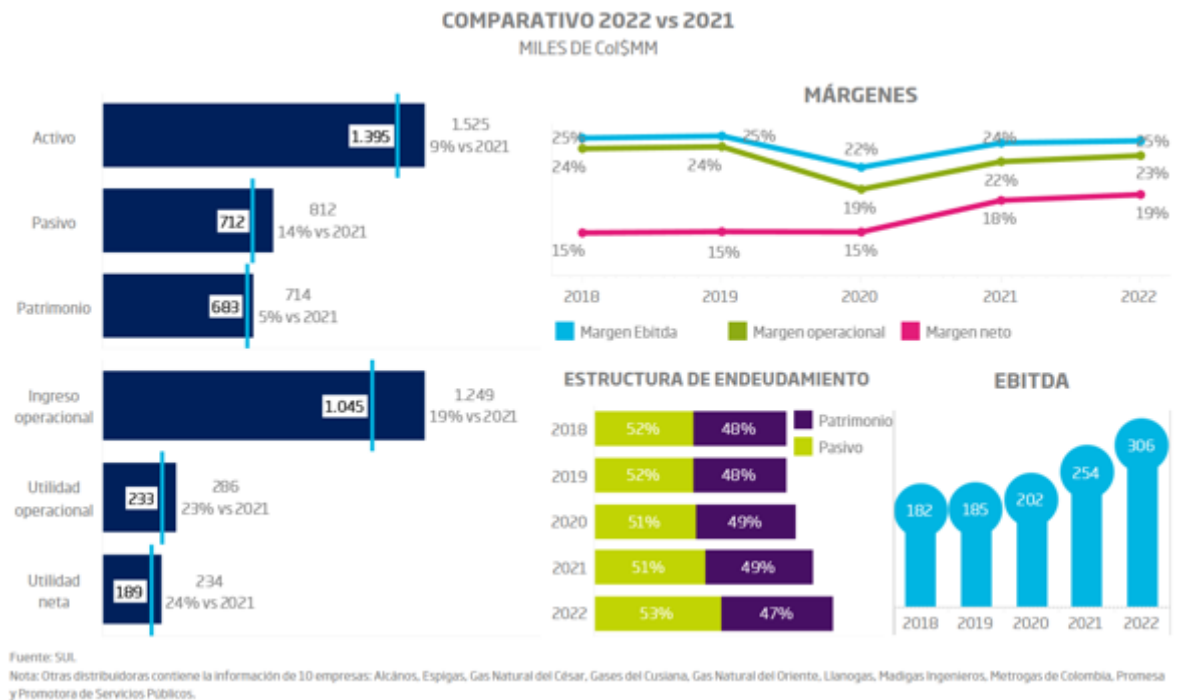


Fuente: Promigas, empresas relacionadas - Informe de gestión 2022.

Vanti



Otras distribuidoras (10)



ANEXOS

Actualidad regulatoria 2022-2023

Índice de leyes, decretos, resoluciones y circulares Minminas 2022 - Junio 2023			
	Norma	Fecha	Descripción
Mercado y suministro de gas			Congreso de Colombia
	Res 40066	11/02/2022	Por la cual se establecen 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.
	Res 00841	6/05/2022	Se publica la declaración de producción de gas natural para el período 2022-2031
	Res 00940	24/05/2022	
	Res 01240	19/07/2022	
	Res 01394	24/08/2022	
	Res 01475	19/09/2022	Modifica la declaración de producción de gas natural para el período 2022-2031, efectuada por virtud de la resolución 00841 del 6 de mayo de 2022.
	Res 01553	3/10/2022	
	Res 01684	1/11/2022	
	Res 01834	2/12/2022	
	Res 01944	20/12/2022	
	Res 40317	10/04/2023	Se modifica la Resolución 40066 de 11 de febrero de 2022, mediante la cual se establecen 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.
	Res 00478	30/05/2023	Se publica la declaración de producción de gas natural para el período 2023-2032
	Distribución y comercialización	Res 00445	8/03/2022
Res 00585		25/03/2022	Se ordena el pago de un abono parcial para cubrir el déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el tercer trimestre de 2021, con cargo al FSSRI.
Res 00961		27/05/2022	Se ordena el giro, para cubrir subsidios por menores tarifas, a las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, correspondientes al saldo restante del segundo y tercer trimestre de 2021, con cargo al FSSRI.
Res 01006		9/06/2022	Se ordena el pago de un segundo abono parcial para cubrir el déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el cuarto trimestre de 2021, con cargo al FSSRI.
Res 01007		9/06/2022	Se ordena el pago de un abono parcial para cubrir el déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el primer trimestre de 2022, con cargo al FSSRI.
Res 40281		3/08/2022	Se modifica la fecha de puesta en operación de algunos proyectos relacionados en la Resolución 40304 de 2020, que adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
Res 01321		8/08/2022	Se ordena el giro, para cubrir subsidios por menores tarifas, a las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, correspondientes al saldo restante del tercer trimestre de 2015 para la empresa Efigas Gas Natural S.A. E.S.P., y del cuarto trimestre de 2021 para las demás empresas prestadoras del servicio, con cargo al FSSRI.
Res 01462		13/09/2022	Se ordena el giro de recursos por concepto de abono parcial del déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el segundo trimestre de 2022.
Res 01559		4/10/2022	Se ordena el giro, para cubrir subsidios por menores tarifas, a las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, correspondientes al saldo restante del tercer y cuarto trimestre de 2021 para la empresa JADAPE S.A.S E.S.P., y del primer trimestre de 2022 para las demás empresas prestadoras del servicio, con cargo al FSSRI.
Circular 2022100000884		2/11/2022	Medidas contingentes de reducción del riesgo para asegurar la continuidad y calidad en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, durante la temporada de lluvias del 2022 - 2023.
Res 01928		14/12/2022	Se ordena el giro de recursos por concepto de abono parcial del déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el tercer trimestre de 2022.
Res 01935		14/12/2022	Se ordena el giro, para cubrir subsidios por menores tarifas, a las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, correspondientes al saldo restante del primer, segundo, tercer y cuarto trimestre 2021 y primer y segundo trimestre de 2022, con cargo al FSSRI.
Res 00294	3/04/2023	Se ordena el giro de recursos por concepto de abono parcial del déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el cuarto trimestre de 2022.	

Índice de leyes, decretos, resoluciones y circulares Minminas 2022 - Junio 2023

Norma	Fecha	Descripción
Congreso de Colombia		
Res 40105	15/03/2022	Se hace una distribución y asignación de los recursos destinados para ejercer las actividades relacionadas con la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo para el bienio 2021-2022.
Res 40156	29/04/2022	Se adopta el plan de acción indicativo 2022-2030 para el desarrollo del programa de uso racional y eficiente de la energía, PROURE, que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de metas y se adoptan otras disposiciones.
Decreto 1135	1/07/2022	Se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, respecto del sector de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones.
Res 40236	7/07/2022	Se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos en el territorio nacional.
Decreto 1505	4/08/2022	Se crea la Comisión Intersectorial para las emergencias nacionales o internacionales relacionadas con el abastecimiento de hidrocarburos.
Decreto 1648	6/08/2022	Se adiciona el Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con medidas para atención de las emergencias de abastecimiento de hidrocarburos y combustibles líquidos.
Res 01371	19/08/2022	Se efectúa una desagregación del Presupuesto de Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, conocimiento y cartografía geológica del subsuelo, e incentivo a la exploración y a la producción Bienio 2021-2022, según memorando de la Dirección de Hidrocarburos.
Decreto 2397	4/12/2022	Se reglamenta parcialmente el artículo 113 de la Ley 2159 del 2021, para el reconocimiento y pago mediante el servicio a la deuda de los saldos por menores tarifas del sector eléctrico y de gas combustible por red de que trata el artículo 297 de la Ley 1955 de 2019, causados hasta el tercer trimestre de 2022.
Res 01940	19/12/2022	Se efectúa una modificación a la desagregación del Presupuesto de Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos y conocimiento y cartografía geológica del subsuelo, e incentivo a la exploración y a la producción Bienio 2021-2022, según memorando de la Dirección de Hidrocarburos No. 3-2022-031276 de diciembre 15 de 2022
Res 00194	2/03/2023	Se efectúa un traslado presupuestal entre rubros de los recursos de disponibilidad inicial del Presupuesto de Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos y conocimiento y cartografía geológica del subsuelo, e incentivo a la exploración y a la producción Bienio 2023-2024 según memorando de la Dirección de Hidrocarburos No. 3-2023-005218 de febrero 28 de 2023
Circular 40012	16/05/2023	Se exhorta a las partes de los contratos de suministro de energía media anual a largo plazo con ocasión de las subastas CLPE No. 02-2019 y 02-2021 (en adelante los contratos) a revisar y, de ser el caso, formular una propuesta de renegociación de las condiciones del contrato.

General

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Índice de resoluciones CREG 2022 - Junio 2023		
CREG No.	Fecha	Descripción
102 008	5/08/2022	Se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 "Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural".
102 009	5/08/2022	Se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017 "Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural".
Proyectos de Resolución		
702 003	3/05/2022	Por la cual se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) de gas natural, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.
702 005	31/05/2022	Se hacen ajustes y se compila la resolución CREG 107 de 2017, la cual establece los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.
702 006	31/05/2022	Se hacen ajustes y se compila la resolución CREG 152 de 2017, la cual establece reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.
702 008	4/10/2022	Se presenta propuesta de inclusión evento eximente en las resoluciones CREG 185 y 186 de 2020, las cuales reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural.
702 011	26/12/2022	Se realizan ajustes a la Opción Tarifaria Transitoria establecida en la Resolución CREG 048 de 2020.
702 002	21/04/2023	Se modifica la Resolución CREG 102 008 de 2022 "Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural". Dicho término acudiendo a la causal prevista en el numeral 6 del artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017.
502 001	8/02/2022	Se resuelve la solicitud hecha por la empresa Progasur S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 en el gasoducto Chicoral - Espinal - Flandes que ha cumplido su vida útil normativa.
102 001	15/02/2022	Se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021, la cual establece los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural.
102 005	23/05/2022	Se modifican artículos de la resolución CREG 175 de 2021, la cual establece los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural.
102 006	31/05/2022	
102 010	23/08/2022	
102 007	1/06/2022	Se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) de gas natural.
102 011	7/10/2022	Se adiciona un párrafo al artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020
502 023	1/07/2022	Se ajustan los cargos regulados para el gasoducto Barrancabermeja - Payoa - Bucaramanga del sistema de transporte de Promioriente S.A. E.S.P.
502 024	15/07/2022	Por la cual se resuelve una actuación administrativa y se ajustan los cargos regulados del sistema de transporte de TGI S.A. E.S.P.
502 025	15/07/2022	Se ajustan los cargos regulados para el sistema de transporte de Promigas S.A. E.S.P.
502 026	15/07/2022	Se ajustan los cargos regulados para los gasoductos Chicoral - Flandes, Buenos Aires - Ibagué y Neiva - Hobo, pertenecientes al sistema de transporte de PROGASUR S.A. E.S.P.
502 027	15/07/2022	Se ajustan los cargos regulados para el sistema de transporte de Transmetano E.S.P. S.A.
502 028	29/09/2022	Se decreta la práctica de seis pruebas periciales y se designa un perito dentro del trámite de las actuaciones administrativas adelantadas por la CREG en virtud de los proyectos embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente de gas natural.
502 035	21/12/2022	Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos por las empresas TGI S.A. E.S.P. y VANTI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 024 de 2022
502007	31/01/2023	Por la cual se resuelve el recurso de apelación contra la Resolución 105 del 24 de octubre de 2022. Por medio del cual se niega la licencia de intervención y ocupación del espacio público para instalar tubería de 2", ¾" y ½" de diámetro en el municipio de Mongua con el fin de realizar el tendido de redes de gas natural domiciliario, interpuesto por MADIGAS INGENIEROS SA ESP.
Proyectos de Resolución		
702 002	5/04/2022	Se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio domiciliario de gas natural por redes.
702 003	3/05/2022	Se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) de gas natural, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.
702 001	25/01/2022	Por las cuales se modifican artículos de la resolución CREG 175 de 2021. La cual establece los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural.
702 004	10/05/2022	
702 007	20/08/2022	
702 009	12/12/2022	
702 010	15/12/2022	Se modifica la Resolución CREG 185 de 2020 "Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural.
702 001	14/04/2023	Se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 de la tasa de descuento para la actividad de transporte de gas natural.

Mercado y suministro de gas natural

Transporte

Índice de resoluciones CREG 2022 - Junio 2023		
CREG No.	Fecha	Descripción
102 002	11/03/2022	Se modifica el Artículo 4 de la Resolución CREG 096 de 2015 del valor de la tasa de descuento para la actividad de distribución de gas combustible.
102 003	8/04/2022	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.
102 004	25/04/2022	Se amplía el plazo para presentar comentarios respecto de la propuesta regulatoria publicada mediante la Resolución CREG 227 de 2021, "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".
502 017	24/05/2022	Se aprueba el Mercado Relevante de Distribución conformado por los Municipios de Cartagena de Indias, Achí, Altos del Rosario, Arenal, Arjona, Barranco de Loba, Cicuco, Córdoba, Clemencia, El Carmen de Bolívar, El Guamo, El Peñón, Hatillo de Loba, Magangué, Mahates, Margarita, Maria La Baja, Mompós, Norosí, Regidor, Rio Viejo, San Fernando, San Jacinto, San Jacinto del Cauca, San Juan Nepomuceno, San Martín de Loba, Santa Catalina, Santa Rosa, Simití, Talaigua Nuevo, Turbaco, Turbaná, Villanueva, Zambrano y los centros poblados Tierra Bomba, Caño del Oro, Bocachica y Punta Arena del Municipio de Cartagena de Indias en el departamento de Bolívar; Cáceres, Caucasia, El Bagre, Segovia, Taraza, Zaragoza, departamento de Antioquia; Montería, Ayapel, Buenavista, Canalete, Cereté, Chima, Chinú, Ciénaga de Oro, Cotorra, La Apartada, Loricá, Los Córdoba, Momil, Montelíbano, Monitos, Planeta Rica, Pueblo Nuevo, Puerto Escondido, Puerto Libertador, Purísima, Sahagún, San Andrés de Sotavento, San Antero, San Bernardo del Viento, San Carlos, San José de Uré, San Pelayo, Tierralta, Tuchín, Valencia y el centro poblado El Varal del municipio de Pueblo Nuevo, departamento de Córdoba; Santa Ana, departamento de Magdalena; Sincelejo, Buenavista, Caimito, Coloso, Corozal, Coveñas, Chalan, El Roble, Galeras, La Unión, Los Palmitos, Morroa, Ovejas, Palmito, Sampués, San Benito Abad, San Juan de Betulia, San Marcos, San Onofre, San Pedro, San Luis de Sincé, Santiago de Tolú, Tolú Viejo en el departamento de Sucre y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo.
502 019	24/05/2022	Se aprueban el Mercado Relevante de Distribución conformado por los Municipios de Cali, Buenaventura, Andalucía, Ansermanuevo, Guadalajara de Buga, Bugalagrande, Caicedonia, Candelaria, Cartago, El Cerrito, Florida, Ginebra, Guacarí, Jamundí, La Unión, La Victoria, Obando, Palmira, Pradera, Roldanillo, San Pedro, Sevilla, Tuluá, Yumbo, Zarzal, Alcalá, Bolívar, Calima, El Dovio, Riofrio, Toro, Trujillo, Ulloa, Vijes, Yotoco y Versalles, departamento del Valle del Cauca; Corinto, Miranda, Padilla, Caloto, Puerto Tejada, Santander de Quilichao y Guachené, departamento del Cauca; y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo.
502 031	5/12/2022	Se resuelve recurso de reposición interpuesto por el Departamento Nacional de Planeación contra la Resolución CREG 502 017 de 2022.
Cargos de distribución y comercialización para:		
502 004	31/03/2022	Los municipios de Mongua, Monguí, Gámeza y Tópaga, en el Departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.
502 005	31/03/2022	Los municipios de Mongua, Monguí, Gámeza y Tópaga, en el Departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.
502 012	8/04/2022	Los centros poblados de El Barne, Santa Bárbara, El Carmen, San Isidro y San Rafael en el municipio Cóbmita en el Departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por la empresa INGENIERÍA Y SERVICIOS S.A. E.S.P.
502 013	8/04/2022	Los centros poblados de El Barne, Santa Bárbara, El Carmen, San Isidro y San Rafael en el municipio Cóbmita en el Departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por la empresa INGENIERÍA Y SERVICIOS S.A. E.S.P.
Proyectos de Resolución		
702 002	5/04/2022	Por la cual se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio domiciliario de gas natural por redes.
705 005	28/12/2022	Se prorrogan las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2.
105 004	19/12/2022	Por la cual se señala el porcentaje de la contribución especial que deben pagar las personas prestadoras del servicio de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), sometidas al ámbito de regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2022 y se dictan otras disposiciones
502 030	9/11/2022	Se reconoce un incremento en el ingreso anual del año 2 del periodo de vigencia de la obligación de prestación de los servicios del Gestor del Mercado de Gas Natural por dar cumplimiento a los indicadores de gestión, conforme al artículo 23 y los Anexos 5 y 6 de la Resolución CREG 055 de 2019.
Proyectos de Resolución		
705 004	9/11/2022	Por la cual se señala el porcentaje de la contribución especial que deben pagar las personas prestadoras del servicio de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), sometidas al ámbito de regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2022 y se dictan otras disposiciones.

Fuente: CREG.

Anexos

Cargo promedio de distribución y máximo base de comercialización						
Resolución CREG	Año	Empresa distribuidora	Departamento - Municipios	\$ de 31 de diciembre de:	Cargo de distribución 2021	Cargo máximo base de comercialización
502 004	2022	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	Municipios de Mongua, Monguí, Gámeza y Tópaga, en el Departamento de Boyacá		1568,81	5.409,82
					754,35	
502 005					2.323,16	
502 012	2022	INGENIERÍA Y SERVICIOS S.A. E.S.P.	Pobladors de El Barne, Santa Bárbara, El Carmen, San Isidro y San Rafael en el municipio Cóbbita en el Departamento de Boyacá	2020	1273,89	5.497,55
					543,03	
502 013					1.816,92	

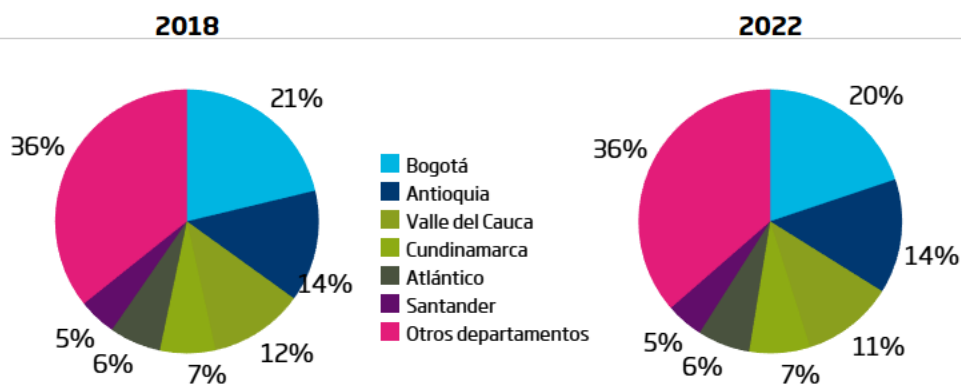
Fuente: CREG.

Detalle de la cobertura nacional

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
Departamento	Potencial	Residencial anillados	Residencial conectados						Residencial conectados	Comercial Industrial	Total	Cobertura		
			1	2	3	4	5	6				Potencial	Efectiva	
Antioquia (103)	2.200.806	1.734.708	186.531	559.811	486.026	161.068	90.049	40.548	1.524.033	26.204	1.774	1.552.011	79%	69%
Arauca (1)	53.739	7.500	3.083	3.097	840	0	0	0	7.020	99	0	7.119	14%	13%
Atlántico (23)	792.616	737.513	291.816	211.423	109.914	52.843	20.069	13.377	699.442	11.721	618	711.781	93%	88%
Bogotá D.C.	2.189.059	2.122.217	178.164	748.364	762.429	287.586	92.270	66.709	2.135.522	56.222	503	2.192.247	97%	98%
Bolívar (41)	492.057	465.391	218.870	134.036	52.525	20.447	11.120	13.162	450.160	7.050	228	457.438	95%	91%
Boyacá (80)	265.934	243.246	31.405	126.102	60.735	17.359	5.625	15	241.241	8.550	40	249.831	91%	91%
Caldas (24)	315.582	270.781	36.259	75.881	74.932	21.362	7.335	10.419	226.188	4.496	139	230.823	86%	72%
Casanare (19)	172.760	135.919	37.799	48.892	15.807	9.129	37	13	111.677	5.094	12	116.783	79%	65%
Cauca (18)	196.540	152.891	51.653	51.202	24.174	11.627	3.188	518	142.362	1.309	40	143.711	78%	72%
Caquetá (1)	50.987	47.343	33.172	10.951	2.378	722	1	0	47.224	135	1	47.360	93%	93%
Cesar (23)	274.806	262.460	126.967	79.057	27.160	8.929	3.522	1.111	246.746	2.640	60	249.446	96%	90%
Chocó (5)	42.450	41.434	3.968	336	6	0	0	0	4.310	0	0	4.310	98%	10%
Córdoba (30)	274.317	257.612	147.116	62.317	23.136	6.226	2.140	1.821	242.756	3.792	57	246.605	94%	88%
Cundinamarca (114)	1.021.280	801.068	100.469	342.823	281.224	73.773	10.128	2.948	811.365	14.404	279	826.048	78%	79%
Guaviare (1)	15.277	5.934	2.592	2.854	449	7	0	0	5.902	81	0	5.983	39%	39%
Guajira (15)	156.641	152.573	60.765	52.318	14.680	2.128	275	1	130.167	1.471	594	132.232	97%	83%
Huila (26)	287.358	268.186	97.963	124.775	28.782	9.916	2.492	117	264.045	2.494	41	266.580	93%	92%
Magdalena (30)	338.519	322.621	129.916	74.908	48.997	11.756	5.656	11.812	283.045	3.812	344	287.201	95%	84%
Meta (22)	326.256	273.137	70.011	89.761	80.022	11.190	4.071	1.503	256.558	8.429	22	265.009	84%	79%
Nariño (1)	107.010	68.888	15.761	21.791	6.223	1.059	364	0	45.198	108	0	45.306	64%	42%
Norte de Santander (21)	322.950	288.134	95.280	117.416	43.117	14.074	1.450	92	271.429	1.659	7	273.095	89%	84%
Putumayo (4)	20.571	20.425	11.746	3.622	227	0	0	0	15.595	28	0	15.623	99%	76%
Quindío (8)	206.523	199.475	37.580	65.993	41.177	14.419	11.647	2.064	172.880	3.320	81	176.281	97%	84%
Risaralda (12)	355.104	331.389	44.713	101.905	79.971	38.248	13.849	9.579	288.265	5.253	124	293.642	93%	81%
Santander (41)	573.382	507.212	98.147	148.743	133.277	90.298	15.361	12.245	498.071	9.305	81	507.457	88%	87%
Sucre (23)	169.827	166.139	97.608	45.708	9.812	4.080	858	383	158.449	2.913	39	161.401	98%	93%
Tolima (40)	402.121	344.021	83.208	163.090	69.228	22.326	3.330	529	341.711	4.847	97	346.655	86%	85%
Valle (39)	1.541.479	1.308.178	248.560	460.439	306.408	117.435	67.908	21.127	1.221.877	18.714	492	1.241.083	85%	79%
Total (765)	13.165.951	11.536.395	2.541.122	3.927.615	2.783.656	1.008.007	372.745	210.093	10.843.238	204.150	5.673	11.053.061	88%	82%

(#) Número de municipios por departamento.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial ampliados	1	2	3	4	5	6	Residenciales conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Total País	13.165.951	11.536.395	2.541.122	3.927.615	2.783.656	1.008.007	372.745	210.093	10.843.238	204.144	5.673	11.053.055	88%	82%
Ciudades Capitales	6.845.803	6.444.582	1.136.710	1.978.581	1.771.008	749.419	316.997	199.613	6.152.328	136.958	2.821	6.292.107	94%	90%
Municipios	6.320.148	5.091.813	1.404.412	1.949.034	1.012.648	258.588	55.748	10.480	4.690.910	67.186	2.852	4.760.948	81%	74%
Antioquia (103)	2.200.806	1.734.708	186.531	559.811	486.026	161.068	90.049	40.548	1.524.033	26.204	1.774	1.552.011	79%	69%
Abejorral	6.748	3.069	477	1.459	132	2	0	0	2.070	24	0	2.094	45%	31%
Amagá	10.406	7.363	1.412	4.435	369	45	0	2	6.263	86	2	6.351	71%	60%
Amalfi	9.007	4.613	696	1.202	876	5	0	0	2.779	20	0	2.799	51%	31%
Andes	5.220	4.750	1.240	1.855	386	11	1	0	3.493	16	0	3.509	91%	67%
Angelópolis	1.943	1.072	122	547	111	0	1	0	781	6	0	787	55%	40%
Apartadó	42.501	28.825	10.512	8.899	3.219	580	1	0	23.211	139	2	23.352	68%	55%
Arboletes	10.149	3.657	1.673	1.224	176	7	0	0	3.080	24	0	3.104	36%	30%
Barbosa	18.082	9.059	829	5.876	1.148	8	4	3	7.868	151	7	8.026	50%	44%
Bello	183.706	164.326	25.134	46.993	61.460	15.954	8	10	149.559	1.433	76	151.068	89%	81%
Belmira	2.035	675	52	430	56	1	0	0	539	3	0	542	33%	26%
Betania	3.421	1.373	128	852	125	3	0	0	1.108	22	0	1.130	40%	32%
Betulia	5.288	1.694	361	595	246	2	0	0	1.204	14	0	1.218	32%	23%
Caldas	27.755	23.064	847	12.990	6.603	48	1	1	20.490	362	14	20.866	83%	74%
Cáceres	3.435	3.021	1.667	249	0	0	0	0	1.916	6	0	1.922	88%	56%
Cañasgordas	5.173	2.008	85	1.429	60	1	0	0	1.575	14	0	1.589	39%	30%
Caracol	1.507	886	234	555	27	3	0	0	819	17	0	836	59%	54%
Caramanta	1.546	945	124	219	292	0	0	0	635	10	0	645	61%	41%
Carepa	17.016	11.574	2.957	5.060	610	21	0	0	8.648	37	0	8.685	68%	51%
Carmen de Viboral	12.807	11.343	475	4.880	5.423	220	0	0	10.998	218	5	11.221	89%	86%
Carolina	1.349	1.349	210	871	18	1	1	0	1.101	15	0	1.116	100%	82%
Caucasia	19.666	19.259	4.464	8.937	2.821	467	60	2	16.751	210	2	16.963	98%	85%
Chigorodó	19.908	15.972	6.700	5.231	277	18	0	0	12.226	59	0	12.285	80%	61%
Cisneros	3.305	3.266	417	1.892	425	6	0	0	2.740	24	1	2.765	99%	83%
Ciudad Bolívar	8.753	5.791	744	1.503	1.556	13	0	0	3.816	42	0	3.858	66%	44%
Cocorná	4.934	3.106	173	1.159	648	10	0	0	1.990	20	0	2.010	63%	40%
Concepción	1.583	923	37	423	204	6	0	0	670	17	0	687	58%	42%
Concordia	7.214	2.864	411	1.133	652	17	0	0	2.213	17	0	2.230	40%	31%
Copacabana	27.222	24.976	778	13.673	7.748	86	19	29	22.333	330	36	22.699	92%	82%
Dabeiba	7.820	3.113	536	1.021	710	8	0	0	2.275	27	0	2.302	40%	29%
Don Matías	6.557	5.065	17	2.624	1.900	231	0	0	4.772	120	1	4.893	77%	73%
El Bagre	7.656	7.156	2.902	1.530	111	0	0	0	4.543	9	0	4.552	93%	59%
El Retiro	8.237	5.067	81	606	2.279	729	798	5	4.498	98	2	4.598	62%	55%
El Santuario	9.545	8.973	1.287	5.619	1.892	20	2	0	8.820	137	0	8.957	94%	92%
Entreríos	3.902	2.049	19	246	1.353	310	4	0	1.932	50	1	1.983	53%	50%
Envigado	84.218	84.218	899	13.585	25.173	16.883	19.239	2.492	78.271	1.506	103	79.880	100%	93%
Fredonia	8.234	3.004	307	1.144	882	12	0	1	2.346	24	0	2.370	36%	28%
Frontino	6.886	3.078	290	1.140	691	63	0	0	2.384	11	0	2.395	45%	35%
Girardota	18.112	12.950	334	9.686	1.675	112	23	12	11.842	244	38	12.124	71%	65%
Gómez Plata	3.300	2.298	456	1.370	12	3	0	0	1.841	19	1	1.861	70%	56%
Granada	3.248	3.028	215	398	844	0	0	0	1.457	11	0	1.468	93%	45%
Guadalupe	2.217	854	147	451	80	1	0	0	679	8	0	687	39%	31%
Guarne	25.334	5.676	114	2.012	3.174	118	0	0	5.418	152	28	5.598	22%	21%
Guatapé	2.897	2.765	56	1.766	680	72	0	0	2.574	86	0	2.660	95%	89%
Hispania	1.860	1.359	166	597	215	16	0	0	994	14	0	1.008	73%	53%
Itagüí	96.483	92.525	3.271	30.247	44.194	5.799	2	32	83.545	1.703	347	85.595	96%	87%
Ituango	9.244	2.818	490	1.376	272	13	0	0	2.151	33	1	2.185	30%	23%
Jardín	4.933	3.565	436	1.342	789	63	5	0	2.635	50	1	2.686	72%	53%
Jericó	4.559	3.112	154	1.390	834	12	0	0	2.390	29	0	2.419	68%	52%
La Ceja	22.732	18.043	18	1.482	5.792	2.278	420	3	9.993	128	2	10.123	79%	44%
La Estrella	25.125	23.839	1.203	8.226	8.145	3.704	300	12	21.590	383	99	22.072	95%	86%
La Unión	7.450	3.887	235	2.245	670	16	0	0	3.166	66	3	3.235	52%	42%
Liborina	3.356	2.242	605	786	244	5	0	0	1.640	16	0	1.656	67%	49%
Maceo	2.744	1.400	156	879	114	1	0	0	1.150	22	1	1.173	51%	42%
Marinilla	16.949	15.391	1.060	4.540	8.655	715	15	0	14.985	241	2	15.228	91%	88%
Medellín	842.890	803.301	63.328	246.469	226.457	86.035	65.918	37.394	725.601	14.569	836	741.006	95%	86%
Montebello	2.209	831	100	205	182	1	0	0	488	4	0	492	38%	22%
Mutató	4.786	1.412	523	577	23	1	0	0	1.124	24	0	1.148	29%	23%
Necoclí	14.678	3.182	1.313	968	123	3	0	0	2.407	28	0	2.435	22%	16%
Olaya	1.056	343	96	185	4	2	2	0	289	0	0	289	32%	27%
Peñol	7.241	4.187	158	3.574	549	3	0	0	4.284	73	0	4.357	58%	59%
Pueblorrico	2.905	1.664	281	620	352	4	0	0	1.257	17	0	1.274	57%	43%
Puerto Berrío	13.543	8.343	5.507	2.407	527	68	0	0	8.509	60	3	8.572	62%	63%
Puerto Nare	4.803	4.323	1.327	2.388	249	4	0	0	3.968	22	1	3.991	90%	83%
Puerto Triunfo	3.409	2.889	501	2.230	16	0	0	0	2.747	25	0	2.772	85%	81%
Remedios	9.858	4.204	846	1.259	429	11	0	0	2.545	21	2	2.568	43%	26%
Rionegro	91.001	37.570	831	7.419	12.023	9.301	3.097	535	33.206	803	35	34.044	41%	36%
Sabanalarga	3.086	1.667	404	687	146	1	0	0	1.238	6	0	1.244	54%	40%
Sabaneta	44.834	44.834	301	9.053	17.499	15.942	76	12	42.883	816	103	43.802	100%	96%
Salgar	6.075	2.308	622	794	412	0	0	0	1.828	11	1	1.840	38%	30%
San Andrés de Cuerquia	2.422	1.249	305	784	98	13	0	0	1.200	15	0	1.215	52%	50%
San Carlos	5.259	3.262	295	1.192	744	4	0	0	2.235	32	0	2.267	62%	42%
San Jerónimo	5.329	2.167	178	1.047	300	114	43	3	1.685	39	0	1.724	41%	32%
San José de la Montaña	1.252	974	210	641	13	8	0	0	872	9	0	881	78%	70%
San Juan de Urabá	6.970	2.186	1.448	373	0	5	0	0	1.626	14	0	1.640	31%	26%
San Luis	4.365	2.908	393	1.989	30	11	0	0	2.423	15	0	2.438	67%	56%
San Pedro de los Milagros	7.614	5.201	57	2.300	2.119	85	5	0	4.566	94	4	4.664	68%	60%
San Pedro de Urabá	10.694	3.444	2.152	652	1	2	0	0	2.807					

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Santa Bárbara	9.043	4.728	241	1.629	1.390	7	0	0	3.267	29	2	3.298	52%	36%
Santa Fe de Antioquia	8.982	6.808	1.098	2.364	904	190	1	0	4.557	92	3	4.652	76%	51%
Santa Rosa de Osos	12.599	6.860	252	4.300	1.305	117	0	0	5.974	128	2	6.104	54%	47%
Santo Domingo	4.099	1.457	93	736	225	5	0	0	1.059	19	0	1.078	36%	26%
Segovia	7.998	5.619	1.431	956	62	0	0	0	2.449	16	0	2.465	70%	31%
Sonsón	12.183	5.642	201	2.359	1.856	33	0	0	4.449	68	2	4.519	46%	37%
Sopetrán	5.160	2.562	299	1.303	448	31	0	0	2.081	23	0	2.104	50%	40%
Támesis	5.389	3.845	315	1.111	1.210	14	1	0	2.651	46	1	2.698	71%	49%
Tarazá	5.392	4.614	1.852	548	2	0	0	0	2.402	9	0	2.411	86%	45%
Tarso	2.073	1.301	358	513	109	1	0	0	981	12	0	993	63%	47%
Titiribí	3.565	1.639	271	924	140	2	1	0	1.338	17	0	1.355	46%	38%
Toledo	1.677	1.552	345	674	130	12	0	0	1.161	8	0	1.169	93%	69%
Turbo	43.315	23.300	12.332	5.234	1.147	28	0	0	18.741	84	0	18.825	54%	43%
Urrao	10.271	5.606	413	2.181	1.339	59	0	0	3.992	20	0	4.012	55%	39%
Valdivia	4.691	1.127	233	664	110	1	0	0	1.008	4	0	1.012	24%	21%
Valparaiso	2.153	1.510	157	808	115	2	0	0	1.082	8	0	1.090	70%	50%
Vegachí	4.005	3.019	474	1.602	8	7	0	0	2.091	22	0	2.113	75%	52%
Venecia	3.897	2.399	149	679	567	25	0	0	1.420	15	0	1.435	62%	36%
Yalí	2.555	1.223	315	534	74	2	0	0	925	16	0	941	48%	36%
Yarumal	14.196	10.757	1.316	4.051	3.675	169	0	0	9.211	150	2	9.363	76%	65%
Yolombó	7.819	2.751	131	1.392	391	6	0	0	1.920	23	0	1.943	35%	25%
Yondó	54.617	3.604	2.707	743	72	1	0	0	3.523	48	0	3.571	7%	6%
Zaragoza	3.698	3.004	1.136	539	4	0	0	0	1.679	8	0	1.687	81%	45%
Arauca (1)	53.739	7.500	3.083	3.097	840	0	0	0	7.020	99	0	7.119	14%	13%
Tame	53.739	7.500	3.083	3.097	840	0	0	0	7.020	99	0	7.119	14%	13%
Atlántico (23)	792.616	737.513	291.816	211.423	109.914	52.843	20.069	13.377	699.442	11.721	618	711.781	93%	88%
Barranquilla	17.099	16.321	8.088	4.923	2.031	43	0	0	15.085	213	10	15.308	95%	88%
Barranquilla	402.363	374.848	121.418	78.600	81.694	49.564	17.980	12.761	362.017	8.342	451	370.810	93%	90%
Campo de la Cruz	5.056	4.524	825	2.085	823	0	0	0	3.733	34	0	3.767	89%	74%
Candelaria	4.013	3.812	2.556	846	0	0	0	0	3.402	18	0	3.420	95%	85%
Galapa	17.612	16.626	9.613	3.387	2.622	1	0	0	15.623	165	35	15.823	94%	89%
Juan de Acosta	6.230	5.541	2.290	1.507	709	149	302	4	4.961	85	1	5.047	89%	80%
Luruaco	6.970	6.542	3.332	1.820	125	0	0	0	5.277	47	5	5.329	94%	76%
Malambo	33.995	32.545	27.577	3.050	104	0	0	0	30.731	302	35	31.068	96%	90%
Manatí	4.171	3.945	2.552	1.160	0	0	0	0	3.712	20	1	3.733	95%	89%
Palmar de Varela	6.726	6.294	1.901	2.892	918	0	0	0	5.711	46	1	5.758	94%	85%
Piojó	1.198	1.051	784	154	0	2	0	0	940	5	0	945	88%	78%
Polonuevo	4.305	3.848	1.820	1.453	267	1	0	0	3.541	46	3	3.590	89%	82%
Ponedera	5.472	5.075	2.773	1.584	164	0	0	0	4.521	44	4	4.569	93%	83%
Puerto Colombia	23.295	20.968	4.180	5.474	5.727	2.231	1.775	610	19.997	431	15	20.443	90%	86%
Repelón	6.700	6.290	4.305	846	48	0	0	0	5.199	25	0	5.224	94%	78%
Sabanagrande	9.661	8.735	3.663	3.833	379	0	0	2	7.877	111	12	8.000	90%	82%
Sabanalarga	24.684	23.100	12.695	4.374	2.967	333	12	0	20.381	216	2	20.599	94%	83%
Santa Lucía	2.980	2.893	1.699	614	20	0	0	0	2.333	12	0	2.345	97%	78%
Santo Tomás	7.195	6.912	2.224	3.039	915	7	0	0	6.185	98	3	6.286	96%	86%
Soledad	194.197	179.718	73.778	87.414	9.996	7	0	0	171.195	1.378	32	172.605	93%	88%
Suán	2.538	2.464	1.298	703	226	0	0	0	2.227	22	1	2.250	97%	88%
Tubará	3.940	3.344	1.456	894	70	505	0	0	2.925	37	7	2.969	85%	74%
Usiacurí	2.216	2.117	989	771	109	0	0	0	1.869	24	0	1.893	96%	84%
Bolívar (41)	492.057	465.391	218.870	134.036	52.525	20.447	11.120	13.162	450.160	7.050	228	457.438	95%	91%
Achí	1.255	1.238	1.102	0	0	0	0	0	1.102	7	0	1.109	99%	88%
Altos del Rosario	963	942	816	0	0	0	0	0	816	9	0	825	98%	85%
Arenal	1.309	1.305	1.121	0	0	0	0	0	1.121	6	0	1.127	100%	86%
Arjona	15.912	15.637	12.024	3.043	544	0	0	0	15.611	117	1	15.729	98%	98%
Arroyo Hondo	1.545	1.473	984	272	0	0	0	0	1.256	7	0	1.263	95%	81%
Barranco de Loba	1.482	1.442	1.243	0	0	0	0	0	1.243	15	0	1.258	97%	84%
Calamar	5.346	5.129	3.288	991	3	0	0	0	4.282	19	0	4.301	96%	80%
Cantagallo	10.428	1.616	1.024	523	0	0	0	0	1.547	21	0	1.568	15%	15%
Cartagena	300.033	290.552	113.450	82.359	47.795	19.046	11.052	13.162	286.864	5.432	202	292.498	97%	96%
Cicuco	2.476	2.239	1.358	529	1	0	0	0	1.888	16	0	1.904	90%	76%
Clemencia	3.142	2.696	1.845	719	2	0	0	0	2.566	16	4	2.586	86%	82%
Córdoba Tetón	1.076	1.033	534	194	0	0	0	0	728	4	0	732	96%	68%
El Carmen de Bolívar	13.540	12.525	6.299	4.784	916	0	0	0	11.999	188	3	12.199	93%	89%
El Peñón	844	808	708	0	0	0	0	0	708	0	0	708	96%	84%
Guamo	1.136	1.126	751	100	1	0	0	0	852	5	0	857	99%	75%
Hatillo de Loba	708	615	542	0	0	0	0	0	542	2	0	544	87%	77%
Magangué	26.422	25.352	12.156	11.467	160	215	0	0	23.998	327	3	24.328	96%	91%
Mahates	4.960	4.725	3.571	98	1	0	0	0	3.670	11	1	3.682	95%	74%
Margarita	686	684	488	3	0	0	0	0	491	3	0	494	100%	72%
María la Baja	6.917	6.456	4.298	1.746	123	0	0	0	6.167	36	0	6.203	93%	89%
Mompox	6.950	6.177	3.938	1.606	359	0	0	0	5.903	83	0	5.986	89%	85%
Norosí	410	394	376	0	0	0	0	0	376	1	0	377	96%	92%
Regidor	1.051	1.038	848	0	0	0	0	0	848	3	0	851	99%	81%
Río Viejo	1.306	1.304	1.193	0	0	0	0	0	1.193	7	0	1.200	100%	91%
San Cristóbal	1.704	1.560	1.218	134	0	0	0	0	1.352	2	0	1.354	92%	79%
San Estanislao de Kotska	4.144	4.062	2.411	1.145	48	0	0	0	3.604	18	0	3.622	98%	87%
San Fernando	845	838	731	2	0	0	0	0	733	2	0	735	99%	87%
San Jacinto	5.395	4.615	3.532	759	18	0	0	0	4.309	71	0	4.380	86%	80%
San Jacinto del Cauca	730	724	529	0	0	0	0	0	529	5	0	534	99%	72%
San Juan Nepomuceno	8.018	7.479	3.666	3.415	26	0	0	0	7.107	105	1	7.213	93%	89%
San Martín de Loba	1.824	1.689	1.383	0	0	0	0	0	1.383	3	0	1.386	93%	76%
San Pablo	4.649	4.443	3.857	740	1	0	0	0	4.598	56	0	4.654	96%	99%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022															
	Potencial	Residencial anillados						Residencial conectados			Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
		1	2	3	4	5	6	Residencial	Comercial	Industrial				Potencial	Efectiva
Santa Catalina	3.124	2.944	2.284	198	5	0	0	0	2.477	7	0	2.484	94%	79%	
Santa Rosa	4.054	4.011	3.666	336	0	0	0	0	4.002	25	0	4.027	99%	99%	
Simití	1.789	1.774	1.058	413	0	0	0	0	1.471	7	0	1.478	99%	82%	
Soplaviento	2.315	2.211	1.273	575	85	0	0	0	1.933	10	0	1.943	96%	83%	
Taligua	1.669	1.613	1.017	355	0	0	0	0	1.372	10	0	1.382	97%	82%	
Turbaco	31.823	31.331	11.632	15.546	2.432	1.186	68	0	30.864	354	12	31.230	98%	97%	
Turbana	3.593	3.476	1.814	1.533	1	0	0	0	3.348	23	1	3.372	97%	93%	
Villanueva	4.055	3.889	3.536	213	4	0	0	0	3.753	15	0	3.768	96%	93%	
Zambrano	2.429	2.226	1.306	248	0	0	0	0	1.554	2	0	1.556	92%	64%	
Boyacá (80)	265.934	243.246	31.405	126.102	60.735	17.359	5.625	15	241.241	8.550	40	249.831	91%	91%	
Aquitania	1.885	1.885	135	1.465	1	0	0	0	1.601	29	0	1.630	100%	85%	
Arcabuco	2.533	882	59	678	10	0	0	0	747	55	0	802	35%	29%	
Belén	1.541	1.448	12	1.487	12	0	0	0	1.511	107	0	1.618	94%	98%	
Berbeo	380	250	33	208	1	0	0	0	242	6	0	248	66%	64%	
Boavita	2.629	771	78	693	0	0	0	0	771	0	0	771	29%	29%	
Boyacá	324	324	74	190	5	0	0	0	269	14	0	283	100%	83%	
Briceño	162	161	32	115	0	0	0	0	147	7	0	154	99%	91%	
Busbanza	166	166	45	91	0	0	0	0	136	0	0	136	100%	82%	
Caldas	100	96	15	82	1	0	0	0	98	8	0	106	96%	98%	
Campohermoso	515	355	141	194	0	0	0	0	335	9	0	344	69%	65%	
Cerínza	509	505	157	326	9	0	0	0	492	21	1	514	99%	97%	
Chiquinquirá	14.437	13.729	1.452	7.338	5.358	19	0	4	14.171	501	4	14.676	95%	98%	
Chinavita	985	985	349	605	1	0	0	0	955	8	0	963	100%	97%	
Chitaraque	2.352	830	118	333	18	0	0	0	469	11	0	480	35%	20%	
Chivatá	203	203	95	65	10	0	0	0	170	10	0	180	100%	84%	
Ciénega	996	996	99	736	25	0	1	0	861	33	0	894	100%	86%	
Corrales	447	372	63	255	0	0	0	0	318	5	0	323	83%	71%	
Cómbita	751	558	89	568	87	6	0	0	750	34	0	784	74%	100%	
Cucaita	471	458	86	376	6	2	0	0	470	19	0	489	97%	100%	
Cultiva	251	251	37	93	0	0	0	0	130	5	0	135	100%	52%	
Duitama	39.413	38.079	4.025	19.722	12.596	2.577	481	0	39.401	1.313	10	40.724	97%	100%	
Firavitoaba	959	953	317	566	2	0	0	0	885	9	1	895	99%	92%	
Floresta	735	631	99	594	21	0	0	0	714	19	0	733	86%	97%	
Gameza	380	274	24	81	0	0	0	0	105	0	0	105	72%	28%	
Garagoa	4.980	4.880	988	2.995	681	2	0	0	4.666	119	0	4.785	98%	94%	
Guateque	3.060	3.035	630	1.645	545	9	0	0	2.829	100	0	2.929	99%	92%	
Iza	429	413	28	301	9	0	0	0	338	10	0	348	96%	79%	
Jenesano	1.092	1.072	44	521	426	4	0	0	995	37	0	1.032	98%	91%	
La Capilla	755	632	193	403	17	0	0	0	613	11	0	624	84%	81%	
La Uvita	1.813	533	145	388	0	0	0	0	533	5	0	538	29%	29%	
Miraflores	2.250	2.180	630	1.397	26	0	0	0	2.053	78	0	2.131	97%	91%	
Mongua	475	422	0	2	0	0	0	0	2	0	0	2	89%	0%	
Monguí	611	314	2	59	1	0	0	0	62	0	0	62	51%	10%	
Moniquirá	5.535	5.120	790	1.712	1.904	207	40	0	4.653	156	0	4.809	93%	84%	
Motavita	393	389	154	165	21	0	0	0	340	18	0	358	99%	87%	
Nobsa	3.307	3.100	285	2.839	109	17	0	0	3.250	126	1	3.377	94%	98%	
Nuevo Colón	591	581	71	453	1	0	0	0	525	18	0	543	98%	89%	
Oicatá	175	170	65	103	3	0	0	0	171	12	0	183	97%	98%	
Páez	720	720	60	578	17	0	0	0	655	27	0	682	100%	91%	
Pachavita	286	286	40	210	8	0	0	0	258	7	0	265	100%	90%	
Paipa	9.757	9.328	222	8.151	1.106	255	2	1	9.737	416	0	10.153	96%	100%	
Pajarito	659	626	29	197	17	32	0	0	275	15	0	290	95%	42%	
Pesca	981	981	21	615	3	0	0	0	639	19	0	658	100%	65%	
Puerto Boyacá	10.472	10.255	2.477	6.280	1.387	89	0	0	10.233	117	0	10.350	98%	98%	
Ramiriquí	2.708	2.702	76	1.312	294	325	1	0	2.008	98	0	2.106	100%	74%	
Ráquira	629	588	80	388	139	0	0	0	607	182	1	790	93%	97%	
Saboyá	430	396	64	290	0	0	0	0	354	12	0	366	92%	82%	
Sáchica	851	840	399	407	34	0	0	0	840	70	0	910	99%	99%	
Samacá	4.294	3.868	901	2.693	583	7	1	0	4.185	159	0	4.344	90%	97%	
San Eduardo	465	465	202	232	0	0	0	0	434	17	0	451	100%	93%	
San José de Pare	2.118	1.726	251	1.464	6	1	0	0	1.722	4	0	1.726	81%	81%	
San Luis de Gaceno	940	940	569	351	53	0	0	0	973	2	0	975	100%	104%	
Santa Rosa de Viterbo	2.231	2.145	138	1.480	571	0	0	0	2.189	78	0	2.267	96%	98%	
Santa Sofía	329	328	11	228	83	0	0	0	322	31	0	353	100%	98%	
Santana	2.780	786	44	678	64	0	0	0	786	20	0	806	28%	28%	
Siachoque	505	505	26	434	7	0	0	0	467	18	1	486	100%	92%	
Soatá	4.664	2.933	1.110	1.521	2	0	0	0	2.633	3	0	2.636	63%	56%	
Sogamoso	38.792	37.334	2.942	24.417	9.344	2.017	127	1	38.748	1.325	12	40.085	96%	100%	
Socha	2.200	1.800	450	739	32	0	0	0	1.221	0	0	1.221	82%	56%	
Sora	189	187	39	125	12	0	0	0	176	8	0	184	99%	93%	
Soracá	537	528	52	399	20	0	0	0	471	30	0	501	98%	88%	
Sotaquirá	4.036	2.260	1.114	832	41	1	0	0	1.988	13	0	2.001	56%	49%	
Sutamarchán	630	626	43	315	234	0	0	0	592	55	0	647	99%	94%	
Sutatzena	650	524	224	241	23	0	0	0	488	12	0	500	81%	75%	
Tenza	1.085	955	332	574	8	0	0	0	914	11	0	925	88%	84%	
Tibaná	814	794	108	617	1	0	0	0	726	28	0	754	98%	89%	
Tibasosa	1.657	1.549	27	1.081	511	19	0	0	1.638	97	0	1.735	93%	99%	
Tinjacá	358	305	10	261	62	0	0	0	333	32	0	365	85%	93%	
Togúí	1.940	1.526	8	248	18	0	0	0	274	10	0	284	79%	14%	
Topaga	430	410	10	339	1	0	0	0	350	0	1	351	95%	81%	
Tota	299	299	147	98	0	0	0	0	245	17	0	262	100%	82%	
Tunja	59.289	57.627	5.927	13.933	23.107	11.316	4.941	0	59.224	2.122	4	61.350	97%	100%	
Tununguá	82	76	33	42	2	0	0	0	77	5	0	82	93%	94%	
Turmequé	818	752	55	554	73	0	0	0	682	28	0	710	92%	83%	
Tuta	1.441	1.413	294	1.110	36	0	0	0	1.440	74	0	1.514	98%	100%	
Úmbita	520	520	67	293	0	0	0	0	360	4	0	364	100%	69%	
Ventaquemada	1.415	1.397	351	843	43	0	0	0	1.237	86	3	1.326	99%	87%	
Villa de Leyva	2.951	2.771	299	1.189	885	454	31	9	2.867	354	1	3.222	94%	97%	
Viracachá	282	282	109	128	2	0	0	0	239	8	0	247	100%	85%	
Zetaquirá	1.110	890	4												

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022															
	Potencial	Residencial anillados						Residencial conectados			Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
		1	2	3	4	5	6							Potencial	Electiva
Caldas (24)	315.582	270.781	36.259	75.881	74.932	21.362	7.335	10.419	226.108	4.496	139	230.823	86%	72%	
Aguadas	3.871	3.650	397	894	129	3	0	0	1.423	27	0	1.450	94%	37%	
Anserma	13.845	8.870	1.304	2.160	2.753	127	1	0	6.345	119	0	6.464	64%	46%	
Aranazú	2.424	2.158	561	535	191	0	0	0	1.287	21	0	1.308	89%	53%	
Belalcázar	3.897	2.087	502	768	297	1	0	0	1.568	28	1	1.597	54%	40%	
Chinchiná	17.846	16.822	2.417	5.902	3.964	1.799	166	0	14.248	242	8	14.498	94%	80%	
Filadelfia	1.291	1.273	282	370	335	0	0	0	987	12	0	999	99%	76%	
La Dorada	19.641	18.752	4.632	10.758	3.111	150	11	0	18.662	186	3	18.851	95%	95%	
La Merced	981	853	86	454	176	0	0	0	716	12	0	728	87%	73%	
Manizales	158.396	144.859	11.435	29.327	46.744	17.506	6.979	10.248	122.239	3.029	111	125.379	91%	77%	
Manzanares	3.104	3.006	764	1.800	407	13	0	0	2.984	36	0	3.020	97%	96%	
Marquetalia	2.400	2.400	989	1.242	100	0	0	0	2.331	8	0	2.339	100%	97%	
Neira	8.590	5.224	595	1.974	2.128	5	0	0	4.702	99	0	4.801	61%	55%	
Norcasia	1.656	1.317	474	668	36	0	0	0	1.178	4	0	1.182	80%	71%	
Pácora	2.239	2.016	103	708	86	7	0	0	904	12	0	916	90%	40%	
Palestina	6.960	5.055	1.166	1.507	201	164	114	170	3.322	75	1	3.398	73%	48%	
Pensilvania	3.013	3.013	615	1.751	297	13	0	0	2.676	9	0	2.685	100%	89%	
Riosucio	16.970	11.782	4.224	2.270	2.620	4	0	0	9.118	100	1	9.219	69%	54%	
Risaralda	3.647	1.970	419	869	237	0	0	0	1.525	32	0	1.557	54%	42%	
Salamina	3.091	2.685	242	630	171	1	0	0	1.044	25	0	1.069	87%	34%	
San José	1.881	720	150	386	9	1	0	0	546	14	0	560	38%	29%	
Supía	9.997	6.040	384	2.648	1.697	7	1	1	4.738	60	2	4.800	60%	47%	
Victoria	1.720	1.643	817	598	219	2	1	0	1.637	11	0	1.648	96%	95%	
Villamaría	23.093	20.127	2.671	6.371	7.920	1.470	56	0	18.488	280	12	18.780	87%	80%	
Viterbo	5.029	4.459	1.030	1.291	1.104	89	6	0	3.520	55	0	3.575	89%	70%	
Casanare (19)	172.760	135.919	37.799	48.892	15.807	9.129	37	13	111.677	5.094	12	116.783	79%	65%	
Aguazul	20.037	15.941	2.371	6.544	1.832	526	2	2	11.277	460	1	11.738	80%	56%	
Chameza	646	581	91	375	0	19	0	0	485	3	0	488	90%	75%	
Hato Corozal	3.160	1.442	437	1.924	40	43	0	0	2.444	45	0	2.489	46%	77%	
La Salina	367	367	176	2	0	1	0	0	179	6	0	185	100%	49%	
Maní	3.962	2.285	1.370	2.051	64	545	2	1	4.033	105	0	4.138	58%	102%	
Monterrey	11.035	5.596	3.000	1.970	15	460	2	0	5.447	222	0	5.669	51%	49%	
Nunchía	2.442	1.211	423	1.159	19	348	0	0	1.949	39	1	1.989	50%	80%	
Orocúe	4.305	1.088	1.129	1.374	98	65	0	0	2.666	82	0	2.748	25%	62%	
Paz de Ariporo	9.833	6.696	5.568	2.141	3	162	0	0	7.874	189	0	8.063	68%	80%	
Pore	3.275	1.820	852	1.191	39	778	0	0	2.860	56	0	2.916	56%	87%	
Recetor	439	81	102	56	0	114	0	0	272	1	0	273	18%	62%	
Sabanalarga	1.046	584	128	873	49	103	3	1	1.157	21	0	1.178	56%	111%	
Sacama	531	531	115	202	5	90	0	0	412	3	0	415	100%	78%	
San Luis de Palenque	2.181	938	489	1.041	55	186	6	1	1.778	35	0	1.813	43%	82%	
Támara	2.026	1.536	403	323	18	383	0	0	1.127	21	0	1.148	76%	56%	
Tauramena	6.366	5.899	2.481	3.120	719	12	8	3	6.343	354	1	6.698	93%	100%	
Trinidad	3.194	2.139	1.222	1.423	18	410	0	1	3.074	81	0	3.155	67%	96%	
Villanueva	6.619	6.295	2.405	3.290	897	18	0	0	6.610	409	0	7.019	95%	100%	
Yopal	91.296	80.889	15.037	19.833	11.936	4.866	14	4	51.690	2.962	9	54.661	89%	57%	
Cauca (18)	196.540	152.891	51.653	51.202	24.174	11.627	3.188	518	142.362	1.309	40	143.711	78%	72%	
Cajibío	1.079	779	477	305	0	0	0	0	782	4	0	786	72%	72%	
Caloto	4.393	2.985	2.255	232	51	0	0	0	2.538	12	3	2.553	68%	58%	
Corinto	5.360	4.549	2.079	1.553	156	2	0	0	3.790	24	0	3.814	85%	71%	
El Tambo	1.743	1.390	961	392	8	0	0	0	1.361	10	0	1.371	80%	78%	
Guachené	6.071	4.289	3.432	335	5	0	0	0	3.772	23	2	3.797	71%	62%	
Miranda	9.963	8.103	4.602	2.904	65	0	0	0	7.571	38	1	7.610	81%	76%	
Morales	1.178	844	569	280	5	0	0	0	854	4	0	858	72%	72%	
Padilla	3.200	2.560	1.457	472	9	0	0	0	1.938	4	0	1.942	80%	61%	
Patía	5.197	3.374	1.566	1.100	21	0	0	0	2.687	12	0	2.699	65%	52%	
Piendamó	6.663	5.160	2.155	2.528	436	0	0	0	5.119	50	1	5.170	77%	77%	
Popayán	90.143	76.373	18.180	26.719	15.702	11.511	3.186	518	75.816	835	5	76.656	85%	84%	
Puerto Tejada	15.237	13.022	1.723	3.373	4.056	1	0	0	9.153	47	8	9.208	85%	60%	
Rosas	683	468	260	150	4	0	0	0	414	4	0	418	69%	61%	
Santander de Quilichao	30.578	18.018	5.433	6.965	3.460	105	1	0	15.964	166	5	16.135	59%	52%	
Silvia	2.368	1.404	520	540	189	8	1	0	1.258	14	0	1.272	59%	53%	
Timbío	5.287	4.210	2.798	1.368	4	0	0	0	4.170	31	0	4.201	80%	79%	
Totoro	510	333	278	49	0	0	0	0	327	9	0	336	65%	64%	
Villa Rica	6.887	5.030	2.908	1.937	3	0	0	0	4.848	22	15	4.885	73%	70%	
Caquetá (1)	50.987	47.343	33.172	10.951	2.378	722	1	0	47.224	135	1	47.360	93%	93%	
Florencia	50.987	47.343	33.172	10.951	2.378	722	1	0	47.224	135	1	47.360	93%	93%	
Cesar (23)	274.806	262.460	126.967	79.057	27.160	8.929	3.522	1.111	246.746	2.640	60	249.446	96%	90%	
Aguachica	26.874	26.469	18.289	6.566	1.745	235	4	0	26.839	207	4	27.050	98%	100%	
Agustín Codazzi	12.208	12.118	5.489	6.254	396	64	6	0	12.149	73	1	12.223	99%	100%	
Astrea	4.037	3.756	2.168	1.164	0	0	0	0	3.332	5	0	3.337	93%	83%	
Becerril	4.636	4.518	3.251	1.322	0	0	0	0	4.573	32	0	4.605	97%	99%	
Bosconia	9.082	7.942	3.156	2.141	236	0	0	0	5.539	63	5	5.601	87%	61%	
Chimichagua	3.787	3.759	2.399	964	0	0	0	0	3.363	8	0	3.371	99%	89%	
Chiriguán	5.465	5.408	3.292	1.151	940	0	0	0	5.383	38	0	5.421	99%	98%	
Curumani	8.527	8.477	6.025	2.497	0	0	0	0	8.522	65	0	8.587	99%	100%	
El Copey	6.629	6.399	4.177	771	1	0	0	0	4.949	27	1	4.977	97%	75%	
El Paso	10.307	10.089	4.173	1.550	0	0	0	0	5.723	51	1	5.775	98%	56%	
Gamarra	2.406	2.403	1.062	1.290	33	0	0	0	2.385	13	0	2.398	100%	99%	
La Gloria	3.046	2.992	2.352	596	14	0	0	0	2.962	15	0	2.977	98%	97%	
La Jagua de Ibirico	8.175	8.128	6.121	1.995	1	0	0	0	8.117	51	0	8.168	99%	99%	
La Paz	5.919	5.312	2.226	2.424	354	0	0	0	5.004	64	8	5.076	90%	85%	
Manauere	2.570	2.334	1.430	761	6	0	0	0	2.197	26	0	2.223	91%	85%	

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Chocó (5)	42.450	41.434	3.968	336	6	0	0	0	4.310	0	0	4.310	98%	10%
Condoto	3.427	3.044	136	1	0	0	0	0	137	0	0	137	89%	4%
Istmina	6.418	6.418	151	11	0	0	0	0	162	0	0	162	100%	3%
Quibdó	28.073	28.073	3.304	324	6	0	0	0	3.634	0	0	3.634	100%	13%
Tadó	3.134	3.134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100%	0%
Unión Panamericana	1.398	765	377	0	0	0	0	0	377	0	0	377	55%	27%
Córdoba (30)	274.317	257.612	147.116	62.317	23.136	6.226	2.140	1.821	242.756	3.792	57	246.605	94%	88%
Ayapel	6.486	6.334	3.386	1.879	43	0	0	0	5.308	63	0	5.371	98%	82%
Buenavista	2.171	2.108	1.667	283	0	0	0	0	1.950	21	0	1.971	97%	90%
Canalete	912	902	716	7	0	0	0	0	723	2	0	725	99%	79%
Cereté	19.086	18.668	8.508	7.720	1.392	530	9	0	18.159	226	17	18.402	98%	95%
Chimá	1.142	1.110	940	115	0	0	0	0	1.055	7	0	1.062	97%	92%
Chinú	7.263	7.066	4.124	2.096	647	2	0	0	6.869	115	3	6.987	97%	95%
Ciénaga de Oro	7.178	6.983	4.888	1.657	311	0	0	0	6.856	54	5	6.915	97%	96%
Cotorra	2.510	2.186	1.929	13	1	0	0	0	1.943	8	0	1.951	87%	77%
La Apartada	3.006	2.877	459	1.666	0	0	0	0	2.125	14	0	2.139	96%	71%
Lórica	15.545	12.850	8.280	3.124	585	3	0	0	11.992	146	1	12.139	83%	77%
Los Córdoba	757	705	493	9	0	0	0	0	502	4	0	506	93%	66%
Momil	2.803	2.600	1.873	466	2	0	0	0	2.341	12	0	2.353	93%	84%
Montelíbano	18.261	16.013	8.624	3.431	2.491	32	63	109	14.750	171	4	14.925	88%	81%
Moñitos	1.775	1.683	948	8	0	0	0	0	956	5	0	961	95%	54%
Montería	118.552	113.381	65.093	25.504	13.073	5.220	2.068	1.712	112.670	2.239	20	114.929	96%	95%
Planeta Rica	12.565	11.067	4.592	3.883	2.494	49	0	0	11.018	181	3	11.202	88%	88%
Pueblo Nuevo	2.897	2.787	1.742	817	54	0	0	0	2.613	65	1	2.679	96%	90%
Puerto Escondido	891	826	536	37	0	0	0	0	573	3	0	576	93%	64%
Puerto Libertador	3.724	2.553	1.583	289	0	0	0	0	1.872	14	0	1.886	69%	50%
Purísima	2.262	2.201	1.383	479	15	0	0	0	1.877	8	0	1.885	97%	83%
Sahagún	15.997	15.772	7.588	5.583	1.906	390	0	0	15.467	234	3	15.704	99%	97%
San Andrés de Sotavento	2.231	2.098	1.153	726	48	0	0	0	1.927	29	0	1.956	94%	86%
San Antero	5.508	5.155	3.155	1.067	58	0	0	0	4.280	59	0	4.339	94%	78%
San Bernardo del Viento	2.388	2.275	1.584	188	4	0	0	0	1.776	1	0	1.777	95%	74%
San Carlos	1.384	1.340	1.074	78	1	0	0	0	1.153	8	0	1.161	97%	83%
San José de Uré	1.100	1.013	713	6	0	0	0	0	719	5	0	724	92%	65%
San Pelayo	2.869	2.692	1.723	675	9	0	0	0	2.407	29	0	2.436	94%	84%
Tierralta	7.943	7.515	5.151	211	0	0	0	0	5.362	40	0	5.402	95%	68%
Tuchín	1.265	1.118	969	34	1	0	0	0	1.004	14	0	1.018	88%	79%
Valencia	3.846	3.734	2.242	266	1	0	0	0	2.509	15	0	2.524	97%	65%
Cundinamarca (114)	3.210.339	2.923.285	278.633	1.091.187	1.043.653	361.359	102.398	69.657	2.946.887	70.626	782	3.018.295	91%	92%
Agua de Dios	4.353	3.805	800	2.775	203	12	0	0	3.790	32	0	3.822	87%	87%
Albán	741	486	37	384	24	0	0	0	445	0	0	445	66%	60%
Anapoima	2.464	2.404	6	539	990	640	285	0	2.460	51	0	2.511	98%	100%
Anolaima	1.260	1.113	227	649	237	0	0	0	1.113	0	0	1.113	88%	88%
Apulo	2.167	1.957	524	884	477	3	0	0	1.888	12	0	1.900	90%	87%
Arbelélez	2.887	2.605	32	1.997	429	101	8	0	2.567	34	0	2.601	90%	89%
Beltrán	2.091	738	549	43	0	0	0	0	592	0	0	592	35%	28%
Bituima	263	212	28	157	23	0	0	0	208	2	0	210	81%	79%
Bogotá	2.189.059	2.122.217	178.164	748.364	762.429	287.586	92.270	66.709	2.135.522	56.222	503	2.192.247	97%	98%
Bojacá	1.970	1.852	185	1.428	283	7	0	0	1.903	111	0	2.014	94%	97%
Cabrera	405	358	27	329	0	0	0	0	356	8	0	364	88%	88%
Cachipay	1.326	847	115	514	218	0	0	0	847	0	0	847	64%	64%
Cajicá	30.283	28.183	850	7.620	12.135	7.020	1.871	593	30.089	722	14	30.825	93%	99%
Caparrapi	7.759	1.000	320	601	4	0	0	0	925	0	0	925	13%	12%
Cáqueza	2.918	2.654	629	1.566	327	4	0	0	2.526	133	0	2.659	91%	87%
Chaguani	507	470	51	408	10	0	0	0	469	1	0	470	93%	93%
Chía	41.523	40.219	1.227	13.892	15.396	7.184	2.361	1.440	41.500	1.432	6	42.938	97%	100%
Chipaque	1.284	890	19	408	418	0	0	0	845	68	0	913	69%	66%
Choachí	1.055	292	0	1.505	0	0	0	0	1.505	16	0	1.521	28%	143%
Chocontá	3.950	3.920	405	3.139	0	0	0	0	3.544	53	17	3.614	99%	90%
Cogua	13.096	4.655	747	2.996	807	78	1	0	4.629	169	2	4.800	36%	35%
Cota	8.820	8.330	417	2.047	3.288	1.087	1.615	332	8.786	301	17	9.104	94%	100%
Cucunubá	617	611	26	447	79	2	0	0	554	53	0	607	99%	90%
El Colegio	4.442	4.208	185	3.204	887	11	0	0	4.287	73	0	4.360	95%	97%
El Peñón	3.210	300	26	252	0	0	0	0	278	0	0	278	9%	9%
El Rosal	5.926	5.811	30	2.364	3.164	331	3	0	5.892	124	0	6.016	98%	99%
Facatativá	31.618	31.031	4.371	12.222	10.285	4.521	0	0	31.399	712	6	32.117	98%	99%
Fómeque	1.200	262	0	1.450	0	0	0	0	1.450	10	0	1.460	22%	121%
Fosca	1.287	690	120	520	4	0	0	0	644	30	0	674	54%	50%
Funza	24.832	24.407	3.119	5.935	15.568	87	2	1	24.712	801	14	25.527	98%	100%
Fúquene	2.505	545	3	605	81	0	0	0	689	18	0	707	22%	28%
Fusagasugá	55.181	51.947	1.285	13.626	17.531	15.509	3.094	533	51.578	607	2	52.187	94%	93%
Gachalá	4.376	650	128	470	2	0	0	0	600	0	0	600	15%	14%
Gachancipá	3.852	3.747	306	2.958	501	5	0	0	3.770	86	2	3.858	97%	98%
Gachetá	12.108	1.300	232	971	33	0	0	0	1.236	2	0	1.238	11%	10%
Gama	3.941	300	29	250	1	0	0	0	280	0	0	280	8%	7%
Girardot	35.762	32.603	4.942	13.891	10.308	3.226	285	0	32.652	536	6	33.194	91%	91%
Granada	2.716	1.259	241	700	262	2	0	0	1.205	7	0	1.212	46%	44%
Guachetá	5.244	3.520	489	1.991	606	2	0	0	3.088	38	0	3.126	67%	59%
Guaduas	7.713	7.312	936	4.522	1.479	331	11	0	7.279	76	1	7.356	95%	94%
Guasca	2.250	2.250	440	1.430	287	0	0	0	2.157	35	10	2.202	100%	96%
Guataquí	733	438	370	68	2	0	0	0	440	2	0	442	60%	60%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Guatavita	4.270	400	25	223	78	0	0	0	326	0	0	326	9%	8%
Guayabal de Siquima	671	503	49	390	59	0	0	0	498	3	0	501	75%	74%
Guayabeta	2.828	977	0	60	593	2	0	0	655	51	0	706	35%	23%
Jerusalén	431	345	150	191	1	0	0	0	342	1	0	343	80%	79%
Junín	10.153	380	25	322	6	0	0	0	353	0	0	353	4%	3%
La Calera	5.819	5.232	347	2.546	2.008	355	0	2	5.258	87	0	5.345	90%	90%
La Mesa	7.782	7.443	46	2.926	3.584	941	8	0	7.505	88	1	7.594	96%	96%
La Palma	6.505	1.300	371	926	10	0	0	0	1.307	0	0	1.307	20%	20%
La Peña	404	346	84	251	6	0	0	0	341	3	0	344	86%	84%
La Vega	3.509	3.347	11	1.507	1.340	413	1	0	3.272	64	0	3.336	95%	93%
Lenguazaque	3.504	1.537	45	1.079	133	1	0	0	1.258	16	0	1.274	44%	36%
Machetá	8.911	500	31	285	2	0	0	0	318	0	0	318	6%	4%
Madrid	48.093	45.953	1.105	12.733	25.223	8.780	0	1	47.842	703	11	48.556	96%	99%
Manta	7.606	400	31	357	1	0	0	0	389	0	0	389	5%	5%
Medina	1.675	1.609	752	776	35	0	0	0	1.563	25	0	1.588	96%	93%
Mosquera	44.275	43.126	3.775	11.844	22.163	6.454	29	2	44.267	926	52	45.245	97%	100%
Nariño	1.259	656	296	346	9	0	0	0	651	7	0	658	52%	52%
Nemocón	7.754	3.879	515	3.058	327	35	0	0	3.935	96	0	4.031	50%	51%
Nimaima	2.973	662	100	510	13	0	0	0	623	6	0	629	22%	21%
Nilo	1.346	904	176	648	55	4	0	0	883	8	0	891	67%	66%
Nocaima	795	726	29	455	241	0	0	0	725	9	0	734	91%	91%
Pacho	5.350	5.292	782	2.970	1.368	172	0	0	5.292	68	0	5.360	99%	99%
Paima	2.668	400	153	207	0	0	0	0	360	0	0	360	15%	13%
Pandi	778	619	18	583	6	0	0	0	607	6	0	613	80%	78%
Paratebuena	1.975	1.936	666	1.133	28	3	1	1	1.832	33	0	1.865	98%	93%
Pasca	1.041	970	128	649	180	0	0	0	957	13	0	970	93%	92%
Puerto Salgar	4.021	3.634	2.559	804	231	0	0	0	3.594	26	1	3.621	90%	89%
Pulí	373	313	185	119	0	0	0	0	304	0	0	304	84%	82%
Quipile	8.494	1.287	36	628	63	0	0	0	727	1	0	728	15%	9%
Quebradanegra	3.550	800	142	503	15	0	0	0	660	1	0	661	23%	19%
Quetame	2.617	823	36	647	50	0	0	0	733	59	0	792	31%	28%
Ricaurte	15.859	12.979	1.551	654	1.082	9.175	320	0	12.782	68	2	12.852	82%	81%
San Antonio del Tequendar	331	315	5	307	1	0	0	0	313	5	0	318	95%	95%
San Bernardo	1.910	1.127	140	843	127	1	0	0	1.111	9	0	1.120	59%	58%
San Francisco	1.859	1.720	28	775	898	3	0	0	1.704	17	0	1.721	93%	92%
San Juan de Río Seco	11.851	2.722	271	1.259	261	1	0	0	1.792	10	0	1.802	23%	15%
Sasaima	1.199	897	29	601	253	4	0	0	887	11	0	898	75%	74%
Sesquillé	5.269	2.000	210	1.684	35	0	0	0	1.929	2	0	1.931	38%	37%
Sibaté	9.055	8.813	809	6.705	1.439	1	0	0	8.954	218	14	9.186	97%	99%
Silvania	10.271	3.987	181	2.286	1.213	173	0	0	3.853	41	1	3.895	39%	38%
Simijaca	2.675	2.539	537	1.393	684	4	0	0	2.618	92	2	2.712	95%	98%
Soacha	232.471	228.855	42.928	108.963	79.440	2	0	1	231.334	2.242	40	233.616	98%	100%
Sopó	5.451	5.296	495	2.350	2.310	182	3	37	5.377	231	4	5.612	97%	99%
Subachoque	2.817	2.774	95	1.576	1.037	15	4	3	2.730	125	0	2.855	98%	97%
Suesca	8.014	4.000	300	2.600	775	39	0	0	3.714	0	0	3.714	50%	46%
Supatá	964	683	9	444	214	1	0	0	668	3	0	671	71%	69%
Susa	733	720	50	397	166	0	0	0	613	31	0	644	98%	84%
Sutatausa	2.061	2.016	314	1.491	226	2	0	0	2.033	27	0	2.060	98%	99%
Tabio	5.294	4.921	238	2.037	2.490	435	21	0	5.221	224	0	5.445	93%	99%
Tausa	5.045	775	187	432	81	1	0	0	701	19	0	720	15%	14%
Tena	1.689	1.511	95	1.261	120	4	0	0	1.480	22	0	1.502	89%	88%
Tenjo	3.819	3.568	185	2.218	1.070	253	2	0	3.728	123	1	3.852	93%	98%
Tibacuy	557	498	18	467	3	0	0	0	488	4	0	492	89%	88%
Tibirita	5.043	400	24	261	26	0	0	0	311	0	0	311	8%	6%
Tocaima	18.984	5.553	1.415	2.266	1.046	11	0	0	4.738	67	0	4.805	29%	25%
Tocancipá	17.916	16.494	1.474	5.298	10.412	654	4	1	17.843	292	35	18.170	92%	100%
Topaipi	3.106	280	60	188	0	0	0	0	248	0	0	248	9%	8%
Ubalá	7.886	400	25	343	2	0	0	0	370	6	0	376	5%	5%
Ubaqué	326	56	0	590	0	0	0	0	590	4	0	594	17%	181%
Une	1.702	1.273	18	911	108	0	0	0	1.037	78	0	1.115	75%	61%
Útica	1.296	911	381	525	0	0	0	0	906	7	0	913	70%	70%
Veneçia	1.737	650	129	487	21	0	0	0	637	2	0	639	37%	37%
Vergara	656	580	137	440	2	0	0	0	579	3	0	582	88%	88%
Viani	625	576	165	391	12	0	0	0	568	4	0	572	92%	91%
Villa de San Diego de Ubaté	9.868	9.306	1.733	4.553	3.123	259	0	0	9.668	431	4	10.103	94%	98%
Villagómez	1.579	300	100	188	1	0	0	0	289	0	0	289	19%	18%
Villeta	22.455	9.332	1.731	4.765	2.629	86	1	1	9.213	92	0	9.305	42%	41%
Villapinzón	1.900	1.850	124	1.447	170	0	0	0	1.741	48	9	1.798	97%	92%
Viotá	1.523	1.492	347	1.100	73	0	0	0	1.520	25	0	1.545	98%	100%
Yacopí	9.632	900	112	727	1	0	0	0	840	0	0	840	9%	9%
Zipacón	471	420	20	343	71	1	0	0	435	24	0	459	89%	92%
Zipaquirá	43.316	41.099	6.658	15.824	15.425	5.143	198	0	43.248	1.142	5	44.395	95%	100%
Guaviare (1)	15.277	5.934	2.592	2.854	449	7	0	0	5.902	81	0	5.983	39%	39%
San José del Guaviare	15.277	5.934	2.592	2.854	449	7	0	0	5.902	81	0	5.983	39%	39%
Guajira (15)	156.641	152.573	60.765	52.318	14.680	2.128	275	1	130.167	1.471	594	132.232	97%	83%
Albania	4.016	3.924	1.617	922	0	17	0	0	2.556	29	525	3.110	98%	64%
Barrancas	7.250	7.026	1.975	3.190	908	0	0	0	6.073	57	0	6.130	97%	84%
Dibulla	6.260	6.025	2.010	3.051	5	0	0	0	5.066	98	3	5.167	96%	81%
Distracción	2.931	2.878	965	1.359	215	2	0	0	2.541	21	2	2.564	98%	87%
El Molino	1.935	1.893	757	739	142	0	0	0	1.638	7	0	1.645	98%	85%
Fonseca	12.172	12.072	5.921	2.768	2.100	51	0	0	10.840	87	5	10.932	99%	89%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Hato Nuevo	4.228	4.187	1.617	1.199	493	300	0	0	3.609	53	1	3.663	99%	85%
La Jagua del Pilar	605	602	340	244	0	0	0	0	584	7	0	591	100%	97%
Maicao	32.831	31.593	9.026	13.400	3.168	348	0	0	25.942	296	14	26.252	96%	79%
Manauare	3.169	2.894	740	982	189	0	0	0	1.911	42	1	1.954	91%	60%
Riohacha	56.503	55.351	26.375	15.695	4.969	1.345	275	1	48.660	585	28	49.273	98%	86%
San Juan	12.164	11.963	4.801	3.553	1.651	48	0	0	10.053	69	6	10.128	98%	83%
Uribia	3.333	3.088	1.212	1.059	35	0	0	0	2.306	46	6	2.358	93%	69%
Urumita	2.418	2.408	1.114	1.123	9	0	0	0	2.246	19	1	2.266	100%	93%
Villanueva	6.826	6.669	2.295	3.034	796	17	0	0	6.142	55	2	6.199	98%	90%
Hulla (26)	287.358	268.186	97.963	124.775	28.782	9.916	2.492	117	264.045	2.494	41	266.580	93%	92%
Agrado	2.000	1.990	1.561	412	6	0	0	0	1.979	1	0	1.980	100%	99%
Alpe	4.547	4.366	1.904	2.325	124	2	0	0	4.355	29	0	4.384	96%	96%
Algeciras	5.716	4.863	2.624	2.108	101	0	0	0	4.833	32	0	4.865	85%	85%
Altamira	934	934	155	749	11	0	0	0	915	2	0	917	100%	98%
Baraya	1.353	1.271	912	306	48	0	0	0	1.266	11	0	1.277	94%	94%
Campoalegre	9.449	8.904	4.944	3.430	517	0	0	0	8.891	34	1	8.926	94%	94%
El Pital	1.956	1.877	985	623	20	0	0	0	1.628	4	0	1.632	96%	83%
Garzón	17.516	16.587	5.089	9.061	2.114	290	1	2	16.557	91	0	16.648	95%	95%
Gigante	7.296	6.846	2.586	4.120	117	4	0	0	6.827	35	0	6.862	94%	94%
Guadalupe	3.397	3.393	1.591	1.289	59	0	0	0	2.939	6	0	2.945	100%	87%
Hobo	2.535	2.191	1.033	1.131	2	0	0	0	2.166	15	1	2.182	86%	85%
La Plata	10.781	10.216	3.367	5.666	1.136	5	0	0	10.174	110	0	10.284	95%	94%
Neiva	139.649	127.684	33.403	64.347	17.774	9.226	2.489	114	127.353	1.766	32	129.151	91%	91%
Paicol	1.140	1.036	206	716	109	0	0	0	1.031	12	0	1.043	91%	90%
Palermo	6.572	6.254	2.007	3.225	886	114	0	0	6.232	70	1	6.303	95%	95%
Pitalito	35.330	34.452	16.925	11.402	4.526	88	1	0	32.942	66	0	33.008	98%	93%
Rivera	8.842	7.991	2.171	5.039	542	183	1	1	7.937	90	3	8.030	90%	90%
San Agustín	3.161	3.148	1.090	1.217	245	0	0	0	2.552	4	0	2.556	100%	81%
Suaza	3.478	3.468	2.319	901	29	0	0	0	3.249	2	0	3.251	100%	93%
Tarqui	4.141	4.008	3.187	791	6	1	0	0	3.985	8	0	3.993	97%	96%
Tello	2.543	2.427	1.697	637	79	0	0	0	2.413	8	3	2.424	95%	95%
Teruel	1.612	1.536	443	972	113	1	0	0	1.529	12	0	1.541	95%	95%
Tesalia	3.136	2.894	2.179	663	26	1	0	0	2.869	27	0	2.896	92%	91%
Timaná	5.746	5.577	3.467	1.617	76	1	0	0	5.161	8	0	5.169	97%	90%
Villavieja	2.315	2.214	1.458	739	1	0	0	0	2.198	22	0	2.220	96%	95%
Yaguará	2.213	2.059	660	1.289	115	0	0	0	2.064	29	0	2.093	93%	93%
Magdalena (30)	338.519	322.621	129.916	74.908	48.997	11.756	5.656	11.812	283.045	3.812	344	287.201	95%	84%
Algarrobo	3.496	3.400	2.514	38	0	0	0	0	2.552	9	0	2.561	97%	73%
Aracataca	8.936	8.609	3.274	4.437	1	0	0	0	7.712	60	14	7.786	96%	86%
Ariguaní	6.690	6.448	3.050	1.940	0	0	0	0	4.990	21	3	5.014	96%	75%
Cerro de San Antonio	2.094	2.066	1.361	105	0	0	0	0	1.466	3	0	1.469	99%	70%
Chibolo	3.318	3.210	2.285	233	0	0	0	0	2.518	7	0	2.525	97%	76%
Ciénaga	27.848	26.628	11.073	9.876	2.548	20	0	0	23.517	292	50	23.859	96%	84%
Concordia	2.863	2.838	1.983	0	0	0	0	0	1.983	6	0	1.989	99%	69%
El Banco	8.875	8.823	5.307	2.247	538	19	0	0	8.111	89	1	8.201	99%	91%
El Piñón	3.401	3.366	2.101	289	0	0	0	0	2.390	6	0	2.396	99%	70%
El Retén	4.260	4.155	3.268	436	1	0	0	0	3.705	11	9	3.725	98%	87%
Fundación	18.203	17.434	11.679	3.609	974	47	0	0	16.309	199	4	16.512	96%	90%
Guamal	3.258	3.166	2.551	0	0	0	0	0	2.551	18	1	2.570	97%	78%
Nueva Granada	4.260	4.206	2.623	494	0	0	0	0	3.117	11	2	3.130	99%	73%
Pedraza	1.652	1.625	1.086	66	0	0	0	0	1.152	0	0	1.152	98%	70%
Piñiño del Carmen	2.231	2.178	1.642	115	1	0	0	0	1.758	5	0	1.763	98%	79%
Pivijay	7.721	7.629	3.381	2.482	265	0	0	0	6.128	31	1	6.160	99%	79%
Plato	11.270	9.886	3.392	2.094	855	0	0	0	6.341	43	2	6.386	88%	56%
Pueblo Viejo	4.320	3.744	2.444	617	1	0	0	0	3.062	31	0	3.093	87%	71%
Remolino	1.138	1.091	458	416	0	0	0	0	874	6	0	880	96%	77%
Sabanas de San Ángel	2.161	2.137	1.523	123	0	0	0	0	1.646	2	0	1.648	99%	76%
Salamina	2.604	2.563	1.312	836	28	0	0	0	2.176	8	0	2.184	98%	84%
San Zenón	2.362	2.325	1.870	0	0	0	0	0	1.870	4	0	1.874	98%	79%
Santa Bárbara de Pinto	2.193	2.172	1.559	0	0	0	0	0	1.559	8	0	1.567	99%	71%
Sebastián de Buenavista	3.464	3.326	2.677	0	0	0	0	0	2.677	8	0	2.685	96%	77%
Santa Ana	4.429	4.189	2.515	1.021	13	0	0	0	3.549	51	1	3.601	95%	80%
Santa Marta - Rodadero	172.633	163.905	37.810	40.787	43.766	11.670	5.656	11.812	151.501	2.772	107	154.380	95%	88%
Sitionuevo	4.761	4.319	3.411	195	0	0	0	0	3.606	27	5	3.638	91%	76%
Tenerife	2.567	2.495	1.507	122	0	0	0	0	1.629	2	0	1.631	97%	63%
Zapayán	924	914	649	0	0	0	0	0	649	0	1	650	99%	70%
Zona Bananera	14.587	13.774	9.611	2.330	6	0	0	0	11.947	82	143	12.172	94%	82%
Meta (22)	326.256	273.137	70.011	89.761	80.022	11.190	4.071	1.503	256.558	8.429	22	265.009	84%	79%
Acacías	51.267	32.091	7.884	14.173	6.020	920	3	3	29.003	856	1	29.860	63%	57%
Barranca de Upiá	2.095	1.945	1.118	483	78	2	0	0	1.681	58	0	1.739	93%	80%
Cabuyaro	1.924	1.225	993	176	1	0	0	0	1.170	14	0	1.184	64%	61%
Castilla	3.625	3.407	1.376	705	801	0	0	0	2.882	44	0	2.926	94%	80%
Cubarral	2.721	2.140	1.259	664	8	0	0	0	1.931	60	0	1.991	79%	71%
Cumaral	8.244	6.633	1.837	3.176	1.037	0	0	0	6.050	239	3	6.292	80%	73%
El Castillo	3.903	1.350	887	392	2	0	0	0	1.281	16	1	1.298	35%	33%
El Dorado	2.047	979	705	211	0	0	0	0	916	12	0	928	48%	45%
Fuente de Oro	2.738	2.256	481	1.433	87	0	0	0	2.001	27	0	2.028	82%	73%
Granada	21.857	19.074	4.256	10.681	2.321	275	0	0	17.533	491	0	18.024	87%	80%
Guamal	3.581	3.506	1.161	1.312	369	4	0	0	2.846	74	1	2.921	98%	79%
Puerto Concordia	3.569	780	674	45	1	0	0	0	720	9	0	729	22%	20%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	Residencial conectados						Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial		
			1	2	3	4	5	6				Potencial	Efectiva	
Puerto Gaitán	3.700	3.456	1.943	1.233	29	0	0	0	3.205	90	0	3.295	93%	87%
Puerto Lleras	1.529	1.105	505	532	1	0	0	0	1.038	21	0	1.059	72%	68%
Puerto López	9.267	6.654	2.965	3.205	261	14	0	0	6.445	149	0	6.594	72%	70%
Puerto Rico	2.234	1.795	1.437	250	3	0	0	0	1.690	22	0	1.712	80%	76%
Restrepo	8.522	7.640	1.468	3.551	1.864	196	314	39	7.432	300	3	7.735	90%	87%
San Carlos de Guaroa	3.841	3.289	1.911	1.111	5	0	0	0	3.027	38	0	3.065	86%	79%
San Juan de Arama	1.975	1.557	637	753	1	0	0	0	1.391	19	0	1.410	79%	70%
San Martín	6.316	5.787	1.146	3.170	729	3	0	0	5.048	69	0	5.117	92%	80%
Vistahermosa	2.200	2.023	572	582	4	0	0	0	1.158	0	0	1.158	92%	53%
Villavicencio	179.101	164.445	34.796	41.923	66.400	9.776	3.754	1.461	158.110	5.821	13	163.944	92%	88%
Nariño (1)	107.010	68.888	15.761	21.791	6.223	1.059	364	0	45.198	108	0	45.306	64%	42%
Pasto	107.010	68.888	15.761	21.791	6.223	1.059	364	0	45.198	108	0	45.306	64%	42%
Norte de Santander (21)	322.950	288.134	95.280	117.416	43.117	14.074	1.450	92	271.429	1.659	7	273.095	89%	84%
Bochalema	1.200	800	546	234	2	1	0	0	783	0	0	783	67%	65%
Cácuta	600	450	102	210	2	0	0	0	314	0	0	314	75%	52%
Chinacota	3.019	1.800	705	884	224	0	0	0	1.813	0	0	1.813	60%	60%
Chitagá	1.934	1.648	581	949	1	0	0	0	1.531	15	0	1.546	85%	79%
Cúcuta	184.440	169.091	55.831	68.436	25.291	10.989	953	21	161.521	654	6	162.181	92%	88%
Durania	629	533	41	295	91	0	0	0	427	0	0	427	85%	68%
El Zulia	4.530	4.105	974	2.271	272	1	0	0	3.518	7	0	3.525	91%	78%
Gramalote	1.205	1.022	432	363	0	0	0	0	795	16	0	811	85%	66%
Herran	192	192	33	143	4	0	0	0	180	0	0	180	100%	94%
Labateca	791	621	198	423	0	0	0	0	621	1	0	622	79%	79%
Los Patios	25.579	22.656	2.350	14.060	2.996	373	420	71	20.270	86	1	20.357	89%	79%
Lourdes	519	519	0	486	0	0	0	0	486	0	0	486	100%	94%
Ocaña	40.304	37.976	19.356	11.003	4.712	1.297	0	0	36.368	656	0	37.024	94%	90%
Pamplona	14.882	12.148	2.826	5.416	3.090	678	0	0	12.010	103	0	12.113	82%	81%
Pamplonita	629	629	244	74	1	0	0	0	319	0	0	319	100%	51%
Ragonvalla	700	600	48	538	1	0	0	0	587	0	0	587	86%	84%
Sardinata	3.761	3.195	1.442	1.134	34	0	0	0	2.610	5	0	2.615	85%	69%
Silos	450	405	82	326	0	0	0	0	408	3	0	411	90%	91%
Tibú	5.295	5.000	159	2.257	9	0	0	0	2.425	6	0	2.431	94%	46%
Toledo	3.033	2.473	371	1.792	287	9	0	0	2.459	13	0	2.472	82%	81%
Villa del Rosario	29.258	22.271	8.959	6.122	6.100	726	77	0	21.984	94	0	22.078	76%	75%
Putumayo (4)	20.571	20.425	11.746	3.622	227	0	0	0	15.595	28	0	15.623	100%	85%
Mocoa	6.041	6.041	3.931	1.057	167	0	0	0	5.155	8	0	5.163	100%	85%
Puerto Asís	9.748	9.746	5.732	1.598	60	0	0	0	7.390	10	0	7.400	100%	76%
Puerto Caicedo	1.333	1.319	563	316	0	0	0	0	879	7	0	886	99%	66%
Villagarzón	3.449	3.319	1.520	651	0	0	0	0	2.171	3	0	2.174	96%	63%
Quindío (8)	206.523	199.475	37.580	65.993	41.177	14.419	11.647	2.064	172.880	3.320	81	176.281	97%	84%
Armenia	127.473	127.473	23.308	28.998	31.004	12.693	11.112	1.955	109.070	2.010	52	111.132	100%	86%
Calarcá	26.102	23.142	2.987	11.673	4.523	1.126	141	25	20.475	376	11	20.862	89%	78%
Circasia	10.084	9.660	2.806	3.712	1.561	392	103	43	8.617	154	4	8.775	96%	85%
Filandia	4.958	3.363	668	1.832	477	1	2	0	2.980	103	0	3.083	68%	60%
La Tebaida	10.805	10.794	2.013	6.494	740	111	229	31	9.618	168	11	9.797	100%	89%
Montenegro	12.590	12.433	3.856	6.017	1.210	41	55	9	11.188	215	3	11.406	99%	89%
Quimbaya	11.188	10.695	1.702	6.067	1.460	32	3	0	9.264	165	0	9.429	96%	83%
Salento	3.323	1.915	240	1.200	202	23	2	1	1.668	129	0	1.797	58%	50%
Risaralda (12)	355.104	331.389	44.713	101.905	79.971	38.248	13.849	9.579	288.265	5.253	124	293.642	93%	81%
Apía	5.117	2.771	355	843	685	7	0	0	1.890	28	1	1.919	54%	37%
Balboa	2.119	524	67	159	229	2	0	0	457	17	0	474	25%	22%
Belén de Umbria	9.532	5.523	154	2.416	1.334	220	1	0	4.125	67	0	4.192	58%	43%
Dosquebradas	91.934	91.934	9.310	28.471	34.201	11.004	72	8	83.066	1.127	60	84.253	100%	90%
Guática	4.581	2.904	525	1.271	297	0	0	0	2.093	26	2	2.121	63%	46%
La Celia	2.864	1.152	225	541	280	3	0	0	1.049	38	0	1.087	40%	37%
La Virginia	10.243	10.243	2.736	2.519	3.314	135	1	0	8.705	194	2	8.901	100%	85%
Marsella	6.267	3.609	614	1.874	504	10	0	0	3.002	72	0	3.074	58%	48%
Pereira	181.393	181.393	27.893	51.472	29.348	25.316	13.523	9.556	157.108	3.129	52	160.289	100%	87%
Quinchía	9.282	3.887	763	873	1.037	8	0	0	2.681	35	2	2.718	42%	29%
Santa Rosa de Cabal	27.307	24.862	1.838	10.677	7.968	1.536	252	15	22.286	490	5	22.781	91%	82%
Santuario	4.465	2.587	233	789	774	7	0	0	1.803	30	0	1.833	58%	40%
Santander (41)	573.382	507.212	98.147	148.743	133.277	90.298	15.361	12.245	498.071	9.305	81	507.457	88%	87%
Aguada	230	230	9	192	1	0	0	0	202	0	0	202	100%	88%
Albania	2.132	559	90	348	7	0	0	0	445	10	0	455	26%	21%
Barbosa	12.230	8.918	476	4.035	3.270	41	0	0	7.822	189	0	8.011	73%	64%
Barrancabermeja	58.983	58.830	20.104	19.316	9.108	8.412	660	1	57.601	781	0	58.382	100%	98%
Bolívar	4.383	417	38	280	99	0	0	0	417	13	0	430	10%	10%
Bucaramanga	169.477	169.249	20.114	26.518	45.830	58.425	5.821	10.121	166.829	4.739	5	171.573	100%	98%
California	360	360	181	162	4	0	0	0	347	4	0	351	100%	96%
Charta	380	380	218	154	0	0	0	0	372	2	0	374	100%	98%
Chipatá	4.440	1.838	162	1.015	45	2	0	0	1.224	8	0	1.232	41%	28%
Curití	3.240	2.517	729	1.497	188	0	0	0	2.414	25	0	2.439	78%	75%
El Carmen de Chucurí	1.100	1.100	403	597	54	0	0	0	1.054	23	0	1.077	100%	96%
El Peñón	1.469	1.469	507	837	14	0	0	0	1.358	0	0	1.358	100%	92%
Florián	446	415	64	366	10	0	0	0	440	24	0	464	93%	99%
Floridablanca	103.667	100.682	13.987	35.198	24.409	15.866	8.208	1.801	99.469	1.365	36	100.870	97%	96%
Girón	50.552	49.632	17.292	15.951	14.510	2.608	13	28	50.402	647	1	51.050	98%	100%
Guavatá	1.548	1.548	848	650	24	3	0	0	1.525	15	0	1.540	100%	99%
Güepsa	1.024	1.024	81	900	7	0	0	0	988	4	0	992	100%	96%
Jesús María	1.754	698	42	615	41	0	0	0	698	17	0	715	40%	40%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	Residencial conectados						Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
			1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
La Belleza	603	591	105	414	11	3	0	0	533	27	0	560	98%	88%
La Paz	1.291	1.291	311	758	4	0	0	0	1.073	0	0	1.073	100%	83%
Lebrija	5.752	5.654	1.720	2.218	1.577	44	0	0	5.559	122	0	5.681	98%	97%
Páramo	984	938	272	481	64	0	0	0	817	8	0	825	95%	83%
Piedecuesta	54.010	51.537	4.504	15.843	25.698	4.512	639	294	51.490	761	34	52.285	95%	95%
Pinchote	782	659	88	406	65	0	0	0	559	3	0	562	84%	71%
Puente Nacional	3.520	3.320	570	2.006	630	0	0	0	3.206	56	0	3.262	94%	91%
Puerto Parra	1.005	550	264	286	0	0	0	0	550	3	1	554	55%	55%
San Gil	12.544	6.184	153	2.026	3.349	280	5	0	5.813	62	0	5.875	49%	46%
Socorro	7.097	4.730	417	2.611	692	93	15	0	3.828	91	0	3.919	67%	54%
Puerto Wilches	38.481	6.555	5.044	1.340	336	0	0	0	6.720	79	3	6.802	17%	17%
Río Negro	1.600	1.600	847	709	22	0	0	0	1.578	10	0	1.588	100%	99%
Sabana de Torres	6.767	6.758	3.141	2.338	1.268	0	0	0	6.747	96	1	6.844	100%	100%
San Benito	500	500	149	336	3	0	0	0	488	0	0	488	100%	98%
San Vicente de Chucurí	6.500	6.500	2.816	3.105	439	2	0	0	6.362	84	0	6.446	100%	98%
Suaita	1.600	1.600	231	1.054	227	0	0	0	1.512	11	0	1.523	100%	95%
Sucre	2.713	605	46	192	30	0	0	0	268	6	0	274	22%	10%
Suratá	350	350	142	158	24	0	0	0	324	0	0	324	100%	93%
Tona	650	650	188	432	21	0	0	0	641	3	0	644	100%	99%
Valle de San José	1.174	654	64	462	80	0	0	0	606	6	0	612	56%	52%
Vézlez	5.372	4.465	1.298	1.850	1.033	7	0	0	4.188	0	0	4.188	83%	78%
Vetas	390	390	160	224	1	0	0	0	385	0	0	385	100%	99%
Villanueva	2.282	1.265	272	863	82	0	0	0	1.217	11	0	1.228	55%	53%
Sucre (23)	169.827	166.139	97.608	45.708	9.812	4.080	858	383	158.449	2.913	39	161.401	98%	93%
Buenavista	2.121	1.870	1.416	252	1	0	0	0	1.669	11	0	1.680	88%	79%
Caimito	1.012	986	748	14	0	0	0	0	762	2	0	764	97%	75%
Chalán	744	698	567	3	0	0	0	0	570	5	0	575	94%	77%
Coloso	1.057	1.036	689	0	0	0	0	0	689	7	0	696	98%	65%
Corozal	16.772	16.512	8.741	6.299	480	163	12	0	15.695	217	3	15.915	98%	94%
Coveñas	5.192	4.816	2.285	1.553	122	67	0	0	4.027	244	2	4.273	93%	78%
El Roble	1.002	944	804	4	0	0	0	0	808	2	0	810	94%	81%
Galeras	3.507	3.450	2.431	755	68	0	0	0	3.254	28	0	3.282	98%	93%
La Unión	1.480	1.434	972	129	0	0	0	0	1.101	6	0	1.107	97%	74%
Los Palmitos	3.173	3.129	2.202	678	2	0	0	0	2.882	37	0	2.919	99%	91%
Morroa	3.433	3.203	2.437	659	37	0	0	0	3.133	38	0	3.171	93%	91%
Ovejas	3.828	3.562	2.468	740	56	0	0	0	3.264	28	0	3.292	93%	85%
Palmito	1.194	1.086	831	1	0	0	0	0	832	9	0	841	91%	70%
Sampués	6.362	5.900	3.677	1.832	128	54	0	0	5.691	81	3	5.775	93%	89%
San Benito de Abad	2.877	2.771	2.085	0	0	0	0	0	2.085	9	0	2.094	96%	72%
San Pedro	4.335	4.126	3.135	725	44	0	0	0	3.904	54	1	3.959	95%	90%
San Juan de Betulia	2.638	2.614	1.592	826	19	0	0	0	2.437	25	0	2.462	99%	92%
San Marcos	8.655	8.469	4.371	2.652	968	1	0	0	7.992	120	2	8.114	98%	92%
San Onofre	5.886	5.409	3.381	1.228	192	6	0	0	4.807	50	0	4.857	92%	82%
Sincé	7.291	7.151	5.202	1.148	363	34	0	0	6.747	80	1	6.828	98%	93%
Sincelejo	78.681	78.543	43.211	23.458	6.605	3.593	846	383	78.096	1.640	23	79.759	100%	99%
Tolú	6.890	6.754	3.205	2.311	716	162	0	0	6.394	192	0	6.586	98%	93%
Tolú Viejo	1.697	1.676	1.158	441	11	0	0	0	1.610	28	4	1.642	99%	95%
Tolima (40)	402.121	344.021	83.208	163.090	69.228	22.326	3.330	529	341.711	4.847	97	346.655	86%	85%
Alvarado	1.757	1.447	400	1.023	9	0	0	0	1.432	18	1	1.451	82%	82%
Ambalema	2.286	2.033	1.289	660	78	0	0	0	2.027	13	1	2.041	89%	89%
Armero Guayabal	4.150	3.914	2.057	1.759	22	0	0	0	3.838	46	3	3.887	94%	92%
Cajamarca	3.534	3.332	400	2.193	715	0	0	0	3.308	53	0	3.361	94%	94%
Carmen de Apicalá	3.929	3.622	537	2.321	601	91	44	1	3.595	62	1	3.658	92%	91%
Casablanca	1.802	1.451	651	793	1	0	0	0	1.445	6	0	1.451	81%	80%
Chaparral	9.817	9.385	4.329	3.880	1.146	6	0	0	9.361	80	1	9.442	96%	95%
Coello	1.706	1.603	703	832	28	3	0	0	1.566	4	0	1.570	94%	92%
Coyaima	2.092	180	13	145	0	0	0	0	158	23	2	183	9%	8%
Cunday	1.685	998	448	526	11	0	0	0	985	13	0	998	59%	58%
Dolores	1.696	1.064	499	466	34	0	0	0	999	13	0	1.012	63%	59%
Espinal	24.408	22.796	5.168	13.228	3.707	618	1	1	22.723	209	14	22.946	93%	93%
Falan	2.174	2.080	1.196	880	1	0	0	0	2.077	3	0	2.080	96%	96%
Flandes	15.279	11.169	256	4.686	5.365	3	0	0	10.310	70	1	10.381	73%	67%
Fresno	6.491	6.227	1.800	3.306	1.104	1	0	0	6.211	56	0	6.267	96%	96%
Guamo	8.422	8.023	3.256	4.427	305	10	1	0	7.999	48	1	8.048	95%	95%
Herveo	1.716	1.652	489	1.139	16	0	0	0	1.644	17	0	1.661	96%	96%
Honda	8.685	7.727	2.660	3.580	1.170	284	7	0	7.701	88	1	7.790	89%	89%
Ibagué	187.449	181.591	28.404	81.548	47.580	20.586	3.040	517	181.675	3.136	63	184.874	97%	97%
Icononzo	1.632	1.557	527	1.006	9	0	0	0	1.542	25	0	1.567	95%	94%
Lérida	6.235	6.024	1.996	3.870	122	0	0	0	5.988	65	1	6.054	97%	96%
Libano	9.145	8.745	1.184	4.993	2.147	327	0	2	8.653	170	1	8.824	96%	95%
Mariquita	11.533	10.989	5.332	4.856	706	53	1	0	10.948	96	4	11.048	95%	95%
Melgar	11.755	11.180	1.975	5.245	3.312	315	236	8	11.091	286	0	11.377	95%	94%
Murillo	761	533	292	226	13	0	0	0	531	9	0	540	70%	70%
Natagaima	3.108	2.652	1.079	1.357	213	0	0	0	2.649	6	1	2.656	85%	85%
Ortega	2.824	2.369	683	1.458	218	0	0	0	2.359	15	0	2.374	84%	84%
Palocabildo	2.856	2.821	1.645	1.058	102	0	0	0	2.805	16	0	2.821	99%	98%
Piedras	1.778	1.679	1.000	670	0	0	0	0	1.670	9	0	1.679	94%	94%
Prado	8.761	2.000	1.170	607	2	6	0	0	1.785	12	0	1.797	23%	20%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2022														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Purificación	33.938	7.900	4.890	2.458	189	18	0	0	7.555	38	0	7.593	23%	22%
Saldaña	3.959	3.629	1.440	2.041	134	5	0	0	3.620	22	1	3.643	92%	91%
San Antonio	1.616	1.439	640	708	96	0	0	0	1.444	7	0	1.451	89%	89%
San Luis	3.165	3.072	1.457	1.586	9	0	0	0	3.052	33	0	3.085	97%	96%
Santa Isabel	887	713	386	316	3	0	0	0	705	11	0	716	80%	79%
Suárez	674	614	263	352	0	0	0	0	615	2	0	617	91%	91%
Valle de San Juan	1.281	1.204	600	600	0	0	0	0	1.200	9	0	1.209	94%	94%
Venadillo	3.178	2.943	1.531	1.362	4	0	0	0	2.897	40	0	2.937	93%	91%
Villarrica	1.088	751	277	361	11	0	0	0	649	4	0	653	69%	60%
Villa Hermosa	2.869	913	286	568	45	0	0	0	899	14	0	913	32%	31%
Valle (39)	1.541.479	1.308.178	248.560	460.439	306.408	117.435	67.908	21.127	1.221.877	18.714	492	1.241.083	85%	79%
Alcalá	3.758	2.794	596	1.506	165	0	0	0	2.267	13	0	2.280	74%	60%
Andalucía	6.728	5.672	921	4.253	102	1	159	0	5.436	44	2	5.482	84%	81%
Ansermanuevo	4.406	3.807	1.214	1.784	275	0	0	0	3.273	23	1	3.297	86%	74%
Bolívar	4.120	2.333	1.043	843	130	0	0	1	2.017	13	0	2.030	57%	49%
Buenaventura	89.057	74.863	40.741	11.155	5.952	893	0	0	58.741	245	6	58.992	84%	66%
Buga	43.540	37.177	7.115	17.434	6.380	2.602	974	11	34.516	540	16	35.072	85%	79%
Bugalagrande	7.299	5.880	1.724	2.893	554	0	2	0	5.173	48	0	5.221	81%	71%
Caicedonia	8.280	7.337	154	3.940	2.347	224	11	0	6.676	121	0	6.797	89%	81%
Cali	773.397	677.401	110.197	186.345	191.630	82.733	61.243	20.053	652.201	12.908	260	665.369	88%	84%
Candelaria	51.573	38.201	8.908	11.820	13.765	0	0	0	34.493	265	25	34.783	74%	67%
Cartago	47.263	42.215	4.867	13.188	16.517	3.434	597	164	38.767	414	7	39.188	89%	82%
Cerrito	19.517	16.412	5.685	8.787	624	6	0	0	15.102	181	4	15.287	84%	77%
Dagua	12.789	6.778	683	2.486	160	1	0	0	3.330	14	0	3.344	53%	26%
Darién	6.274	4.571	1.034	2.531	283	6	58	100	4.012	54	0	4.066	73%	64%
El Dovio	2.588	2.323	761	881	90	0	0	0	1.732	18	0	1.750	90%	67%
Florida	19.532	16.771	8.234	5.847	1.141	0	0	0	15.222	106	1	15.329	86%	78%
Ginebra	6.558	4.691	1.163	3.146	502	17	0	0	4.828	60	2	4.890	72%	74%
Guacarí	11.508	9.342	1.807	6.945	108	0	0	0	8.860	62	2	8.924	81%	77%
Jamundí	82.436	63.843	3.798	31.228	12.207	12.899	854	692	61.678	484	9	62.171	77%	75%
La Cumbre	4.582	2.182	23	822	8	0	0	0	853	8	0	861	48%	19%
La Unión	10.970	9.374	5.608	2.905	427	0	0	0	8.940	119	3	9.062	85%	81%
La Victoria	4.516	3.897	1.567	1.945	77	0	0	0	3.589	35	1	3.625	86%	79%
Obando	3.482	2.822	1.307	1.133	10	0	0	0	2.450	15	0	2.465	81%	70%
Palмира	124.368	107.083	8.343	60.876	24.192	7.923	1.470	52	102.856	1.193	53	104.102	86%	83%
Pradera	14.560	12.130	4.087	5.990	1.369	1	0	0	11.447	104	0	11.551	83%	79%
Restrepo	4.173	3.014	234	706	330	0	0	0	1.270	10	0	1.280	72%	30%
Río Frío	4.235	3.040	1.356	1.094	122	0	0	0	2.572	20	1	2.593	72%	61%
Roldanillo	12.163	10.496	3.218	5.520	1.509	91	1	0	10.339	102	2	10.443	86%	85%
San Pedro	5.388	4.180	973	2.420	648	10	0	0	4.051	33	4	4.088	78%	75%
Sevilla	11.395	9.211	2.466	4.302	1.870	90	0	0	8.728	131	2	8.861	81%	77%
Toro	4.057	3.114	803	1.499	298	0	0	0	2.600	15	0	2.615	77%	64%
Trujillo	4.438	3.272	581	1.526	404	0	0	0	2.511	24	0	2.535	74%	57%
Tuluá	63.987	56.346	5.778	25.114	14.925	2.970	2.512	26	51.325	644	7	51.976	88%	80%
Ulloa	1.679	1.201	400	596	70	0	0	0	1.066	5	0	1.071	72%	63%
Versalles	2.069	1.388	364	356	349	0	0	0	1.069	10	0	1.079	67%	52%
Vijes	3.530	2.363	201	1.691	288	3	0	0	2.183	13	1	2.197	67%	62%
Yotoco	4.834	3.317	951	1.748	298	9	0	0	3.006	17	0	3.023	69%	62%
Yumbo	42.894	35.446	7.699	14.888	5.230	3.515	27	28	31.387	467	81	31.935	83%	73%
Zarzal	13.536	11.891	1.956	8.296	1.052	7	0	0	11.311	136	2	11.449	88%	84%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Detalle de municipios sin gas natural

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Amazonas (11)	26%	46%	35%	37.047	39.542	72.401
El Encanto	ND	38%	38%	0	2.100	2.100
La Chorrera	ND	36%	36%	0	2.967	2.967
La Pedrera	ND	79%	79%	0	3.820	3.820
La Victoria	ND	91%	91%	0	644	ND
Leticia	25%	33%	27%	33.503	14.641	48.144
Mirití - Paraná	ND	86%	86%	0	1.850	1.850
Puerto Alegría	ND	43%	43%	0	748	748
Puerto Arica	ND	35%	35%	0	1.013	1.013
Puerto Nariño	34%	45%	41%	3.544	6.200	6.200
Puerto Santander	ND	49%	49%	0	1.758	1.758
Tarapacá	ND	50%	50%	0	3.801	3.801
Antioquia (22)	24%	32%	29%	70.580	123.108	193.688
Abriaquí	5%	15%	12%	824	1.871	2.695
Alejandro	7%	20%	13%	2.485	2.172	4.657
Angostura	10%	23%	20%	2.628	8.809	11.437
Anorí	19%	36%	28%	7.634	10.687	18.321
Anza	6%	18%	16%	1.258	5.752	7.010
Argelia	13%	21%	17%	3.412	4.277	7.689
Armenia	6%	9%	8%	1.716	3.423	5.139
Briceño	17%	31%	25%	2.552	5.487	8.039
Buriticá	14%	34%	29%	2.235	7.119	9.354
Caicedo	14%	20%	18%	1.657	6.640	8.297
Campamento	11%	31%	25%	2.466	6.737	9.203
Ebéjico	5%	16%	14%	2.229	9.929	12.158
Giraldo	12%	17%	15%	2.061	3.483	5.544
Heliconia	9%	15%	12%	2.318	3.133	5.451
La Pintada	12%	16%	12%	7.060	1.054	8.114
Murindó	92%	76%	82%	1.760	3.151	4.911
Nariño	10%	18%	16%	3.116	7.037	10.153
Nechí	43%	67%	54%	13.174	12.616	25.790
Peque	15%	32%	27%	2.296	5.801	8.097
San Francisco	12%	26%	19%	2.486	3.162	5.648
Uramita	14%	33%	27%	2.111	4.777	6.888
Vigía del Fuerte	96%	67%	78%	3.102	5.991	9.093
Arauca (6)	28%	46%	34%	103.435	59.253	162.688
Arauca	28%	55%	31%	74.195	11.390	85.585
Araucuita	30%	46%	41%	13.720	36.121	49.841
Cravo Norte	29%	32%	30%	2.682	1.243	3.925
Fortul	30%	39%	34%	9.886	9.052	18.938
Puerto Rondón	15%	41%	23%	2.952	1.447	4.399
Saravena	23%	42%	28%	42.415	13.139	55.554
Bolívar (5)	30%	63%	51%	40.468	73.079	113.547
Montecristo	47%	69%	63%	4.076	12.313	16.389
Morales	41%	66%	58%	7.293	14.966	22.259
Pinillos	50%	64%	62%	3.718	20.500	24.218
Santa Rosa del Sur	14%	48%	27%	19.214	13.432	32.646
Tiquisio	44%	69%	60%	6.167	11.868	18.035

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Boyacá (43)	11%	30%	24%	53.131	124.213	177.344
Almeida	0,3%	9%	7%	321	1.589	1.910
Betéitiva	5%	12%	11%	327	1.636	1.963
Buenavista	6%	16%	15%	757	3.652	4.409
Chiscas	12%	34%	28%	879	3.115	3.994
Chita	23%	48%	42%	1.976	6.069	8.045
Coper	8%	16%	14%	862	2.757	3.619
Covarachía	8%	31%	27%	492	2.314	2.806
Chíquiza	17%	17%	17%	332	4.352	4.684
Chivor	10%	21%	17%	681	1.798	2.479
Cubará	17%	72%	61%	2.182	8.137	10.319
El Cocuy	24%	37%	30%	2.206	2.009	4.215
El Espino	8%	17%	13%	1.358	1.703	3.061
Gachantivá	5%	12%	10%	557	2.232	2.789
Guacamayas	14%	9%	11%	624	1.241	1.865
Guayatá	4%	12%	10%	1.117	2.283	3.400
Güicán	4%	41%	29%	1.353	2.926	4.279
Jericó	14%	44%	36%	1.201	2.728	3.929
Labranzagrande	11%	50%	37%	1.128	2.398	3.526
La Victoria	0,3%	25%	17%	400	718	1.118
Macanal	1%	11%	8%	1.134	3.842	4.976
Maripí	14%	35%	32%	762	4.979	5.741
Muzo	18%	31%	22%	5.392	3.205	8.597
Otanche	10%	43%	27%	3.449	4.569	8.018
Panqueba	6%	23%	15%	810	907	1.717
Pauna	10%	33%	26%	2.073	5.112	7.185
Paya	19%	71%	59%	481	2.112	2.593
Paz de Río	4%	12%	7%	2.788	1.497	4.285
Pisba	19%	42%	34%	527	1.236	1.763
Quípama	26%	47%	40%	1.326	3.563	4.889
Rondón	2%	10%	8%	600	1.807	2.407
San Mateo	8%	27%	20%	1.163	2.169	3.332
San Miguel de Sema	12%	9%	9%	412	2.597	3.009
San Pablo de Borbur	11%	24%	23%	745	5.863	6.608
Santa María	5%	20%	11%	2.107	1.452	3.559
Sativanorte	8%	27%	20%	680	1.541	2.221
Sativasur	5%	9%	7%	302	795	1.097
Socotá	10%	31%	27%	1.428	5.870	7.298
Somondoco	2%	11%	9%	655	2.255	2.910
Susacón	8%	16%	15%	604	2.113	2.717
Tasco	6%	12%	11%	1.625	4.257	5.882
Tipacoque	14%	27%	23%	937	2.386	3.323
Toca	7%	12%	10%	4.209	4.558	8.767
Tutazá	17%	16%	16%	169	1.871	2.040

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Caldas (3)	8%	15%	13%	7.711	24.238	31.949
Marmato	13%	15%	15%	964	7.924	8.888
Marulanda	3%	10%	8%	823	1.784	2.607
Samaná	7%	16%	14%	5.924	14.530	20.454
Caquetá (15)	21%	41%	31%	110.341	123.162	233.503
Albania	12%	26%	20%	2.060	2.615	4.675
Belén de los Andaquíes	23%	39%	28%	6.753	4.268	11.021
Cartagena del Chairá	30%	48%	38%	15.434	14.965	30.399
Curillo	19%	31%	23%	5.261	2.332	7.593
El Doncello	17%	29%	20%	13.522	5.772	19.294
El Paujil	18%	31%	23%	8.858	9.178	18.036
La Montañita	16%	36%	33%	2.467	12.247	14.714
Milán	16%	52%	47%	1.001	8.722	9.723
Morelia	13%	29%	20%	2.007	1.691	3.698
Puerto Rico	22%	47%	32%	14.464	12.053	26.517
San José del Fragua	18%	36%	26%	6.292	6.505	12.797
San Vicente del Caguán	21%	41%	30%	23.432	27.287	50.719
Solano	27%	52%	45%	2.782	8.432	11.214
Solita	22%	35%	27%	3.672	2.544	6.216
Valparaíso	13%	37%	27%	2.336	4.551	6.887
Cauca (24)	39%	25%	27%	72.308	463.675	535.983
Almaguer	21%	34%	33%	1.346	17.103	18.449
Argelia	18%	24%	23%	2.700	23.444	26.144
Balboa	28%	17%	20%	5.393	15.715	21.108
Bolívar	19%	28%	27%	5.020	33.028	38.048
Buenos Aires	11%	15%	15%	1.218	30.218	31.436
Caldono	16%	23%	22%	2.174	37.772	39.946
Florencia	13%	11%	11%	1.224	3.978	5.202
Guapi	84%	53%	70%	13.932	13.684	27.616
Inzá	10%	18%	18%	1.308	27.571	28.879
Jambaló	9%	15%	14%	1.895	15.946	17.841
La Sierra	35%	20%	22%	1.822	8.927	10.749
La Vega	24%	15%	16%	1.040	23.461	24.501
López	62%	40%	43%	1.875	16.705	18.580
Mercaderes	29%	23%	25%	5.953	16.735	22.688
Páez	10%	21%	21%	2.971	42.805	45.776
Piamonte	12%	24%	21%	2.109	6.702	8.811
Puracé	15%	20%	20%	1.697	15.575	17.272
San Sebastián	21%	13%	14%	668	10.280	10.948
Santa Rosa	32%	36%	35%	672	4.667	5.339
Sotará	18%	18%	18%	571	13.368	13.939
Suárez	23%	31%	28%	6.380	25.524	31.904
Sucre	59%	29%	35%	1.633	7.856	9.489
Timbiquí	77%	59%	64%	6.266	19.834	26.100
Toribío	10%	22%	22%	2.441	32.777	35.218
Cesar (2)	25%	78%	58%	9.970	21.416	31.386
González	13%	25%	21%	1.414	2.965	4.379
Pueblo Bello	26%	86%	64%	8.556	18.451	27.007

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Chocó (26)	54%	64%	61%	84.419	252.938	337.357
Acandí	32%	42%	36%	6.895	7.104	13.999
Alto Baudó	45%	82%	78%	3.356	24.228	27.584
Atrato	32%	51%	42%	2.858	3.205	6.063
Bagadó	51%	77%	71%	2.589	8.422	11.011
Bahía Solano	22%	28%	24%	6.172	3.951	10.123
Bajo Baudó	45%	71%	66%	7.041	22.916	29.957
Belen de Bajirá	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Bojayá	33%	71%	67%	1.158	10.915	12.073
Carmen del Darién	73%	76%	76%	2.276	16.157	18.433
Cértegui	46%	62%	52%	3.321	2.314	5.635
El Cantón de San Pablo	59%	31%	44%	2.844	3.272	6.116
El Carmen de Atrato	6%	50%	37%	2.510	5.683	8.193
El Litoral del San Juan	57%	71%	70%	1.843	19.826	21.669
Juradó	33%	72%	56%	2.511	4.174	6.685
Lloró	68%	81%	76%	3.376	6.410	9.786
Medio Atrato	92%	48%	52%	944	9.728	10.672
Medio Baudó	96%	59%	63%	2.307	12.802	15.109
Medio San Juan	87%	55%	64%	2.622	7.957	10.579
Nóvita	57%	45%	50%	3.498	5.655	9.153
Nuquí	33%	58%	51%	1.685	14.538	16.223
Río Iro	42%	42%	42%	1.539	3.928	5.467
Río Quito	37%	66%	58%	2.335	5.901	8.236
Río Sucio	97%	67%	75%	14.299	39.150	53.449
San José del Palmar	17%	34%	29%	1.355	3.759	5.114
Sipí	63%	45%	49%	742	2.432	3.174
Unguía	34%	56%	49%	4.343	8.511	12.854
Cundinamarca (3)	8%	12%	11%	3.677	12.159	15.836
Carmen de Carupa	9%	14%	13%	2.093	5.487	7.580
Gutiérrez	8%	11%	10%	983	2.427	3.410
San Cayetano	1%	9%	8%	601	4.245	4.846
Guainía (8)	40%	80%	61%	20.279	26.813	47.092
Barranco Minas	ND	76%	76%	0	8.088	8.088
Cacahual	ND	72%	72%	0	863	863
La Guadalupe	ND	94%	94%	0	279	279
Morichal	ND	92%	92%	0	908	908
Pana Pana	ND	92%	92%	0	1.899	1.899
Puerto Colombia	ND	96%	96%	0	1.874	1.874
Puerto Inírida	40%	76%	51%	20.279	11.235	31.514
San Felipe	ND	88%	88%	0	1.667	1.667
Guaviare (3)	22%	45%	36%	9.637	20.315	29.952
Calamar	31%	50%	40%	4.339	5.189	9.528
El Retorno	11%	41%	32%	3.355	10.298	13.653
Miraflores	24%	49%	40%	1.943	4.828	6.771
Huila (11)	13%	22%	20%	33.009	100.667	133.676
Acevedo	13%	20%	19%	4.640	20.134	24.774
Colombia	13%	32%	26%	2.205	5.080	7.285
Elías	8%	10%	10%	1.439	2.772	4.211
Íquira	17%	27%	24%	2.652	6.596	9.248
Isnos	11%	22%	19%	6.148	19.038	25.186
La Argentina	16%	21%	19%	4.796	8.070	12.866
Nátaga	13%	21%	18%	2.648	3.821	6.469
Oporapa	14%	19%	18%	2.355	9.274	11.629
Palestina	15%	21%	20%	1.755	9.404	11.159
Saladoblanco	13%	22%	20%	1.844	8.600	10.444
Santa María	13%	24%	21%	2.527	7.878	10.405

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Meta (7)	18%	45%	37%	19.953	48.933	68.886
El Calvario	1%	6%	4%	590	1.186	1.776
Mapiripán	31%	66%	52%	2.471	4.536	7.007
Mesetas	12%	43%	30%	4.546	6.613	11.159
La Macarena	23%	46%	42%	4.723	22.167	26.890
Uribe	25%	60%	53%	2.128	7.156	9.284
Lejanías	11%	26%	20%	4.823	6.640	11.463
San Juanito	8%	12%	10%	672	635	1.307
Nariño (63)	23%	30%	27%	408.497	829.165	1.237.662
Albán	22%	13%	15%	2.691	6.951	9.642
Aldana	11%	11%	11%	1.549	5.843	7.392
Ancuyá	9%	10%	10%	2.147	6.654	8.801
Arboleda	24%	24%	24%	1.172	7.271	8.443
Barbacoas	81%	67%	72%	12.075	43.558	55.633
Belén	10%	15%	12%	3.262	3.060	6.322
Buesaco	12%	18%	16%	6.552	17.356	23.908
Chachagüí	12%	20%	18%	4.332	11.022	15.354
Colón	6%	14%	13%	1.089	7.437	8.526
Consacá	21%	11%	13%	2.146	11.638	13.784
Contadero	34%	12%	16%	1.310	5.960	7.270
Córdoba	21%	18%	19%	3.081	12.435	15.516
Cuaspué	27%	25%	26%	2.708	6.493	9.201
Cumbal	6%	17%	15%	6.835	30.029	36.864
Cumbitara	15%	21%	20%	1.608	4.340	5.948
El Charco	12%	20%	18%	7.234	15.271	22.505
El Peñol	60%	57%	58%	1.340	6.106	7.446
El Rosario	6%	18%	16%	1.781	10.499	12.280
El Tablón de Gómez	25%	26%	26%	1.583	12.759	14.342
El Tambo	13%	18%	16%	5.251	9.032	14.283
Francisco Pizarro	54%	43%	50%	5.423	8.770	14.193
Funes	33%	13%	22%	3.091	4.131	7.222
Guachucal	17%	13%	13%	3.071	16.379	19.450
Guaitarilla	13%	14%	13%	4.378	7.204	11.582
Gualmatán	20%	11%	15%	2.994	4.063	7.057
Iles	32%	24%	26%	2.133	5.529	7.662
Imués	16%	14%	14%	1.016	6.641	7.657
Ipiales	7%	16%	10%	77.343	38.793	116.136
La Cruz	13%	10%	11%	8.018	10.736	18.754
La Florida	37%	31%	32%	1.980	8.124	10.104
La Llanada	15%	23%	19%	3.156	3.336	6.492
La Tola	100%	66%	82%	2.928	4.483	7.411
La Unión	14%	21%	18%	12.793	19.065	31.858
Leiva	23%	28%	26%	2.967	6.801	9.768
Linares	8%	15%	13%	2.230	8.006	10.236
Los Andes	10%	34%	23%	4.376	5.171	9.547
Magüí Payán	94%	76%	82%	7.325	17.380	24.705
Mallama	10%	12%	12%	1.218	7.758	8.976
Mosquera	99%	60%	79%	5.677	6.307	11.984
Nariño	24%	25%	24%	2.653	1.711	4.364
Olaya Herrera	82%	73%	77%	10.859	14.499	25.358
Ospina	13%	16%	15%	1.965	5.140	7.105
Policarpa	15%	16%	16%	2.596	7.301	9.897
Potosí	10%	12%	12%	2.097	8.317	10.414
Providencia	35%	18%	22%	1.501	4.071	5.572
Puerres	15%	13%	14%	3.451	5.130	8.581

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Nariño (Continuación)						
Pupiales	12%	15%	14%	6.192	11.299	17.491
Ricaurte	21%	68%	62%	2.399	17.232	19.631
Roberto Payán	61%	40%	44%	3.389	9.278	12.667
Samaniego	12%	33%	26%	9.462	19.952	29.414
San Bernardo	17%	20%	19%	2.595	6.607	9.202
San Lorenzo	46%	17%	21%	2.180	16.293	18.473
San Pablo	6%	13%	11%	4.051	11.338	15.389
San Pedro de Cartago	13%	15%	14%	849	5.994	6.843
Sandoná	17%	20%	19%	10.112	10.661	20.773
Santa Bárbara	91%	65%	74%	3.608	9.819	13.427
Santacruz	30%	43%	41%	1.529	9.267	10.796
Sapuyes	40%	20%	24%	1.436	5.910	7.346
Taminango	13%	17%	16%	3.999	13.855	17.854
Tangua	20%	22%	21%	2.763	10.744	13.507
San Andrés de Tumaco	18%	39%	28%	86.320	167.317	253.637
Túquerres	7%	20%	15%	17.302	27.427	44.729
Yacuanquer	17%	17%	17%	3.326	7.612	10.938
Norte de Santander (19)	15%	35%	27%	67.034	146.742	213.776
Ábrego	16%	40%	28%	15.896	15.890	31.786
Arboledas	8%	37%	30%	2.207	7.398	9.605
Bucarasica	20%	38%	37%	502	5.746	6.248
Cáchira	8%	28%	25%	1.772	9.223	10.995
Convención	20%	39%	31%	7.417	11.046	18.463
Cucutilla	16%	40%	36%	1.502	6.593	8.095
El Carmen	16%	56%	49%	2.196	10.948	13.144
El Tarra	39%	58%	50%	8.371	11.722	20.093
Hacarí	17%	46%	42%	1.339	8.659	9.998
La Esperanza	15%	33%	31%	1.660	9.698	11.358
La Playa	7%	26%	24%	851	6.731	7.582
Mutiscua	7%	16%	14%	796	3.367	4.163
Puerto Santander	18%	15%	18%	7.938	564	8.502
Salazar	13%	23%	19%	3.845	6.360	10.205
San Calixto	18%	43%	38%	2.008	10.003	12.011
San Cayetano	16%	25%	22%	2.288	4.690	6.978
Santiago	14%	26%	19%	1.749	1.612	3.361
Teorama	20%	42%	38%	2.518	13.675	16.193
Villa Caro	23%	37%	31%	2.179	2.817	4.996
Putumayo (9)	14%	32%	23%	77.350	109.772	187.122
Colón	8%	11%	9%	3.419	1.988	5.407
Orito	15%	31%	22%	19.833	17.912	37.745
Puerto Guzmán	18%	42%	36%	4.629	30.761	35.390
Puerto Leguísimo	22%	48%	34%	12.755	15.713	28.468
Sibundoy	7%	9%	8%	10.059	4.881	14.940
San Francisco	7%	7%	7%	3.385	2.260	5.645
San Miguel	10%	28%	22%	4.912	13.868	18.780
Santiago	18%	27%	23%	3.476	3.814	7.290
Valle del Guamuez	12%	20%	16%	14.882	18.575	33.457

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Quindío (4)	7%	15%	10%	11.821	9.651	21.472
Buenavista	7%	15%	12%	1.212	1.883	3.095
Córdoba	7%	14%	10%	3.363	2.279	5.642
Génova	8%	16%	12%	4.269	3.247	7.516
Pijao	5%	14%	9%	2.977	2.242	5.219
Risaralda (2)	8%	58%	48%	6.632	26.474	33.106
Mistrató	9%	51%	41%	3.892	13.058	16.950
Pueblo Rico	8%	66%	55%	2.740	13.416	16.156
San Andrés y Providencia	19%	6%	15%	44.893	16.387	61.280
San Andrés	20%	6%	15%	41.400	13.891	55.291
Providencia	12%	6%	9%	3.493	2.496	5.989
Santander (46)	9%	22%	17%	111.698	179.269	290.967
Aratoca	14%	22%	20%	2.380	5.849	8.229
Barichara	5%	14%	11%	3.113	7.373	10.486
Betulia	8%	26%	21%	1.313	4.628	5.941
Cabrera	12%	13%	13%	395	1.542	1.937
Capitanejo	8%	30%	16%	3.452	2.053	5.505
Carcasí	18%	29%	27%	640	3.652	4.292
Cepitá	4%	15%	13%	517	1.498	2.015
Cerrito	13%	18%	16%	3.329	3.400	6.729
Charalá	5%	14%	8%	7.218	5.052	12.270
Chima	9%	24%	19%	810	2.065	2.875
Cimitarra	9%	26%	18%	13.943	19.004	32.947
Concepción	9%	21%	15%	2.780	2.958	5.738
Confines	12%	10%	10%	687	2.472	3.159
Contratación	5%	21%	9%	2.798	881	3.679
Coromoro	4%	24%	22%	723	4.292	5.015
El Guacamayo	4%	12%	10%	677	1.490	2.167
El Playón	22%	33%	27%	7.037	6.676	13.713
Encino	6%	11%	10%	526	2.026	2.552
Enciso	6%	24%	20%	849	2.612	3.461
Galán	10%	21%	18%	812	2.074	2.886
Gámbita	5%	27%	23%	653	3.368	4.021
Guaca	6%	23%	18%	1.508	4.408	5.916
Guadalupe	6%	19%	14%	1.693	2.818	4.511
Guapotá	9%	14%	13%	665	1.710	2.375
Hato	18%	18%	18%	657	1.671	2.328
Jordán	17%	25%	25%	99	1.215	1.314
Landázuri	10%	21%	17%	3.182	7.202	10.384
Los Santos	19%	21%	21%	1.643	12.463	14.106
Macaravita	10%	26%	24%	280	1.891	2.171
Málaga	5%	19%	7%	18.091	2.854	20.945
Matanza	7%	16%	14%	1.445	3.531	4.976
Mogotes	9%	28%	21%	4.135	6.392	10.527
Molagavita	9%	30%	27%	620	3.517	4.137
Ocamonte	8%	13%	12%	809	4.852	5.661
Oiba	5%	18%	12%	4.791	6.009	10.800
Onzaga	7%	33%	26%	1.232	2.951	4.183
Palmar	6%	18%	14%	467	894	1.361

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2022						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Santander (Continuación)						
Palmas del Socorro	10%	13%	12%	779	1.756	2.535
San Andrés	7%	17%	13%	3.121	5.562	8.683
San Joaquín	4%	18%	13%	819	1.422	2.241
San José de Miranda	11%	30%	26%	889	3.478	4.367
San Miguel	18%	18%	18%	629	1.902	2.531
Santa Bárbara	12%	17%	16%	265	2.136	2.401
Santa Helena del Opón	13%	26%	23%	768	2.621	3.389
Simacota	7%	30%	24%	2.185	7.857	10.042
Zapatoca	5%	10%	7%	6.274	3.192	9.466
Sucre (3)	41%	56%	52%	24.532	59.383	83.915
Guaranda	52%	62%	58%	7.122	10.591	17.713
Majagual	36%	58%	52%	10.205	26.445	36.650
Sucre	38%	52%	48%	7.205	22.347	29.552
Tolima (7)	18%	33%	29%	30.695	79.064	109.759
Alpujarra	12%	12%	12%	1.991	2.553	4.544
Anzoategui	9%	23%	21%	1.469	8.748	10.217
Ataco	25%	38%	35%	4.820	14.510	19.330
Planadas	21%	34%	30%	6.736	19.028	25.764
Rioblanco	14%	38%	34%	3.724	19.047	22.771
Roncesvalles	12%	19%	16%	1.875	3.584	5.459
Rovira	17%	25%	21%	10.080	11.594	21.674
Valle del Cauca (3)	9%	17%	14%	8.457	12.694	21.151
Argelia	13%	19%	15%	2.852	2.545	5.397
El Águila	7%	17%	14%	2.407	6.502	8.909
El Cairo	7%	16%	12%	3.198	3.647	6.845
Vaupés (6)	31%	86%	69%	12.090	28.707	40.797
Carurú	17%	63%	45%	1.387	1.528	2.915
Mitú	31%	86%	67%	9.746	20.104	29.850
Pacoa	ND	94%	94%	0	4.042	4.042
Papunaua	ND	87%	87%	0	727	727
Taraira	45%	95%	79%	957	1.258	2.215
Yavaraté	ND	77%	77%	0	1.048	1.048
Vichada (4)	32%	87%	73%	25.833	81.975	107.808
Cumaribo	32%	91%	87%	2.890	69.801	72.691
La Primavera	38%	59%	46%	5.586	4.536	10.122
Puerto Carreño	32%	67%	42%	14.974	5.962	20.936
Santa Rosalía	25%	56%	37%	2.383	1.676	4.059
Total nacional				1.505.497	3.092.794	4.594.103
Municipios						357

Fuente: DANE, Censo 2018.

Glosario de términos, zonas, abreviaturas y siglas

Glosario de términos		
Concepto	Descripción	
B	Biogas	Gas producido por la descomposición de materia orgánica.
	Biometano	Es un gas verde compuesto al menos por un 95% de metano (CH ₄), un gas limpio con emisiones neutras de CO ₂ que se obtiene a partir del biogás.
C	Cobertura efectiva	Cálculo porcentual determinado por los usuarios residenciales conectados dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Calentamiento global	Aumento del efecto invernadero, un proceso en el que la radiación térmica emitida por la Tierra queda atrapada en la atmósfera debido a los gases con ese efecto (GEI).
	Cambio climático	Hace referencia a los cambios a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos.
	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.
D	Cobertura potencial	Cálculo porcentual determinado por los usuarios anillados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Distribución - comercialización de gas	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de gas. Es el agente encargado del transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario. Además, estas son empresas comercializadoras, cuya actividad es el suministro de gas combustible a título oneroso.
	Distribución - comercialización de energía eléctrica	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. Los distribuidores ejercen simultáneamente las actividades de comercialización.
	EBITDA	Indicador financiero, acrónimo del inglés <i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization</i> (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros.
E	EMBI +	<i>Emerging Markets Bond Index</i> . 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.
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 Licuado de Petróleo	Hidrocarburo derivado del petróleo, compuesto principalmente por propano y butano, extraído del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseoso en condiciones atmosféricas, que se licúa fácilmente. Es combustible y se distribuye principalmente en cilindros y en redes urbanas.
	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 líquido	Gas natural 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.
F	Fenómeno del 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.

Glosario de términos		
Concepto	Descripción	
G	Gas natural sintético	Es un gas combustible que se puede producir a partir de combustibles fósiles o utilizando sistemas de conversión de electricidad en gas.
	Gas natural vehicular	Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
	Gases de efecto invernadero	Retienen el calor del Sol dentro de la atmósfera, provocando un aumento de la temperatura de la Tierra.
	Gases renovables	El gas renovable es cualquier gas que proceda o sea producido a partir de fuentes renovables.
	Gasoducto	Tubería para transportar gas combustible a grandes distancias.
H	Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el <i>New York Mercantile Exchange</i> - NYMEX -.
	Hidrógeno azul	Cuando se obtiene hidrógeno a partir de hidrocarburos y se efectúa una captura de las emisiones contaminantes en un alto porcentaje. Se produce sobre todo en yacimientos de gas natural y su coste es cada vez más competitivo.
	Hidrógeno verde	Es el que se genera a partir de electricidad procedente de energías renovables a través de un proceso llamado "electrólisis del agua" (separación del oxígeno y el hidrógeno).
	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	IRENA	Organización intergubernamental con sede en la ciudad de Masdar, cuyo mandato es facilitar la cooperación, promover el conocimiento, la adopción y el uso sostenible de las energías renovables.
	Interconexión internacional	Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.
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.
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.
O	Off shore	Fuera o más allá de la costa marítima.
	On shore	Situado u ocurre en tierra.
P	Parejas de cargos regulados	Conjunto de cargos de transporte que permiten recuperar los costos de inversión distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.
	Pie cúbico	Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1.000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
	Pozos A3	En el lenguaje petrolero se denomina así al primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada.
R	Recursos	Los recursos minerales son una concentración u ocurrencia de material de interés económico intrínseco en o sobre la corteza de la tierra en forma y cantidad en que haya probabilidades razonables de una eventual extracción económica.
	Recurso renovable	Recurso natural que se puede restaurar por procesos naturales a una velocidad superior a la del consumo por los seres humanos.

Glosario de términos	
Concepto	Descripción
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 Amazonia	Incluye los departamentos de Caquetá, Casanare, Meta y Guaviare.
Región Pacífica	Incluye los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Chocó.
Regional	Hace referencia a un gasoducto regional, o sistema regional de transporte. En la Resolución CREG 008 de 2001 se definen como gasoductos o grupo de gasoductos del sistema nacional de transporte, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte.
Reservas	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
R Reservas probadas	Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad por parte de la ANH a través de actos administrativos.
Reservas no probadas	Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.
Reservas probables	Aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
Reservas posibles	Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
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.
Seguridad energética	La capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, que suele medirse por lustros y decenios más que por años.
Shale oil/gas	Es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo (<i>shale gas/oil</i>). La característica definitoria del <i>shale</i> es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los
S Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
Soberanía energética	La capacidad de un país para controlar sus propios recursos energéticos y satisfacer su demanda de energía, sin depender en exceso de fuentes externas.
SPEC LNG	Sociedad Portuaria el Callao Terminal de importación y regasificación de gas natural licuado (GNL) que respalda la generación térmica para brindar confiabilidad al sistema de energía eléctrica en Colombia.
Tasa de crecimiento anual compuesto	Se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un periodo de tiempo de algunos elementos del negocio.
Tasa desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa.
Tasa empleo	Relación porcentual entre la población ocupada y la población en edad de trabajar.
T Tonelada equivalente de petróleo	Unidad de medida utilizada para comparar diferentes energéticos.
Transición energética	Cambio del actual modelo energético pasando de un sistema energético basado en combustibles fósiles, a uno de bajas emisiones o sin emisiones de GEIs.
Trilema energético	El trilema energético es un 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 y accesibilidad.

Glosario de términos		
Concepto	Descripción	
T	Total Organic Carbon	Índice necesario para que un área sea prospectiva, el cual debe ser igual o superior al 2 %. Materiales orgánicos, como fósiles de microorganismos y materia vegetal, proporcionan los átomos de carbono, oxígeno e hidrógeno, necesarios para crear gas natural y petróleo.
	Transporte de gas	Actividades ejecutadas por los transportadores desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte y que reúnen las siguientes condiciones: 1. Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte, siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y 2. Que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.
	Transmisión	Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
	Transición energética	Cambio significativo en un sistema de energía que podría estar relacionado con un factor o con una combinación de factores tales como estructura de sistema, escala, economía y política energética.
	Troncal	Hace referencia a un gasoducto troncal, o sistema troncal de transporte. En la Resolución CREG 008 de 2001 se define como gasoducto o grupo de gasoductos de un sistema de transporte, con diámetros iguales o superiores a 16".
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.
	Usuarios potenciales	Usuarios que reporta el Ministerio de Minas y Energía con base en el catastro del municipio o localidad, en algunos casos no corresponde a fuente oficial. De igual manera, en el reporte se ajustó la información publicada por Minminas, teniendo en cuenta que los usuarios potenciales deben ser iguales o superiores a los usuarios anillados y conectados.
V	Vivienda (según el DANE)	Es un espacio independiente y separado con áreas de uso exclusivo, habitado o destinado a ser habitado por una o más personas.
Y	Yacimientos convencionales	Yacimientos que pueden ejecutarse o ser producidos a tasas económicas de flujo, lo cual podrá llevar a la producción de ciertos volúmenes económicos de hidrocarburos.
	Yacimientos no convencionales	Todos aquellos yacimientos que no producen tasas económicas de flujo y que no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de estimación, fracturamiento y recuperación.
C	Centro	Incluye los departamentos de Arauca, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Bogotá, Guaviare y Meta.
	Costa Atlántica	Incluye los departamentos de Atlántico, Bolívar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre.
	CQR	Incluye los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda.
N	Noreste	Incluye los departamentos de Cesar, Norte de Santander y Santander.
	Noroeste	Incluye los departamentos de Antioquia y Chocó.
S	Suroeste	Incluye los departamentos de Cauca, Valle del Cauca, Nariño y Putumayo.
T	Tolima Grande	Incluye los departamentos de Caquetá, Huila y Tolima.

Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
	Abegas Asociación Brasileña de Empresas Distribuidoras de Gas Canalizado	
	ACGG Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos	
	Acipet Asociación Colombiana de Ingeniería de Petróleos	
	ACP Asociación Colombiana del Petróleo	
	ACPM Aceite combustible para motores	
	AGPE Autogeneración a pequeña escala	
A	Ama Amazonas	
	Andeg Asociación Nacional de Empresas Generadoras	
	ANDI Asociación Nacional de Empresarios de Colombia	
	ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos	
	ANLA Agencia Nacional de Licencias Ambientales	
	Ant Antioquia	
	AOM Gastos de administración, operación y mantenimiento	
	Ara Arauca	
	Atl Atlántico	
		Bep Barriles equivalentes de petróleo
	BID Banco Interamericano de Desarrollo	
	BioSNG Biological Synthetic Natural Gas	
	bl Barril	
	BM Banco Mundial	
B	B Billones	
	Bm ³ Billones de metros cúbicos	
	BMC Bolsa Mercantil de Colombia	
	Bol Bolívar	
	Boy Boyacá	
	BP British Petroleum	
	Btá Bogotá	
	Btu British thermal unit	
		CAI Centro Argentino de Ingenieros
		Cal Caldas
	Cau Cauca	
	Caq Caquetá	
	CAR Corporación Autónoma Regional	
	Cas Casanare	
	CBM Coal bed methane	
	CCS Captura y Secuestro de Carbono	
	CCUS Captura, Secuestro y Uso de Carbono	
	CE Comisión Europea	
	Ces Cesar	
	Cepal Comisión Económica para América Latina y el Caribe	
	CEPAL Comisión Económica para América Latina y El Caribe	
	CH ₄ Metano	
C	Cho Chocó	
	CI Costo de interrupción del servicio de gas	
	CIDV Cantidades importadas disponibles para la venta	
	CIF Cost insurance and freight	
	CIIFEN Centro Internacional para la Investigación del Fenómeno del Niño	
	CMMP Capacidad máxima de mediano plazo	
	CMNUCC Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático	
	CNE Comisión Nacional de Energía	
	CNO Consejo Nacional de Operación de Gas	
	CNPV Censo nacional de población y vivienda	
	CO ₂ Dióxido de carbono	
	Conpes Consejo Nacional de Política Económica y Social	
	Cor Córdoba	
	CQR Caldas, Quindío y Risaralda	
	CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas	
	Cte Corriente	
	Cun Cundinamarca	

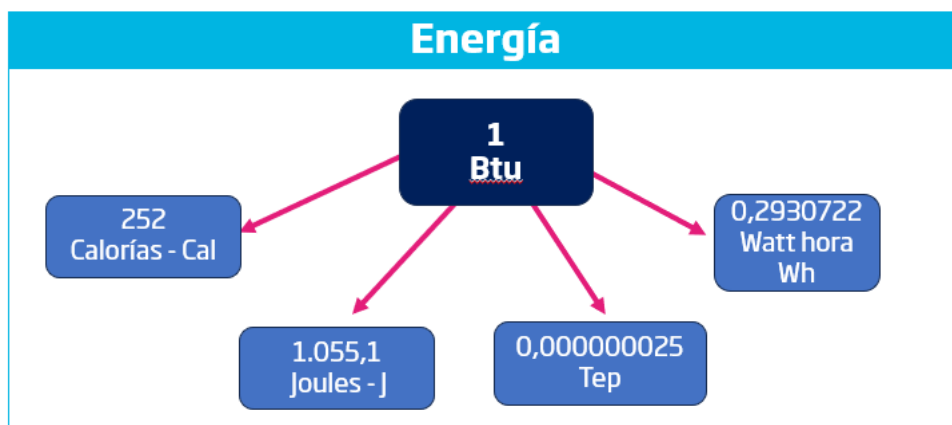
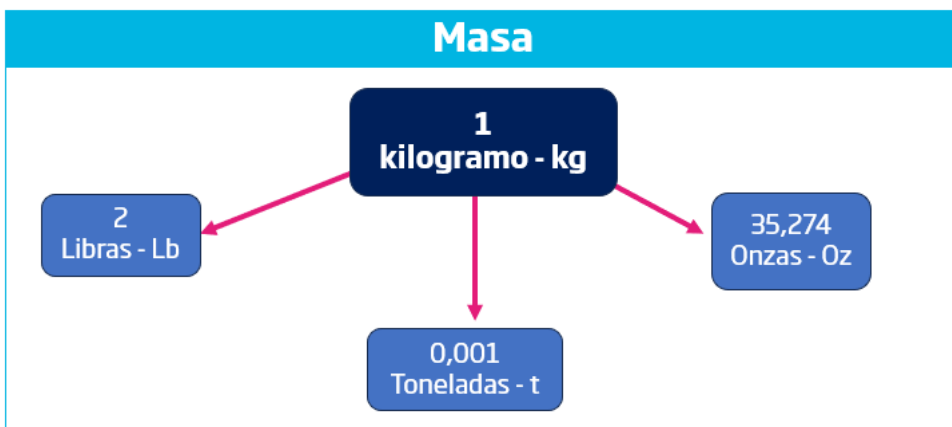
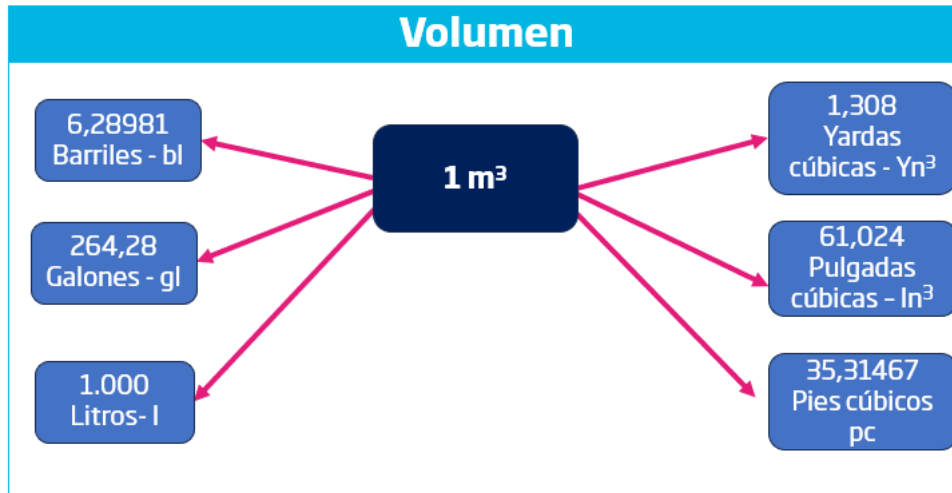
Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
D	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
	DC	Distrito Capital
	DES	Duración equivalente de interrupción del servicio
	DNP	Departamento Nacional de Planeación
	DTF	Depósito a término fijo
	Dt	Cargo de distribución
E	EA	Efectivo anual
	EI	Energy Institute
	E&P	Contratos de exploración y producción de la ANH
	ECG	Estación compresora de gas
	Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos
	EDS	Estaciones de servicio
	EEB	Empresas de Energía de Bogotá
	EEUU	Estados Unidos de América
	EIA	Energy Information Administration (USA)
	EMBI +	Emerging markets bond index
	Enegas	Empresa Nacional del Gas
	ENGVA	European Natural Gas Vehicle Association
	ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
	EPM	Empresas Públicas de Medellín
	ESMAP	Energy Sector Management Assistance Programme
	ETI	Índice de transición energética
ER	Energía renovable	
ESP	Empresa de servicios públicos	
F	FEN	Financiera Eléctrica Nacional
	FENOGÉ	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
	FOB	Free on board
	FMI	Fondo Monetario Internacional
	FSRU	Floating storage regasification unit
	FNCE	Fuentes no convencionales de energía
	FN CER	Fuentes no convencionales de energía renovable
	FU	Factor de uso
	FUE	Factor de uso eficiente
G	gal	Galón
	Gas Caribe	Gases del Caribe
	Gas Guajira	Gases de la Guajira
	Gas Oriente	Gas Natural del Oriente
	Gastol	Gasoducto del Tolima
	GEI	Gases de efecto invernadero
	GEIH	Gran encuesta integrada de hogares
	Gbtud	Giga british thermal unit per day
	GDO	Gases de Occidente
	GLP	Gas licuado de petróleo
	GN	Gas natural
	GNC	Gas natural comprimido
	GNCB	Gas Natural Cundiboyacense
	GNI	Gas natural importado
	GNL	Gas natural licuado (Liquid Natural Gas)
	GNV o GNCV	Gas natural vehicular
	Gpc	Giga pie cúbico
	Gpcd	Giga pie cúbico diario
GTI	Gas Thecnology Institute	
Gua	Guainía	
Guv	Guaviare	
Gwh	Giga vatio hora	
H	ha	Hectárea
	H ₂ S	Ácido sulfhídrico
	Hui	Huila
	HFC	Hidrofluorocarbonos
	hp	Horses power (Caballos de Fuerza)

Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
I	IANGV	International Association for Natural Gas Vehicles
	IBGE	Instituto Brasileño de Geografía y Estadística
	ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
	IED	Inversión extranjera directa en Colombia
	IGU	Internacional Gas Union
	In	Inch (pulgada)
	INS	Instituto Nacional de Salud
	IO	Índice de odorización
	IPC	Índice de precios al consumidor
	IPCC	Intergovernmental Panel Climatic Change ó Panel Intergubernamental de Cambio Climático
	IPP	Índice de precios al productor
	IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
	IVA	Impuesto al valor agregado
K	km	Kilómetro/kilómetros
	km ²	Kilómetros cuadrados
	Kpc	Mil pies cúbicos
	Kpcd	Mil pies cúbicos por día
	Kv	Kilovoltios
	KPI	Indicador clave de rendimiento
	Kw	Kilovatios
L	l	Litro/litros
	Lag	La Guajira
M	\$ 0	Miles de pesos colombianos
	\$MM	Millones de pesos colombianos
	m	Metro/Metros
	m ²	Metros cuadrados
	m ³	Metros cúbicos
	Mag	Magdalena
	Mb	Millones de barriles
	MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
	Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
	Mbtu	Millones de unidades térmicas británicas
	mg	Miligramos
	MDL	Mecanismo de desarrollo limpio
	Met	Meta
	MinAmbiente	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
	Minminas	Ministerio de Minas y Energía
	MI	Millones de litros
	mm	Milímetros
	MME	Ministerio de Minas y Energía
	Mm ³	Millón de metros cúbicos
	Mm ³ d	Millones de metros cúbicos por día
	MODU	Unidad móvil de perforación costa afuera
	Mpc	Millones de pie cúbicos
	Mpcd	Millones de pie cúbicos por día
	MRV	Mercados relevantes virtuales
	Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
	Mtpa	Millones de toneladas producidas anualmente
	Mw	Megavatios

Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
N	Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
	Nar	Nariño
	NBI	Necesidades básicas insatisfechas
	NBP	National balancing point
	NA	No aplica
	ND	No disponible
	NGV	Natural gas vehicles
	Nsa	Norte de Santander
	NSU	Nivel de satisfacción del usuario
	NTC	Norma técnica colombiana
	N ₂ O	El óxido nitroso
	#	Número
NYMEX	New York Mercantile Exchange	
O	OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
	OIT	Organización Internacional del Trabajo
	ONGC	Oil and Natural Gas Corporation Limited
	ONU	Organización de Naciones Unidas
	Osinermin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú
OR	Operador de red	
P	PAC	Programa anual de caja
	PAGN	Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural
	Pcd	Pie cúbico día
	PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
	PEN	Plan Energético Nacional
	PGN	Presupuesto general de la nación
	PHD	Perforación horizontal dirigida
	PIB	Producto Interno Bruto
	PND	Plan Nacional de Desarrollo
	PL	Proyecto de ley
	PP	Potencial de producción
	PPII	Proyectos pilotos integrales de investigación
	PROURE	Programa de uso racional y eficiente de energía Y fuentes no convencionales
	Ptdv	Producción total disponible para la venta
	Put	Putumayo
PyG	Pérdidas y ganancias	
PFC	Perfluorocarbonos	
Q	Qui	Quindío
R	R/P	Relación reservas/producción
	Ris	Risaralda
	Ro	Indicador de reflectancia de cierto tipo de minerales
	ROA	Return on assets (retorno sobre los activos)
	ROE	Return on equity (rentabilidad del capital)
RUT	Reglamento único de transporte	
S	San	Santander
	Sap	San Andrés y Providencia
	SDS	Sustainable Development Scenario ó Escenario de Desarrollo Sostenible
	Sener	Secretaría de Energía de México
	SGC	Sistema Geológico Colombiano
	SGR	Sistema General de Regalías
	SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
	SICOM	Sistema de Información de Comercialización de Combustibles
	SIN	Sistema Interconectado Nacional
	SIH	Sistema de Información de Hidrocarburos de México
	SITP	Sistema Integrado de Transporte Público
	SNG	Synthetic natural gas ó Gas Natural Sintético
	SNT	Sistema Nacional de Transporte
SPEC LNG	Sociedad Portuaria El Cayao	
Suc	Sucre	

Abreviaturas y siglas		
Concepto		Descripción
S	SRT	Sistema Regional de Transporte
	STD	Santander
	STT	Sistema Troncal de Transporte
	SUI	Sistema Único de Información
	Superservicios	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
	Surtigas	Surtidora de Gas del Caribe
	SF6	Hexafluoruro de azufre
T	TACC	Tasa de crecimiento anual compuesto
	TA	Trimestre anticipado
	TEA	Contratos de evaluación técnica de la ANH
	Tep	Tonelada equivalente de petróleo
	TGI	Transportadora de Gas Internacional
	t	Tonelada
	TLC	Tratado de libre comercio
	Tol	Tolima
	TPA	Third party access
	Tpc	Tera pies cúbicos
	Trim	Trimestre
	TRM	Tasa representativa del mercado
U	UDW	Ultra deep water
	UE	Unión Europea
	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
	URE	Uso racional y eficiente de la energía
	US\$	Dólares
US\$ MM	Millones de dólares	
V	Vac	Valle de Cauca
	Vid	Vichada
	VIM	Valle Inferior del Magdalena
	Vau	Vaupes
	VMM	Valle Medio del Magdalena
w	WTI	Precio del Petroleo crudo(West Texas Intermediate)
	WETO	World Energy Transitions Outlook
Y	YC	Yacimientos convencionales
	YNC	Yacimientos no convencionales
	YPF	Yacimientos petroleros fiscales

Factores de conversión



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 de motor	452.000
Metro cúbico - m ³	Leña	5,66
Tonelada	Queroseno	441.200

(*) Se basa en supuestos de contenido energético.

Prefijos decimales	
Prefijo - Símbolo	Factor
Exa - E	10 ¹⁸
Peta - P	10 ¹⁵
Tera - T	10 ¹²
Giga - G	10 ⁹
Mega - M	10 ⁶
Kilo - k	10 ³
Hecto - h	10 ²
Deca - da	10 ¹

Directorio sectorial

Directorio nacional						
Empresas	Ciudad	Dirección	Teléfonos	Página web		
Distribuidoras	Alcanos de Colombia	Neiva	Carrera 9 #7-25	(601) 5806041	www.alcanosesp.com	
	EPM	Medellín	Carrera 58 #42-125 Piso 12	(604) 4444115	www.epm.com.co	
	Espigas	Moniquirá	Calle 16 # 8A - 17	(578) 7280742	www.espigas.com.co	
	Efigas					
	Caldas	Manizales	Av. Kevin angel #70-70	01-800-0966344		
	Quindío	Armenia	Calle 15 norte #12-34	(606) 7368950	www.efigas.com.co	
	Risaralda	Pereira	Av. 30 de agosto #32b-41	+57 351 53 51		
	Gases del Caribe	Barranquilla	Carrera 54 #59-144	(605) 344 1348	www.gasesdelcaribe.com	
	Gases del Cusiana	Yopal	Carrera 20 #18-66	608 681 9086	www.cusianagas.com	
	Gases de La Guajira	Riohacha	Carrera 15 #14 C-33	(605) 7273464	www.gasesdelaguajira.com	
	Gases de Occidente	Cali	Centro comercial Chipichape Bodega 2, Piso	+57 (602) 4187333	www.gdo.com.co	
	Gases del Oriente	Cúcuta	Calle 10 # 5-84 Edificio SEADE Oficina 201	(7) 5748888	www.gasesdeloriente.com.co/web/	
	Vanti	Bogotá	Calle 71 A #5-38	(571) 3485500 - 3144500	www.grupovanti.com	
	Gas Natural Cundiboyacense	Bogotá	Carrera 10 #9-08	(571) 3485500 - 3144500	www.grupovanti.com	
	Productoras	Gas Natural del Cesar	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60A-54 Piso 3	(5776) 6833300	www.grupovanti.com
		Gasorient	Bucaramanga	Diagonal 13 #60 A-54	(7) 6854665	www.grupovanti.com
Llanogas		Villavicencio	Calle 34A #34-29	(608) 6819080	www.llanogas.com	
Madigas		Acacias - Meta	Cl. 18 #2256, Acacias, Meta	(8) 6569555	www.madigas.com.co	
Metrogas		Floridablanca	Cl. 30 #25-71 Piso 1 Local 165, Cañaveral	60(7) 6384935	www.metrogasesp.com	
Promesa		Bucaramanga	Calle 51 #23-62	(5776) 6477302 - 6478307	www.gaspromesa.com	
Surtigas		Cartagena	Calle 31 #47-30	(605)6723200	www.surtigas.com.co	
BP Exploration (Colombia) Ltda.		Bogotá	Carrera 9A #99-02 P 4	(+57) 601 6284000	www.bogota.cpweb.bp.com	
Canacol Energy Colombia SA		Bogotá	Calle 113 #7-45 Torre B Of 1501	(571) 6211747 - 6210067	www.canacolenergy.co	
Chevron Texaco Petroleum Company		Bogotá	Calle 100 #19A-30	(571) 6107366 - 2578400 - 6394444	www.texaco.com	
Empresa Colombiana de Petróleos SA		Bogotá	Carrera 13 #36-24	+57 310 315 8600	www.ecopetrol.com.co	
Equion Energía Ltda		Bogotá	Carrera 9 A #99-02 Piso 4	(571) 6284000	www.equion-energia.com	
Geoproduction OIL & Gas Company of Colombia		Bogotá	Calle 113 # 7-45 Torre B Of 1501	(571) 6211747	www.geoproduction.com	
Hocol SA		Bogotá	Carrera 7 #113-46 Piso 17	(601) 4884000	www.hocol.com.co	
Interoil Colombia E & P		Bogotá	Carrera 7 #113-43 Of 1202	(571) 6205450	www.interoil.com.co	
Mercantile Colombia Oil And Gas		Bogotá	Avenida 7 #115-60 Zona F Of 506	(571) 6121464 - (571)	mercantile@colomsat.net.co	
Pacific Stratus Energy Colombia	Bogotá	Calle 110 #9-25 Torre Empresarial Pacific	(571) 5112000 - 7451001	www.pacificribuales.com.co		
Perenco Colombia Ltda	Bogotá	Carrera 7 #71-21 Torre B Piso 17	(571) 3135000	www.perenco.com		
Petrobras Colombia Limited	Bogotá	Carrera 7 #71-21 Torre A Piso 2 Of 201B	(571) 4891500	www.petrobras.com		
Petróleos del Norte SA	Bogotá	Calle 110 #9-25 Torre Empresarial Pacific Of 1001	(571) 6279510	www.petronor.com		
Petrosantander (Colombia) Inc.	Bogotá	Calle 72 #8-24 Of 1001	(571) 3493660	www.petrosantander.com.co		
Unión Temporal Omega Energy	Bogotá	Calle 113 #7-45 Torre B Oficina 918	(601) 7423338	www.omegaenergy.co		
Transportadoras	Coinogas	Floridablanca	Calle 31A #26-15, Of 711 Centro Empresarial La Florida Cañaveral	(577) 6782165	www.coinogas.com	
	Progasur	Neiva	Ak. 50 #18a75, Bogotá	(1) 5935992	www.progasur.com.co	
	Promigas	Barranquilla	Calle 66 #67-123	(575) 3713444 - 3713203	www.promigas.com.co	
	TGI	Bucaramanga	Carrera 34 #41-51	(5776) 6320002	www.tgi.com.co	
	Transcogas	Bogotá	Calle 71 #11-10 Of 204	(571) 6090187	www.transcogas.com.co	
	Transmetano	Medellín	Carrera 42 # Calle 3 Sur 81 1512	(604) 6050358	www.transmetano.co	
	Transoccidente	Cali	Calle 64 N #5 BN-146 Of 404 A, Centro Empresarial Cali	(572) 6542555 - 6565416	www.transoccidente.com.co	
	Promioriente	Bucaramanga	Carrera 27 #36-14, piso 8	(5776) 6450002	www.promioriente.com	
Gubernamentales	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Bogotá	Av. Calle 26 #59-65 Piso 2	(601) 5931717	www.anh.gov.co	
	Agencia Nacional de Infraestructura	Bogotá	Calle 24 A #59-42 Edificio T3 Torre 4 Piso 2. Ciudadela Empresarial Sarmiento Angulo.	(601) 484 88 60	www.ani.gov.co	
	Banco de La República	Bogotá	Entrada principal: carrera 7 #14-78	(571) 343 1111	www.banrep.gov.co	
	CREG	Bogotá	Av. Calle 116 #7-15. Edificio Cusezar Int. 2 of. 901	(571) 6032020 - 018000512734	www.creg.gov.co	
	DANE	Bogotá	Carrera 59 #26-60 Interior I - CAN	(571) 5978300 - (571) 5978399	www.dane.gov.co	
	Ministerio de Minas y Energía	Bogotá	Calle 43 #57-31 CAN	(571) 220 0300	www.minenergia.gov.co	
	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Bogotá	Carrera 18 #84-35 Piso 4	(571) - 6913005	www.superservicios.gov.co	
	Unidad de Planeación Minero Energética - UPME	Bogotá	Calle 26 #69D-91 Piso 9, Edificio Arrecife Torre 1	018000911729 - (571) 2220601	www.upme.gov.co	
Otras	CNO Gas	Bogotá	Avenida El Dorado #68 C-61, Of 532	(571) 3003416	www.cnogas.org.co	
	Corficolombiana	Bogotá	Carrera 13 #26-45 Piso 8	(601) 286 33 00	www.corficolombiana.com	
	Ecopetrol	Bogotá	Edificio Principal Carrera 13 #36-24	(310) 3158600	www.ecopetrol.com.co	
	Terpel	Barranquilla	Via 40 con calle 66 esquina	605 3608360	www.terpel.com.co	
	Naturgas	Bogotá	Calle 72 #10-70 Torre A Of 705	(571) 2170713	www.naturgas.com.co	

Directorio internacional					
Empresa	Ciudad	País	Dirección	Teléfono	
B bp	Madrid	España	C/Quintanadueñas, 6. 2º Edificio Arqbórea 28050 Madrid.	(34) 91-4 147 001	
C Comisión Europea	Bruselas	Bélgica	Rue Wiertz 60 - Wiertzstraat 60 B-1047 Bruxelles - B-1047 Brussel	ND	
E Energy Information Administration	Washington	Estados Unidos	National Energy Information Center, E130 Energy Information Administration, Forrestal Building, Washington, DC 20585	(1) -202-586-8800	
F Fondo Monetario Internacional - FMI	Washington	Estados Unidos	700 19th Street, N.W. Washington, D.C. 20431	(202) 623-7000	
G Gases del Pacífico	Lima	Perú	Av. Las Orquídeas N° 585, oficina 1102- edificio Fibra	(51) 1 - 2012030	
I	International Renewable Energy Agency - IRENA	Abu Dhabi	Emiratos Árabes Unidos	Masdar City PO Box 236	(97) 124179000
	International Association for Gas Natural Vehicles	Auckland	Nueva Zelanda	PO Box 128446, Remuera, Auckland	(64) - 9 - 523 3567
M Ministerio de Energía y Minas	Lima	Perú	Av De Las Artes Sur N° 260 , se encuentra a la altura de la Cuadra 28 de la Av. Aviación en San Borja. Lima	(51) 4111100	
O	Olade	Quito	Ecuador	Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador Edif. OLADE - San Carlos	(593) - 2 - 2598-122
	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN-	Lima	Perú	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	(51) - 1 - 2193410
T Trading economics	New York	Estados Unidos	Greater New York Area, East Coast, Northeastern US	+1 708-669-0606	

BIBLIOGRAFÍA

Documentos

- A**
- ANH Producción fiscalizada de gas por campo 2022.
 - ANH Informe de gestión 2022.
 - ANH Balance de producción de gas por campo 2022.
 - ANH Cifras 2022.
- B**
- BBVA Research. Perspectivas de la economía colombiana 2023-2024
 - Banco de la República. Resultados de la encuesta mensual de expectativas económicas. Junio 2023.
 - Banco de la República. Boletín de indicadores económicos. Junio 2023.
 - Banco de la República. Deuda externa de Colombia. Junio de 2023.
 - Banco de la República. Tasa de cambio representativa del mercado (TRM). Junio de 2023.
 - Bancolombia. Actualización de Proyecciones Económicas para Colombia. Abril 2023.
 - BP. Statistical Review of World Energy 2023.
 - BMC. Demanda de gas natural por sectores 2022.
 - BMC. Soporte de declaración de producción de gas natural 2023-2032.
 - BMC. Informe enero-diciembre 2022.
 - Boletín electrónico de operaciones (BEO). Progasur volumen transportado 2022.
 - Boletín electrónico de operaciones (BEO). TGI volumen transportado 2022.
 - Boletín electrónico de operaciones (BEO). Coinogas volumen transportado 2022.
 - Boletín electrónico de operaciones (BEO). Promioriente volumen transportado 2022.
- C**
- Concentra. Suscriptores regulados 2022.
 - Concentra. Cifras 2022.
 - Concentra. Demanda de gas nacional 2022.
 - Concentra. Declaración de producción de gas natural. A junio de 2022.
 - Corficolombiana. Actualización proyecciones económicas: Colombia por debajo de su liga. Mayo de 2023
 - CREG. Resoluciones 2022 - 2023.
- D**
- DANE. Censo nacional de población y vivienda 2018.
 - DANE. Proyecciones de vivienda ocupadas a nivel departamental 2018-2050.
 - DANE. Proyecciones de hogares a nivel departamental 2018-2050.
 - DANE. Proyecciones de población nacional, por área 2018-2070.
 - Diario Financiero <<https://dfsud.com>>
- E**
- Efigas. Consumo- Subsidios y Contribuciones 2022.
 - Efigas. Informe de Gestión Semestre II 2022.
 - EIA. Precios Henry Hub 2022.
 - EIA. WTI spot prices 2022.
 - EIA. Price of liquefied U.S. Gas exports 2022.
 - EIA. Henry Hub natural gas 2022.
 - EPM. Estados financieros 2022.
 - EPM. Tarifas enero-diciembre 2022.

Documentos

- F** Fedesarrollo. Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia. 29 de junio de 2023.
- Fitch Rating. Perspectiva de Fitch Ratings 2023: Corporativos de Colombia
- G** GDO. Tarifas gas natural municipios 2022.
GDO. Tarifas gas natural Cali 2022.
GDO. Informe de Gestión anual 2022.
Gas Natural Cundiboyacense. Tarifas 2022.
Gas Natural Cundiboyacense. Informe de gestión 2022.
Gascaribe. Tarifas aplicables 2022.
Gasnacer. Tarifas 2022.
Gasnacer. Informe de Gestión 2022.
Gasorienté. Informe de gestión 2022.
Global Economics Prospects. Junio 2023
- I** Invenómica. Riesgo País EMBI - América Latina - Serie Histórica. Junio 2023
- J** Jp Morgan. Revisión de las perspectivas de América Latina para 2023 - Actualización. Marzo 2023
- M** Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Cobertura del servicio de gas natural. A diciembre de 2022.
Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Soporte declaración de producción de gas natural 2023-2032.
Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Resoluciones 2022 - 2023.
- P** Promigas. Información operacional 2022.
Promigas. Informe de gestión de empresas relacionadas 2022.
Promigas. EEEF separados por los años terminados al 31 de diciembre de 2022.
- S** SUI. Consumos regulados de gas natural en Colombia. 2022.
SUI. Subsidios y Contribuciones de gas natural en Colombia. 2022.
SUI. Tarifas de gas natural al usuario final. 2022.
SPEC. Informe anual de gestión 2022.
Surtigas. Tarifas 2022.
- T** Trading Economics. precios carbón 2022.
TGI. Informe de gobierno corporativo.2022
TGI. Informe de sostenibilidad 2022.
TGI. Estados financieros. 2022.
TGI. Informe de resultados 1Q, 2Q, 3Q y 4Q de 2022.
- U** UPME. Balance energético colombiano - BECO 2021.
UPME. Boletín estadístico 2021.
- V** Vanti. Tarifas 2022.
Vanti. Informe de gestión 2022.
Vanti. Estados financieros 2022.

Páginas Web

- A** Agencia Nacional de Hidrocarburos <<http://www.anh.gov.co>>
 Andeg. <<http://www.andeg.org>>
 Asoenergía. <<http://www.asoenergia.com>>
 Ámbito <<https://www.ambito.com/>>
 Alcanos de Colombia <<http://www.alcanosesp.com>>
- B** Banco de la república <<https://www.banrep.gov.co/es>>
 Banco Mundial <<https://www.bancomundial.org>>
 Bancolombia <<https://www.bancolombia.com>>
 BBVA Research <<https://www.bbvarsearch.com>>
 Bolsa Mercantil de Colombia <<http://www.bolsamercantil.com.co>>
 Bloomberg, <https://www.bloomberg.com/>
 British Petroleum <www.bp.com>
- C** Comisión de Regulación de Energía y Gas <www.creg.gov.co>
 CEPAL <<https://www.cepal.org/es>>
 Concentra, Inteligencia en Energía <<https://concentra.co>>
- D** Datos abiertos colombia <<https://www.datos.gov.co>>
 Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas <<http://www.dane.gov.co>>
 DW, <<https://www.dw.com/>>
- E** Ecopetrol <<http://www.ecopetrol.com.co>>
 Efigas <<http://www.efigas.com.co>>
 El País, <<https://elpais.com/>>
 El Periódico de la Energía. <<http://www.elperiodicodelaenergia.com>>
 El Tiempo <<https://www.eltiempo.com/>>
 El Heraldo. <<http://www.elheraldo.co>>
 ElColombiano <<https://www.elcolombiano.com/>>
 Empresas Públicas de Medellín <<http://www.epm.com.co>>
 Energética. <<http://www.energetica21.com>>
 Eurostat <<https://ec.europa.eu/eurostat>>
 Energy Information Administration <<http://www.eia.doe.gov>>
- F** Fondo Monetario Internacional, <<https://www.imf.org/>>

Páginas Web

G	Gases de Occidente < https://www.gdo.com.co/Paginas/home.aspx >
	Gases del Caribe < http://www.gascaribe.com >
I	IEEE, < https://www.ieee.org/ >
	Invenómica < https://www.invenomica.com >
	IRENA < https://irena.org/ >
J	JP Morgan < https://privatebank.jpmorgan.com >
L	La información, < https://www.lainformacion.com/ >
	La República. < http://www.larepublica.com >
	La Vanguardia, < https://www.lavanguardia.com/ >
M	Mincomercio < https://www.mincit.gov.co/ >
	Ministerio de Minas y Energía de Colombia < https://www.minenergia.gov.co >
N	NGV Group < http://www.ngvgroup.com >
	Naturgas < http://www.naturgas.com.co >
P	Petrol Plaza. < http://www.petrolplaza.com >
	Portafolio. < http://www.portafolio.co >
	Portal Automotriz. < http://www.portalautomotriz.com >
	Promigas < http://www.promigas.com >
	Promotora de Gases del Sur < http://www.progasur.com.co >
	Promioriente < http://www.promioriente.com >
S	Safety Culture, < http://www.safetyculture.com >
	Semana. < http://www.semana.com >
	Sistema de Información Minero Colombiano < www.simco.gov.co >
	Sistema Único de Información < www.sui.gov.co >
	SPEC LNG < http://www.speclng.com >
	Surtigas < https://www.surtigas.com.co/ >
	Swiss Info, < https://www.swissinfo.ch/ >
	Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. < www.superservicios.gov.co >
T	Talanza Energy Consulting, < www.talanzaenergy.com >
	Transportadora de Gas del Interior < www.tgi.com.co >
	Transmetano < http://www.transmetano.co >
	Tradingeconomics < https://tradingeconomics.com/ >
U	Unit 4. < http://www.unit-4.com >
	Unidad de Planeación Minero Energética, < http://www.upme.gov.co >
V	Vanti < https://www.grupovanti.com >