



UPME



Proyecciones de Demanda de Gas Natural

2026 - 2042

Versión preliminar



UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO OSPINA
Directora General

Elaboró

JOHANNA STELLA CASTELLANOS
Subdirectora de demanda

Profesional de Demanda

JAIME FERNANDO ANDRADE MAHECHA

Profesional de Hidrocarburos

GRÍGORY IBRAHIM MASSY SÁNCHEZ

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA JUYO
OLGA LUCÍA ROJAS SOLÓRZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, febrero 2026



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	6
1. Contexto Sectorial.....	8
1.1. Contexto Internacional.....	8
1.1.1 Oferta y consumo energético global.....	9
1.1.2 Precios de los hidrocarburos.....	11
1.1.3 Crecimiento económico y población.....	13
1.2. Contexto nacional.....	14
2. Comportamiento histórico de la demanda de gas natural.....	18
2.1 Sector Residencial.....	20
2.2 Sector Industrial.....	23
2.3 Sector Terciario (comercial y otros)	25
2.4 Sector Vehicular.....	27
2.5 Sector Termoeléctrico.....	29
2.6 Sector Petrolero.....	32
2.7 Sector Petroquímico.....	34
2.8 Sector Compresores.....	35
3. Construcción de Escenarios.....	39
3.1 Distribución geográfica.....	39
3.2 Metodología de proyección del escenario base.....	42
4. Resultados de la Proyección.....	45
4.1 Agregado nacional de gas natural.....	45
4.2 Sector Residencial.....	49
4.3 Sector Industrial.....	51
4.4 Sector Terciario.....	53
4.5 Sector Vehicular.....	55
4.6 Sector Termoeléctrico.....	57
4.7 Sector Petrolero.....	59
4.8 Sector Petroquímico.....	61

4.9	Sector Compresores.....	63
-----	-------------------------	----

Anexo 1: Metodología para proyección de demanda de gas natural en cada uno de los

sectores.....	66
----------------------	-----------

A1.1 Sector Residencial.....	66
-------------------------------------	-----------

i.	Información insumo.....	68
ii.	Proyección del nivel de cobertura del servicio.....	69
iii.	Proyección del consumo por usuario.....	71
iv.	Proyección del crecimiento de la demanda regional.....	73
v.	Proyección de la demanda regional escenario medio.....	74
vi.	Proyección de los escenarios alto y bajo.....	74

A1.2 Sector Industrial.....	75
------------------------------------	-----------

i.	Información insumo	76
ii.	Proyección del PIB industrial a escala nacional	76
iii.	Proyección de los precios del gas natural para el sector industrial y del GLP en tanques estacionarios.....	77
iv.	Proyección de la demanda nacional escenario medio.....	78
v.	Desagregación regional de la proyección de demanda media.....	79
vi.	Proyección de los escenarios alto y bajo.....	79

A1.3 Sector Terciario.....	80
-----------------------------------	-----------

i.	Información insumo.....	80
ii.	Proyección del PIB terciario a escala nacional.....	81
iii.	Proyección de los precios del gas natural para el sector terciario y del GLP en cilindros.....	82
iv.	Proyección del escenario medio de demanda.....	83
v.	Desagregación regional de la proyección de demanda media.....	84
vi.	Proyección de los escenarios alto y bajo.....	84

A1.4 Sector Vehicular (GNV)	84
--	-----------

i.	Información insumo.....	86
ii.	Determinación de la relación histórica de precios al usuario gasolina motor / gas natural vehicular.....	87
iii.	Proyección del escenario medio de demanda.....	88
iv.	Desagregación regional de la proyección de demanda.....	88

- v. Proyección de los escenarios alto y bajo.....88
- A1.5 Sector Termoeléctrico.....89**
 - i. Información insumo:89
 - ii. Proyección de la capacidad instalada de generación:89
 - iii. Proyección de caudales afluentes al SIN.....93
- A1.6 Sector Petrolero.....97**
- A1.7 Sector Petroquímico.....97**
- A1.8 Sector Compresores.....98**
- Anexo 2: Proyecciones de Demanda de Gas Natural Sectorial y Regional, Escenario Medio [GBTUD]99**
- Anexo 3: Comparación de la proyección anterior con los datos reales e históricos.....109**

INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta la Proyección de Demanda de Gas Natural 2026-2042, la cual incluye la demanda esperada para los usuarios finales del país a escala sectorial y regional.

La metodología de proyección está basada en la determinación de relaciones de la demanda de cada uno de cada sector de la demanda con variables económicas nacionales. Posteriormente, se realiza una desagregación a escala regional y nodal que sigue las tendencias históricas registradas. Para cada sector se genera una banda de proyección que incluye tres escenarios (alto, medio y bajo).

En el agregado nacional de la demanda de gas natural, excluyendo al sector eléctrico, y en el escenario medio, se prevé para el periodo 2025-2042 una tasa de crecimiento media anual proyectada de 0,3%, inferior a la del periodo 2009-2025 de 1,2%. En este escenario medio se pasaría de una demanda 750 GBTUD en el año 2025 a 779 GBTUD en el 2032 y 789 GBTUD en 2042. Para el mismo periodo 2025-42 se tiene un crecimiento medio anual de los sectores residencial, industrial, terciario y vehicular del 0.3%, mientras el sector petrolero lo haría a una tasa de -0.1%.

Para el sector termoeléctrico se proyecta una demanda decreciente asociada a la entrada en operación de capacidad instalada de generación con fuente primaria no convencional. En condiciones hidrológicas neutras el consumo termoeléctrico se reduciría de magnitudes cercanas a 200 GBTUD recientes a 150 GBTUD hacia comienzos de los años 30 y en ausencia de anomalías hidrológicas. No obstante, en condiciones de bajos aportes hidrológicos, la demanda tendría magnitudes cercanas a 600 GBTUD, semejantes a las del pasado durante Fenómenos de El Niño.

El contenido de este documento incluye en el primer capítulo la exposición del contexto internacional y nacional del sector energético con relación a la economía; el segundo capítulo con la presentación de la evolución histórica del consumo de cada uno de los sectores del gas natural. El tercer capítulo expone los escenarios de proyección de gas desarrollados en este estudio, los cuales se explican en su metodología de manera más detallada en el Anexo 1. El cuarto capítulo expone los resultados de los diferentes escenarios proyectados.

Complementariamente, el Anexo 2 presenta las tablas con los resultados de los escenarios de proyección a escala regional y anual para el

escenario medio. En el Anexo 3 se muestra la comparación de la proyección publicada en su versión anterior y la demanda real efectivamente alcanzada.

En el Anexo cuatro, archivo adjunto, se ofrecen las series de datos históricos y resultados de esta proyección resolución nodal y mensual.

1.CONTEXTO SECTORIAL

1.1 Contexto Internacional

El mercado energético global está en un proceso de transformación debido a factores estructurales como un crecimiento económico global futuro inferior al histórico, dinamizado principalmente por los países en vía de desarrollo. Adicionalmente, la transición energética desde fósiles hacia energéticos no orgánicos como las solares y eólicas, y en menor medida a biomasas no tradicionales, define la futura ruta del sector.

Para el panorama internacional se presentan los tres escenarios que establece la Agencia Internacional de Energía (IEA: International Energy Agency)¹ y que a continuación se definen. Estos trazan evoluciones diferentes del consumo energético:

El Escenario *STEPS (The Stated Policies Scenario)* refleja la dirección en la que se encuentra el sector energético en la actualidad sobre la base de los últimos datos del mercado, los costes de la tecnología y un análisis de la configuración de políticas en países de todo el mundo en el largo plazo. En este escenario se pasaría de una emisión de casi 38 Gt CO₂ anuales mundiales en el año 2024 a casi 38 Gt en el año 2050.

El Escenario *APS (Announced Pledges Scenario)* considera los propósitos de política anunciados, examinando qué pasaría si todos los objetivos nacionales de energía y clima fijados por los gobiernos, incluidos los objetivos de cero emisiones netas, se cumplen en su totalidad y a tiempo. En este escenario se alcanzaría un nivel de emisiones globales de casi 30 Gt CO₂ anuales en 2050.

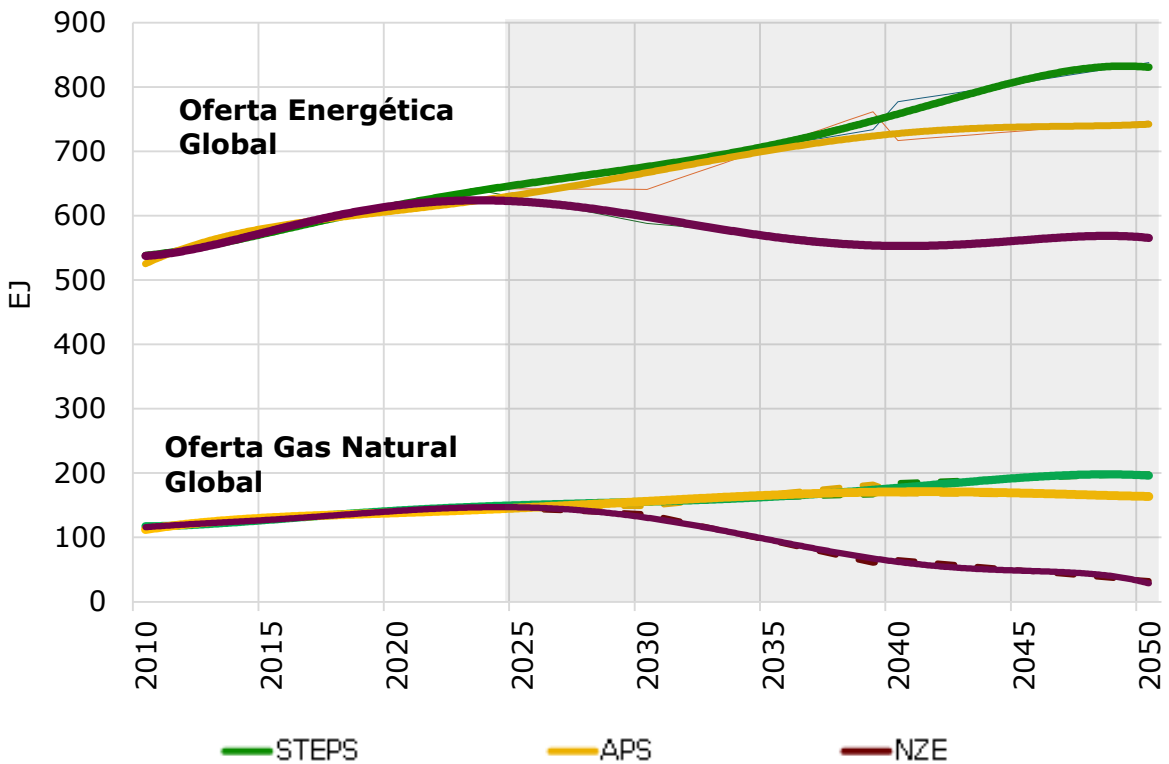
El Escenario *NZE (Net Zero Emissions)* proyecta que las emisiones netas de CO₂ para 2050 se anularían. Siendo este escenario el más exigente en términos de transición energética, traza un camino para alcanzar las cero emisiones netas a mediados de siglo, de manera que se limite el calentamiento global a 1,5 °C.

¹ Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

1.1.1 Oferta y consumo energético global

Para la oferta global de gas natural, se proyecta que de una producción actual cercana a 148 EJ (384 GPCD)² para el año 2050 estaría entre una banda 199 EJ y 32 EJ (517 y 83 GPCD). La participación actual del gas natural dentro de la oferta energética que es hoy 23%, para el año 2050 estaría entre 24% y 6% (ver Gráfica 1-1)³. La participación de las fuentes renovables de energía en el total de la oferta que hoy es cerca del 13%, para el año 2050 podría estar entre 26% y el 68%.

Gráfica 1-1: Oferta energética global y de gas natural



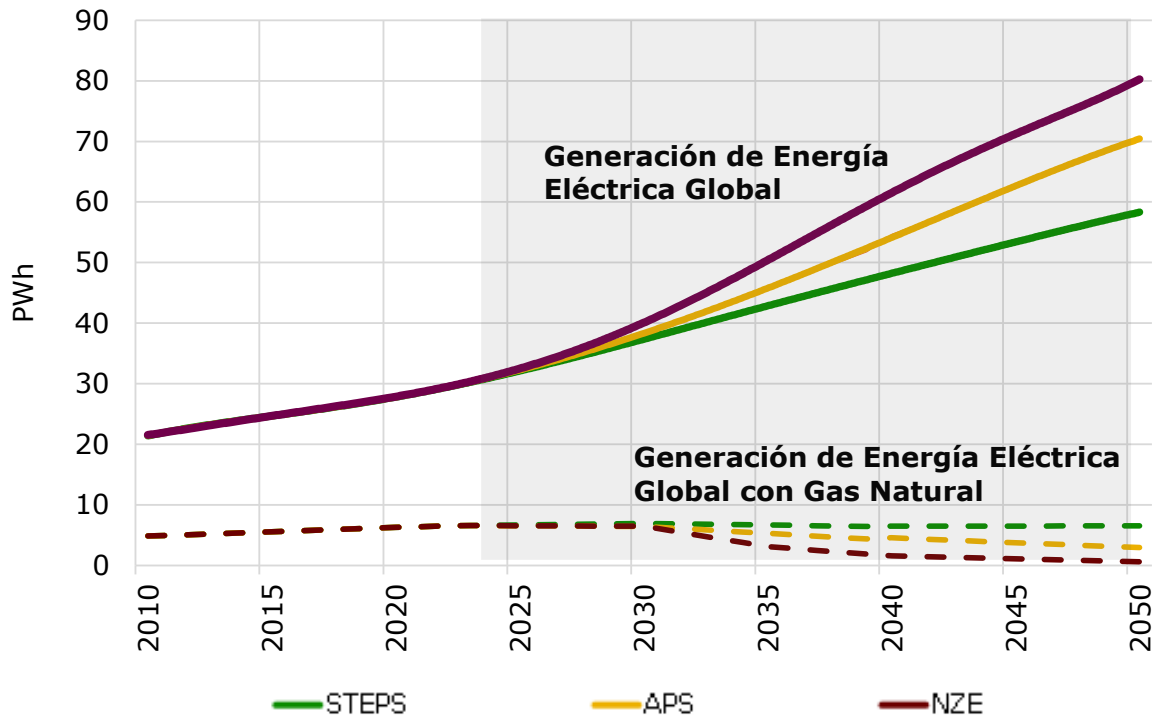
Fuente: UPME, a partir de datos IEA

² La demanda media de gas natural colombiano durante el año 2025 fue de cerca de 1.0 GPCD.

³ Los escenarios STEPS, APS y NZE exponen tasas de crecimiento medio anual de oferta de gas natural 2024-50 de 1.1%, -0.4% y - 5.6%, respectivamente. Una prospectiva semejante a ésta, por parte de McKinsey & Co., también considera tres escenarios con diferente grado de celeridad en la transición energética que implican una tasa de crecimiento de la demanda de gas natural entre 0% y -1%. Disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>.

En la actualidad, aproximadamente el 22% de la generación eléctrica global tiene como fuente el gas natural. En los tres escenarios de prospectiva se tendría la reducción de tal participación de manera que para el año 2050 ésta podría estar entre 17% y 1%, sustituido principalmente por fuentes solares y eólicas. Lo anterior, dentro de un contexto de mayor participación de la electricidad dentro del consumo energético final (ver Gráfica 1-2).

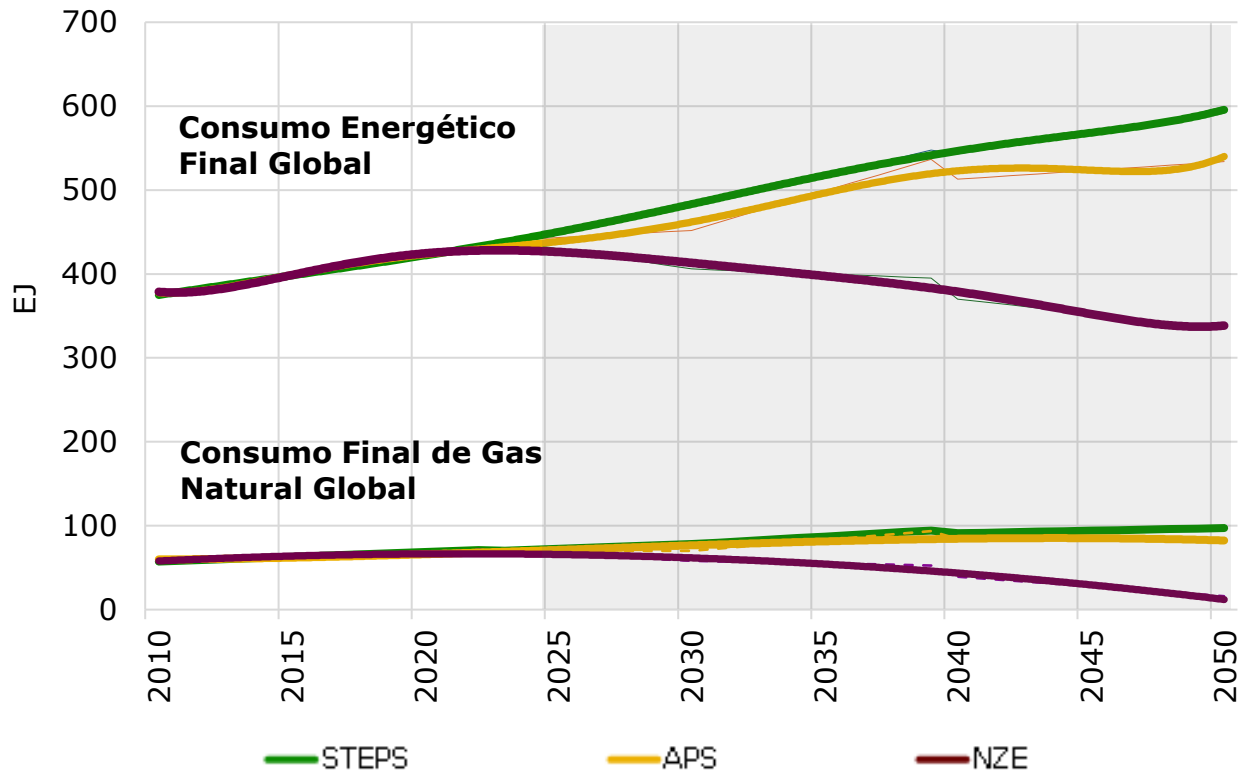
Gráfica 1-2: Generación eléctrica global y aquella con fuente primaria gas natural



Fuente: UPME, a partir de datos IEA

Así como el gas natural perdería participación como fuente primaria para generación eléctrica, también lo haría dentro del consumo final de energía. Si hoy el gas natural constituye cerca de 16% de la demanda de energía del mundo, se proyecta que para el año 2050 esta magnitud se sitúe entre 16% y 5% (ver Gráfica 1-3).

Gráfica 1-3: Consumo energético global final y consumo final de gas natural



Fuente: UPME, a partir de datos IEA

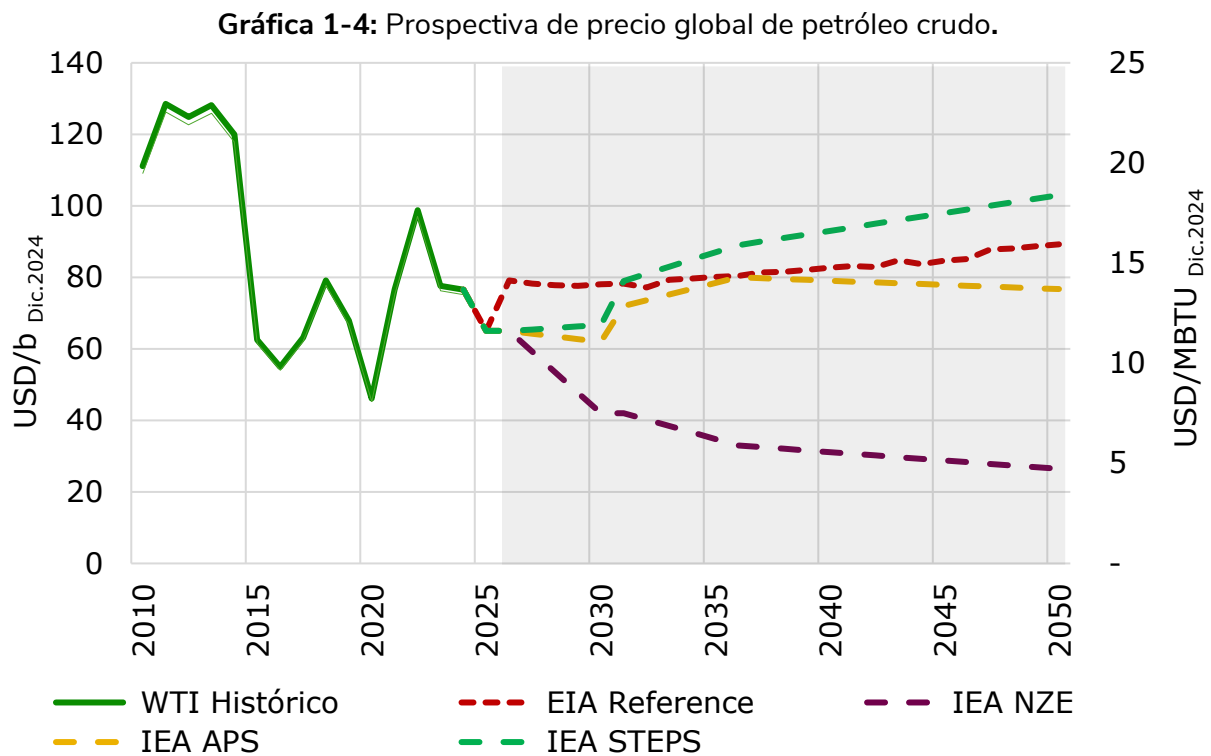
1.1.2 Precios de los hidrocarburos

La prospectiva de precio global para el crudo en el largo plazo presenta gran divergencia para la IEA según el escenario a considerar. De un precio medio en el año 2025 de 65 USD/b, para el 2050 la banda de precio estaría entre 25 y 106 USD/b, donde el menor precio corresponde a la menor demanda global proyectada de gas natural (escenario NZE). Téngase en cuenta que el cociente Reservas/Producción de crudo del mundo se estima actualmente en casi 50 años⁴, por lo que una reducción de la demanda frente a una oferta superior haría decaer el precio (ver Gráfica 1-4).

Por el contrario, la prospectiva de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (EIA: Energy Information Administration, escenario de referencia) es creciente en su prospectiva de

⁴ Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>.

precios en su escenario de referencia, con casi 80 US\$/b entre los años 2026-35 y llegando a casi 90 US\$/b para el 2050⁵.



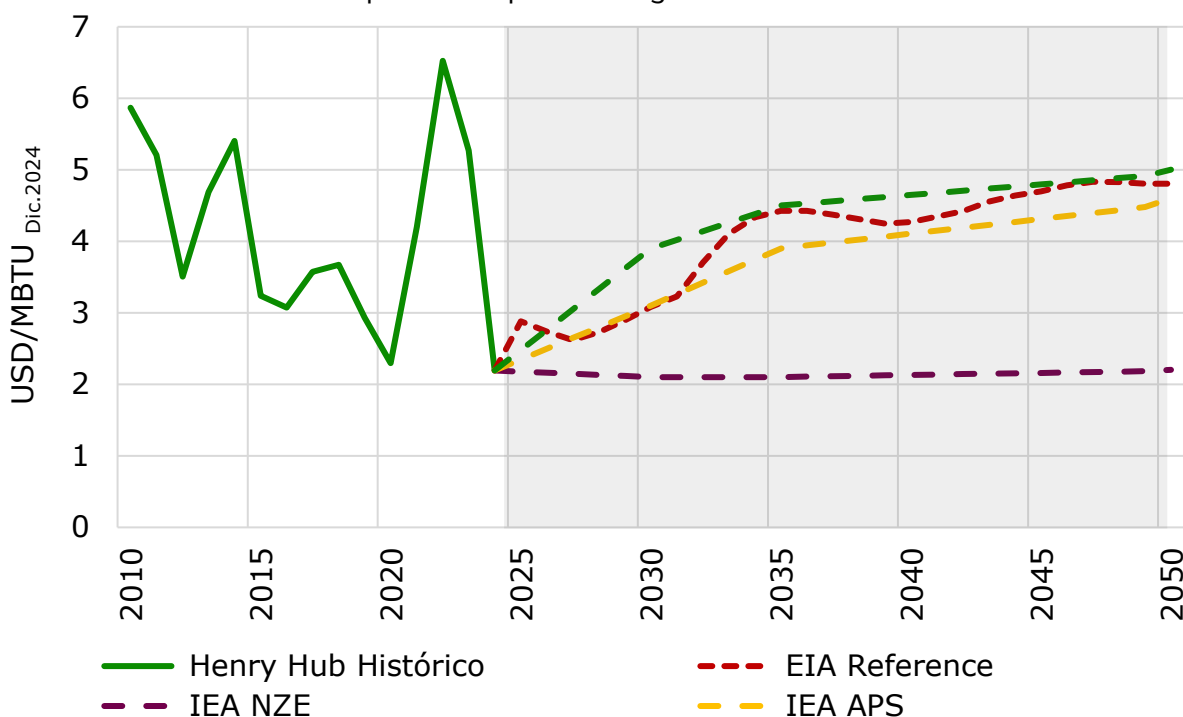
Fuente: UPME, a partir de datos IEA y EIA

La prospectiva de precios de gas natural en Estado Unidos se diferencia del precio del crudo en que el gas natural progresivamente creciente hacia el futuro con magnitudes entre 2 y 5 USD/MBTU. Estas magnitudes corresponden a la banda de proyección de los escenarios IEA (ver Gráfica 1-5).

La relación Reservas/Producción del gas natural, al igual que en crudo, es cercana a los 50 años, lo que aseguraría una oferta suficiente frente a una demanda que no crecería, según anteriormente se presentó.

⁵ Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2023®ion=0-0&cases=ref2023&start=2021&end=2050&f=A&linechart=ref2023-d020623a.3-1-AEO2023&ctype=linechart&sourcekey=0>

Gráfica 1-5: Prospectiva de precios de gas natural en Estados Unidos.



Fuente: UPME, a partir de datos IEA y EIA

1.1.3 Crecimiento económico y población

En primer lugar, el crecimiento económico global sería moderado y cercano al 3,3% en 2026 y 2027, por debajo de la media histórica (2000-2019) del 3,7%, según cifras del Fondo Monetario Internacional (FMI)⁶. Este crecimiento se concentrará más en economías emergentes y en desarrollo de Asia, cuyo promedio se situará alrededor de 4.3%.

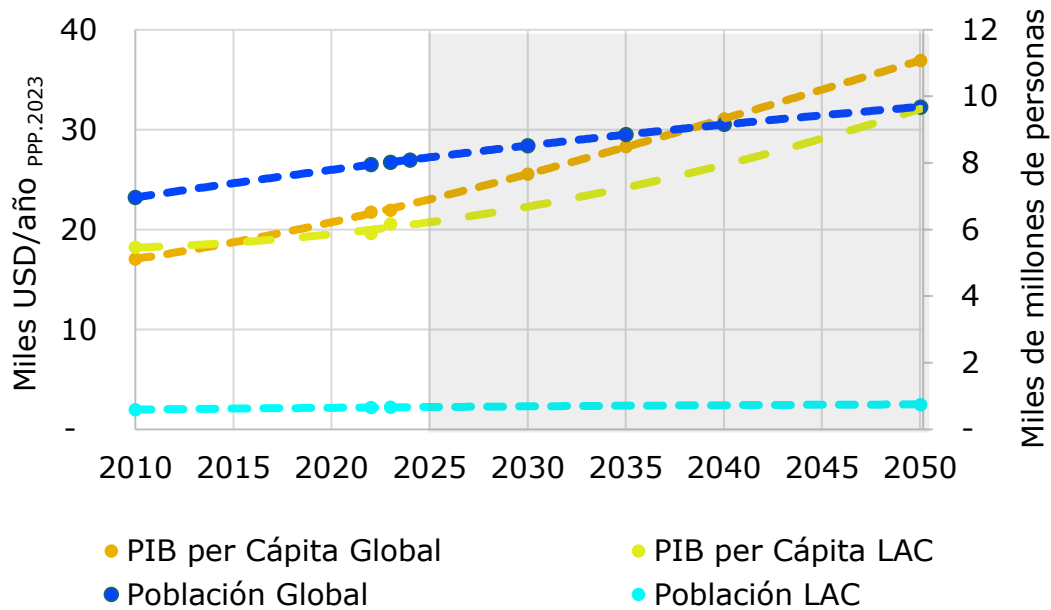
En el mediano plazo, se proyecta un crecimiento medio global del PIB per cápita de 3.0% entre los años 2024-35 y de 2.4% entre los años 2030-50. Para Latinoamérica y el Caribe (LAC) se espera para los mismos periodos crecimientos medios anuales de 2.6% y 2.1%, inferiores a los globales (ver Gráfica 1-6).

En población también se proyecta para el periodo 2023-50 que la región LAC crezca a una tasa media anual de 0.4%, inferior menor de la global de 0.7%⁷.

⁶ FMI. (2025). Perspectivas Económicas Mundiales. Actualizado el 17 de enero de 2026. Disponible en: <https://www.imf.org/es/publications/weo/issues/2026/01/19/world-economic-outlook-update-january-2026>

⁷ Información Disponible en: <https://population.un.org/wpp/graphs?loc=900&type=Demographic%20Profiles&category=Line%20Charts>

Gráfica 1-6: Prospectiva de crecimiento económico y población global y para Latinoamérica y el Caribe.



Fuente: UPME, a partir de datos del Banco Mundial, IEA y EIA

1.2 Contexto nacional

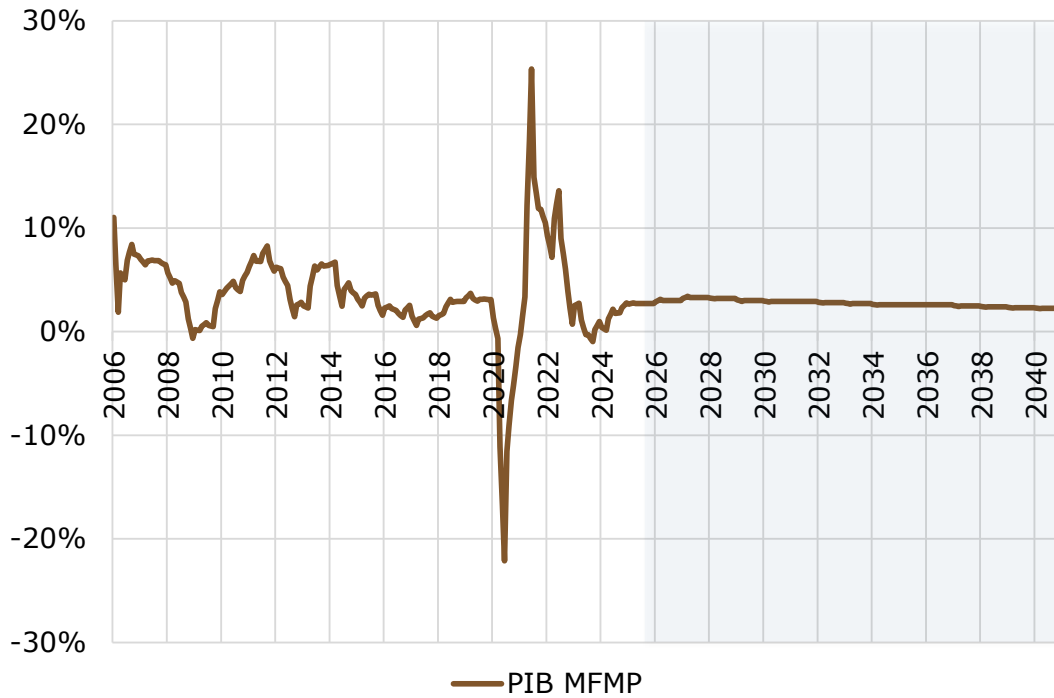
El Banco de la República prevé que el PIB de Colombia crecerá 2,6% en 2025 y 2,9% en 2026 de acuerdo con el último Informe sobre Política Monetaria⁸, alcanzando en este último año un nivel cercano al de su capacidad productiva.

Para los años 2025-2036, según proyecciones del Ministerio de Hacienda, la economía colombiana podría crecer 2,9% en promedio, con un supuesto de producción de petróleo que se reduciría muy lentamente de un actual de casi 764 kBD hasta 713 kBD en 2036. Esto implicaría multiplicar por 1.6 las reservas actuales⁹. Acercándose tal como se puede observar en la Gráfica 1-7.

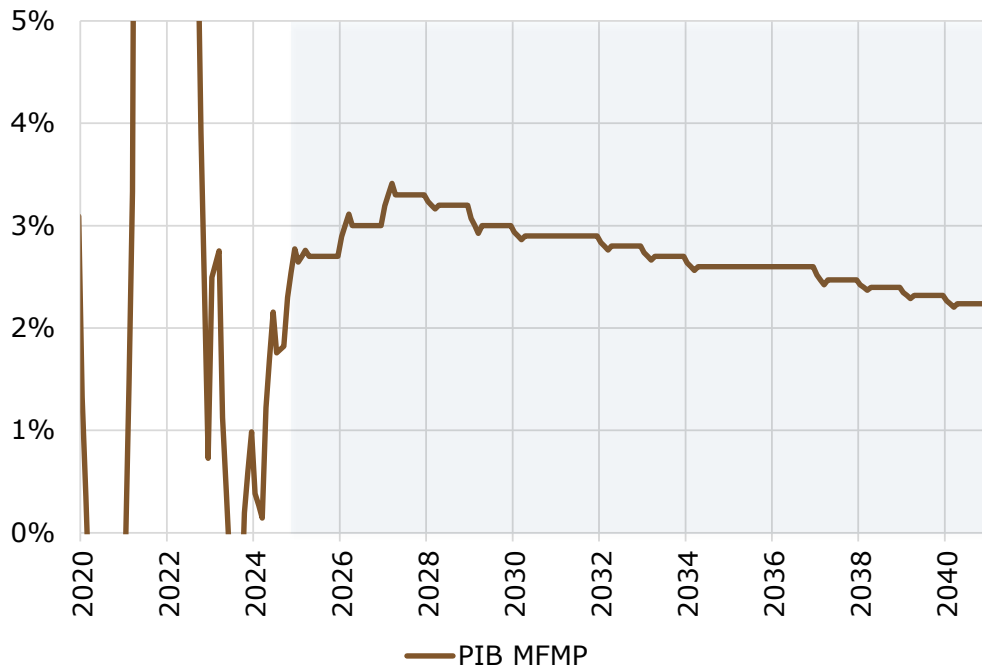
⁸ Banco de la República. (2025). Informe de Política Monetaria - octubre de 2025. Disponible en: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/informe-politica-monetaria/historico-presentaciones>

⁹ La prospectiva macroeconómica de MinHacienda, en su Marco Fiscal de Mediano Plazo, se encuentra Disponible en: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/m%C3%B3dulo-de-gesti%C3%B3n-de-reservas/>

Gráfica 1-7: Historia y escenarios de crecimiento de la economía colombiana según MinHacienda (MFMP).



(a) Historia y proyección de largo plazo

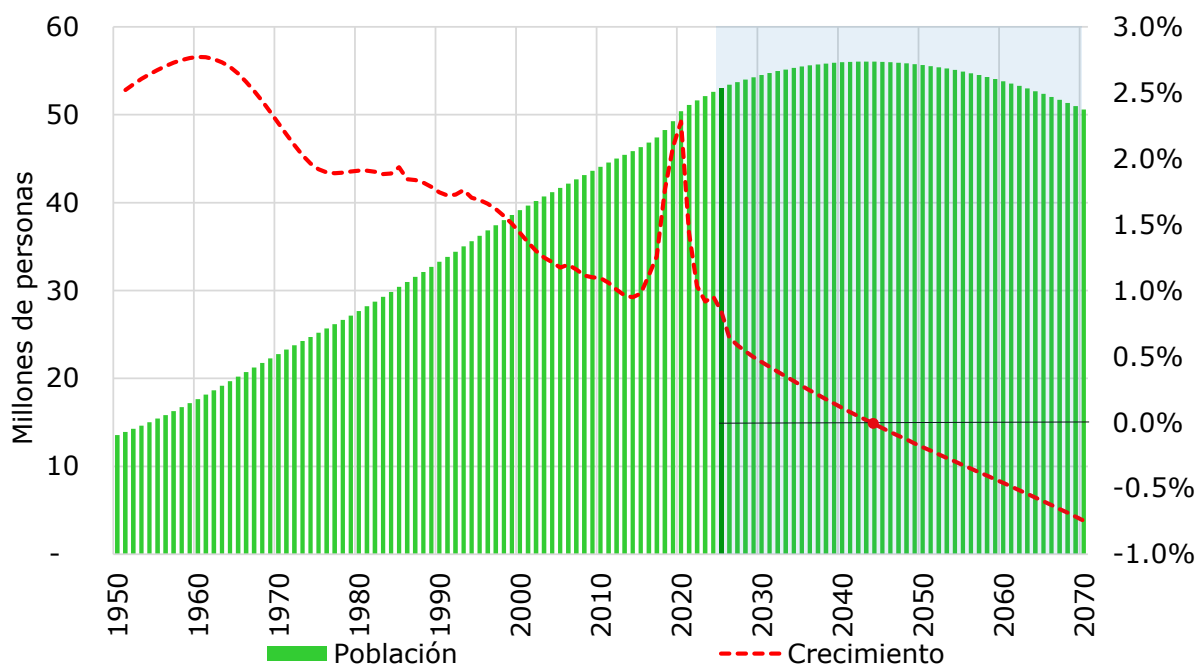


(b) Proyección de largo plazo

Fuente: UPME a partir de información DANE y MinHacienda.

Este crecimiento se verá afectado también por cambios en la población del país. Según proyecciones del DANE¹⁰, el crecimiento de la población de Colombia podría ralentizarse en las próximas décadas (ver Gráfica 1-8), debido principalmente por la disminución en la tasa de natalidad. Se proyecta que para el año 2043 la población colombiana lograría su máximo histórico para iniciar su descenso¹¹. Estudios del Banco de la República proponen escenarios en los que tal máximo se podría anticiparse al año 2033¹².

Gráfica 1-8: Proyecciones de crecimiento de la población total de Colombia.



Fuente: UPME a partir de información DANE.

El cambio generacional podría cambiar las preferencias de consumo del colombiano promedio en las próximas décadas, especialmente sobre las fuentes de energía que se emplean en el transporte. Diversas encuestas recientes reflejan una creciente conciencia ambiental entre los colombianos,

¹⁰ DANE. (2025). Proyecciones y retroproyecciones de población nacional para el periodo 1950-2019 y 2020-2070 con base en el CNPV 2018. Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

¹¹ Según el DANE, para el año 2025 las mayores ciudades capitales del país ya tendrían población decreciente. Entre éstas Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga, Cartagena, Pereira y Cúcuta.

¹² Disponible en: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/borradores-economia/fuerza-trabajo-envejecimiento-poblacional>

como la que publicó el Banco Europeo de Inversiones¹³ en 2023, donde el 94% de los ciudadanos considera el cambio climático como una amenaza grave para el país, y 9 de cada 10 exigen políticas más estrictas para combatirlo. Como respuesta a estos deseos de cambio se han adelantado iniciativas como la firma de la Declaración de Vehículos de Cero Emisiones (ZEV) por parte de Colombia en 2023 para la descarbonización del sector transporte¹⁴.

A nivel nacional, las políticas y los compromisos adquiridos son factores que impulsarían en el largo plazo un cambio a la baja en la demanda de combustibles líquidos. Dentro de los planes del país está reducir el impacto ambiental a cero emisiones netas para 2050 y hacerlo de la mano del sector privado. Para lograrlo se deben superar una serie de retos que incluyen mantener un adecuado ritmo de crecimiento económico a medida que aumenta la población y a medida que cambian los hábitos de consumo.

¹³ Banco Europeo de Inversiones. (2023). EIB Climate Survey 2023-2024. Disponible en: <https://www.eib.org/en/surveys/climate-survey/6th-climate-survey/latam>

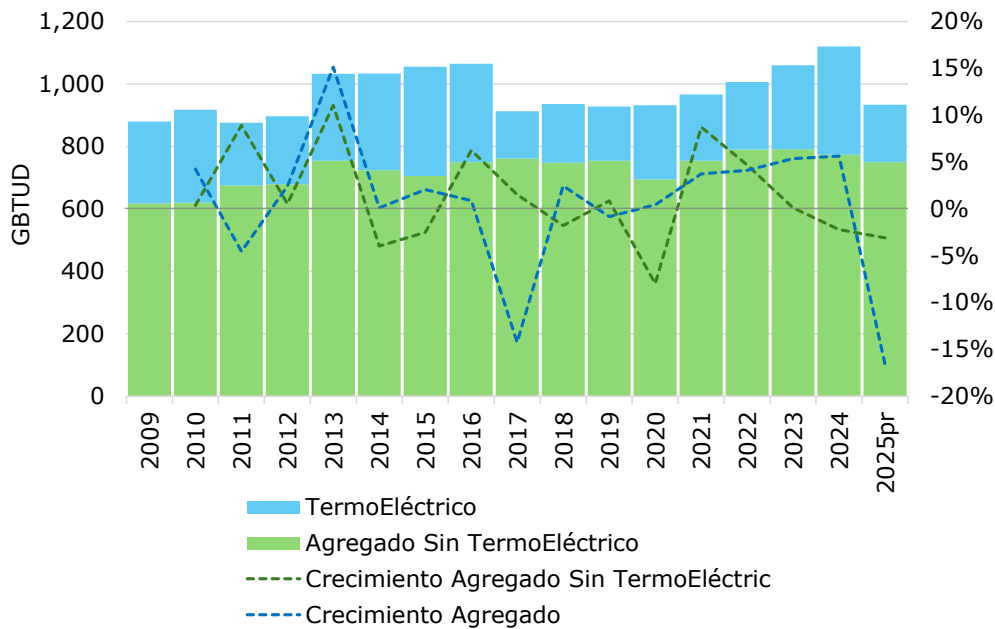
¹⁴ Ministerio de Transporte. (2024). Colombia firma la Declaración de Vehículos de Cero Emisiones (ZEV). Disponible en: [https://mintransporte.gov.co/publicaciones/11724/colombia-firma-la-declaracion-de-vehiculos-de-cero-emisiones-zev/#:~:text=Bogot%C3%A1%20D.C.%20%2022%20de%20mayo,%20en%20Leipzig%20\(Alemania\).](https://mintransporte.gov.co/publicaciones/11724/colombia-firma-la-declaracion-de-vehiculos-de-cero-emisiones-zev/#:~:text=Bogot%C3%A1%20D.C.%20%2022%20de%20mayo,%20en%20Leipzig%20(Alemania).)

2.COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

La gráfica 2-1 presenta la demanda anual histórica agregada de gas natural en Colombia en los últimos 15 años. En ésta puede verse, superada la pandemia del COVID, una estabilización en la demanda no termoeléctrica durante los cuatro últimos años. En un plazo histórico mayor, los años 2009-25, la demanda no termoeléctrica habría crecido a una tasa media anual de 1.2%¹⁵.

Complementariamente, el consumo de gas natural para el sector termoeléctrico se caracteriza por su alta variabilidad asociada de manera inversa con los aportes hidrológicos al Sistema Interconectado Nacional (SIN); en particular, para los años 2015 y 2024 se estiman consumos medios anuales de casi 350 GBTUD¹⁶ con máximos mensuales de 620 y 550 GBTUD, situación asociada al Fenómeno de El Niño.

Gráfica 2-1: Evolución histórica de la demanda agregada no termoeléctrica y termoeléctrica de gas natural



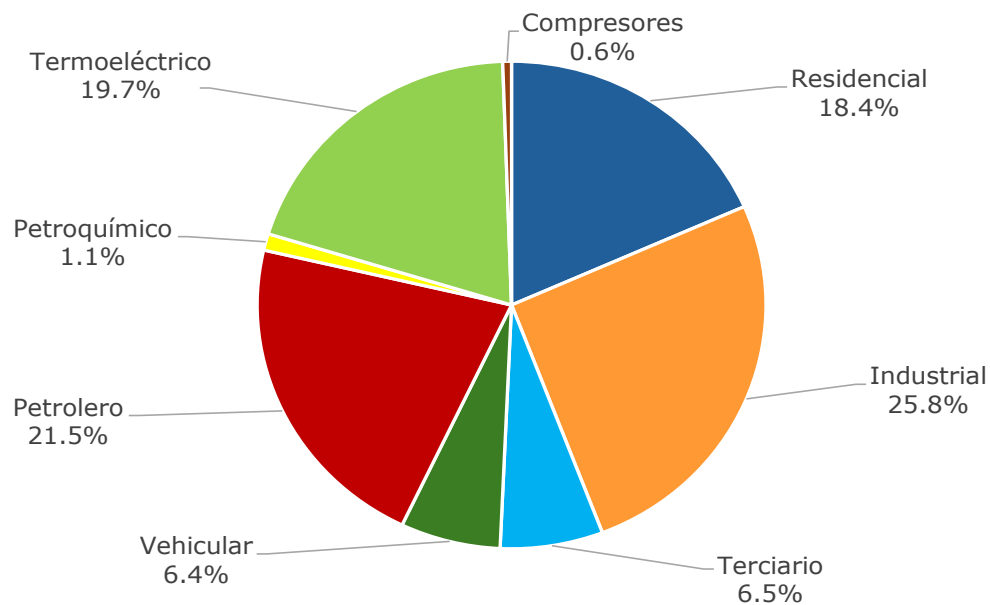
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

¹⁵ La información insumo procede del Gestor del Mercado de Gas Natural en diciembre de 2025. Sujeta a actualizaciones. Disponible en: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda>.

¹⁶ Para los mismos años se registraron consumos de combustibles líquidos para generación eléctrica, en gran parte como sustituto de gas natural, por cerca de 53 y 19 GBTUD, respectivamente. Información disponible en: <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/ConsumoCombustible.aspx>

Para el año 2025 el consumo medio de gas natural se estimaría en cerca 960 GBTUD, distribuidos según se expone en la Gráfica 2-2. Donde el sector secundario (industrial, petrolero-petroquímico y termoeléctrico) da cuenta de casi 2/3 del consumo de este combustible.

Gráfica 2-2: Participación de cada uno de los sectores de consumo de gas natural, durante el 2025

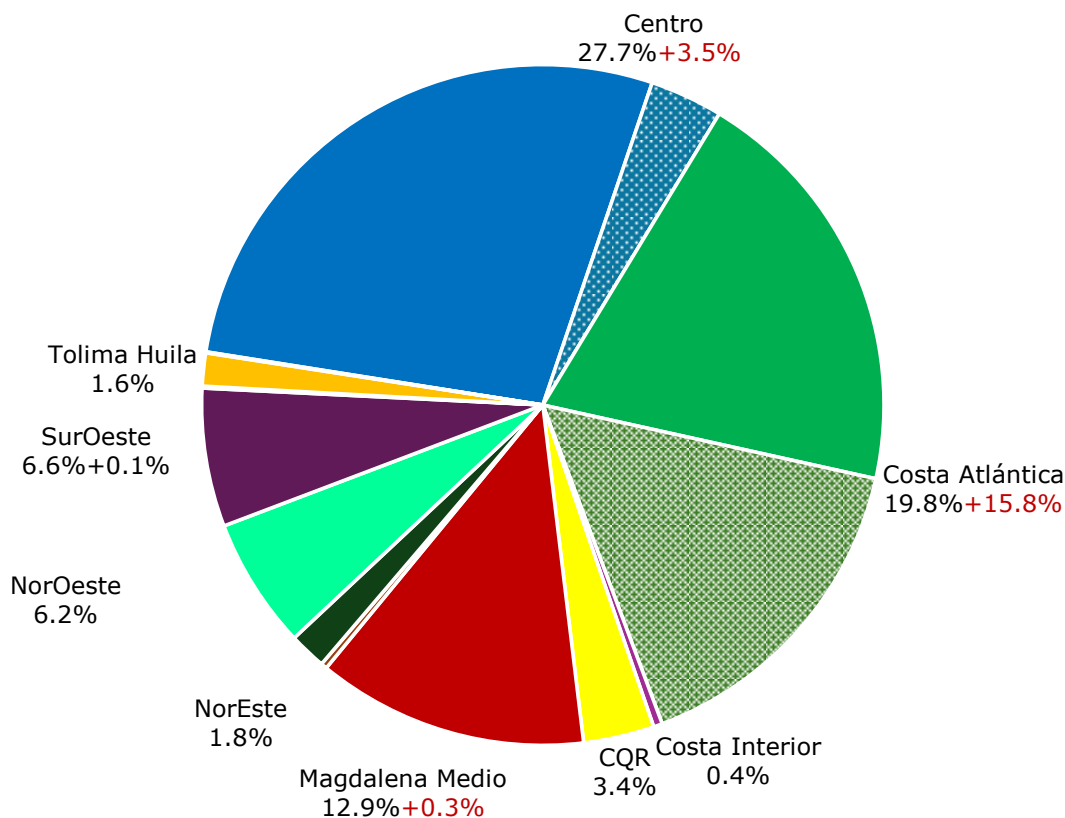


Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

Así mismo, teniendo en cuenta que el uso del gas natural es la transformación productiva, su consumo se da en las principales capitales del país donde se ubican las mayores industrias. Sobresale la alta demanda para generación termoeléctrica de la Costa Atlántica que concentra casi $\frac{3}{4}$ partes de generación nacional con este combustible (ver Gráfica 2-3).¹⁷

¹⁷ Ver distribución regional en numeral 3.1.

Gráfica 2-3: Participación regional en la demanda nacional de gas natural 2025.
Valores en rojo corresponde a la participación de la demanda termoeléctrica regional



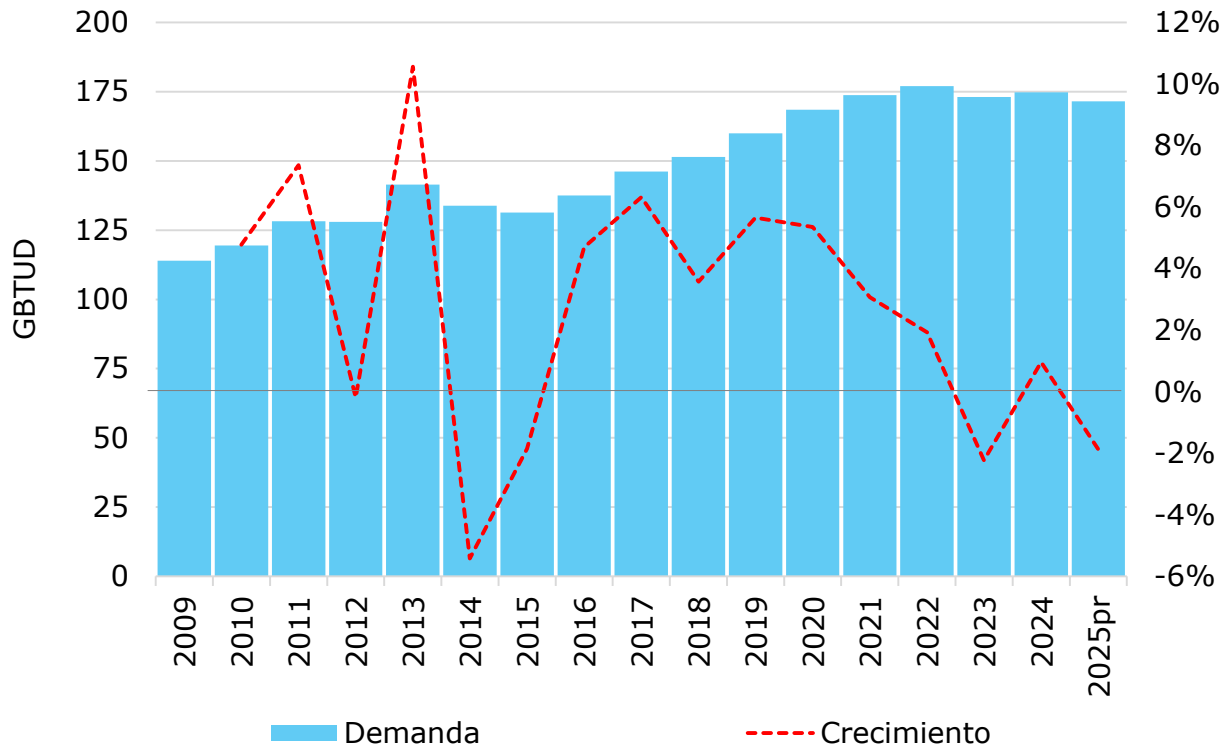
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

2.1 Sector Residencial

Entre los años 2009-25 este sector ha mantenido una tendencia neta creciente de demanda a una tasa media anual de cerca 2.6%, mientras el número de usuarios que hacen uso de este energético para cocción lo ha hecho a una tasa de cerca de 5.2%¹⁸. La diferencia puede atribuirse a la reducción del número de personas por hogar, que implica una reducción sucesiva del consumo de gas combustible de cada hogar, y a cambios en los hábitos de consumo de éstos. Para fines del año 2025 se estima que 11.5 millones de hogares consumen este energético. Ver Gráfica 2-4.

¹⁸ Información disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/calidad-de-vida-ecv>

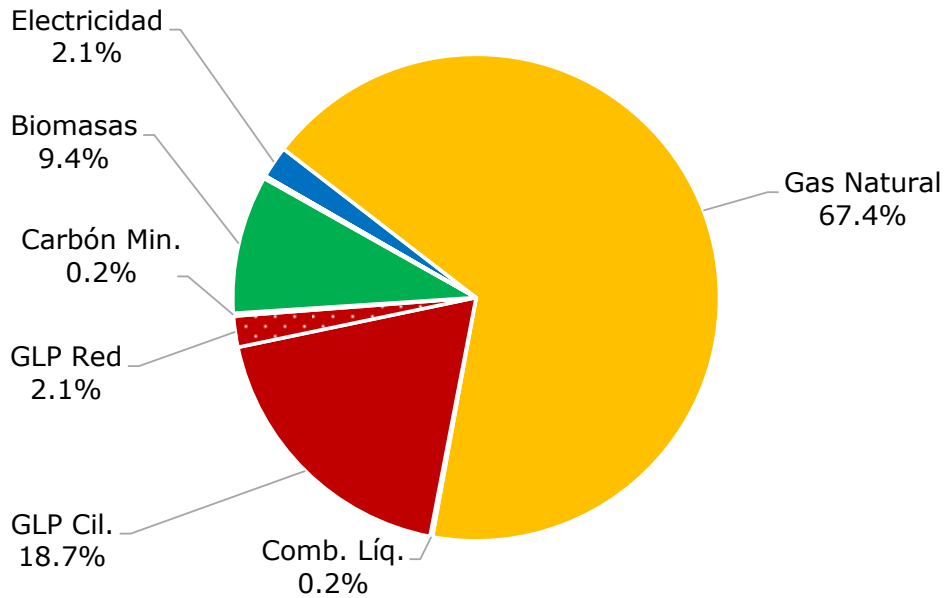
Gráfica 2-4: Evolución histórica de la demanda de gas natural residencial



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

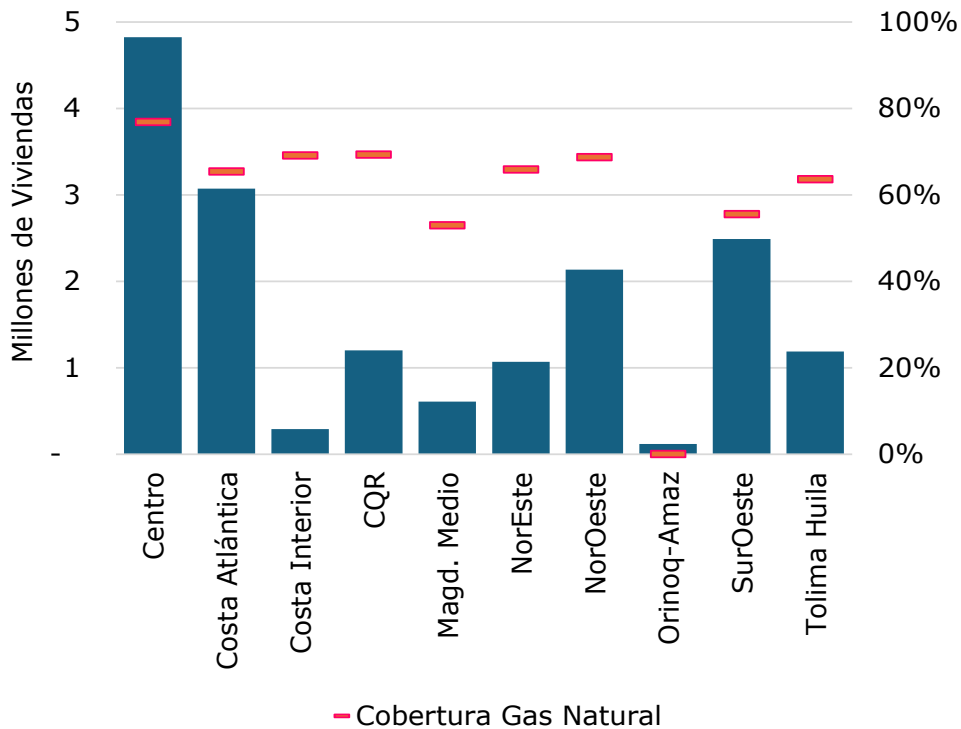
Para el año 2024 se estima la cobertura nacional del servicio de gas natural en casi 67%, seguida de otros combustibles como el GLP y las biomásas (ver Gráfica 2-5). No obstante, se tiene un grado de divergencia entre regiones el cual estaría asociado a la evolución histórica de la infraestructura de este combustible, grado de urbanización y concentración de la población, precio del servicio, etc. (ver Gráfica 2-6).

Gráfica 2-5: Participación de los energéticos para cocción en los hogares, año 2023



Fuente: UPME a partir de información del DANE y SUI-SSPD

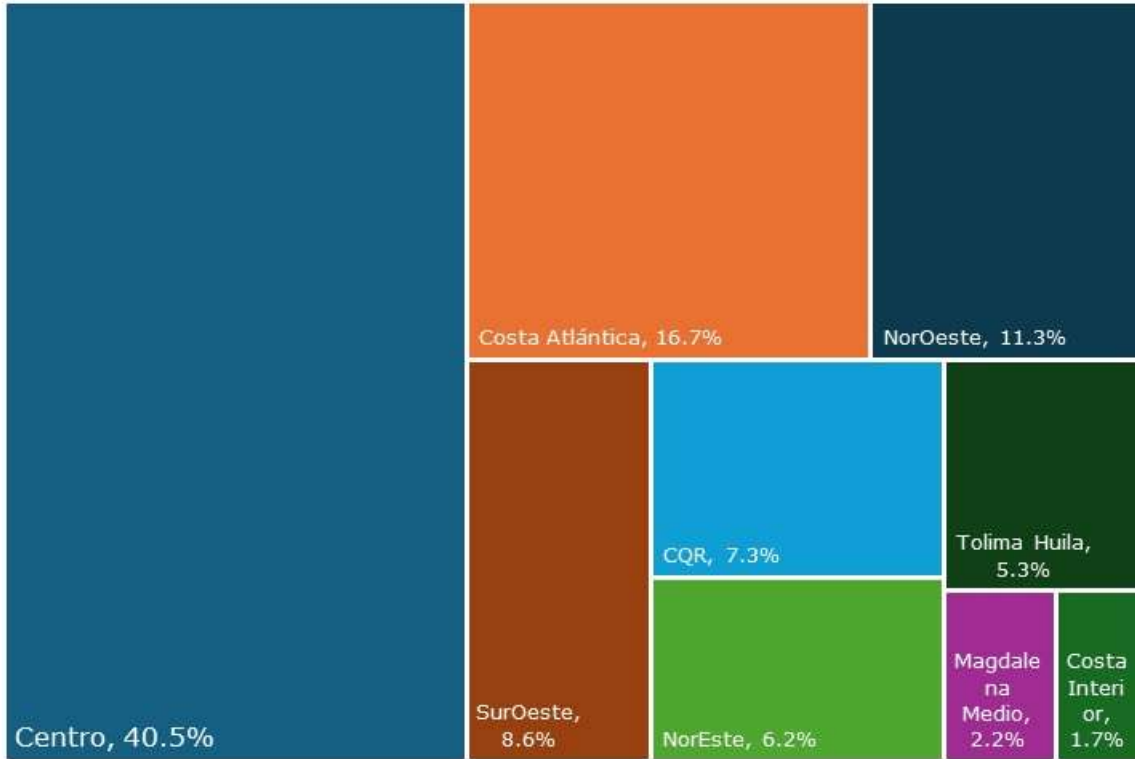
Gráfica 2-6: Cobertura regional del servicio de gas natural, año 2025



Fuente: UPME a partir de información del DANE y SUI-SSPD

Teniendo en cuenta al carácter urbano del servicio de gas natural, la demanda del sector residencial se concentra en las grandes capitales del país. (ver Gráfica 2-7).

Gráfica 2-7: Participación regional de la demanda de gas natural residencial, año 2025

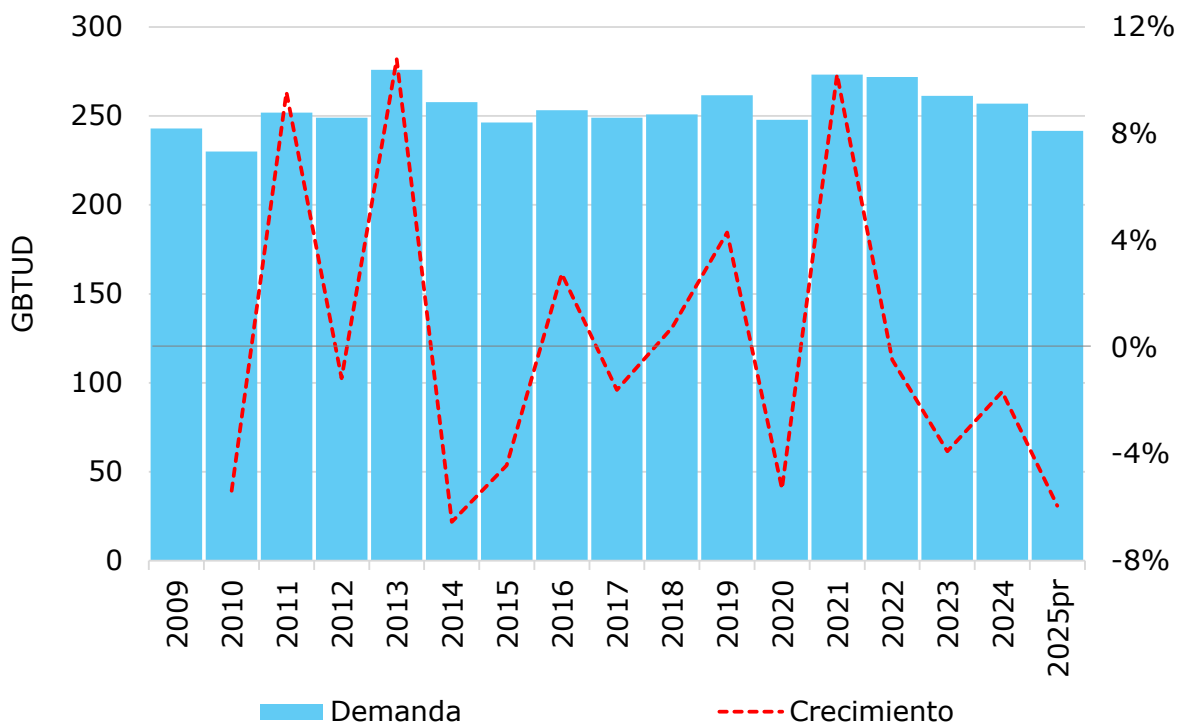


Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

2.2 Sector Industrial

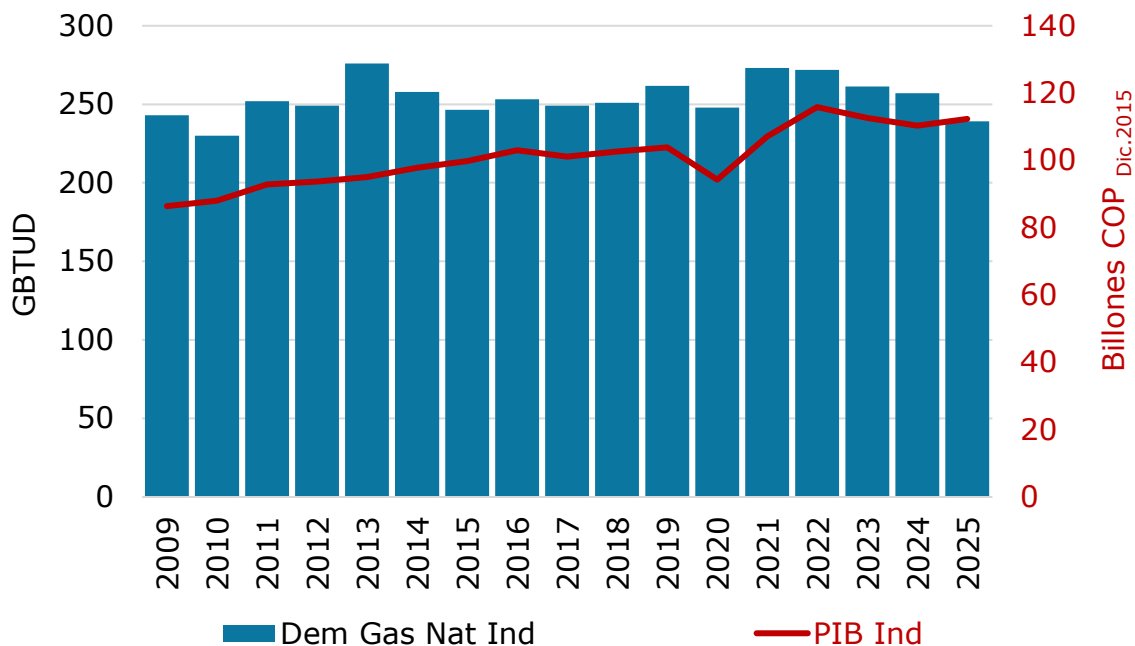
Entre los años 2009-25 este sector ha mantenido casi la misma magnitud de demanda de gas natural. Por otra parte, se estima que el crecimiento del PIB industrial para el mismo periodo ha sido de 1.7%. Ver Gráfica 2-8. Consecuencia del mayor crecimiento del PIB Industrial que del consumo de gas natural del sector, se estima que la intensidad energética relativa al gas natural viene decreciendo sostenidamente, de manera que para el año 2025 esta magnitud se estima en 0.44 MBTU/ MCOP_{Dic.2024} mientras en 2009 habría sido de 0.62 MBTU/ MCOP_{Dic.2024} (ver Gráfica 2- 9).

Gráfica 2-8: Evolución histórica de la demanda de gas natural industrial



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

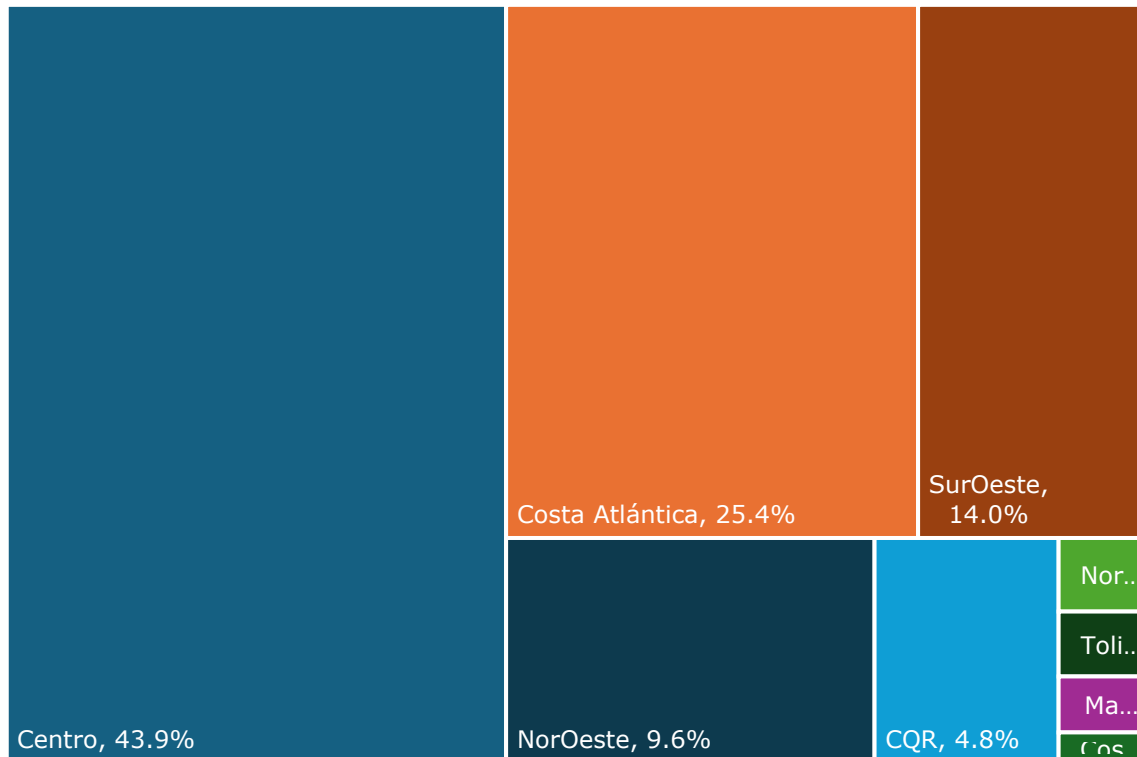
Gráfica 2-9: Evolución histórica de la demanda de gas natural industrial y del PIB Industrial



Fuente: UPME a partir de información del DANE y Gestor del Mercado de Gas Natural

Teniendo en cuenta que las grandes capitales alojan las industrias en sus diferentes tamaños, la demanda del sector casi que mantiene la distribución regional observada a escala nacional (ver Gráfica 2-10).

Gráfica 2-10: Participación regional de la demanda de gas natural industrial, año 2025

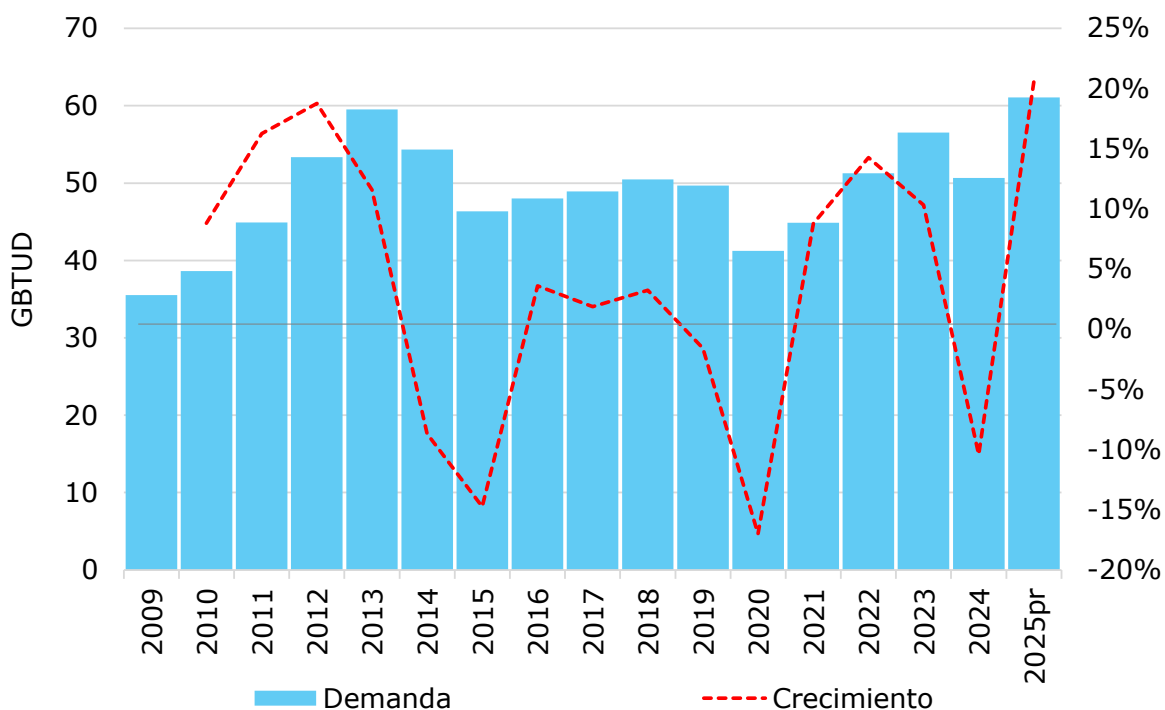


Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

2.3 Sector Terciario (comercial y otros)

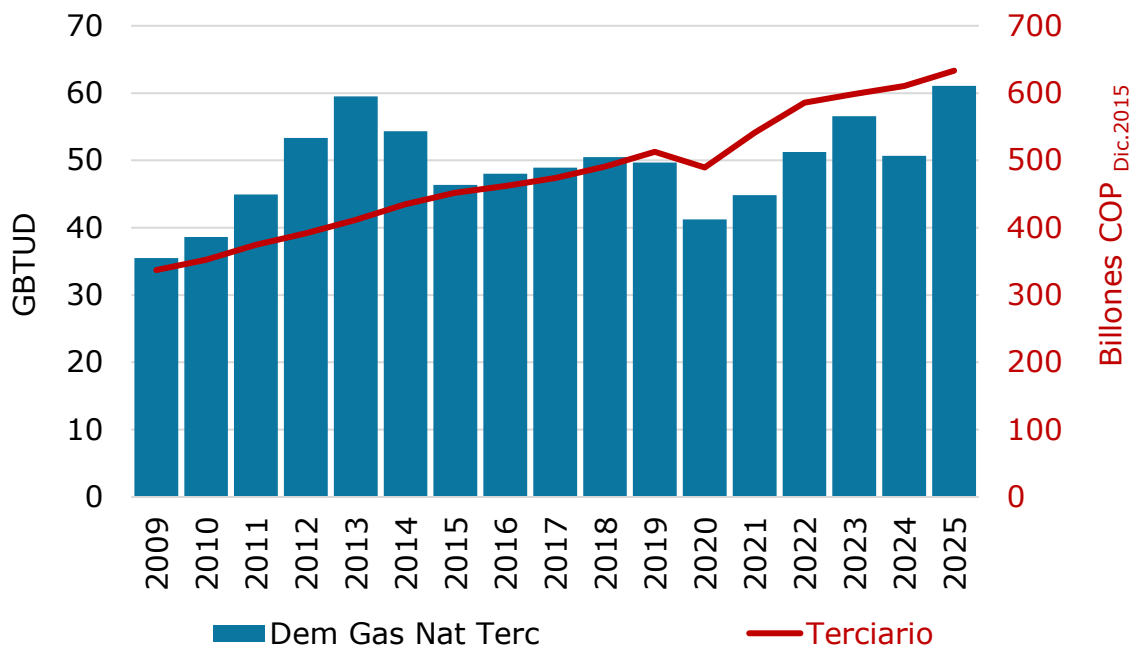
Entre los años 2009-25 este sector ha mantenido una tendencia neta creciente de demanda a una tasa de crecimiento media anual de 3.4%. Por otra parte, se estima que el crecimiento del PIB Terciario para el mismo periodo ha sido 4.0%. Ver Gráfica 2 – 11. Consecuencia del mayor crecimiento del PIB Terciario que del consumo de gas natural del sector, se estima que la intensidad energética relativa al gas natural viene decreciendo sostenidamente, de manera que para el año 2024 esta magnitud se estima en 0,021 MBTU/ MCOP_{Dic.2024} mientras en el año 2009 era de 0.023 MBTU/ MCOP_{Dic.2024} (ver Gráfica 2 – 12).

Gráfica 2-11: Evolución histórica de la demanda de gas natural terciario



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

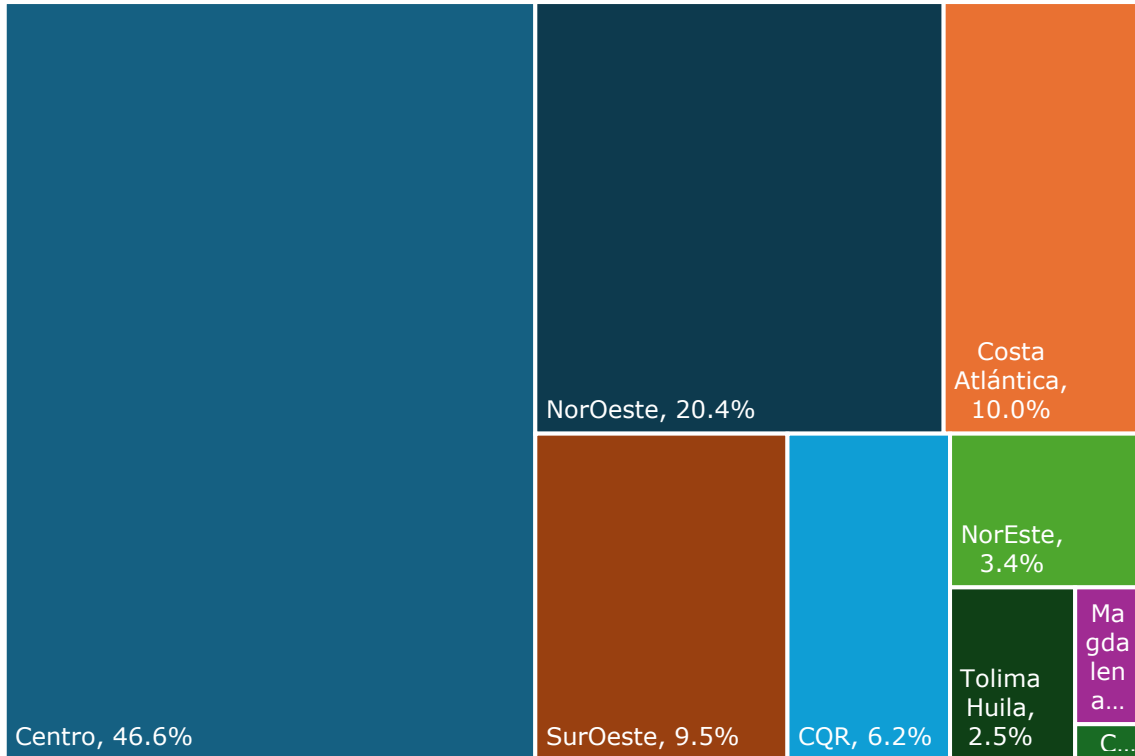
Gráfica 2-12: Evolución histórica de la demanda de gas natural terciario y del PIB terciario



Fuente: UPME a partir de información del DANE, Concentra y Gestor del Mercado de Gas Natural

Teniendo en cuenta que las grandes capitales alojan agentes prestadoras de servicios, la demanda del sector casi que mantiene la distribución regional observada a escala nacional (ver Gráfica 2 – 13).

Gráfica 2-13: Participación regional de la demanda de gas natural terciaria, año 2025

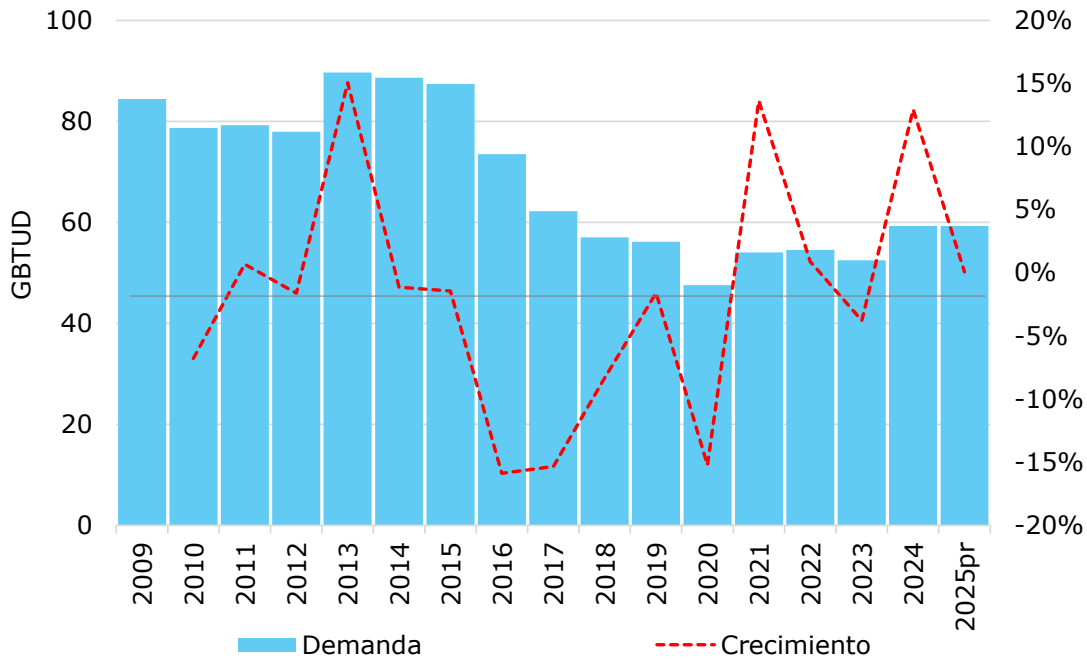


Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

2.4 Sector Vehicular

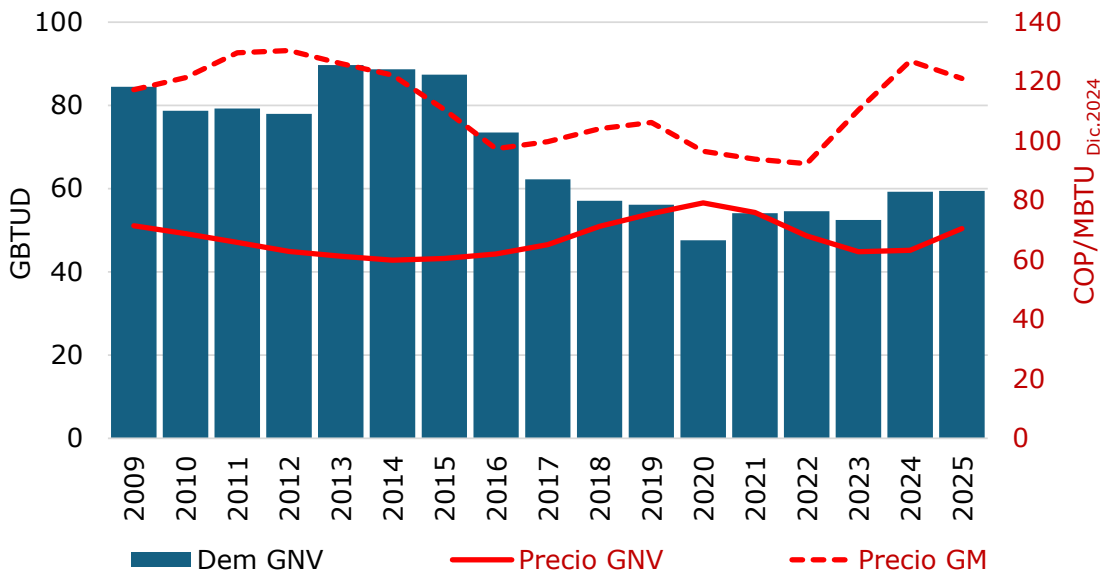
Entre los años 2009-25 este sector ha mantenido una tendencia neta decreciente de demanda a una tasa media anual de 2.2% anual (ver Gráfica 2 – 14), lo cual estadísticamente se ha asociado a su pérdida de competitividad frente a la gasolina corriente. Esto relacionado con la reducción del precio real de la gasolina respecto del precio real del GNV (ver Gráfica 2 – 15). Durante el año 2023 se dio el incremento del precio de la gasolina, mostrándose para los años 2024-25 un leve crecimiento de la demanda de GNV.

Gráfica 2-14: Evolución histórica de la demanda de gas natural vehicular



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

Gráfica 2-15: Evolución histórica de los precios al usuario final de gas natural vehicular y de la gasolina corriente.



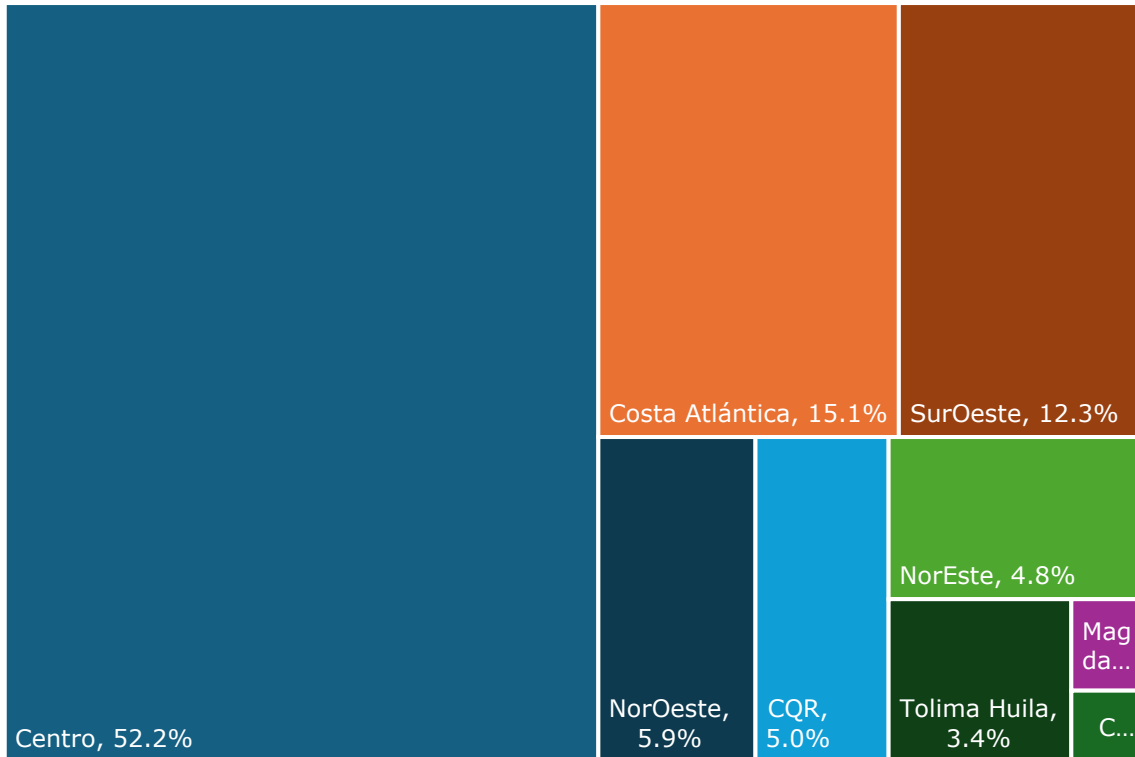
Fuente: UPME a partir SICOM¹⁹

¹⁹ Información disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOGZmM2MwYTItMjZkMC00YjI5LWJmYiYtYWY1ZTUyYTU1ODMyIiwidCI6ImM5ODBiNDZmLTBiNWtNDhiYy1iZDFhLThiOTFjYWJjODRiYyIsImMiOiR9> y

Teniendo en cuenta que las grandes capitales alojan la mayoría del parque automotor, la demanda del sector casi que mantiene la distribución regional observada a escala nacional (ver Gráfica 2 – 16).

Gráfica 2-16: Participación regional de la demanda de gas natural vehicular, año 2025



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

2.5 Sector Termoeléctrico

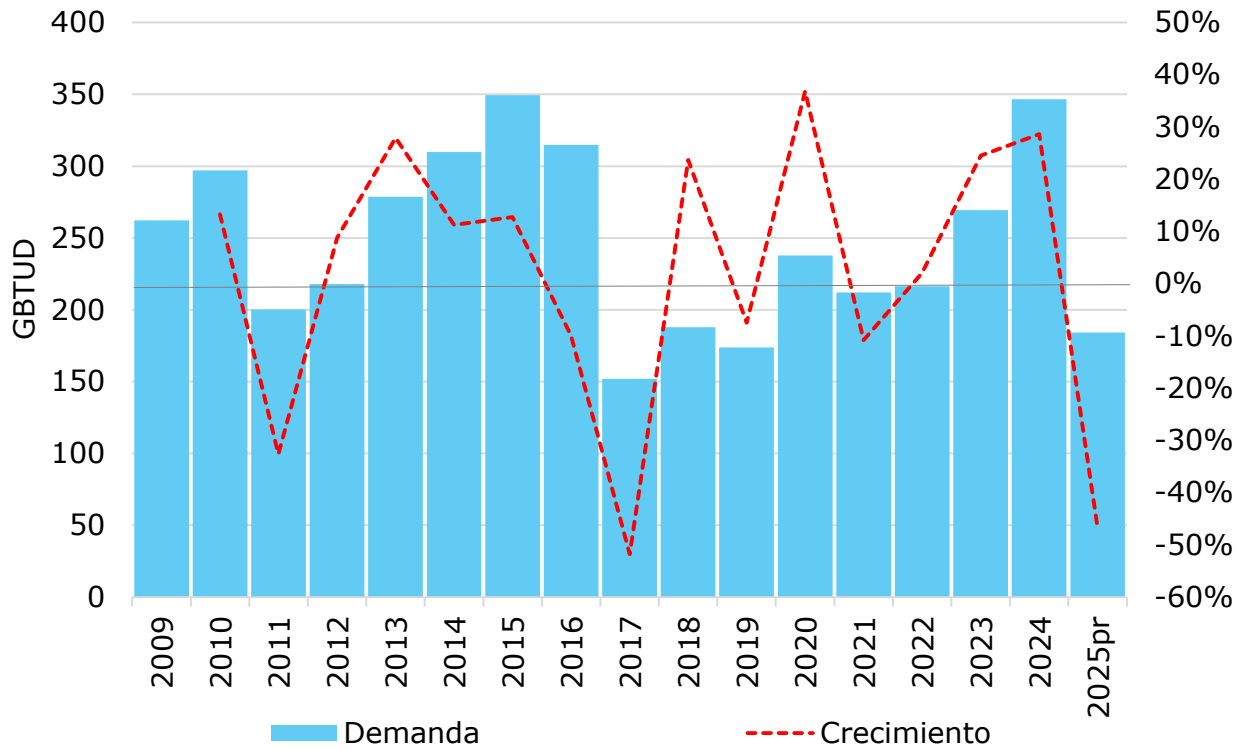
Entre los años 2013-25 este sector ha mantenido una tendencia irregular, marcada por la variación en los aportes hidrológicos al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (ver Gráfica 2 – 17). El consumo medio anual durante el año 2025 se estima en casi 184 GBTUD valor que estaría asociado a aportes hidrológicos del orden 15% superiores a la media histórica²⁰.

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibGEzYjY2MzktZDY3Ni00OTVhLTk5NzEtZmQ0NWZmM2U1NGlxliwidCI6ImM5OjR9>

²⁰ Si bien, no se presentó propiamente un Fenómeno de la Niña, en la mayoría de los meses se presentaron anomalías de temperatura negativas y de magnitud inferior a 0.5°C en la región 3-4 del Océano Pacífico, lo que estaría asociado a mayores precipitaciones y aportes hidrológicos al SIN. Información disponible en

La Gráfica 2 – 18 expone el consumo de combustibles del SIN y la anomalía de aportes hidrológicos (diferencia porcentual respecto del promedio histórico mensual) pero con signo negativo (para facilitar su visualización). En esta puede verse como en los meses más severos, los aportes hidrológicos han llegado a reducirse a casi la mitad, exigiendo altas demandas de combustible para generación eléctrica.

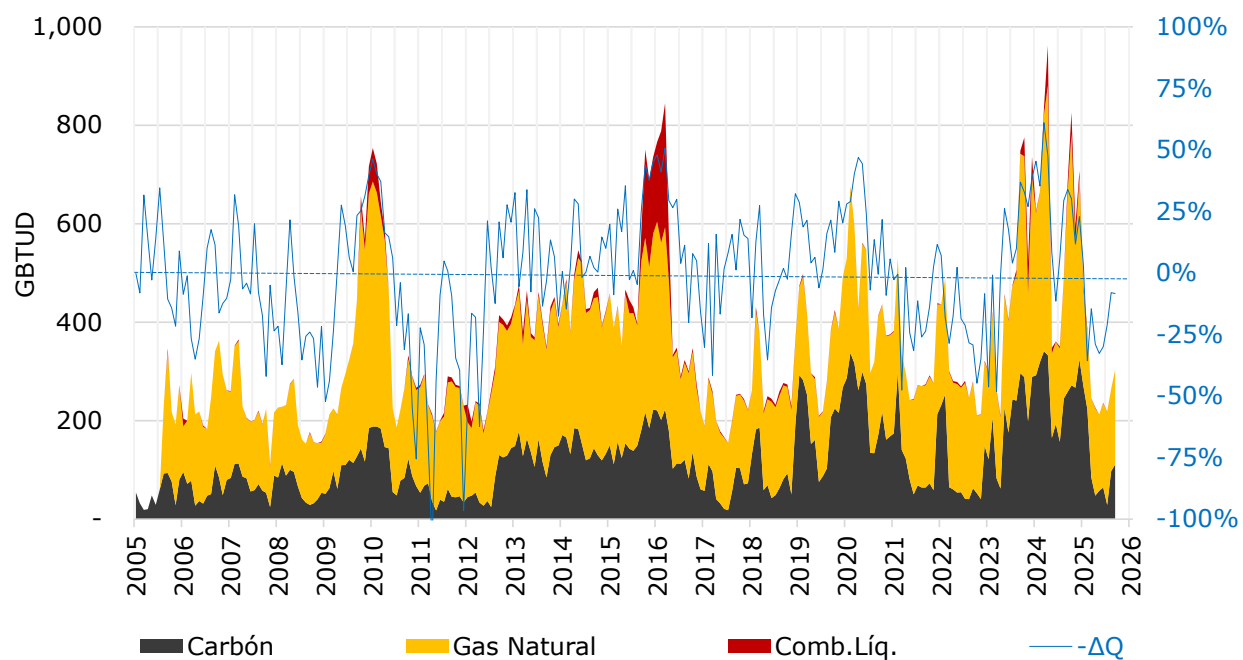
Gráfica 2-17: Evolución histórica de la demanda de gas natural para generación eléctrica.



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

<https://sinergox.xm.com.co/hdrlg/Paginas/Informes/DetalleAportesHidricos.aspx> y https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php.

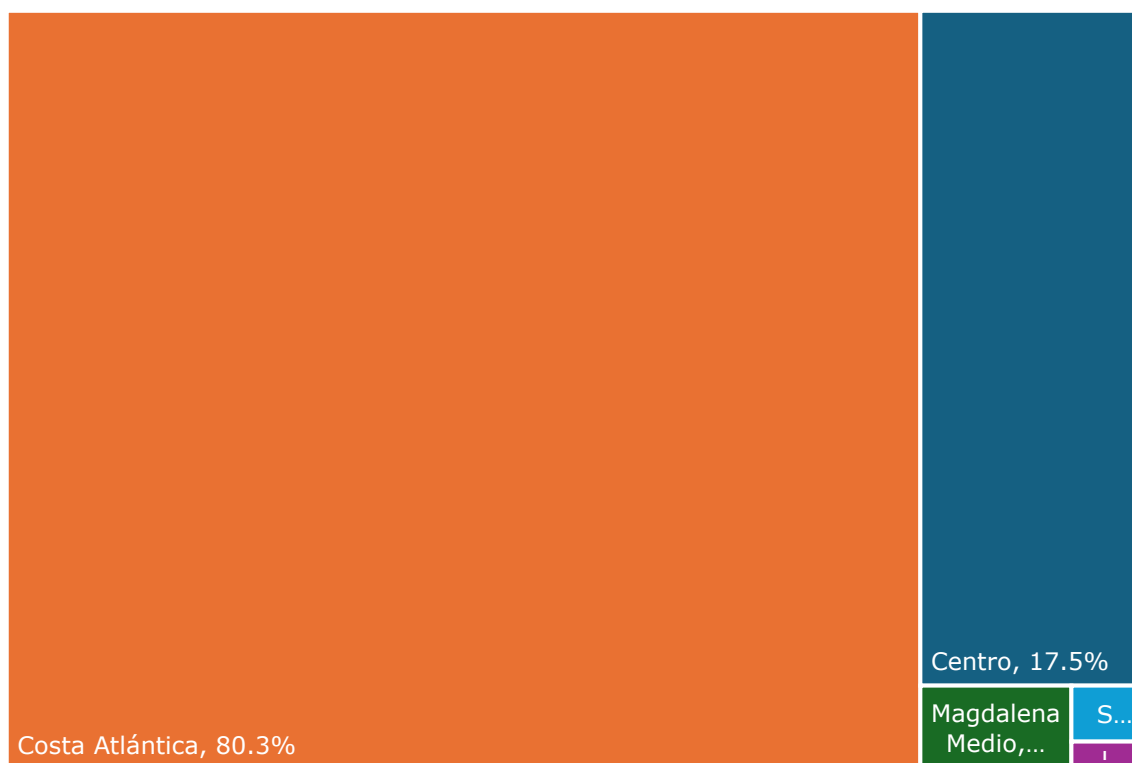
Gráfica 2-18: Evolución histórica de los precios al usuario final de gas natural vehicular y de la gasolina corriente.



Fuente: UPME a partir XM

Teniendo en cuenta que la mayor parte de la capacidad instalada de generación eléctrica que tiene como fuente primaria gas natural está en la Costa Atlántica, históricamente esta región (ver Gráfica 2 – 19) concentra la mayor demanda, seguido de la región Centro que tiene su generación en los Llanos Orientales.

Gráfica 2-19: Participación regional de la demanda de gas natural termoeléctrico, año 2025



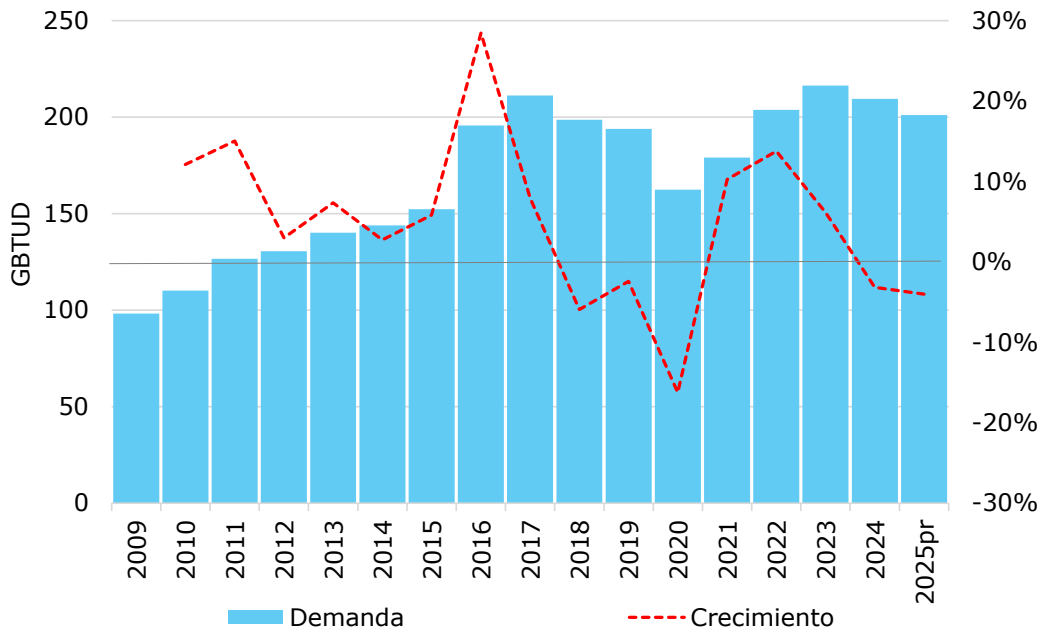
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

2.6 Sector Petrolero

Para el sector petrolero se tiene que la demanda ha estado, tras la entrada en operación de Reficar en el año 2016, casi estable, exceptuando por el periodo de la pandemia del COVID, donde la demanda de combustibles líquidos (producto de la refinación de petróleo) se redujo (ver Gráfica 2 – 20).

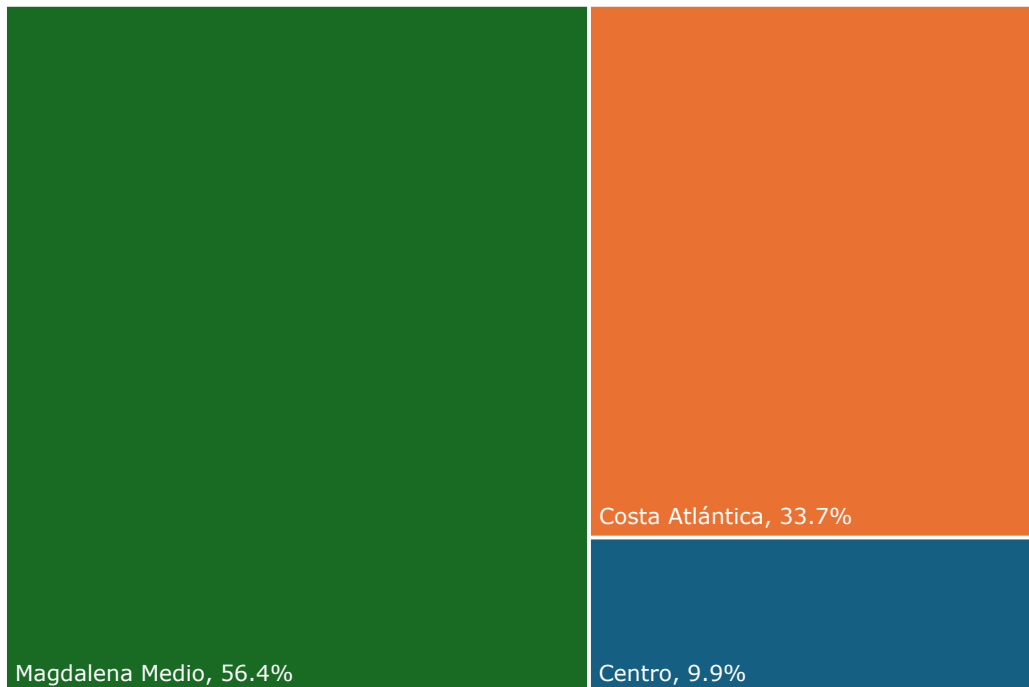
La demanda de este sector se concentra en las regiones de Magdalena Medio y Costa Atlántica (ver Gráfica 2 – 21), para de refinerías de Barrancabermeja y Cartagena (Reficar), además de cargas asociadas a la producción de hidrocarburos también en la región del Magdalena Medio y en los Llanos Orientales (Centro).

Gráfica 2-20: Evolución histórica de la demanda de gas natural para el sector petrolero.



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural, Concentra y Ecopetrol

Gráfica 2-21: Participación regional de la demanda de gas natural para el sector petrolero, año 2025

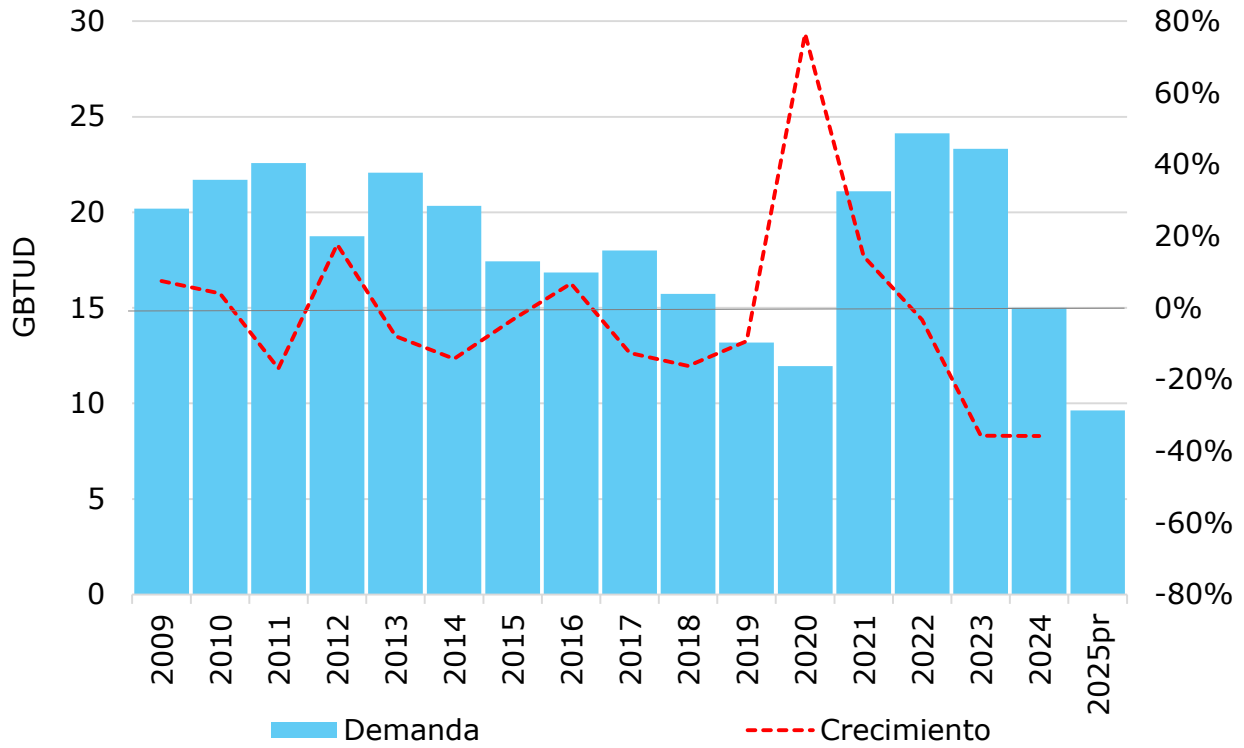


Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

2.7 Sector Petroquímico

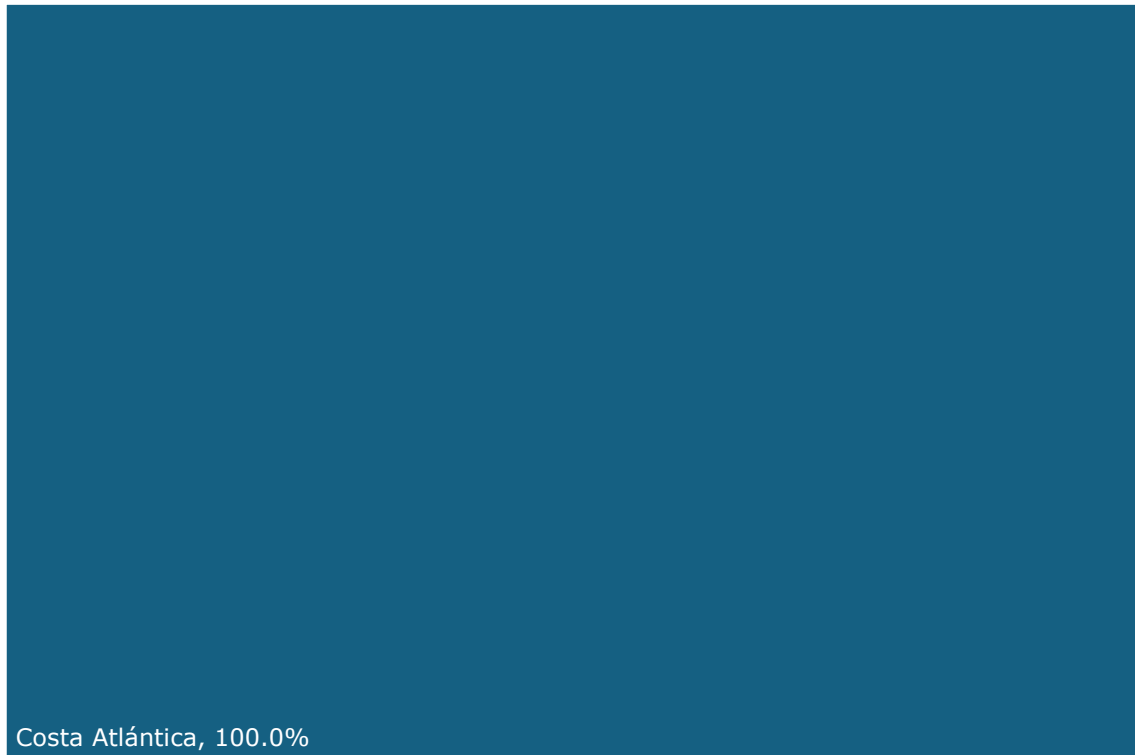
La demanda de este sector, que constituiría en la actualidad cerca de 0.5% del agregado nacional, ha mostrado irregularidad y se concentra totalmente en la Costa Atlántica (ver Gráfica 2 – 22 y Gráfica 2 – 23).

Gráfica 2-22: Evolución histórica de la demanda de gas natural para el sector petroquímico.



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

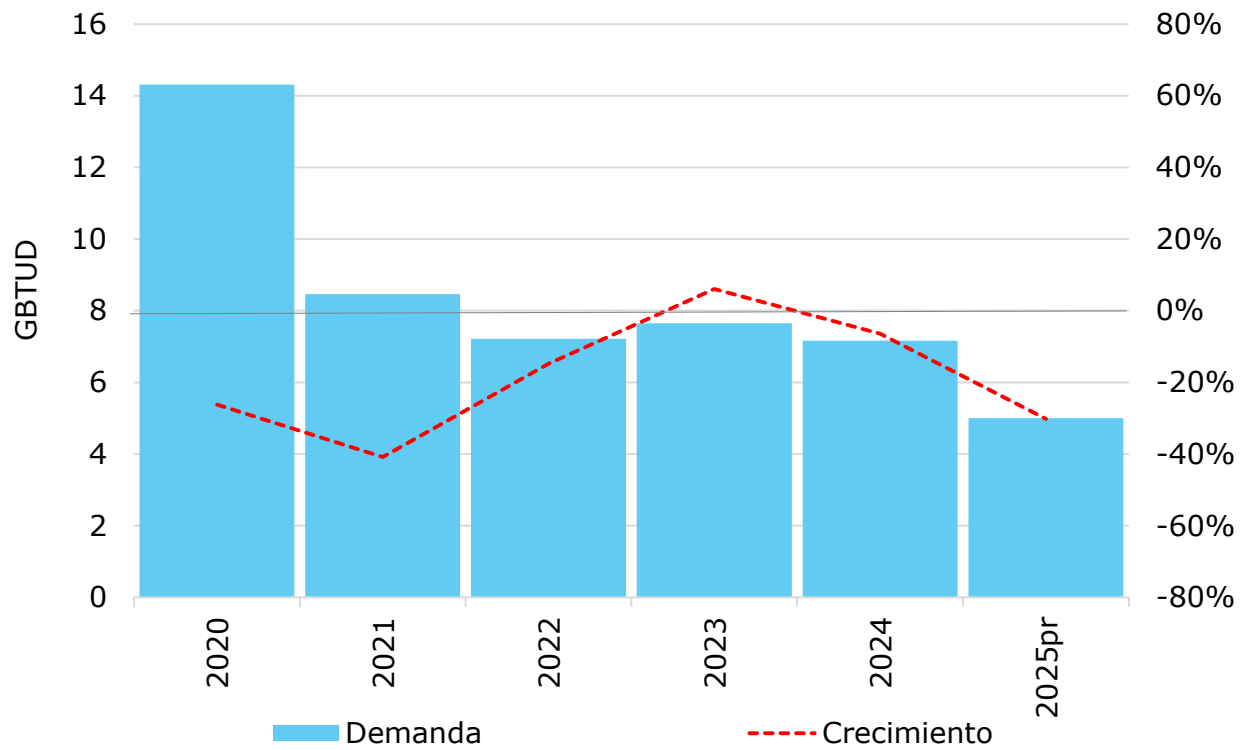
Gráfica 2-23: Participación regional de la demanda de gas natural para el sector petroquímico, año 2025



2.8 Sector Compresores

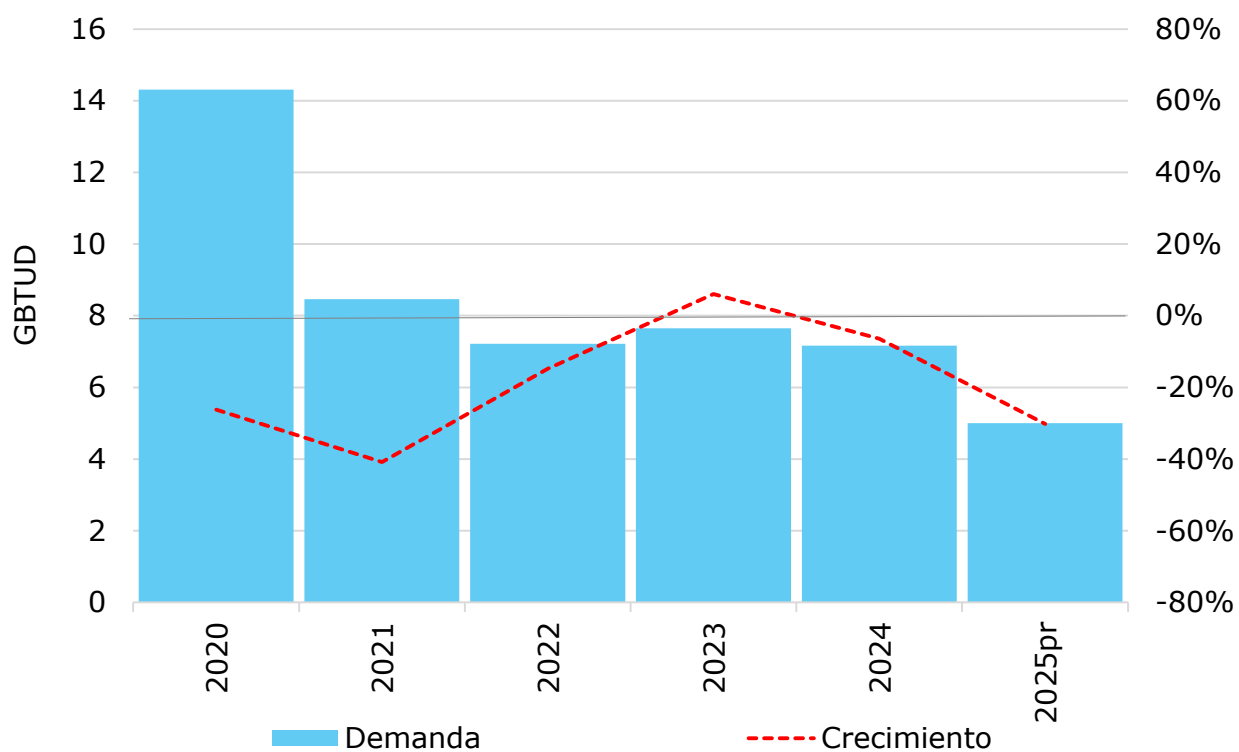
En este apartado se incluyen el consumo de gas natural de compresores del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (gasoductos). Este consumo, que constituye cerca del 0.5% de la demanda agregada del país, se habría reducido durante el año 2025, en razón a la reducción a la

menor demanda termoeléctrica (asociada a su vez a mayores aportes hidrológicos al SIN. Ver



Gráfica 2 -24 y Gráfica 2 -1).

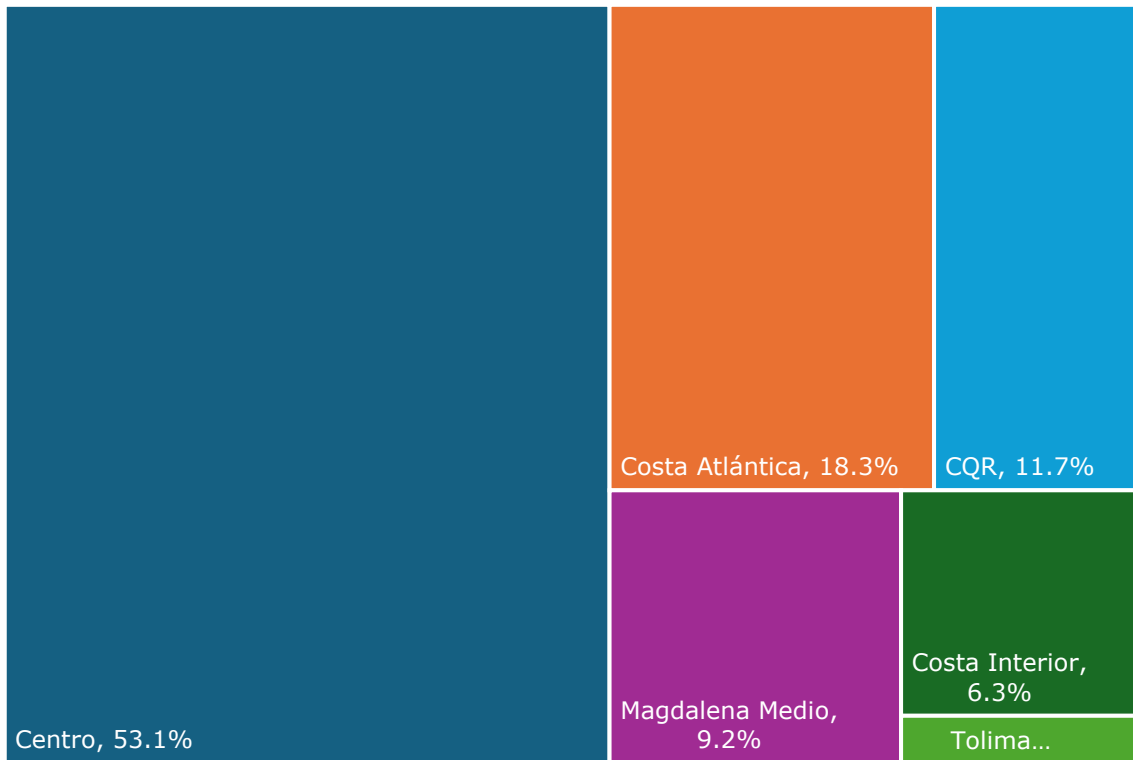
Gráfica 2-24: Evolución histórica de la demanda de gas natural para el sector compresores y bombeo.



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Cenit

Este consumo se concentra en la región Centro (compresores del gasoducto El Porvenir – Vasconia, y estaciones de bombeo de crudo de los Llanos Orientales).

Gráfica 2-25: Participación regional de la demanda de gas natural para el sectores compresores, año 2025



Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Cenit

3.CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

3.1 Distribución geográfica

Con arreglo al *Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNTGN)* y con el propósito de estimar los beneficiarios potenciales de obras de infraestructura, la demanda nacional se divide en nueve regiones y 81 nodos de demanda. A continuación, la Gráfica 3-1, presenta la división regional utilizada.

Para realizar la desagregación a regiones se asocia a las estaciones de salida del SNTGN el nodo más cercano, perteneciente a una región en particular. Este arreglo se expone en la Tabla 3-1.

Gráfica 3-1: Distribución en regiones para la proyección de demanda de gas natural, con arreglo al SNTGN



Fuente: UPME a partir de información Promigas y TGI.

Tabla 3-1: Distribución regional y nodal de la demanda de gas natural.

Región	Nodo Sistema de Transporte	Región	Nodo Sistema de Transporte	
Centro	Aguazul	CQR	Armenia	
	Barranca de Upía		Herveo	
	Bogotá		Manizales	
	Caldas		Mariquita	
	Cogua		Pereira	
	Cumaral	Zarzal	Magdalena Medio	Aguachica
	Facatativá	Barrancabermeja		
	Granada	Curumaní		
	Jenesano	La Dorada		
	La Belleza	Pailitas		
	Miraflores	San Alberto		
	Monterrey	Sebastopol		
	Mosquera	Vasconia	NorEste	Bucaramanga
	Puente Nacional	Cúcuta		
	Santana	Tibú		
	Soacha	Toledo	NorOeste	Cisneros
	Sogamoso	Medellín		
	Tocancipá	SurOeste	Buenaventura	
	Tunja		Caloto	
	Usme		Guacarí	
Villa de Leyva	Popayán			
Villavicencio	Pradera			
Yopal	Tuluá	Tolima Huila	Yumbo	
Costa Atlántica	Ballena		Aipe	
	Barranquilla		Chicoral	
	Carmen de		Fusagasugá	
	Cartagena		Girardot	
	Cerromatoso		Gualanday	
	Ciénaga		Hobo	
	Corozal		Ibagué	
	El Dificil		Lérida	
	Fundación		Neiva	
	Jobo	Purificación		
	Mompox			
	Montería			
	Palomino			
	Riohacha			
	Sahagún			
	San Pedro			
	Santa Marta			
	Sincelejo			
	Agustín Codazzi			
	Hato Nuevo			
Valledupar				

3.2 Metodología de proyección del escenario base

La Tabla 3-2 presenta un resumen de la información insumo utilizada para la proyección de demanda de gas natural en sus escenarios base (alto, medio y bajo). Inicialmente, se realizó un análisis estadístico y de contexto para determinar cuáles son las principales variables que inciden en la demanda de cada sector a escala nacional, teniendo en cuenta para datos disponibles de variables externas proyectadas. Con base en esto, se realizan las proyecciones del escenario medio para cada caso. Además, se proyecta los escenarios alto y bajo relacionados con el medio. La metodología detallada y modelos econométricos utilizados para la proyección de cada combustible se describen en detalle en el ANEXO 1.

Tabla 3-2: Resumen de variables insumo y metodología empleada para la proyección de la demanda de gas natural.

		Insumos Históricos - Fuente		Insumos Projectados - Fuente		Metodología			
1	Residencial	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, 2009 - 2025 Número de usuarios de gas natural, resolución mensual y municipal, 2009 - 2025 Consumo histórico de gas natural, resolución mensual y municipal, 2009 - 2025	Gestor del Mercado de Gas Natural SUI-SSPD SUI-SSPD	Población con resolución municipal y anual 2009-2025 Viviendas ocupadas con resolución municipal y anual 2009-2025	DANE DANE	Población municipal anual 2025-2042 Viviendas ocupadas municipal anual 2025-2050	DANE DANE	Regresión estadística con resolución mensual y regional donde la variable dependiente es el crecimiento de la cobertura y la independiente es el grado de cobertura. Se tiene en cuenta la reducción de consumo por usuario, consecuencia de la reducción progresiva del número de personas por viviendas.	
2	Terciario	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, 2009 - 25 PIB terciario anual 2009-25 Precios de gas natural para el sector terciario Precios de GLP en cilindros IPC nacional mensual 2009-25	Gestor del Mercado de Gas Natural DANE-BanRep SUI-SSPD SUI-SSPD DANE-BanRep	PIB terciario anual 2025-2042 Proyecciones de precios de gas natural y GLP	Fedesarrollo - MinHacienda (MFMP) UPME	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y las independientes son el PIB terciario y la relación de precios entre el gas natural y el GLP en cilindros		La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total según metodología de Vectores Autoregresivos. Los escenarios alto y bajo se producen usando la propia banda de confianza de la regresión con la que se proyecta la demanda sectorial.	
3	Industrial	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2025 PIB industrial anual 2009-25 Precios de gas natural para el sector industrial 2009-25 Precios de GLP en tanques estacionarios 2009-25 IPC nacional mensual 2009-25	Gestor del Mercado de Gas Natural DANE-BanRep SUI-SSPD SUI-SSPD DANE-BanRep	PIB industrial anual 2025-2042 Proyecciones de precios de gas natural y GLP	Fedesarrollo - MinHacienda (MFMP) UPME	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y las independientes son el PIB industrial y la relación de precios entre el gas natural y el GLP en tanques estacionarios			
4	Vehicular	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal 2009-25 Precio medio nacional del GNV 2009-25 Precio medio nacional histórico de la gasolina corriente 2009-25 IPC nacional mensual 2009-25	Gestor del Mercado de Gas Natural SUI-SSPD, UPME y SICOM SICOM DANE-BanRep	Proyecciones de precios de gas natural y gasolina motor	UPME	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico sectorial de gas natural y la independiente es el cociente de los precios del gas natural y la gasolina corriente			

		Insumos Históricos - Fuente		Insumos Proyectados - Fuente		Metodología	
5	Petroquímico	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, 2009-25	Gestor del Mercado de Gas Natural			Se proyecta con el promedio histórico estacional.	La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total según metodología de Vectores Autoregresivos.
6	Compresores	Consumo histórico de gas natural para compresión en el sistema nacional de transporte de gas natural, resolución mensual y por tramo 2021-25	Gestor del Mercado de Gas Natural			Se proyecta con el promedio histórico estacional y se adiciona el consumo asociado a compresión proyectada en el tramo Yumbo-Mariquita (asociada a la regasificación en Buenaventura) desde el año 2031.	Los escenarios alto y bajo se producen usando la propia banda de confianza de la regresión con la que se proyecta la demanda sectorial.
7	Petrolero					Información suministrada por Ecopetrol. El escenario medio mantiene la demanda reciente. El escenario alto considera demanda asociada de proyectos de recuperación mejorada de crudo. El escenario bajo proyectos de eficiencia energética.	La desagregación regional procede directamente de la fuente de información (Ecopetrol).
8	Termoeléctrico	Parámetros técnicos de los generadores del SIN. Aportes hidrológicos a los generadores del SIN Temperaturas y sus anomalías en zona 3-4 del Océano Pacífico	XM-Paratec XM-Sinergox NOAA	Capacidad instalada futura de generación del SIN que mantiene el cociente histórico entre potencia instalada / potencia disponible. Proyecciones de aportes hidrológicos a los generadores del SIN Proyecciones de precios de los combustibles al SIN.	UPME UPME UPME	Se simula el despacho de generación del SIN sin transmisión (uninodal). El horizonte de optimización del despacho es de 3 - 6 meses. El escenario alto corresponde al medio excluyendo a Ituango de la operación. El escenario bajo corresponde al escenario medio con una hidrología percentil 90 de las 200 hidrologías generadas.	La desagregación regional procede directamente de la simulación de la operación del SIN que tiene resolución por central de generación.

Fuente: UPME

4.RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1. A continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios alto, medio y bajo.

Adicionalmente, en el Anexo 2 se presentan las tablas con los resultados de esta proyección con resolución anual. En el Anexo 4, adjunto a este documento, se ofrecen los archivos de datos del Anexo 2 y el escenario medio de proyección con resolución nodal y mensual.

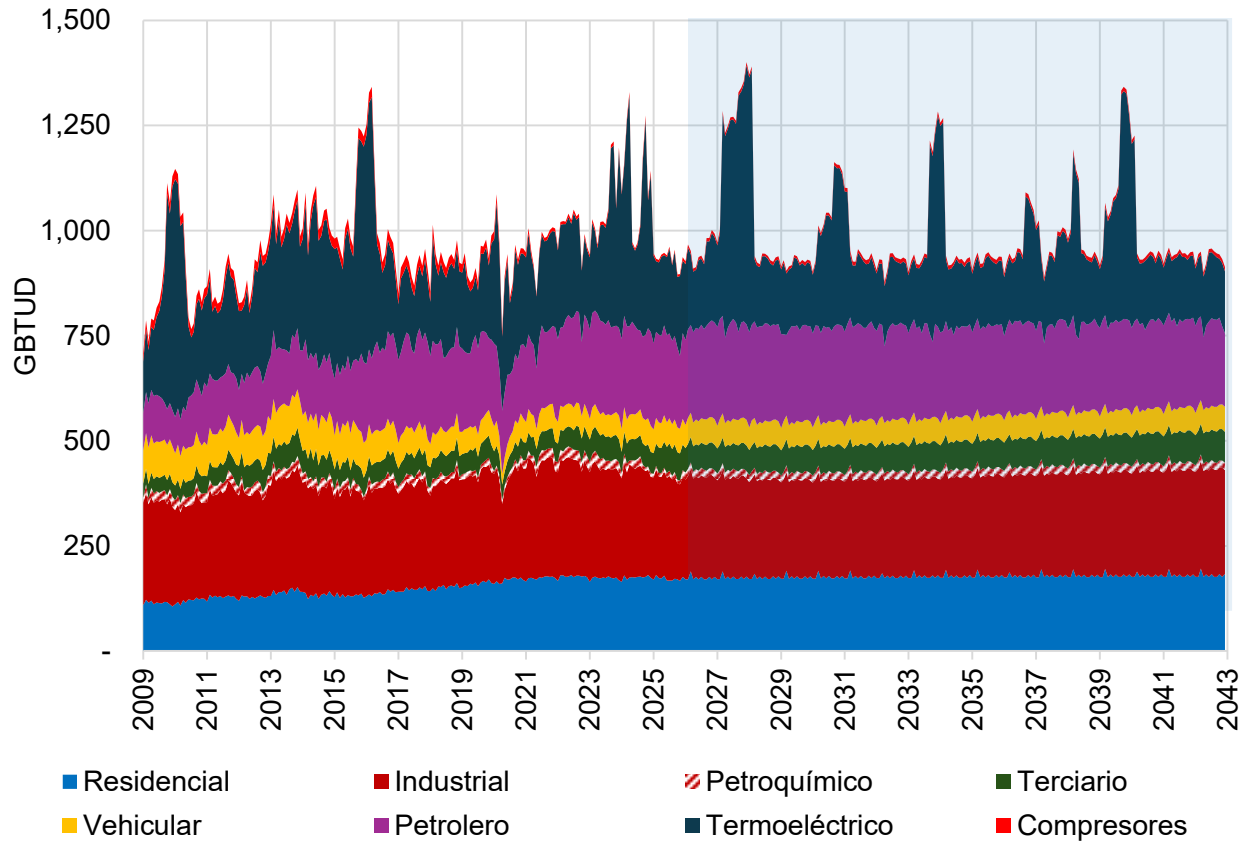
4.1 Agregado nacional de gas natural

La Gráfica 4-1 presenta los resultados del escenario base medio a escala nacional, por sector, y la Gráfica 4-2 el intervalo de variación, en sus escenarios alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 934 GBTUD en el año 2025²¹ a una magnitud de 1049 GBTUD para el 2030 (entre 806 y 1556 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 936 para el 2042 (entre 806 y 1202 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Excluyendo al sector termoeléctrico, se estaría pasando de 750 GBTUD en el año 2025 a una magnitud de 777 GBTUD para el 2030 (entre 875 y 657 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 788 para el 2042 (entre 917 y 671 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

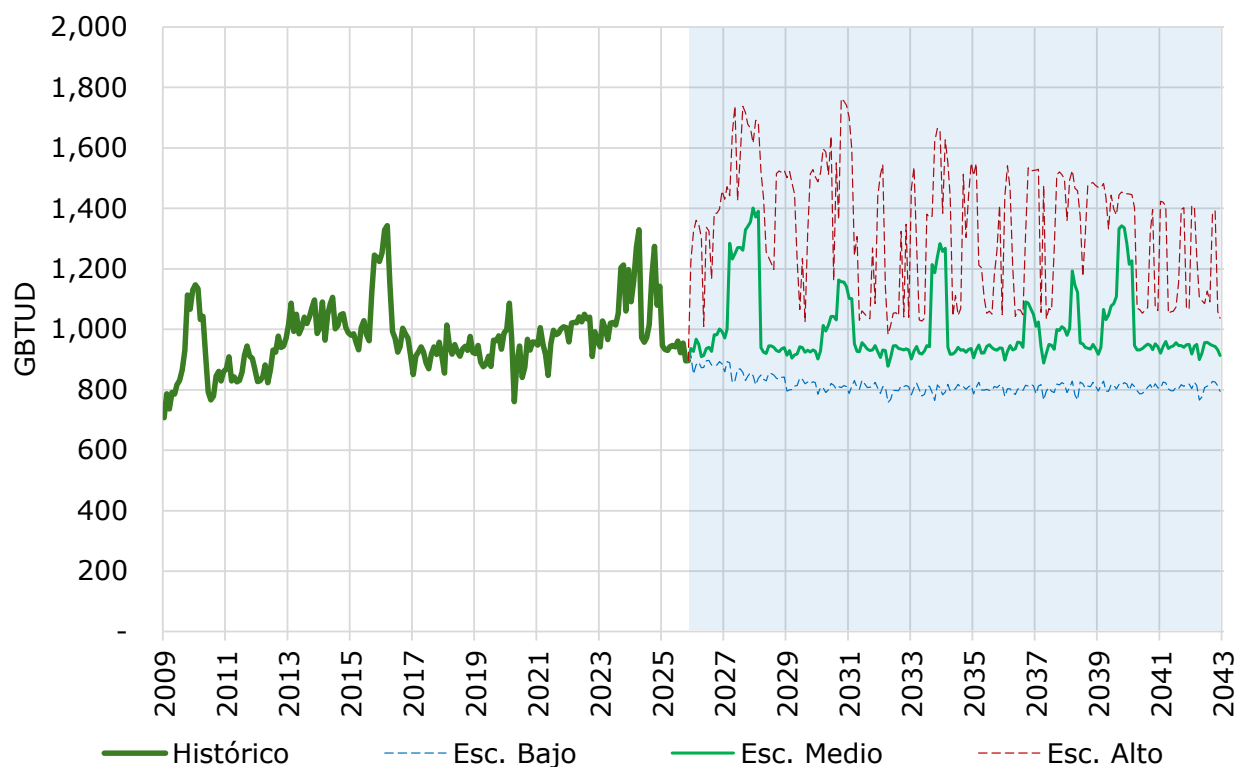
²¹ Valor preliminar, sujeto a actualización. Ver nota de pie de página 15.

Gráfica 4-1: Proyección de demanda sectorial de gas natural



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-2: Escenarios de proyección de demanda agregada de gas natural



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

La Tabla 4-1 resume las tasas de crecimiento promedio anual esperadas en el escenario base medio, en comparación con las tasas históricas. En el agregado del gas natural que excluye el sector termoeléctrico se observa una reducción en la tasa de crecimiento proyectado (2025-42 de 0.3%) respecto del histórico (2009-25 de 1.2%).

Para el sector eléctrico, si se excluyen los periodos de alta demanda de gas natural y con ocasión de bajos aportes hidrológicos al SIN, se tendría una reducción de magnitudes recientes cercanas a los 200 GBTUD a magnitudes de cerca de 150 GBTUD en la próxima década, lo que se analiza en el ANEXO 1.

Complementariamente, la Tabla 4 - 2 expone la participación regional del agregado de la demanda de combustibles, excluyendo al sector eléctrico. En ésta se tiene que las regiones casi que mantendrían las magnitudes actuales, exceptuando por una leve mayor participación de Centro y una leve menor de la Costa Atlántica. En lo restante del capítulo se expondrá, para cada sector, como evolucionaría su distribución regional (ver Gráfica 4-3).

Tabla 4-1: Tasas de crecimiento medio anual de demanda sectorial de gas natural, Escenario Medio

	Resid.	Indust.	Terc.	Vehic.	Petrol	PetroQ	Termo Eléctr.	Compr.	Total Sin TermoEléct.	Total Con TermoEléctr.
2009 - 2019	3.4%	0.7%	3.4%	-4.0%	7.0%	-4.2%	-4.0%	-1.4%	2.0%	0.5%
2019 - 2025	1.2%	-1.3%	3.5%	1.0%	0.6%	-4.1%	0.9%	-19.7%	-0.1%	0.1%
2025 - 2032	0.4%	-0.4%	0.9%	-0.6%	1.3%	7.6%	-3.1%	8.3%	0.5%	-0.1%
2032 - 2042	0.2%	0.8%	1.2%	0.0%	-1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%

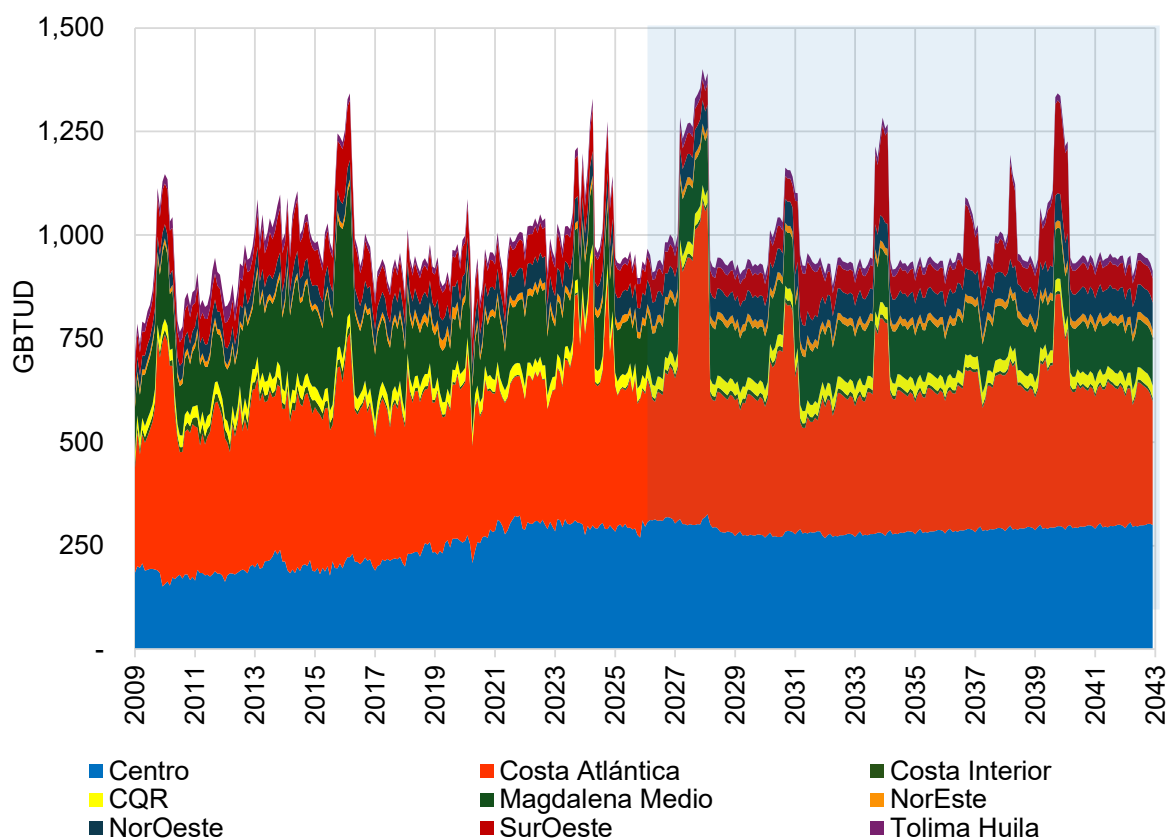
Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Tabla 4-2: Participación regional de la demanda de gas natural, excluyendo al sector termoeléctrico, Escenario Medio

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	21.5%	43.0%	1.6%	3.0%	15.0%	1.4%	4.0%	7.9%	2.5%	100.0%
2025	26.2%	42.3%	0.4%	2.8%	12.4%	1.5%	5.2%	7.6%	1.7%	100.0%
2032	29.7%	35.2%	1.1%	3.2%	14.5%	1.9%	6.4%	6.1%	2.0%	100.0%
2042	32.0%	34.5%	0.8%	3.2%	12.4%	1.9%	7.1%	6.2%	1.9%	100.0%

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-3: Demanda regional agregada de gas natural, Escenario Medio



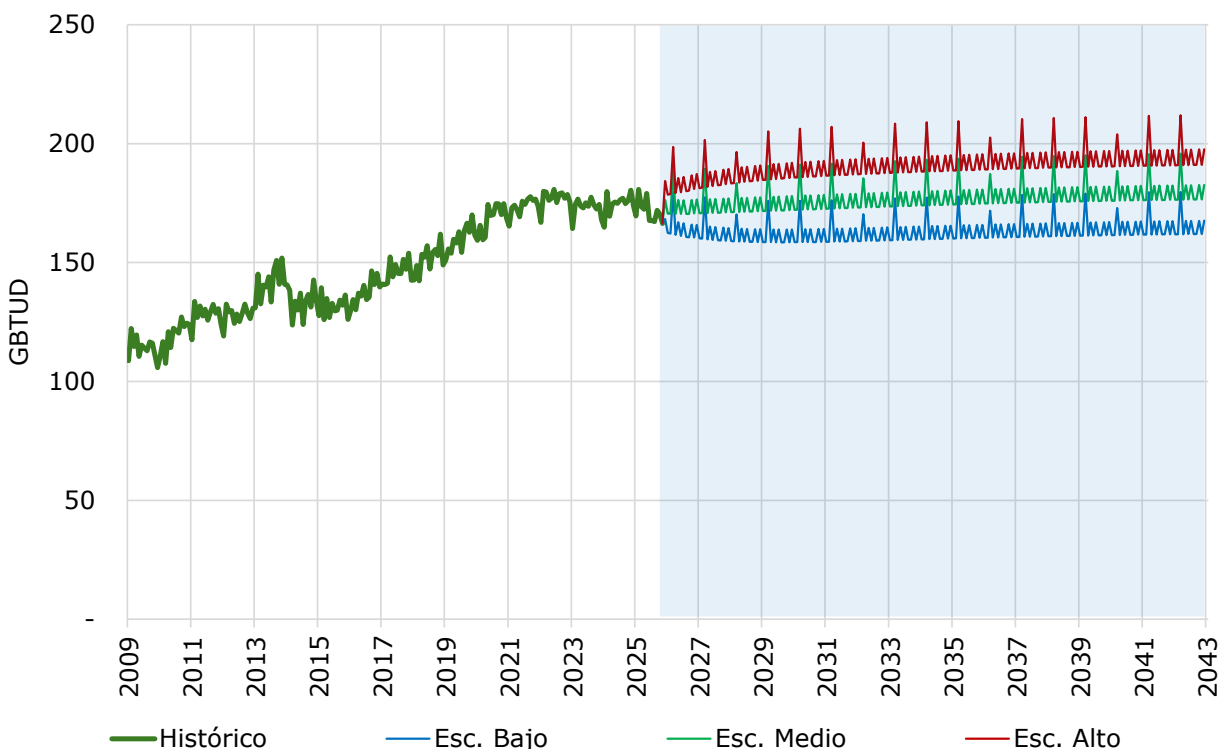
Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.2 Sector Residencial

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo).

La Gráfica 4-4 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada pasando de 172 GBTUD en el año 2025 (preliminar) a una magnitud de 177 GBTUD para el 2032 (entre 191 y 162 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 180 GBTUD para el 2042 (entre 195 y 165 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-4: Escenarios de proyección de demanda de gas natural residencial



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

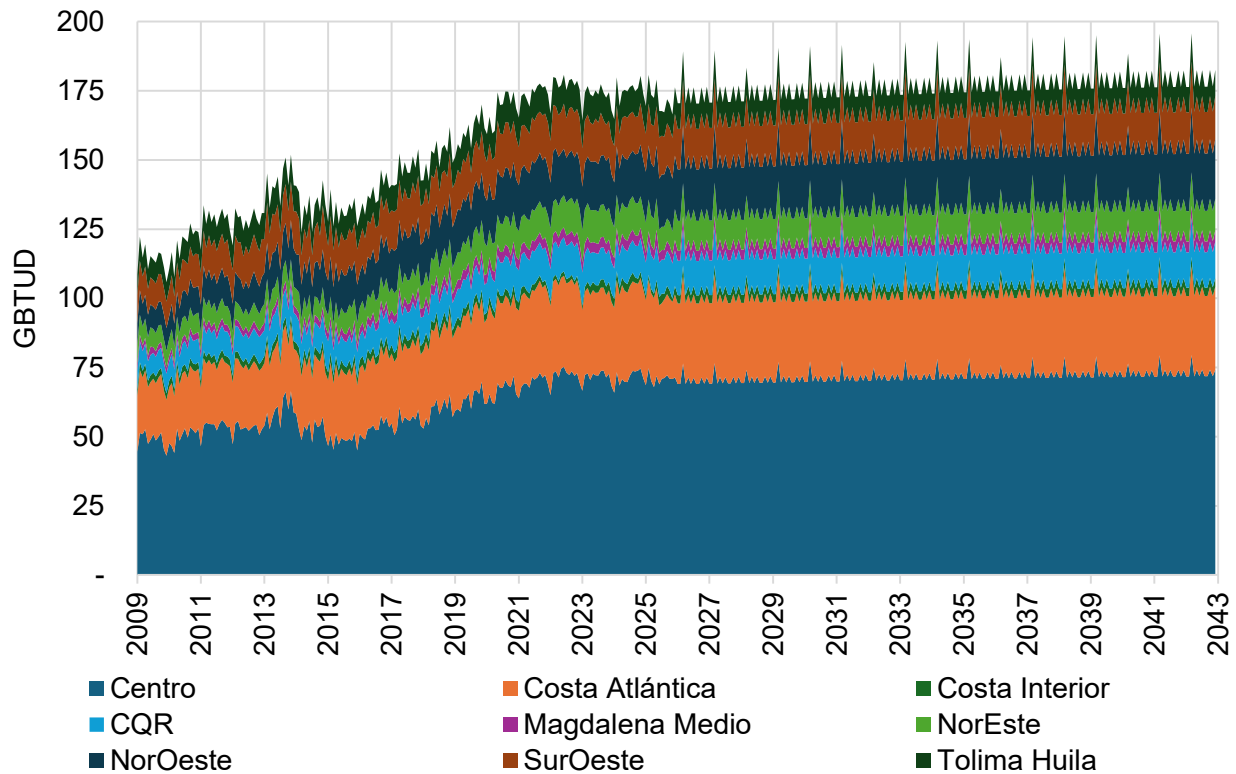
Complementariamente, la Tabla 4 – 4 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacía futuro estas participaciones se mantendrían casi invariables (ver Gráfica 4-5).

Tabla 4-3: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural residencial.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	28.5%	41.3%	1.6%	3.9%	2.9%	0.7%	7.1%	11.1%	3.0%	100.0%
2025	43.9%	25.4%	0.3%	4.8%	0.6%	0.7%	9.6%	14.0%	0.6%	100.0%
2032	44.4%	20.4%	2.8%	3.9%	5.2%	0.5%	9.1%	11.5%	2.1%	100.0%
2042	48.9%	18.6%	1.3%	4.0%	4.7%	0.5%	9.3%	10.9%	1.9%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-5: Demanda regional de gas natural residencial, escenario medio



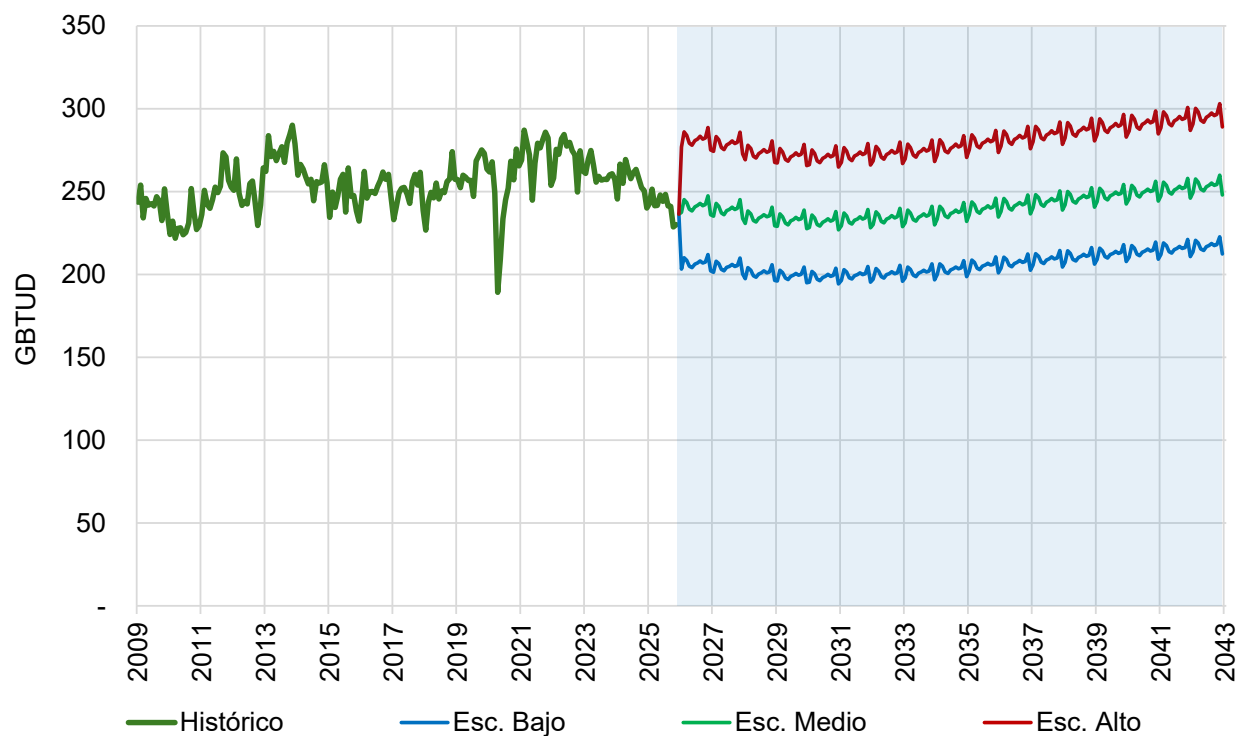
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.3 Sector Industrial

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios alto, medio y bajo.

La Gráfica 4-6 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. Aquí se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 242 GBTUD en el año 2025 (preliminar) a una magnitud de 234 GBTUD para el 2032 (entre 273 y 200 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 253 GBTUD para el 2042 (entre 296 y 2717 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-6: Escenarios de proyección de demanda de gas natural industrial



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

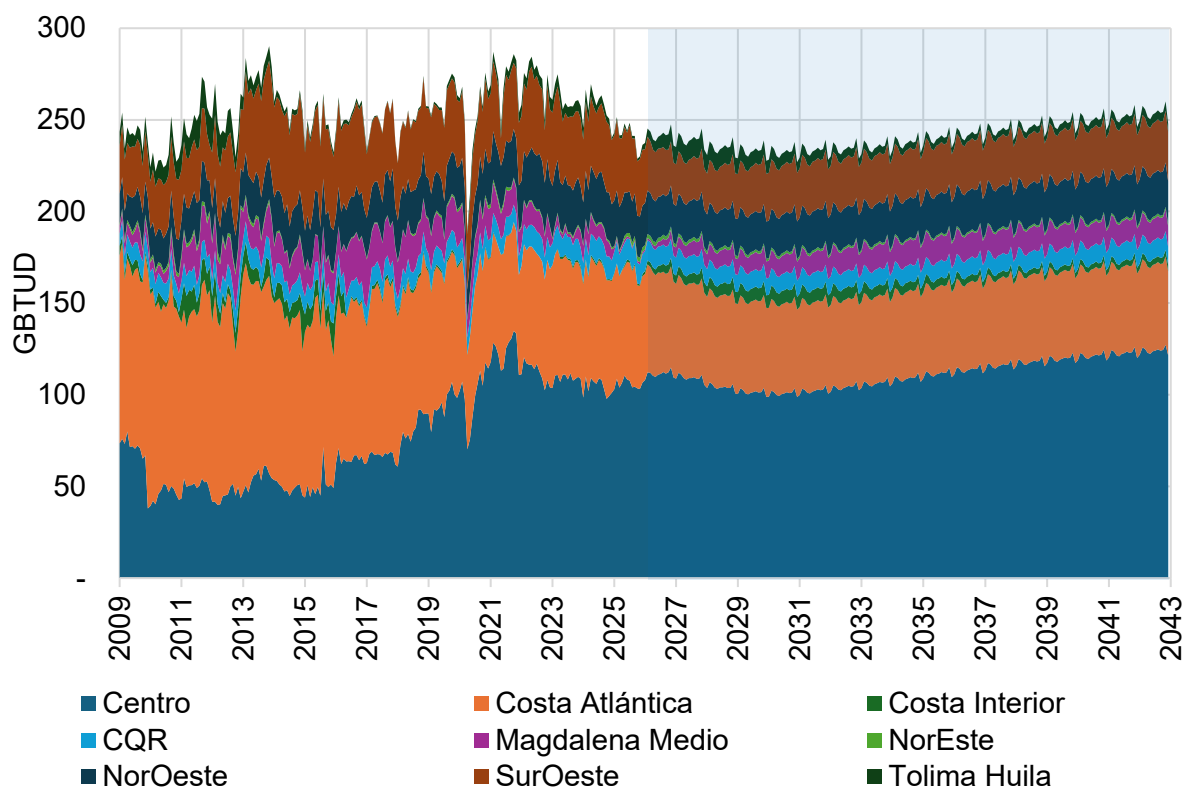
Complementariamente, la Tabla 4-4 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones tendrían variaciones menores (ver Gráfica 4-7).

Tabla 4-4: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural industrial.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	28.5%	41.3%	1.6%	3.9%	2.9%	0.7%	7.1%	11.1%	3.0%	100.0%
2025	43.9%	25.4%	0.3%	4.8%	0.6%	0.7%	9.6%	14.0%	0.6%	100.0%
2032	44.4%	20.4%	2.8%	3.9%	5.2%	0.5%	9.1%	11.5%	2.1%	100.0%
2042	48.9%	18.6%	1.3%	4.0%	4.7%	0.5%	9.3%	10.9%	1.9%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-7: Demanda regional de gas natural industrial, escenario medio



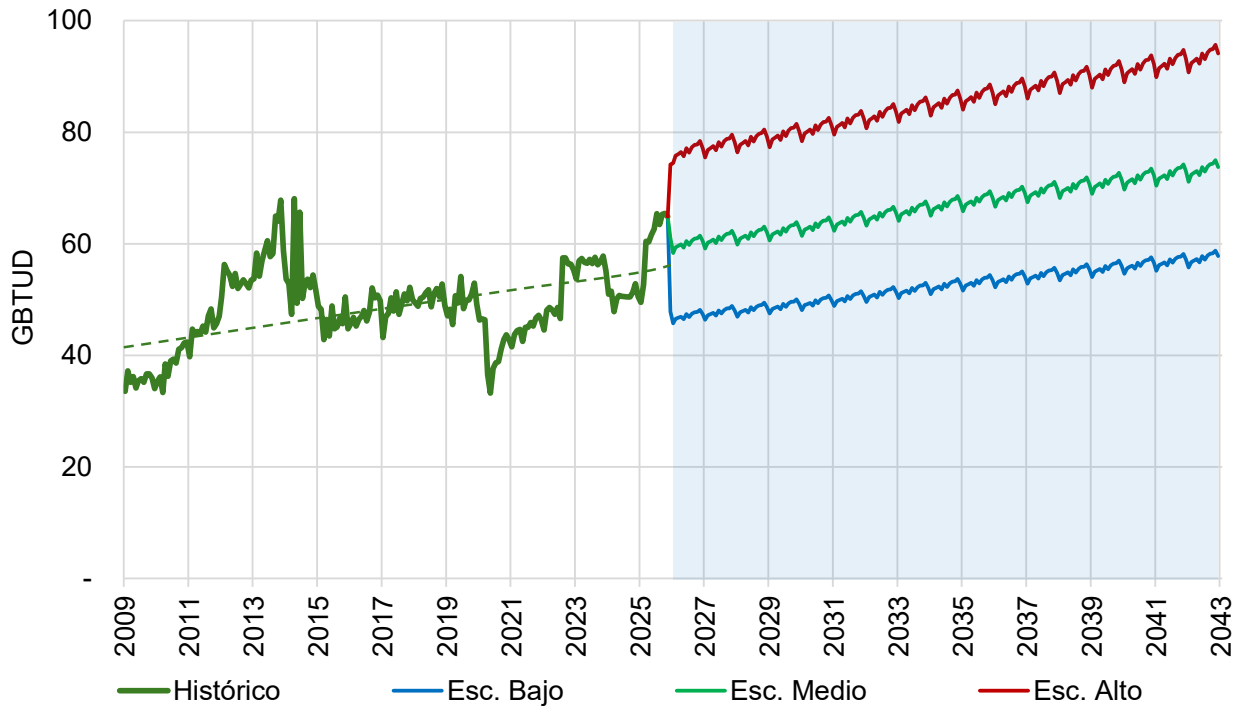
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.4 Sector Terciario

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios alto, medio y bajo.

La Gráfica 4-8 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 61 GBTUD en el año 2025 (preliminar) a una magnitud de 65 GBTUD para el 2032 (entre 83 y 51 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 73 GBTUD para el 2040 (entre 94 y 54 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-8: Escenarios de proyección de demanda de gas natural terciario



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

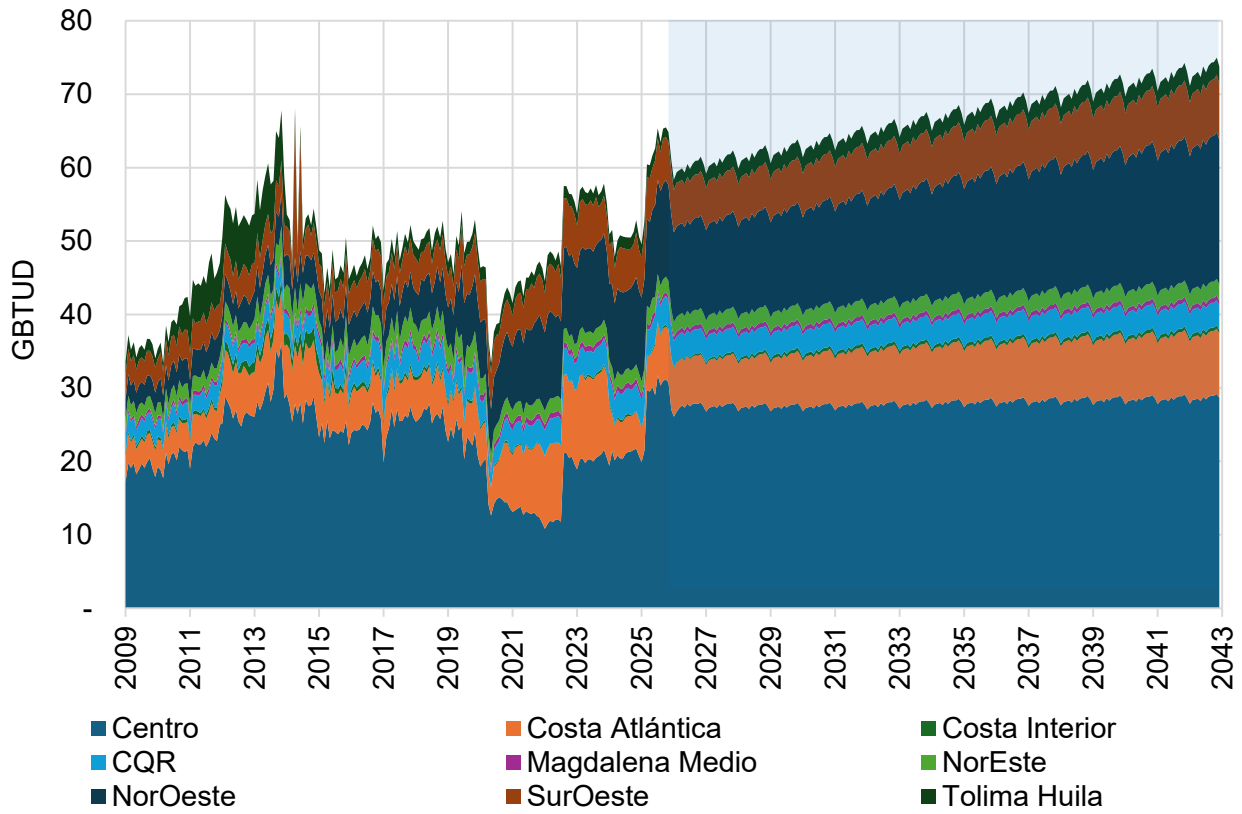
Complementariamente, la Tabla 4-5 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que regiones como Centro perderán participación, en contraste con Noroeste que ganaría. (ver Gráfica 4-9).

Tabla 4-5: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural terciario.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	53.8%	10.0%	1.1%	6.8%	1.3%	5.0%	8.0%	9.4%	4.6%	100.0%
2025	46.6%	10.0%	0.3%	6.2%	1.1%	3.4%	20.4%	9.5%	2.5%	100.0%
2032	42.6%	11.4%	0.7%	4.9%	0.9%	3.3%	22.7%	9.8%	3.5%	100.0%
2042	39.0%	11.8%	0.7%	4.5%	0.9%	3.0%	26.6%	10.3%	3.2%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-9: Demanda regional de gas natural terciario, escenario medio



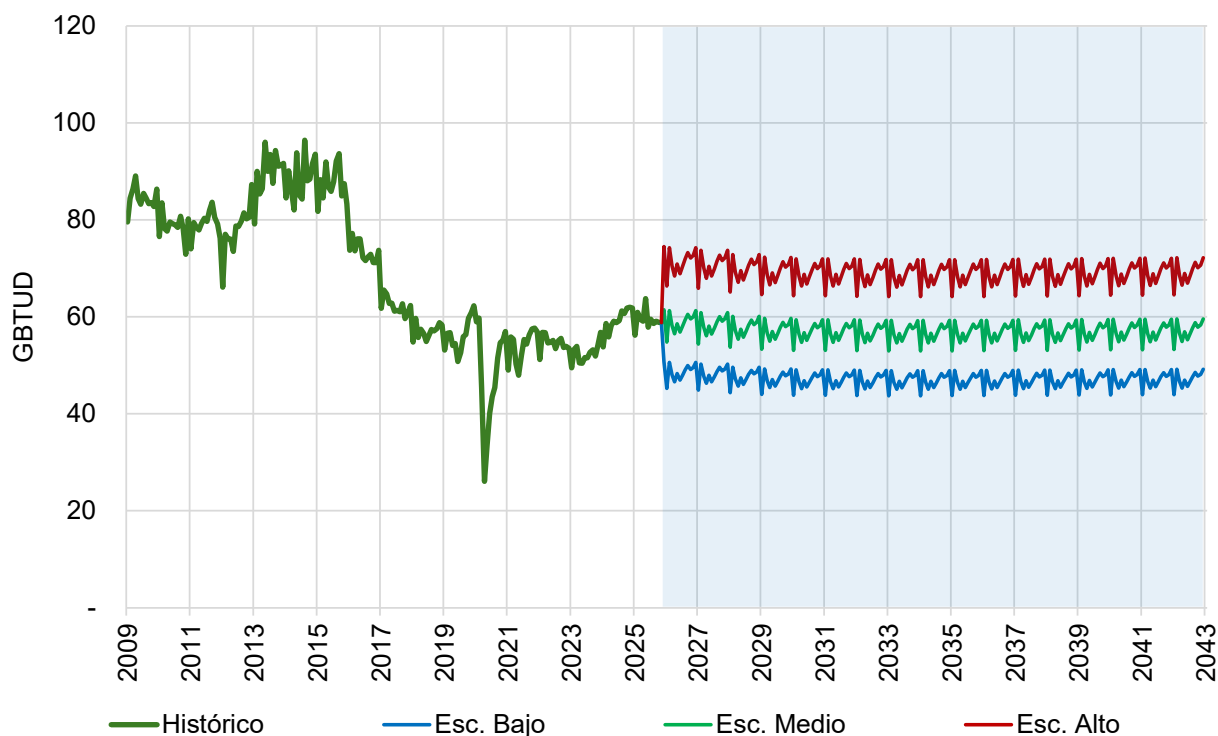
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.5 Sector Vehicular

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo).

La Gráfica 4-10 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 59 GBTUD en el año 2025 (preliminar) a una magnitud de 57 GBTUD para el 2032 (entre 69 y 47 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 57 GBTUD para el 2042 (entre 69 y 47 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-10: Escenarios de proyección de demanda de gas natural vehicular



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

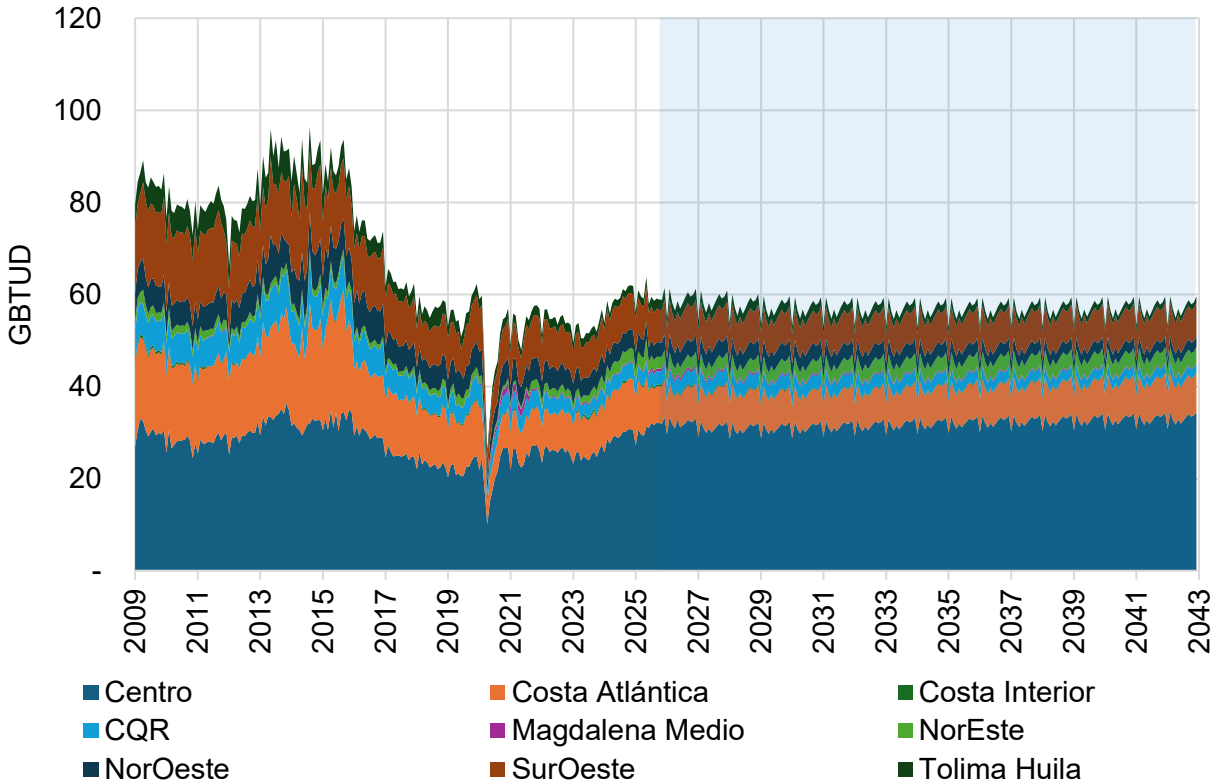
Complementariamente, la Tabla 4-6 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que las regiones mantendrían casi su participación (ver Gráfica 4-11).

Tabla 4-6: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural vehicular.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	35.9%	21.1%	0.7%	8.0%	0.1%	2.4%	7.1%	18.8%	6.0%	100.0%
2025	52.2%	15.1%	0.6%	5.0%	0.8%	4.8%	5.9%	12.3%	3.4%	100.0%
2032	55.5%	13.0%	0.3%	4.8%	0.5%	5.2%	5.6%	11.8%	3.3%	100.0%
2042	57.8%	14.2%	0.2%	3.3%	0.4%	5.7%	3.9%	12.2%	2.2%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-11: Demanda regional de gas natural vehicular, escenario medio



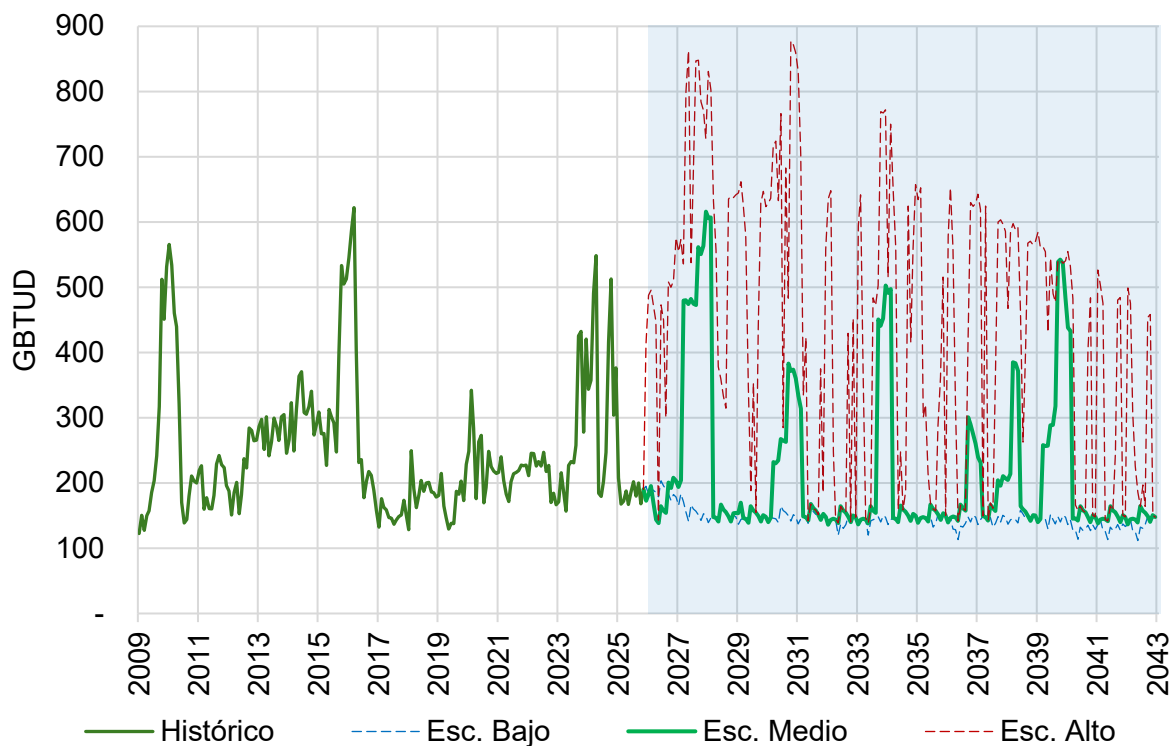
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.6 Sector Termoeléctrico

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo).

La Gráfica 4-12 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 184 GBTUD en el año 2025 a una magnitud de 147 GBTUD para el 2032 (entre 140 y 288 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y también de 148 GBTUD para el 2042 (entre 136 y 286 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-12: Escenarios de proyección de demanda de gas natural termoeléctrico



Fuente: UPME, XM y Gestor del Mercado de Gas Natural.

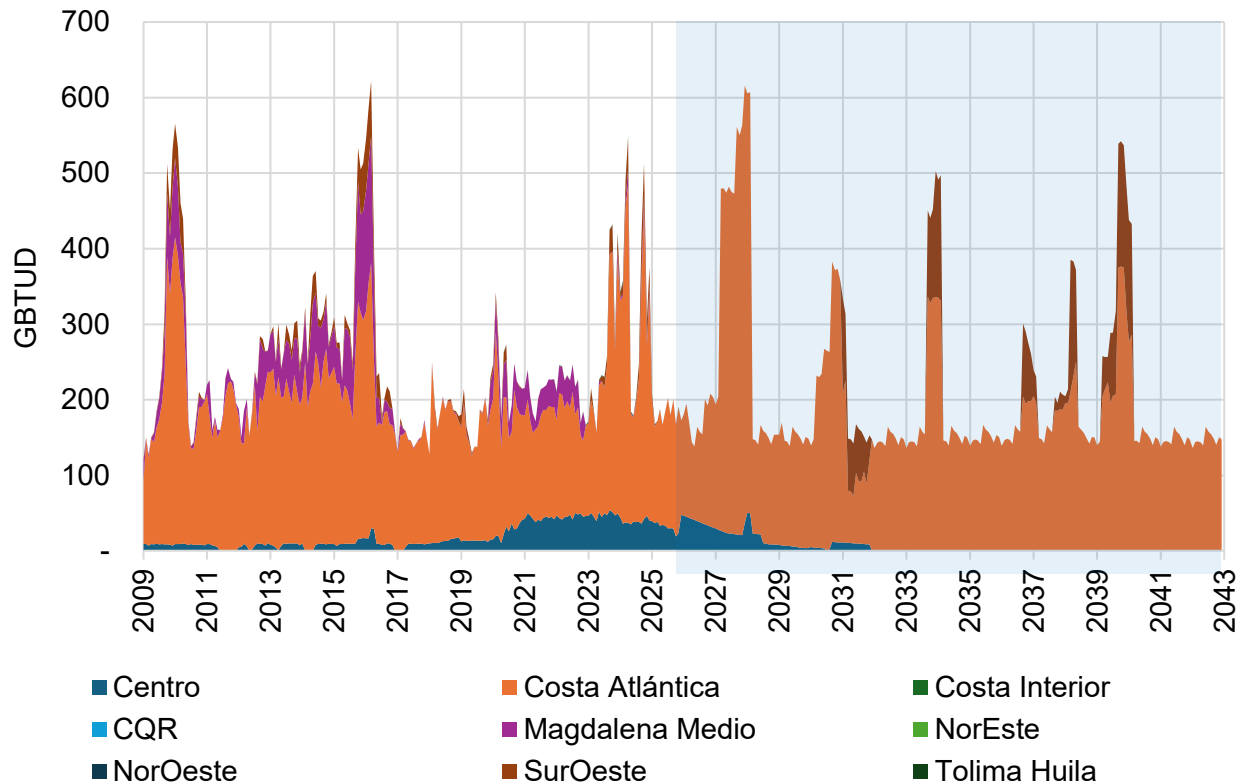
Complementariamente, la Tabla 4-7 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que, hacia futuro con menos necesidad de recurrir a este combustible para generación de electricidad, las regiones de Suroeste y Magdalena Medio con mayores costos asociados tendrían un cada vez menor despacho (ver Gráfica 4-13).

Tabla 4-7: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural termoeléctrico.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	3.2%	77.4%	0.0%	0.0%	14.0%	0.0%	0.0%	5.3%	0.0%	100.0%
2025	18.0%	81.1%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.5%	0.2%	100.0%
2032	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
2042	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-13: Demanda regional de gas natural termoeléctrico, escenario medio



Fuente: UPME, XM y Gestor del Mercado de Gas Natural.

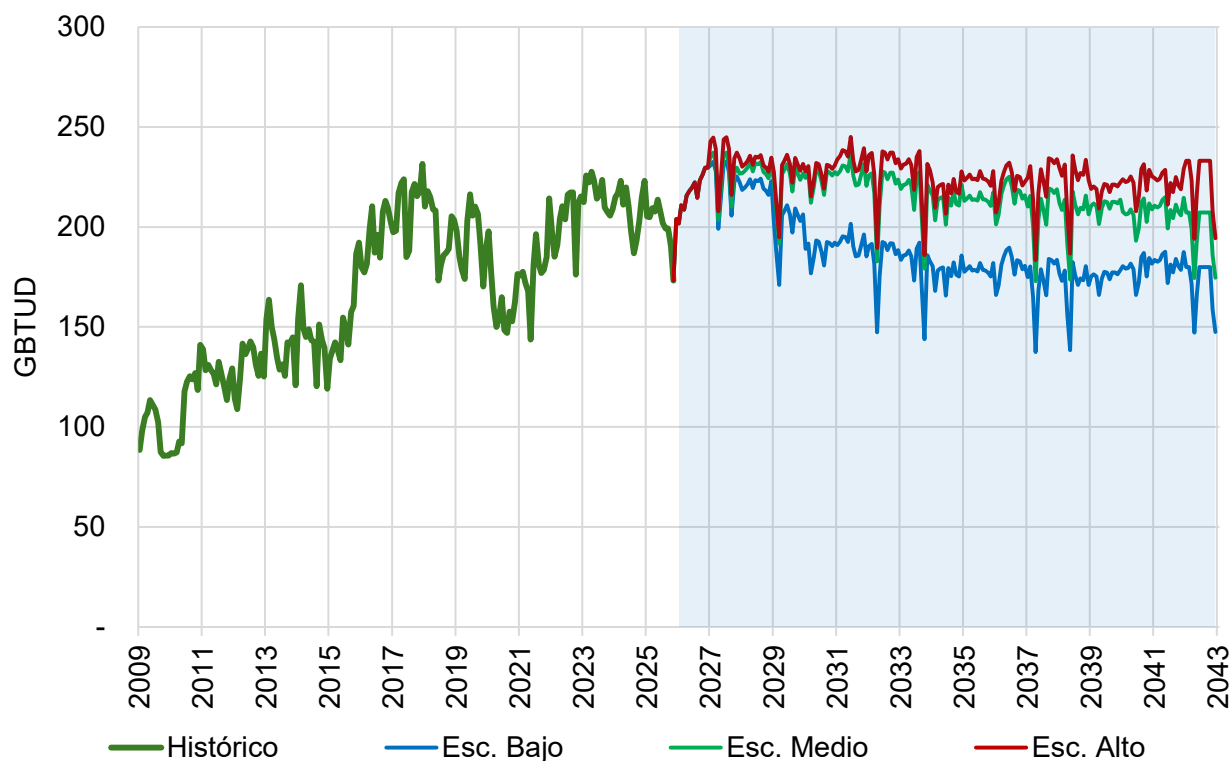
4.7 Sector Petrolero

Para el sector petrolero, se incluye la información directamente suministrada por Ecopetrol sobre su prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y combustibles derivados del petróleo en el país.

En el escenario alto se registran potenciales proyectos de producción incremental de hidrocarburos en el Magdalena Medio y de mayor consumo de gas natural en las refinerías. En el escenario bajo, se consideran proyectos de optimización en el consumo de gas natural en las refinerías.

La Gráfica 4-14 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 217 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 227 GBTUD para el 2030 (entre 323 y 199 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 227 GBTUD para el 2040 (entre 287 y 202 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-14: Escenarios de proyección de demanda de gas natural petrolero



Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

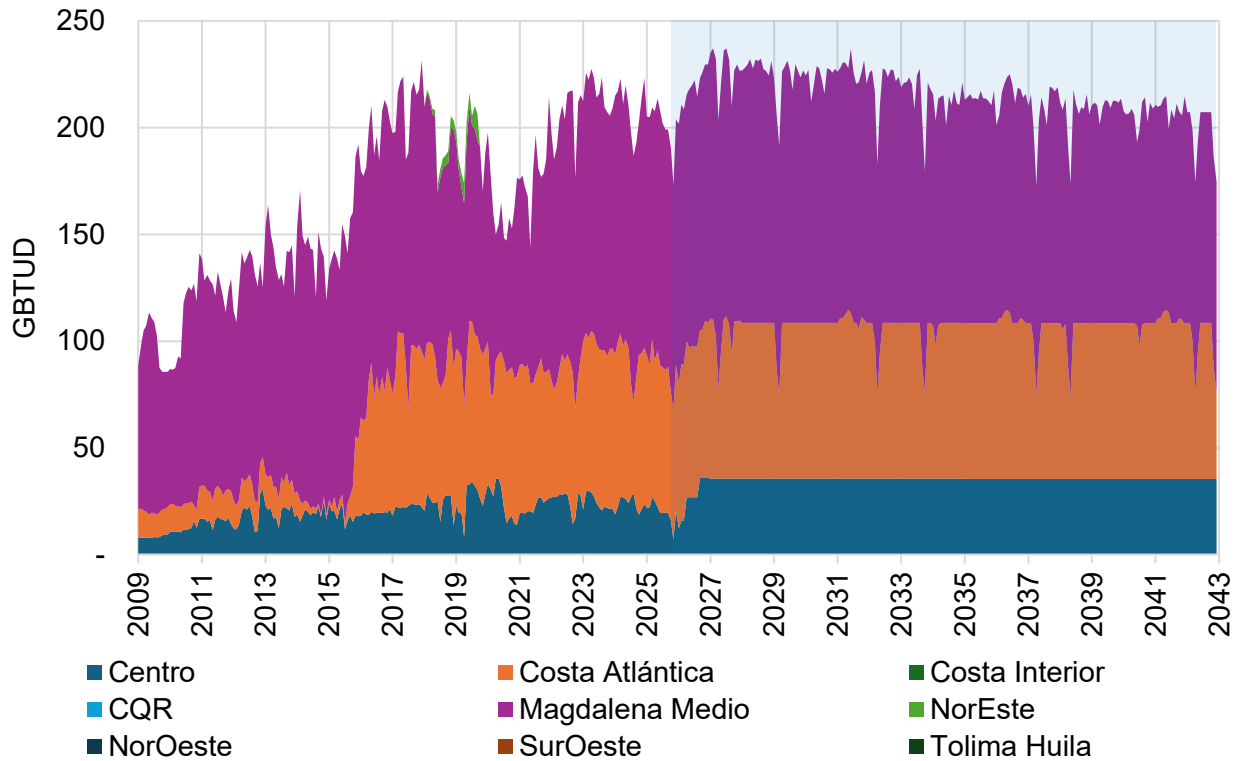
Complementariamente, la Tabla 4-8 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene un incremento en el largo plazo del gas natural asociado a los usos de la región Centro y reducción en la participación de Magdalena Medio (ver Gráfica 4-15).

Tabla 4-8: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural petrolero.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	8.4%	12.3%	0.0%	0.0%	79.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
2025	9.9%	33.7%	0.0%	0.0%	56.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
2032	16.1%	31.0%	0.0%	0.0%	52.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
2042	17.9%	32.3%	0.0%	0.0%	49.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-15: Demanda regional de gas natural petrolero, escenario medio



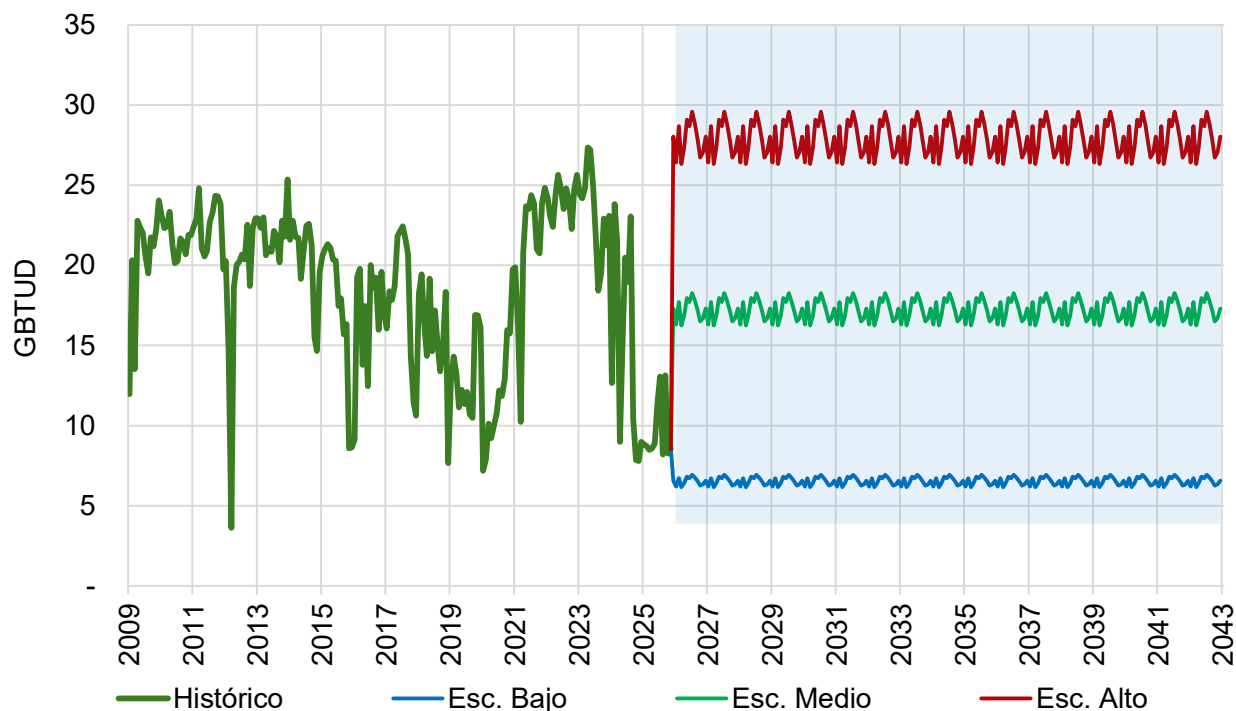
Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.8 Sector Petroquímico

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios alto, medio y bajo.

La Gráfica 4-16 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 10 GBTUD en el año 2025 a una magnitud de 17 GBTUD para todo el horizonte futuro (entre 28 y 7 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-16: Escenarios de proyección de demanda de gas natural petroquímico



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

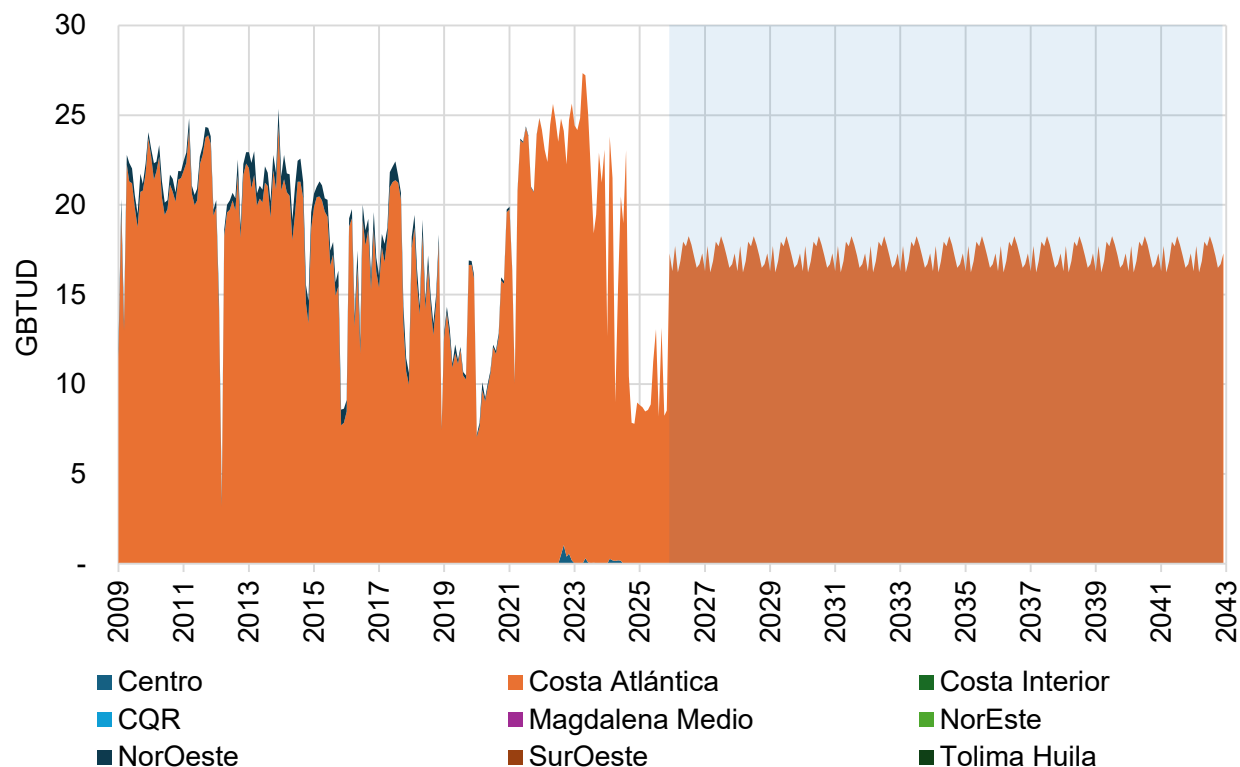
Complementariamente, la Tabla 4-9 expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacía futuro estas participaciones se mantendrían invariables (ver Gráfica 4-17).

Tabla 4-9: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural petroquímico.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	0.0%	96.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.3%	0.0%	0.0%	100.0%
2025	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
2032	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
2042	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-17: Demanda regional de gas natural petroquímico, escenario medio



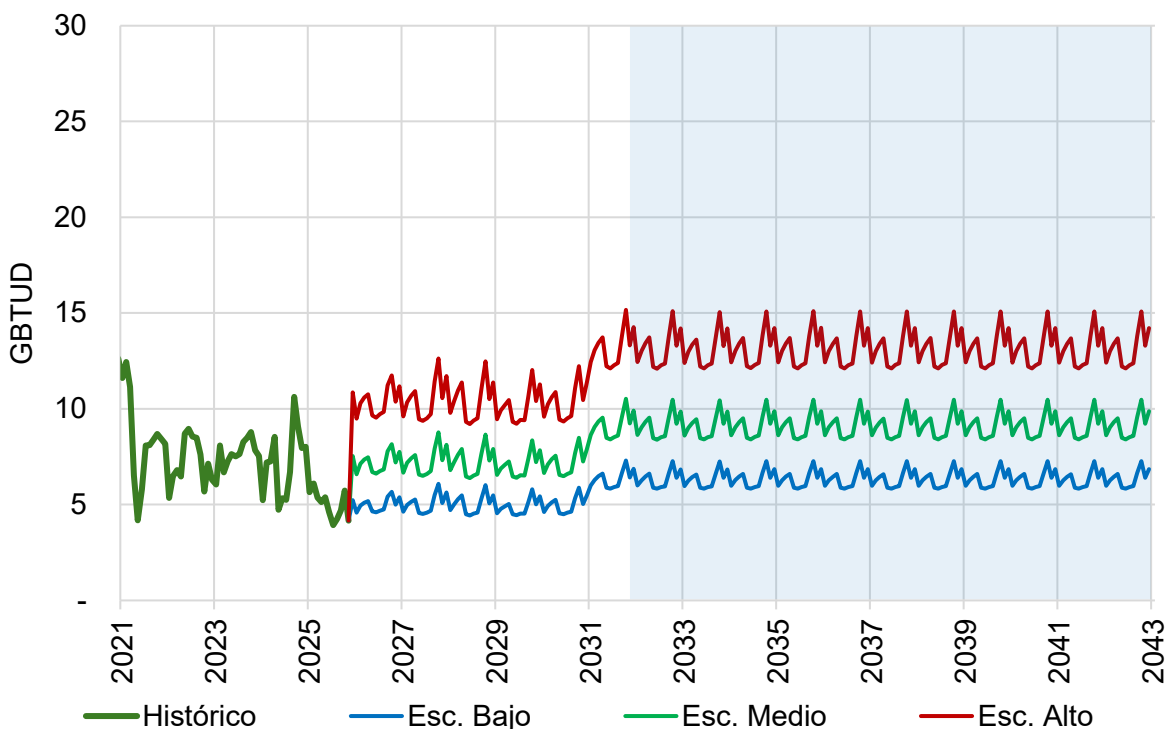
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.9 Sector Compresores

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 0 y Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo).

La Gráfica 4-18 presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 5 GBTUD en el año 2025 a una magnitud de 9 GBTUD para el horizonte proyección (entre 13 y 6 según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Gráfica 4-18: Escenarios de proyección de demanda de gas natural para Compresores y bombeo



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

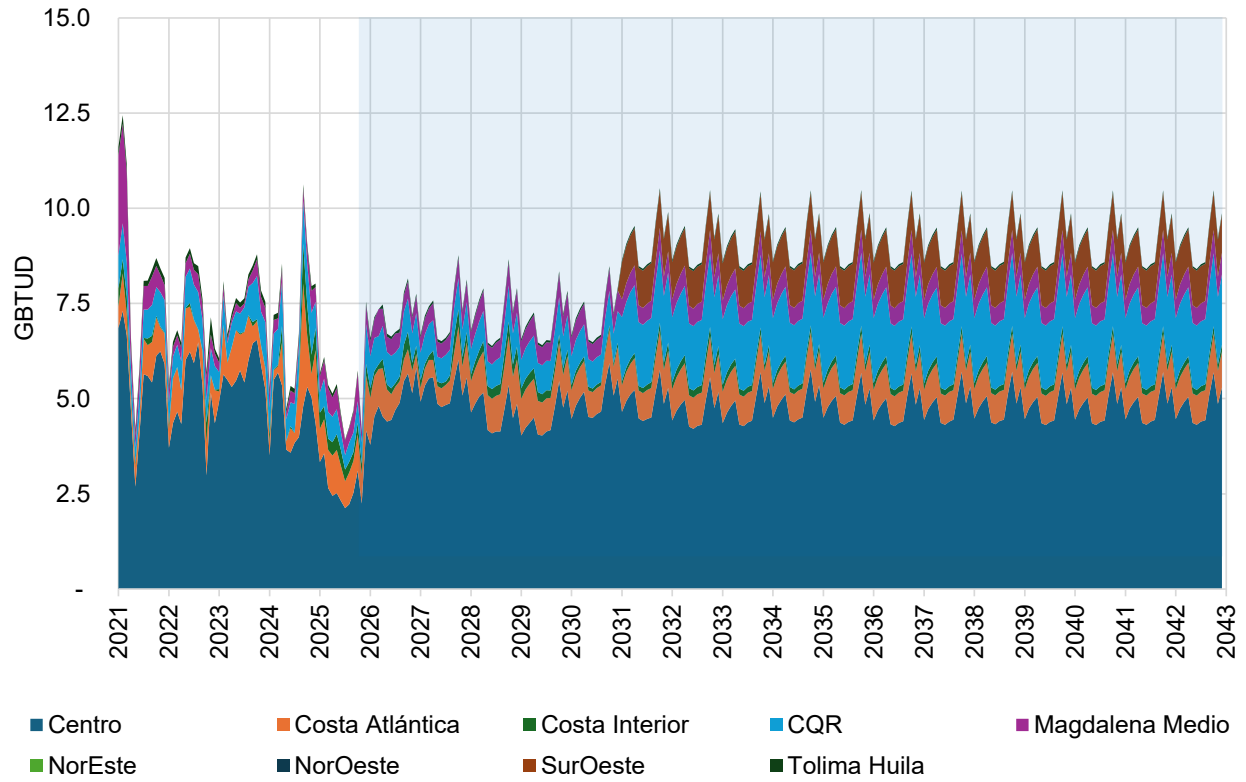
Complementariamente, la Tabla 4-10 expone la participación regional en la demanda de gas natural. Se asume para el año 2031 la entrada de las estaciones de compresión de la bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita asociadas a la planta de regasificación de Buenaventura. (ver Gráfica 4-19).

Tabla 4-10: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural para compresores.

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2009	24.8%	4.9%	30.3%	4.0%	35.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	100.0%
2025	53.1%	18.3%	6.3%	11.7%	9.2%	0.0%	0.0%	0.0%	1.3%	100.0%
2032	51.5%	9.9%	2.2%	19.4%	5.6%	0.0%	0.0%	10.8%	0.6%	100.0%
2042	52.6%	9.3%	1.8%	19.3%	5.7%	0.0%	0.0%	10.8%	0.5%	100.0%

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica 4-19: Demanda regional de gas natural para compresores, escenario medio



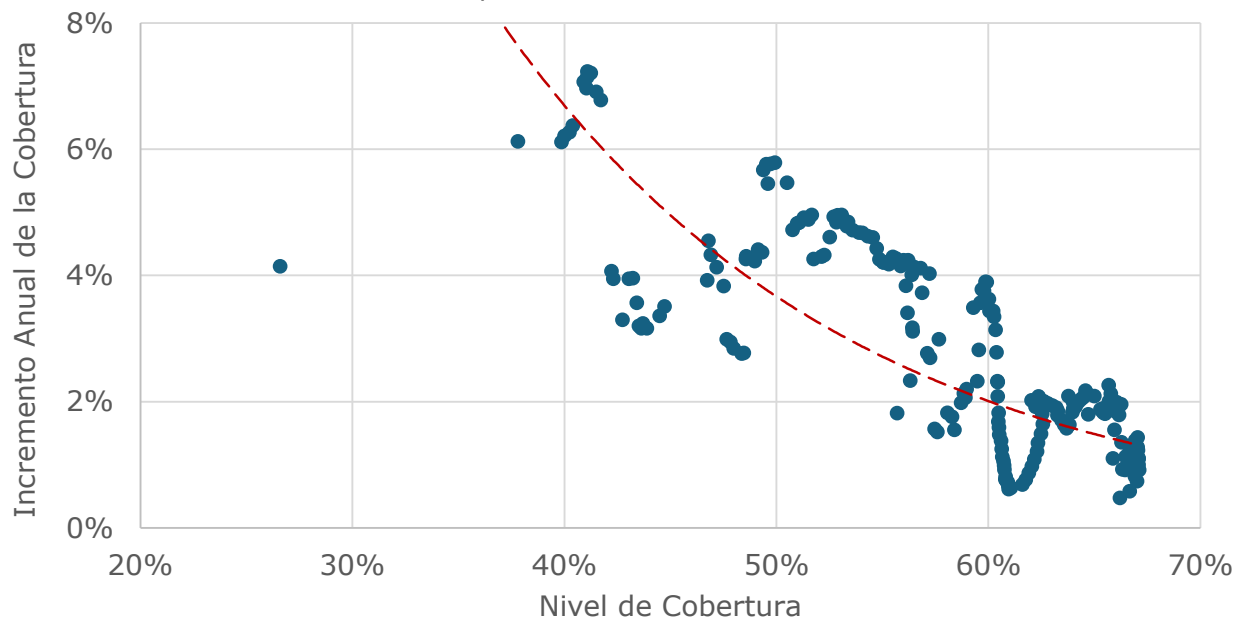
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

ANEXO 1: METODOLOGÍA PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN CADA UNO DE LOS SECTORES

A1.1 Sector Residencial

Para ésta se considera que la tasa de crecimiento de la cobertura está en relación inversa al nivel de cobertura que se alcanza, de manera que en la medida que el nivel de cobertura aumenta en cada región, la velocidad con que ésta crece se reduce. En la Gráfica A1- 1 se presenta para los meses entre 2005-25 esta relación a escala nacional. A partir de información histórica es posible determinar, para cada región, los parámetros de esta relación y, por consiguiente, proyectar el grado de cobertura para los siguientes años.

Gráfica A1- 1: Relación histórica entre el nivel de cobertura nacional residencial del servicio de gas natural y su tasa anual de crecimiento

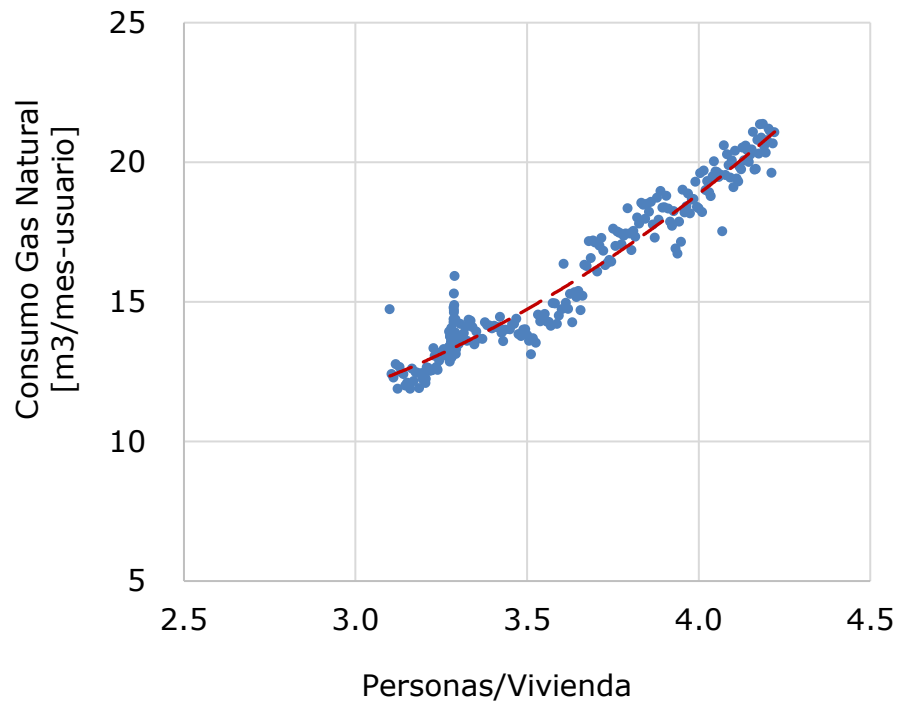


Fuente: UPME a partir de datos SUI-SSPD y DANE.

La anterior relación es complementada con el hecho de la reducción histórica y paulatina del consumo de gas natural de las viviendas, asociado a la reducción del número de personas que los habitan (Gráfica A1- 2). Teniendo en cuenta que en las cifras prospectivas del DANE se prevé que

se mantenga esta tendencia en la reducción del número de personas por vivienda, la proyección de demanda tiene en cuenta también esta variable.

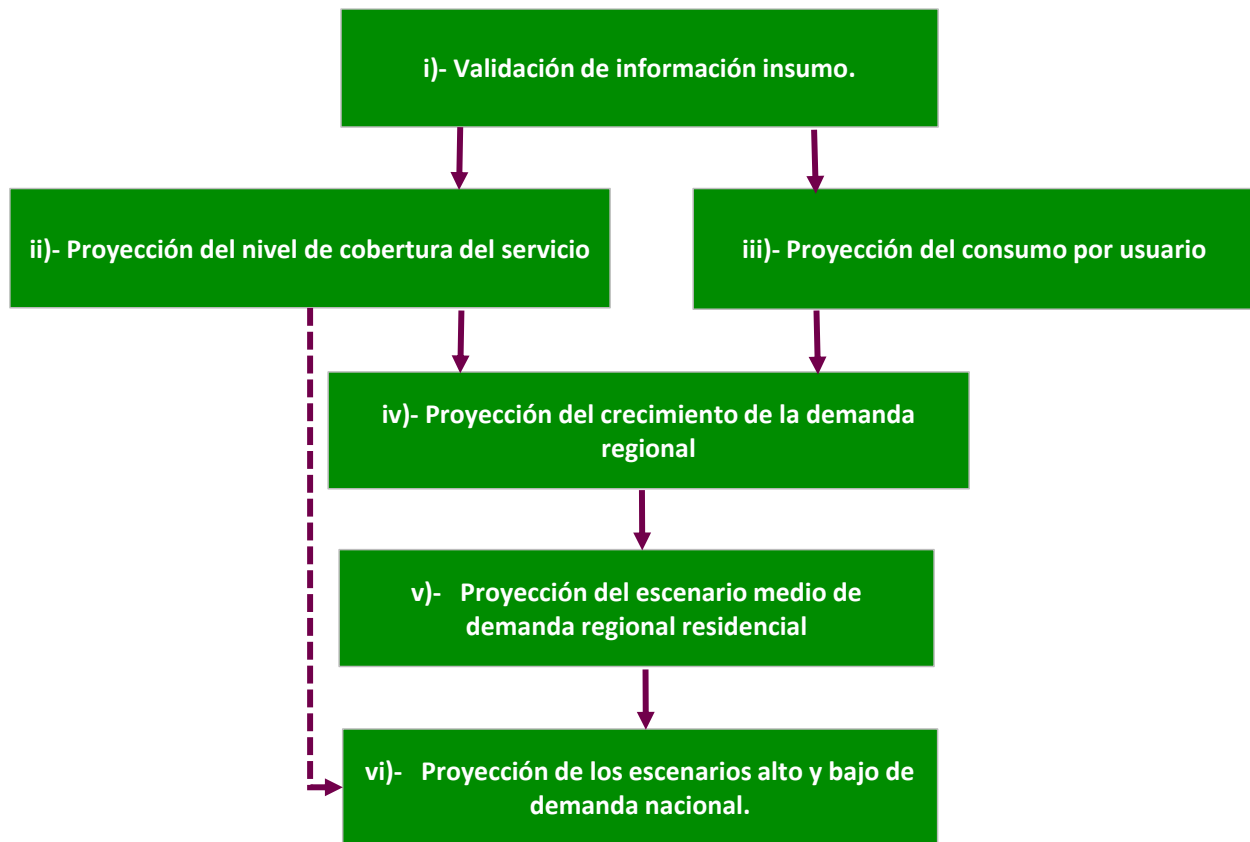
Gráfica A1- 2: Relación histórica entre el número de personas por vivienda y su consumo de gas natural



Fuente: UPME a partir de datos SUI-SSPD y DANE.

Teniendo en cuenta estas dos variables, cobertura del servicio y consumo por vivienda, la Gráfica A1-3 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector.

Gráfica A1- 3: Metodología de proyección de la demanda residencial de gas natural



Fuente: UPME.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas mensuales, nacional y municipales, de usuarios del servicio de gas natural (2006-25), provista por el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI - SSPD)²².
- Series históricas, nacional y departamentales, de consumo de gas natural por usuario residencial (2006-22), provista por el SUI - SSPD.
- Series históricas y proyecciones de población y viviendas ocupadas, a escala departamental con resolución anual (2006-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE)²³.

²² Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>

²³ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

- Series históricas de consumo residencial de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-24), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra ²⁴.

ii. Proyección del nivel de cobertura del servicio

Para esto primero se definen el nivel de cobertura del servicio de gas natural encada región y la tasa de crecimiento de tal cobertura:

$$Cob_{t,j} = \frac{SUSCR_{t,j}}{VIV_{t,j}}$$

Ec. 1

Donde:

$Cob_{t,j}$: corresponde al nivel de cobertura en el mes t de la región j, relacionando el número de suscriptores de gas natural con el número de viviendas que disponen o no del servicio.

$SUSCR_{t,j}$: corresponde al número de suscriptores residenciales en el mes t de la región j.

$VIV_{t,j}$: corresponde al número de viviendas ocupadas residenciales en el mes t de la región j.

Y también se define la tasa de crecimiento de la cobertura entre los últimos doce meses y los doce meses precedentes:

$$\Delta Cob_{t,j} = \frac{\sum_{t=0}^{-11} Cob_{t,j}}{\sum_{t=-12}^{-23} Cob_{t,j}} - 1$$

Ec. 2

$\Delta Cob_{t,j}$: corresponde al crecimiento de la cobertura en el año anterior al mes t, de la región j.

Según antes se refirió, a escala regional y con datos históricos mensuales, mediante una regresión econométrica se establece una relación entre el grado de cobertura y la tasa de crecimiento de la misma; de la regresión se determinan los coeficientes **$a_{0,j}$** y **$a_{1,j}$** :

²⁴ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

$$\Delta Cob_{t,j} = a_{0,j} + a_{1,j} \cdot Cob_{t,j} + e_{t,j}$$

Ec. 3

Donde:

$a_{0,j}$: magnitud constante y particular para cada región j.

$a_{1,j}$: coeficiente asociado al nivel de cobertura, particular para cada región j.

$e_{t,j}$: error de la regresión, particular para cada región j.

Así, de la Ec. 1 y Ec. 2 se tiene que, para cada región, el nivel de cobertura en cada periodo t depende del nivel de cobertura de periodos anteriores. Siendo el coeficiente $a_{1,j}$ menor que cero, se tiene que como avanza la cobertura del servicio su crecimiento se reduce (ver Gráfica A1 – 1), de manera que esta convergería en el largo plazo a un valor máximo (ver Gráfica A1- 44).

Con los coeficientes de la Ec. 3 se proyecta para el horizonte 2026-40, el nivel de cobertura que alcanzaría cada región del país, según se presenta en la Gráfica 4. De manera iterativa, el grado de cobertura de cada periodo depende del grado de cobertura del periodo anterior.

$$Cob_{t+1,j} = Cob_{t,j} \cdot (1 + \Delta Cob_{t,j})$$

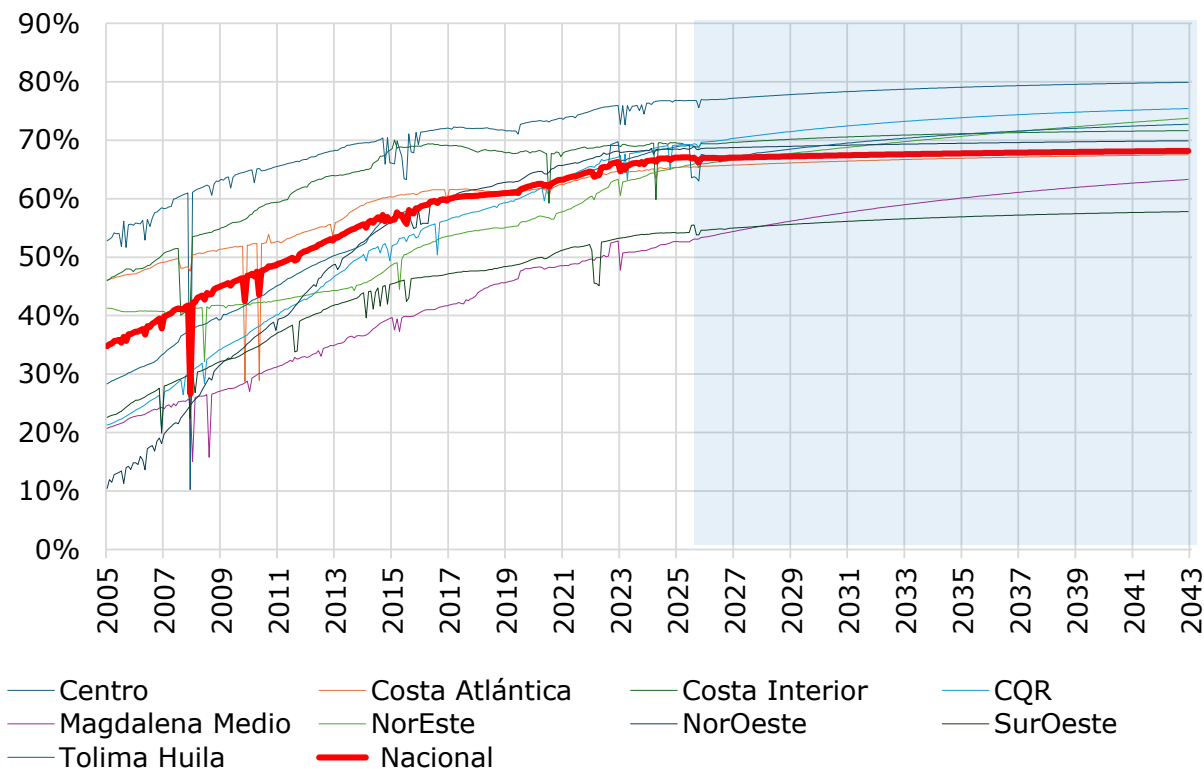
Ec. 4

Multiplicando la proyección del nivel de cobertura antes determinado (Ec. 4) sobre la proyección del DANE de viviendas ocupadas, se determina el número de viviendas que en el futuro dispondrían del servicio de gas natural:

$$SUSCR_{t,j} = Cob_{t,j} \cdot VIV_{t,j}$$

Ec.1'

Gráfica A1- 4: Evolución histórica y prospectiva de cobertura residencial regional de gas natural



Fuente: UPME y SUI-SSPD.

iii. Proyección del consumo por usuario

Al comienzo de este numeral A1-1 se refirió la relación positiva entre el número de personas por vivienda y su consumo de gas natural como un factor determinante de la proyección de demanda para el sector residencial. Desde una perspectiva histórica, en la Gráfica A1- 5 y Gráfica A1- 6 se expone la evolución de ambas variables ²⁵.

²⁵ El coeficiente de correlación entre ambas variables para las siguientes áreas geográficas se estima en: Nacional: 93.3%, Centro: 84.3%, Costa Atlántica: 60.9%, Costa Interior: 81.6%, CQR: 93.7%, NorOriente: 34.8%, NorOccidente: 88.0%, SurOccidente: 91.1%, Tolima Huila: 97.1%.

Aplicando esta relación, para cada región se proyecta el consumo por usuario de la siguiente ecuación:

$$CU_{t,j} \approx CU_{0,j} \cdot \frac{PV_0}{PV_t}$$

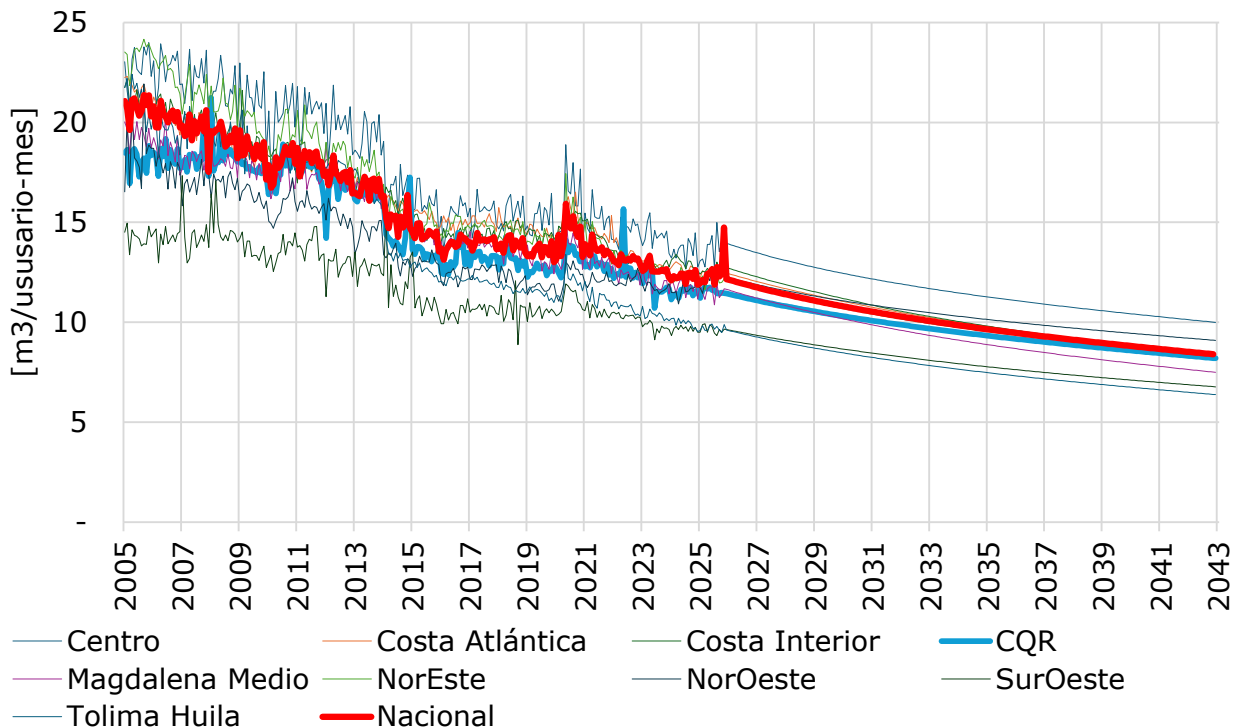
Ec. 5

Donde:

$CU_{t,j}$: corresponde al consumo por usuario en el mes t de la región j. Para el periodo referencia, en este caso diciembre de 2023, t = 0.

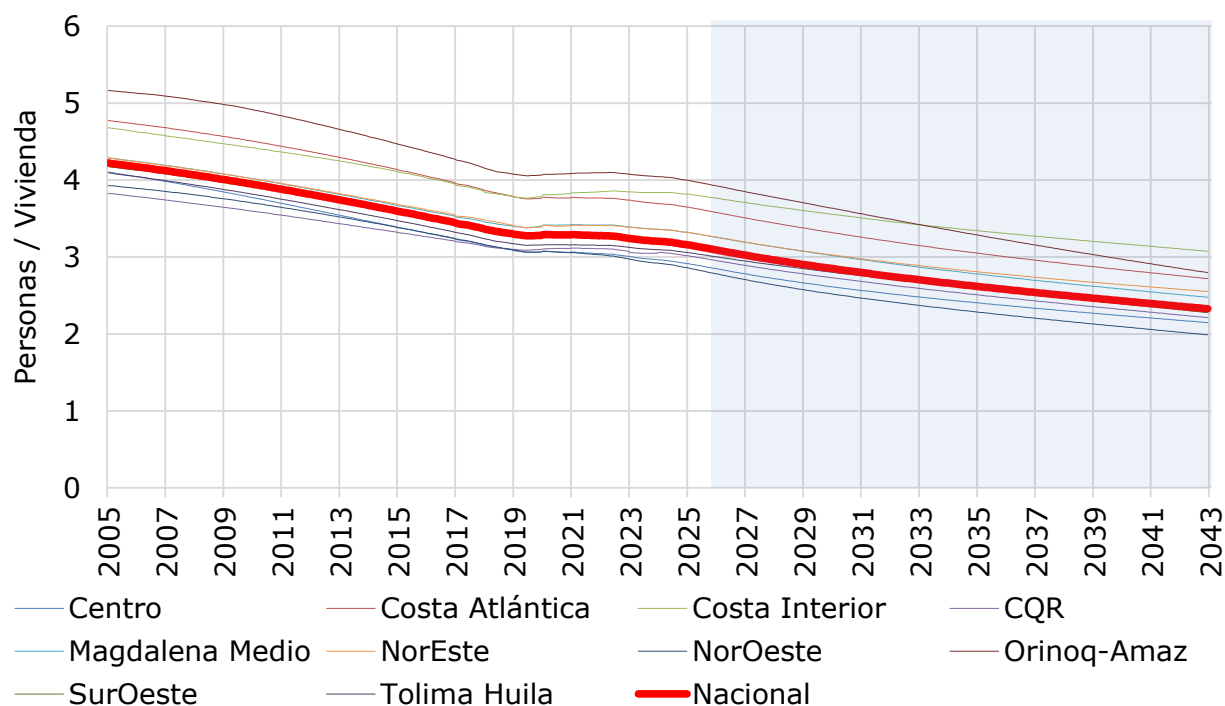
$PV_{t,j}$: corresponde al número de personas por vivienda en el mes t de la región j. Para el periodo referencia, en este caso diciembre de 2023, t = 0.

Gráfica A1- 5: Evolución histórica del consumo por usuario medio residencial de gas natural.



Fuente: SUI-SSPD. Cálculos: UPME.

Gráfica A1- 6: Evolución histórica y prospectiva del número de personas por vivienda.



Fuente: DANE. Cálculos: UPME.

iv. Proyección del crecimiento de la demanda regional

Para los periodos futuros y cada una de las regiones, con el producto del número de usuarios (numeral ii) y del consumo por usuario (numeral iii), se establece la demanda residencial en cada región, $D'_{t,j}$, y su crecimiento futuro $\Delta D'_{t,j}$. Combinando la Ec.1' y la Ec. 5:

$$D'_{t,j} = SUSCR_{t,j} \cdot CU_{t,j} \cdot$$

Ec. 6

$$\Delta D'_{t,j} = \frac{D'_{t+1,j}}{D'_{t,j}} - 1$$

Ec. 7

v. Proyección de la demanda regional escenario medio

Las tasas de crecimiento de estas regiones $\Delta D'_{t,j}$ son aplicadas a la demanda residencial actual que procede del Gestor del Mercado para finalmente proyectar la demanda de gas natural del sector residencial $D_{t,j}$ ²⁶.

$$D_{t+1,j} = D_{t,j} \cdot (1 + \Delta D'_{t,j})$$

Ec. 8

Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver **Anexo 1**). Para esto se asume que la participación media que ha tenido durante los dos últimos años cada nodo dentro de la región a la que pertenece se conserva a futuro.

vi. Proyección de los escenarios alto y bajo

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se determina desde la información histórica un modelo ARIMA $(1,0,0) \times (1,0,0)_{12}$ que de manera extendida tendría la siguiente ecuación:

$$Y_t = 1.5593 + 0.5870Y_{t-1} + 0.7702Y_{t-12} - 0.4521Y_{t-12-1} + \epsilon_t$$

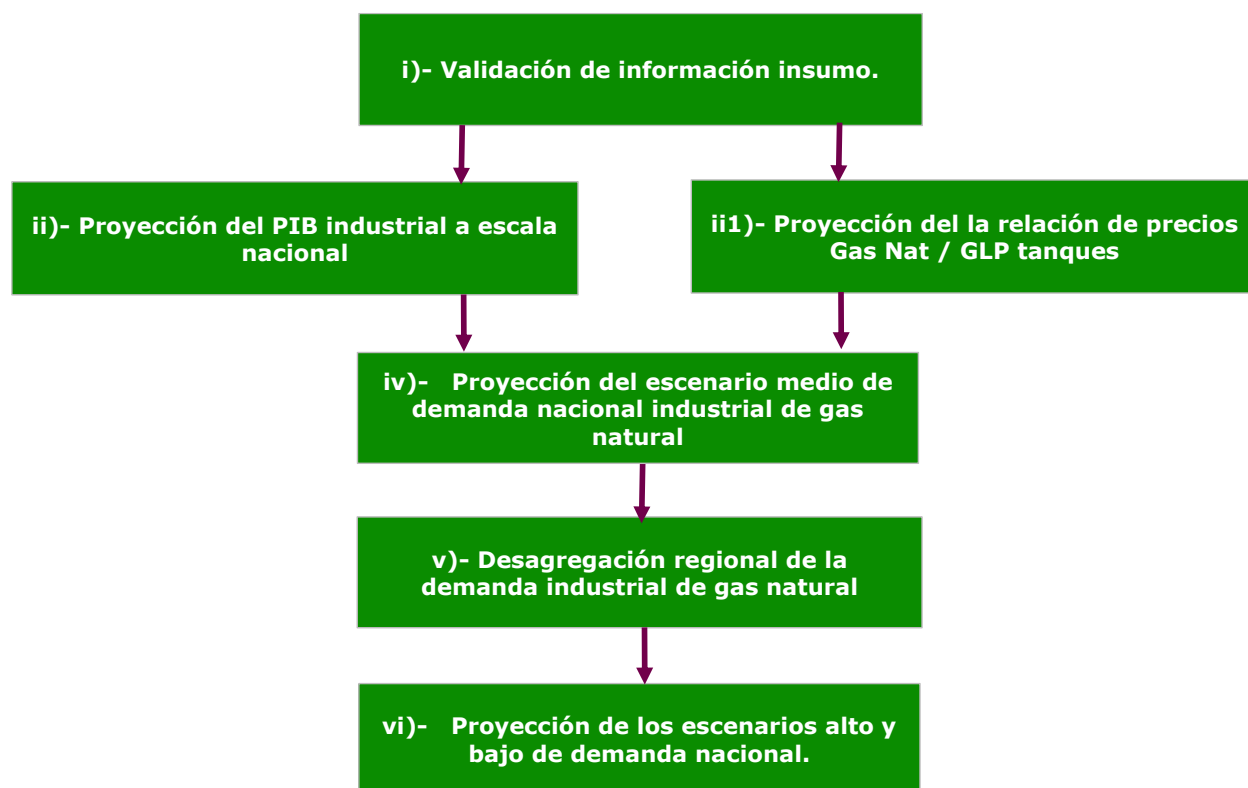
Para estimar los escenarios alto y bajo se asume toma la banda con intervalo de confianza de 95%.

²⁶ En razón a limitaciones de información, los cálculos en los numerales i-iii se efectuaron con una distribución regional aproximada a la expuesta en el numeral A.1 y se determinaron las tasas de crecimiento del numeral iii; esto basado en información del DANE y SUI-SSPD. Tales tasas se aplican sobre la demanda actual procedente del Gestor del Mercado.

A1.2 Sector Industrial

La Gráfica A1- 7 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector:

Gráfica A1- 7: Metodología de proyección de la demanda industrial de gas natural.



Fuente: UPME

i. Información insumo:

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas de consumo industrial de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-25), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra ²⁷.

²⁷ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

- Series históricas nacional del PIB agregado y sectorial, provistas por el DANE²⁸.
- Serie histórica nacional de precios de gas natural para el sector industrial y GLP en tanques estacionarios, provistas por el SUI-SSPD²⁹.
- Proyecciones de crecimiento del PIB nacional sectorial, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023³⁰.

ii. Proyección del PIB industrial a escala nacional:

En primer lugar, se proyecta el PIB agregado nacional usando información de las tasas de crecimiento previstas por Marco Fiscal de Mediano Plazo del Ministerio de Hacienda³¹. Del mismo contrato también se dispone de la proyección del PIB industrial a escala nacional (Gráfica A1- 8).

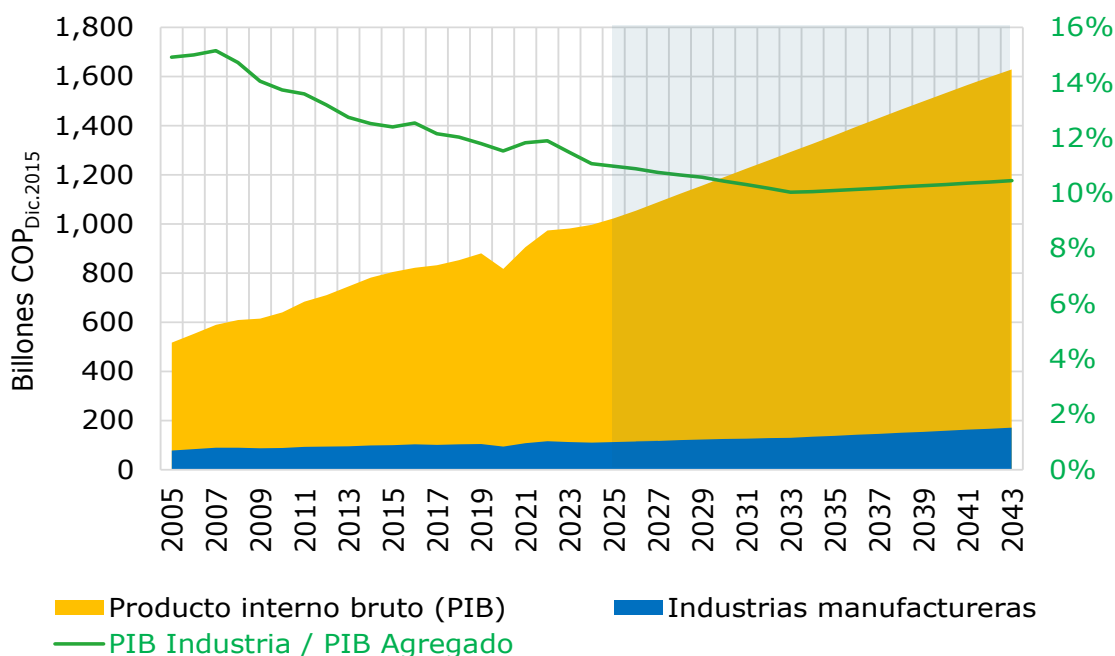
²⁸ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

²⁹ Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/GLP> y <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>

³⁰ Contrato CO1.PCCNTR.5480329: Estimar posibles escenarios de variables macroeconómicas como la inflación y el crecimiento económico (PIB) a ser incorporadas en los modelos energéticos como variables de incidencia y analizar la intensidad energética considerando las metas establecidas de reducción de consumo energético del PAI PROURE; para proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones en el mercado energético.

³¹ Disponible en: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo>.

Gráfica A1- 8: Evolución histórica y prospectiva del PIB industrial y agregado de todos los sectores, a escala nacional.



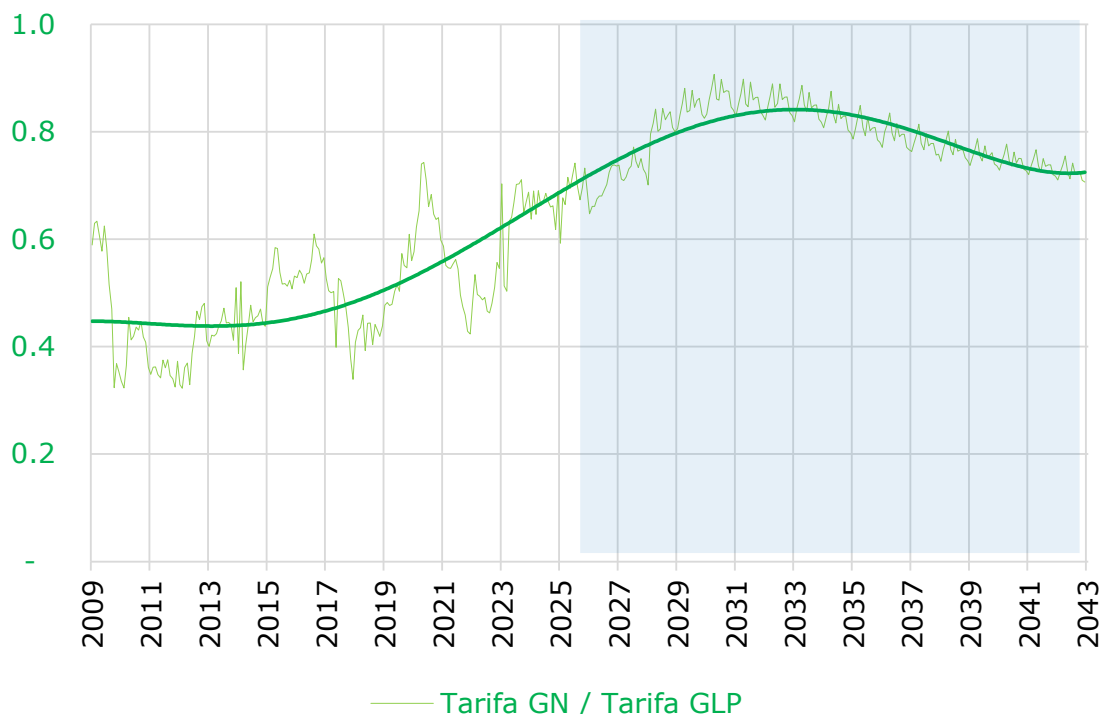
Fuente: UPME, DANE y MinHacienda.

iii. Proyección de los precios del gas natural para el sector industrial y del GLP en tanques estacionarios

Para estas dos variables se considera la proyección de la componente G (valor en punto de producción) de ambos combustibles estimada por la UPME en su publicación Proyección de Precios de los Energéticos versión 2025 ³². Las demás componentes de la tarifa (T, D y C) se asumen constantes durante el horizonte de proyección.

³² Disponible en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-precios-de-los-energeticos/>

Gráfica A1- 9: Evolución histórica y prospectiva de la relación de precios de gas natural a GLP para el sector industrial, a escala nacional.



Fuente: UPME, DANE y SUI-SSPD.

iv. Proyección de la demanda nacional escenario medio

Se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural industrial y el PIB industrial, según la Ec. 9. Para esto se ejecuta una regresión de mínimos cuadrados de la demanda nacional de gas natural industrial (D_t), el correspondiente PIB industrial nacional (PIB_IND_t) y la relación de precios gas natural a GLP:

$$\ln D_t = b_0 + b_1 \cdot \ln PIB_IND_t + b_2 \cdot \ln \left(\frac{P_{GN\ IND}}{P_{GLP\ TNK}} \right)_t + e_t$$

Ec. 9

Donde:

b_0 : magnitud constante.

b_1 : coeficiente asociado al PIB de la industria manufacturera nacional, PIB_IND_t .

$P_{GN\ IND}$: precio del gas natural para la industria nacional.

$P_{GLP\ TNK}$: precio del GLP en tanques estacionarios a escala nacional.

b_2 : coeficiente asociado a la relación de precios de gas natural a GLP.

v. Desagregación regional de la proyección de demanda media

(a) Distribución regional histórica: se procede a asignarle a cada municipio donde se registre consumo histórico de gas industrial el nodo más cercano, según la distribución aplicada para esta proyección (ver capítulo 0). Posteriormente, se agrupa la demanda nodal en las regiones correspondientes.

Se define, para cada mes, t la participación del consumo de cada región j ($C_{j,t}^{0\%}$) dentro del consumo nacional:

$$C_{j,t}^{0\%} = \frac{C_{j,t}}{C_{Nal,t}}$$

Ec. 10

Donde:

$C_{j,t}$: consumo de cada región j durante el mes t .

$C_{Nal,t}$: consumo nacional durante el mes t .

(b) Distribución regional proyectada: considerando los cambios en el pasado que ha tenido la participación de cada una de las regiones en el agregado nacional, se proyecta mediante un modelo de vectores autorregresivos.

En general, se tiene que tales participaciones han cambiado marginalmente en el pasado, debido a lo cual a futuro éstas casi que se conservarían.

(c) Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver Anexo 1). Para esto se asume que la participación media que ha tenido durante los dos últimos años cada nodo dentro de la región a la que pertenece se conserva a futuro.

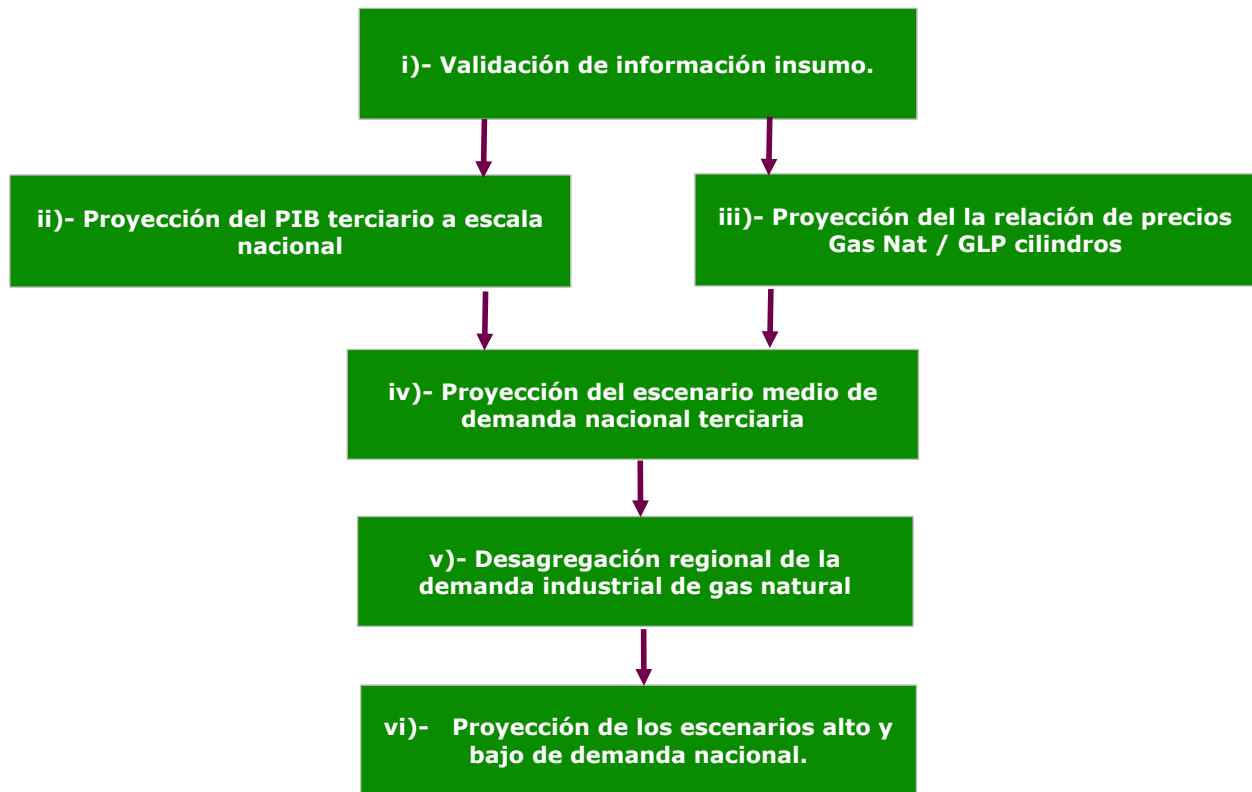
vi. Proyección de los escenarios alto y bajo

Para estimar los escenarios alto y bajo se asume la banda con intervalo de confianza de 95% de la regresión de la proyección nacional de demanda nacional industrial.

A1.3 Sector Terciario

La Gráfica A1- 10 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector:

Gráfica A1- 10: Metodología de proyección de la demanda terciaria de gas natural.



Fuente: UPME.

i. Información insumo

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas de consumo del sector terciario de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-25), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra ³³.

³³ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

- Serie histórica nacional del PIB agregado y sectorial, provistas por el DANE³⁴.
- Serie histórica nacional de precios de gas natural para el sector terciario y GLP en cilindros, provistas por el SUI-SSPD³⁵.
- Proyecciones de crecimiento del PIB nacional sectorial, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023³⁶.

ii. Proyección del PIB terciario a escala nacional

En primer lugar, se proyecta el PIB agregado nacional usando información de cuentas nacionales del DANE y las tasas de crecimiento previstas por Marco Fiscal de Mediano Plazo del Ministerio de Hacienda³⁷. Del mismo contrato también se dispone de la proyección del PIB terciario a escala nacional. Así mismo, del mismo contrato también se dispone de la proyección del PIB del sector terciario a escala nacional (Gráfica A1- 11).

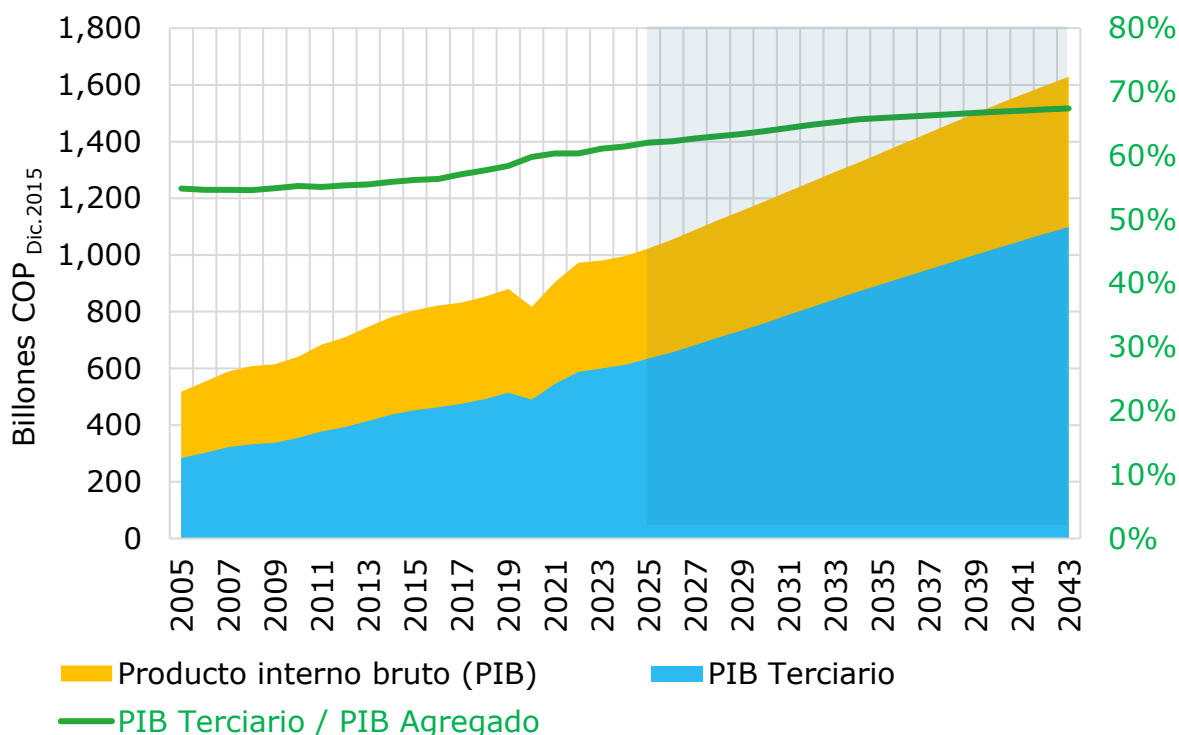
³⁴ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

³⁵ Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/GLP> y <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>

³⁶ Ver numeral 3-ii de este documento.

³⁷ Disponible en: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo>.

Gráfica A1- 11: Evolución histórica y prospectiva del PIB terciario y agregado, a escala nacional.



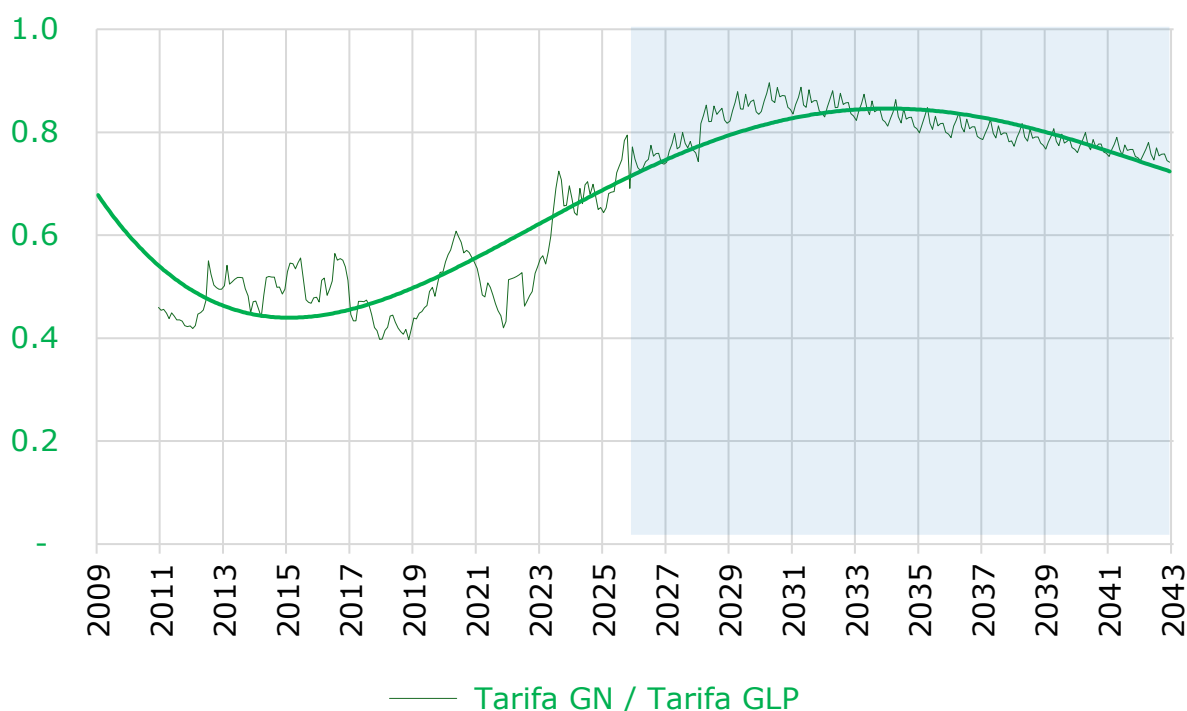
Fuente: UPME, a partir de datos del DANE y MinHacienda

iii. Proyección de los precios del gas natural para el sector terciario y del GLP en cilindros

Para estas dos variables se considera la proyección de la componente G (valor en punto de producción) de ambos combustibles estimada por la UPME en su publicación Proyección de precios de los energéticos versión 2025³⁸. Las demás componentes de la tarifa (T, D y C) se asumen constantes durante el horizonte de proyección.

³⁸ Disponible en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-precios-de-los-energeticos/>

Gráfica A1- 12: Evolución histórica y prospectiva de la relación de precios de gas natural a GLP para el sector industrial, a escala nacional.



Fuente: UPME, DANE y SUI-SSPD.

iv. Proyección del escenario medio de demanda

A escala nacional se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural terciario y el PIB terciario, según la Ec. 11. Para esto se ejecuta una regresión de Mínimos Cuadrados Ordinarios de gas natural terciario nacional (D_t) y el correspondiente PIB terciario nacional (PIB_IND_t) y la relación de precios gas natural a GLP:

$$\ln D_{t,j} = b_0 + b_1 \cdot \ln PIB_TERC_t + b_2 \cdot \ln \left(\frac{P_{GN\ IND}}{P_{GLP\ TNK}} \right)_t + e_t$$

Ec. 11

Donde:

b_0 : magnitud constante.

b_1 : coeficiente asociado al PIB del sector terciario, PIB_TERC_t

P_{GNIND} : precio del gas natural para el sector terciario nacional.

P_{GLPTNK} : precio del GLP en cilindros a escala nacional.

b_2 : coeficiente asociado a la relación de precios de gas natural a GLP.

v. Desagregación regional de la proyección de demanda media

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1.2-v.

vi. Proyección de los escenarios alto y bajo

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1.2-vi.

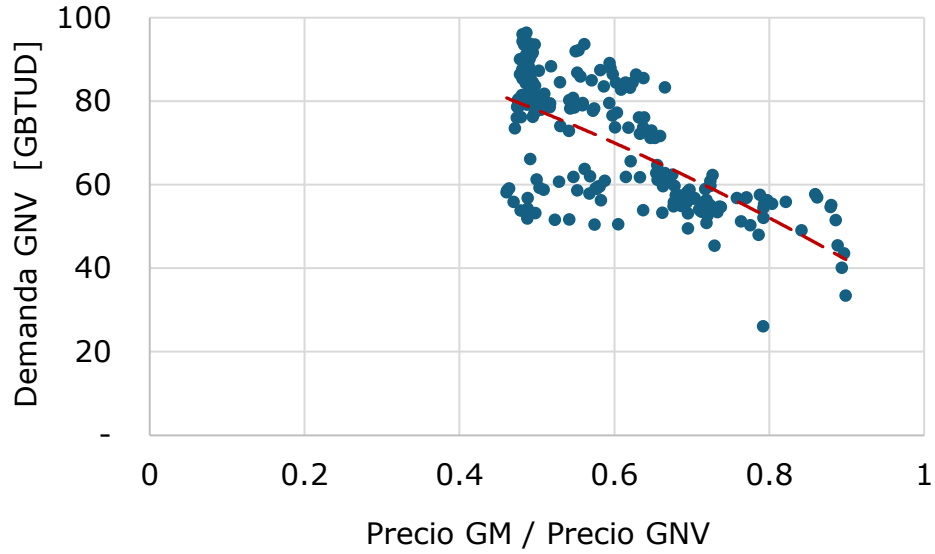
A1.4 Sector Vehicular (GNV)

Considerando el carácter sustituto que históricamente han tenido la gasolina motor y el GNC, en cuanto el parque automotor que consume este último combustible está constituido mayoritariamente por vehículos duales, la metodología que aquí se aplica considera la relación de precios entre estos combustibles $\left(\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}\right)$ como variable determinante del consumo de GNV.

Se considera que en la medida en que progresivamente el precio relativo del gas natural se eleva frente al precio de la gasolina motor, el incentivo a la adquisición de vehículos que consuman gas natural o a su conversión se reduce; también en el caso de vehículos duales, el incentivo a consumir gas natural se reduce.

En la Gráfica A1- 13 se presenta esta relación para los años 2010-25 a escala nacional. Así, a partir de información histórica es posible determinar los parámetros de esta relación y, por consiguiente, proyectar la demanda de GNC para los siguientes años, ya que se cuenta con la proyección de precios de ambos combustibles.

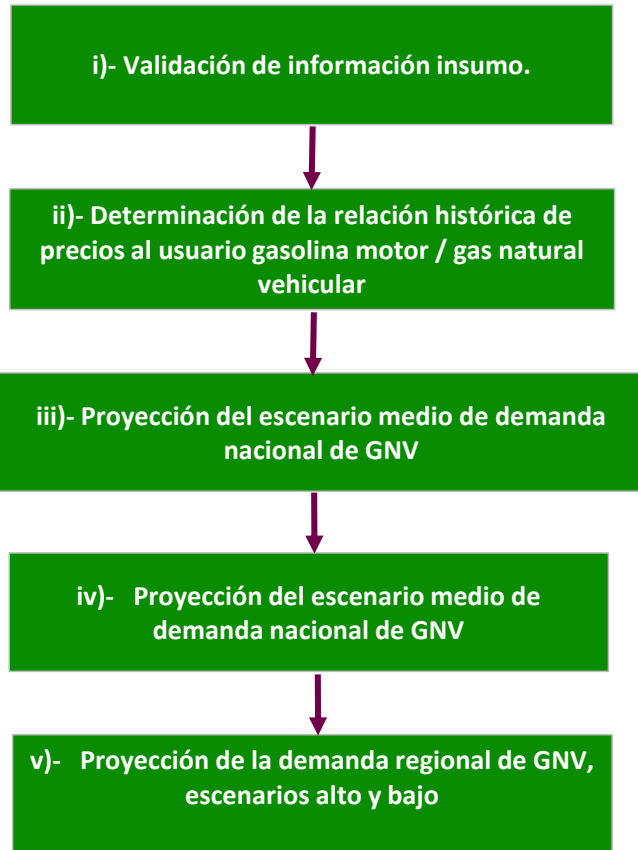
Gráfica A1- 13: Relación histórica entre los precios relativos gasolina / GNC y la demanda de GNC



Fuente: UPME a partir de datos SUI-SSPD y SICOM.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Gráfica A1- 14 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector:

Gráfica A1- 14: Metodología de proyección de la demanda de GNC para el sector transporte.



Fuente: UPME.

i. Información insumo

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas de tarifas mensuales de gas natural residencial al usuario final para el periodo 2009-25 provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM) ³⁹.
- Series históricas de tarifas mensuales de gasolina en diferentes ciudades del país para el periodo 2010-24 provistas por SICOM.

³⁹ Disponible en: <https://liquidados.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps> y <https://www.sicom.gov.co/index.php/normatividad/gas>

- Series históricas de proyección de precios al usuario final de gasolina y de gas natural en plantas de generación para el periodo 2026-42⁴⁰.
- Series históricas de consumo mensual del sector transporte de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-25), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra⁴¹.

ii. Determinación de la relación histórica de precios al usuario gasolina motor / gas natural vehicular

Se establece una relación estadística histórica a escala nacional entre el precio de la gasolina motor y el precio del gas natural, $\frac{PGM_t}{PGNV_t}$.

Se considera la proyección de la componente G (valor en punto de producción) del GNV estimada por la UPME en su publicación Proyección de precios de los energéticos versión 2025⁴². Las demás componentes de la tarifa (T, D y C) se asumen constantes durante el horizonte de proyección.

A continuación, la Gráfica A1-13 presenta la historia y proyección de tal relación de precios, donde:

PGM_t : Precio de la gasolina motor nacional durante el mes t.

PGNV_t : Precio del gas natural vehicular nacional durante el mes t.

⁴⁰ Se asumen sus tasas de crecimiento para proyectar la tasa de crecimiento del precio del gas natural vehicular. como Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Proyeccion-precios-energeticos-FP-PG.aspx>

⁴¹ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

⁴² Disponible en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-precios-de-los-energeticos/>

iii. Proyección del escenario medio de demanda

Se realiza una regresión a escala regional entre la demanda histórica de gas natural vehicular y la relación de precios, $\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}$. Esta relación se efectuó mediante una regresión de mínimos cuadrados ordinarios:

$$D_{t,j} = c_0 + c_1 \cdot \frac{PGM_t}{PGNV_t} + e_t$$

Ec. 12

Donde:

c_0 : magnitud constante.

c_1 : coeficiente asociado a la relación de precios $\frac{P_{t,GM}}{P_{t,GNV}}$

$D_{t,j}$: Demanda nacional de GNV durante el mes t.

Aplicando la Ec. 12 a la proyección de la relación de precios, $\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}$ se determina la demanda futura de gas natural vehicular en su escenario medio.

iv. Desagregación regional de la proyección de demanda

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1.3- v.

v. Proyección de los escenarios alto y bajo

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1.3-vi.

A1.5 Sector Termoeléctrico

i. Información insumo:

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas (1966-2024) de caudales medios mensuales, afluentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), procedentes de bases de datos del Centro Nacional de Despacho (CND)⁴³.
- Series históricas (1950-2025) de promedio trimestral de anomalías de temperatura superficial en el Océano Pacífico, Oceanic Niño Index (ONI) ⁴⁴.
- Series históricas (2000-2025) de generación eléctrica mensual y de capacidad instalada por central ⁴⁵.
- Parámetros técnicos de las centrales de generación del SIN ⁴⁶.
- Series históricas de precios de oferta de las centrales de generación eléctrica del país (2000-25) ⁴⁷.
- Proyecciones de precios de gas natural y carbón para las centrales de generación ⁴⁸.

ii. Proyección de la capacidad instalada de generación:

(1) Capacidad efectiva de generación ($\hat{P}_{k,j}$): para cada central j , corresponde al producto de la capacidad instalada de generación ($PMáx_{k,j}$) multiplicada por el factor de uso (FU_k), según el energético primario k .

⁴³ Disponible en: <http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/> .

⁴⁴ Indicador de Oceanic Niño Index (ONI), disponibles en:
https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

⁴⁵ Disponible en: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx> .

⁴⁶ Disponible en: paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad.

⁴⁷ Ver nota de pie de página 45.

⁴⁸ Disponible en
<https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Proyeccion-precios-energeticos-FP-PG.aspx> .

$$\hat{P}_{k,j} = PMáx_{k,j} \cdot FU_k$$

Ec. 13

(2) Factor de Uso (FU_k):

Para las centrales de fuente primaria agua y biomásas del SIN, se asume el factor de utilización histórico, estimándose su valor en cerca de 50% y 39%, respectivamente. Para las centrales solares y eólicas se estimó en cerca de 20% y 45%.

$$FD_k = \frac{\sum_{j=1}^n \overline{P_{k,j}}}{\sum_{j=1}^n PMáx_{k,j}}$$

Ec. 14

Donde:

$\overline{P_{k,j}}$: es la potencia media generada por la central j con fuente primaria k , durante su historia.

$PMáx_{k,j}$: es la capacidad de generación máxima de la central j con fuente primaria k , durante su historia.

Para las centrales de fuente primaria gas natural y carbón del SIN, considerando que su generación (utilización) es baja debido a sus mayores precios de oferta, no se tuvo en cuenta su factor de utilización histórico. Se asumió para éstas una disponibilidad de 90% siguiendo una estimación de tiempos de salidas de operación programadas y no programadas.

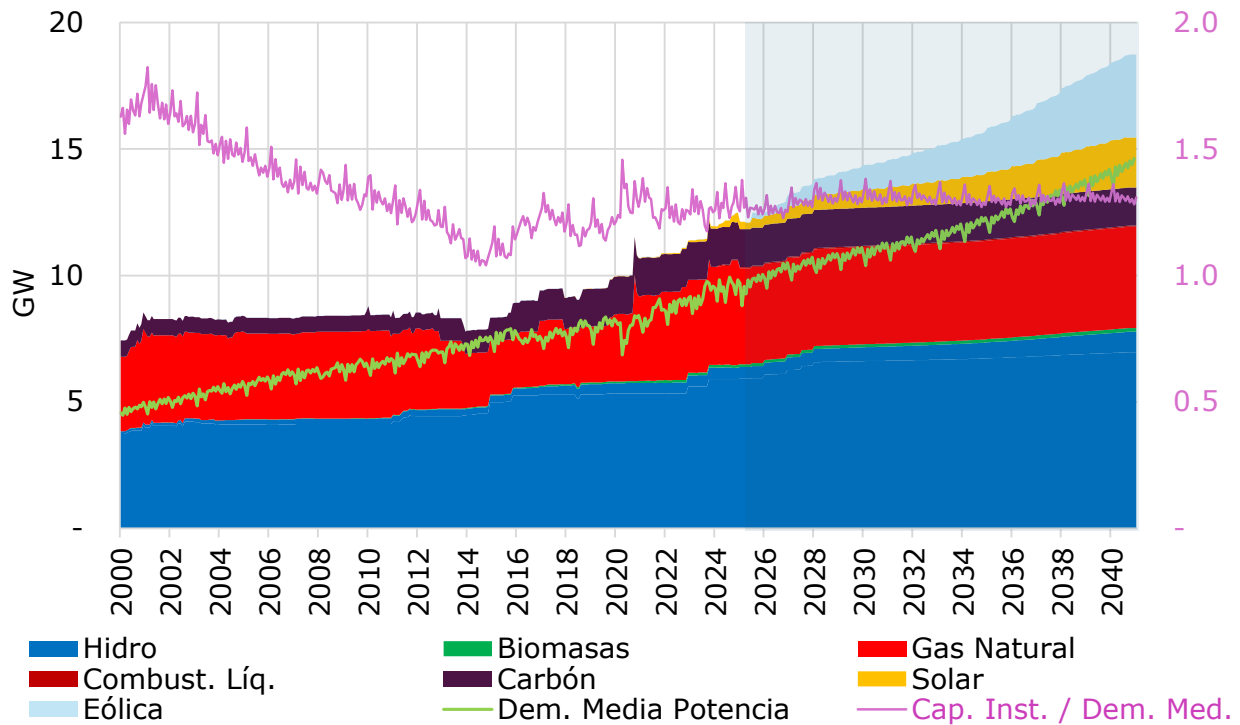
(3) Capacidad efectiva de generación nacional (\hat{P}_t): para cada mes t pasado, corresponde a la suma de las capacidades efectivas de cada uno de los generadores j del SIN $\hat{P}_{k,j,t}$:

$$\hat{P}_t = \sum_j \hat{P}_{k,j,t}$$

Ec. 15

En seguida, la Gráfica A1- 15 muestra para el SIN la capacidad efectiva de generación histórica (\hat{P}_t , en áreas según energético primario) junto con la demanda media de potencia \overline{P}_t : El cociente de ambas variables muestra, tras una reducción, su estabilización cerca de valores de 1.4 ($\hat{P}_t/\overline{P}_t \approx 1.4$)

Gráfica A1- 15: Capacidad efectiva de generación eléctrica histórica.



Fuente: UPME y XM.

(4) Proyección de la capacidad efectiva nacional de generación futura (\hat{G}_t): para cada periodo t futuro, se proyecta la capacidad efectiva de generación de manera que se conserve el cociente \hat{G}_t/\bar{P}_t alrededor del valor reciente de 1.4. Es decir, la relación entre la potencia efectiva y la potencia media en el pasado reciente se conservaría a futuro.

$$\hat{G}_t/\bar{P}_t \approx 1.4 \approx \hat{P}_t/\bar{P}_t$$

Para esto se tienen en cuenta las expectativas de entradas de nuevos proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en las subastas de largo plazo ⁴⁹ (2026-27). Para los demás años se consideran tendencias históricas en el crecimiento de generación por tipo de energético primario.

Téngase en cuenta que la capacidad efectiva nacional de generación (\hat{G}_t) es el agregado de las capacidades efectivas de cada una de las centrales ($\hat{G}_{k,j,t}$):

⁴⁹ Disponible en: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0> y <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo>

$$\hat{G}_t = \sum_j \hat{G}_{k,j,t}$$

Ec. 16

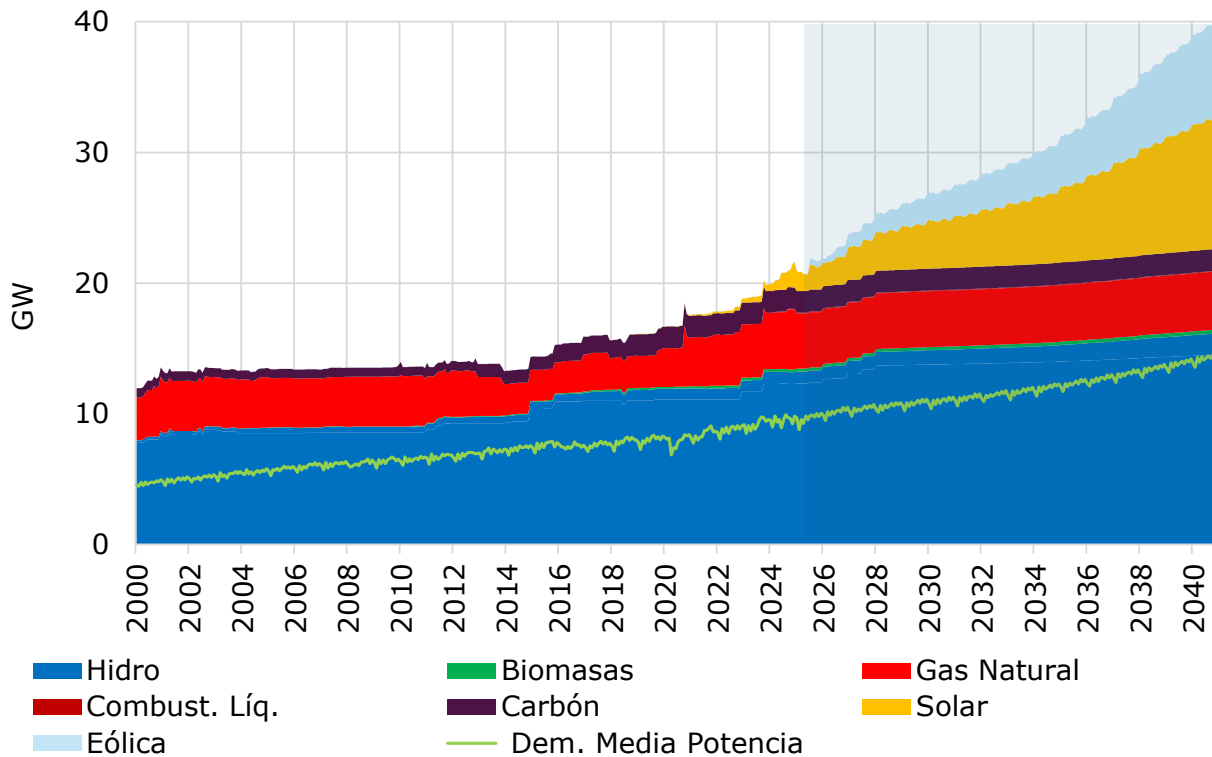
(5) Proyección de la capacidad instalada de generación ($GMáx_{k,j,t}$): de manera semejante a la relación establecida en la *Ec. 13*, se tiene que la capacidad instalada de cada central ($GMáx_{k,j,t}$) depende del factor de disponibilidad definido según recurso primario en la *Ec. 14*; ver

(6) Gráfica A1- 1.

$$GMáx_{k,j,t} = \hat{G}_{k,j,t} / FU_k$$

Ec. 17

Gráfica A1- 1: Capacidad instalada de generación eléctrica histórica y proyectada.



Fuente: UPME y XM

iii. Proyección de caudales afluentes al SIN

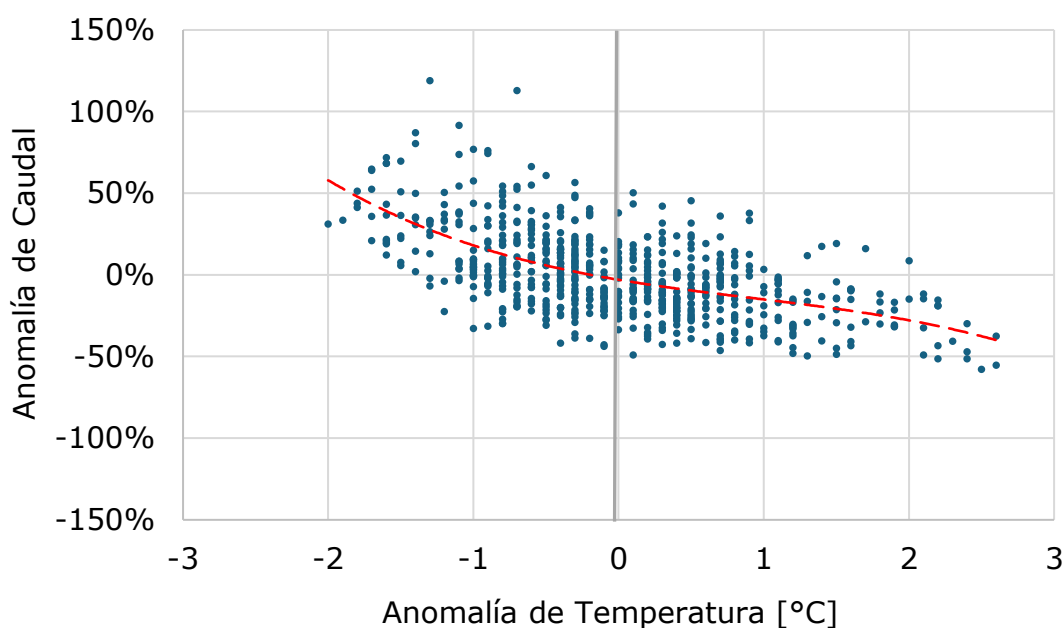
Para la proyección de cada uno de los caudales afluentes a los generadores hidráulicos no menores del SIN se consideran dos componentes:

a)- la componente estacional y su variabilidad estadística, la cual se determina con la serie histórica mensual 1966-2024;

b)- la relación estadística de cada uno de estos caudales afluentes con el indicador de anomalía de temperatura en el Océano Pacífico ONI (ver, para el agregado nacional, Gráfica A1- 17).

Téngase en cuenta que una anomalía positiva de temperatura, es decir, calentamiento del Océano Pacífico, implica una reducción de caudales afluentes, por tanto, mayor generación termoeléctrica y mayor demanda de gas natural. A continuación.

Gráfica A1- 17: Anomalía de temperatura en el Océano Pacífico y caudal agregado afluente al SIN.

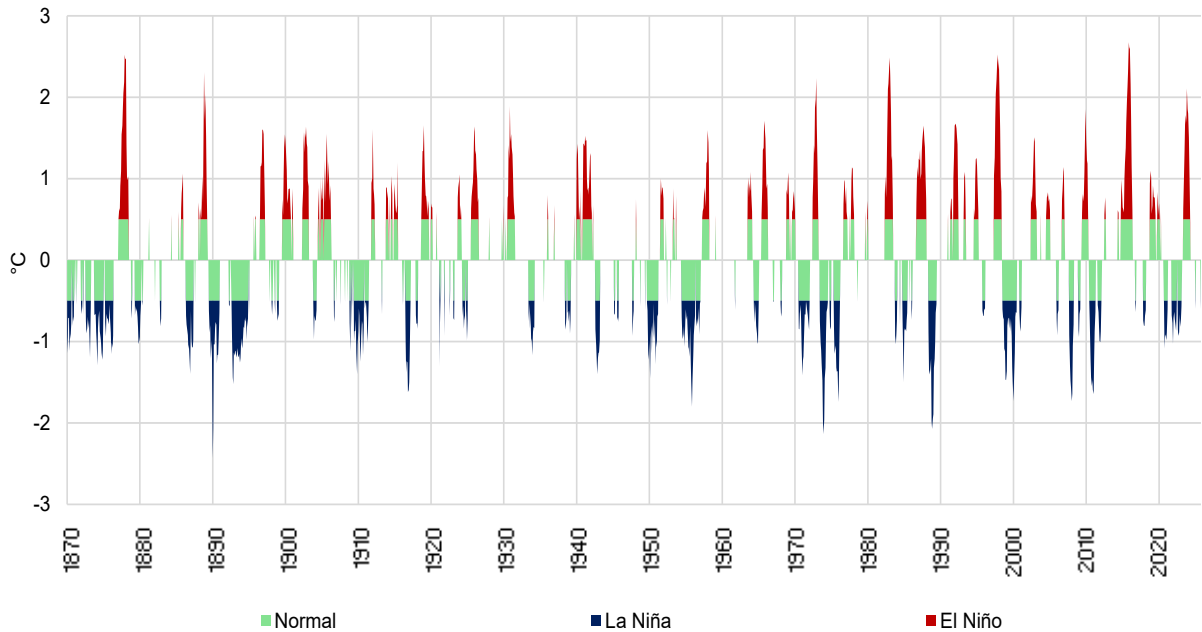


Fuente: XM y NOAA. Cálculos UPME.

Históricamente, el indicador de anomalía de temperatura en la región 3-4 del Océano Pacífico (ONI) ha estado asociado a la ocurrencia de Fenómenos de El Niño y La Niña. La Gráfica A1- 18 Gráfica A1- 18 expone tales anomalías en las que sobresalen recientemente Los *Niños* de los años 2014-16 y 2023-24, con anomalías de temperatura que alcanzaron magnitudes de 2.8°C y 2.1 °C,

respectivamente. Lo anterior determinó altos niveles de consumo de combustibles para generación eléctrica.

Gráfica A1- 18: Anomalía de temperatura en el Océano Pacífico⁵⁰.

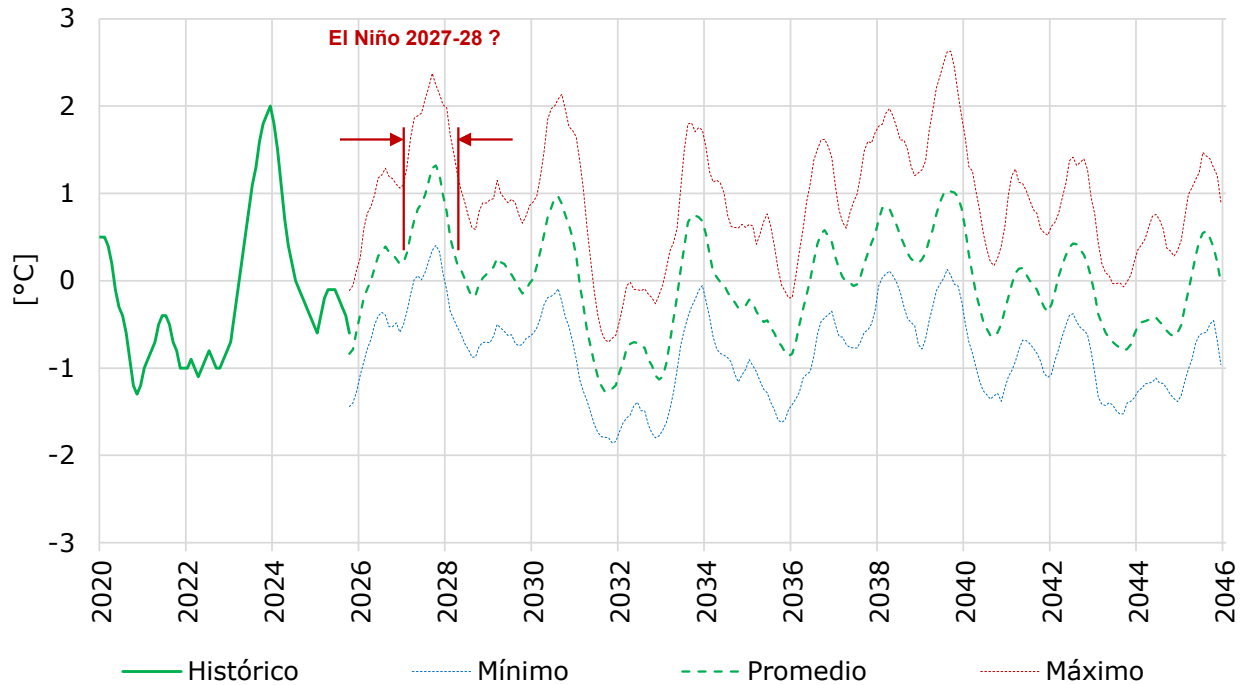


Fuente: NOAA. Cálculos UPME.

Análisis estadísticos proyectaron un riesgo significativo de ocurrencia de Fenómeno de El Niño para los periodos 2027-28, 2030-31, y otros subsiguientes. Lo anterior proyectando 100 series probabilísticas futuras de anomalía de temperatura en el Océano Pacífico (ver Gráfica A1- 19).

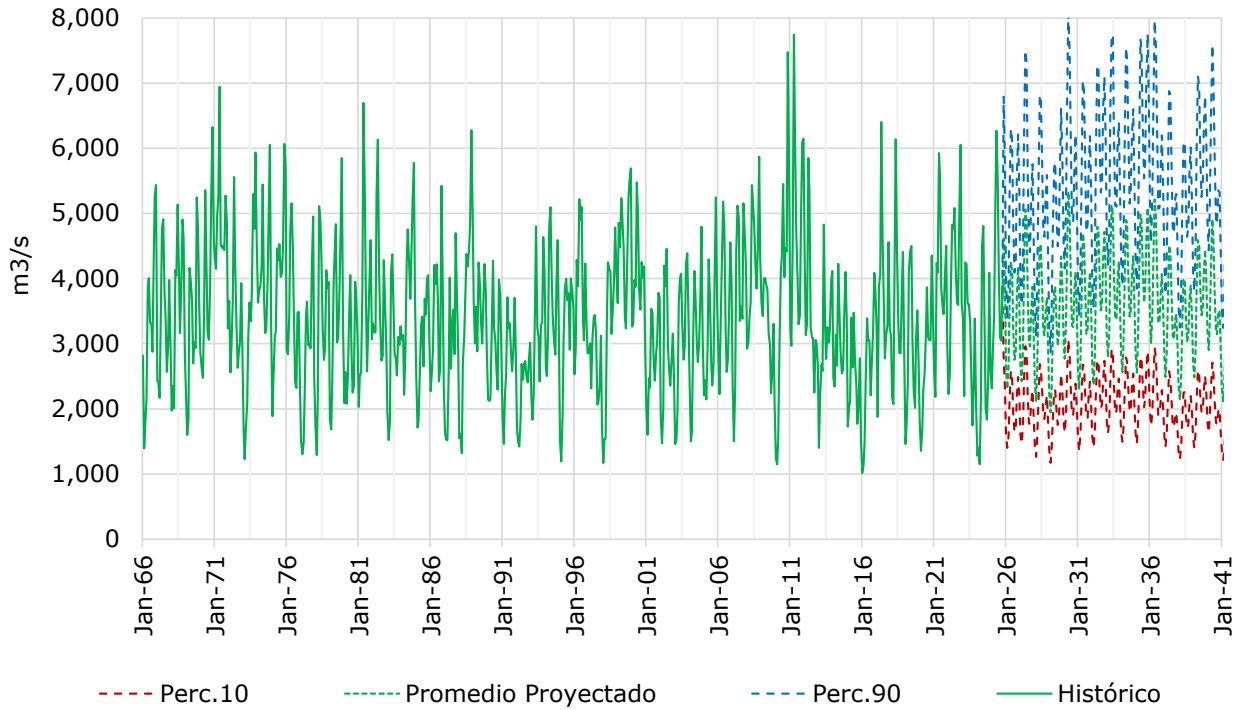
⁵⁰ Ver nota de pie de página 44.

Gráfica A1- 19: Proyección de anomalía de temperatura en el Océano Pacífico.



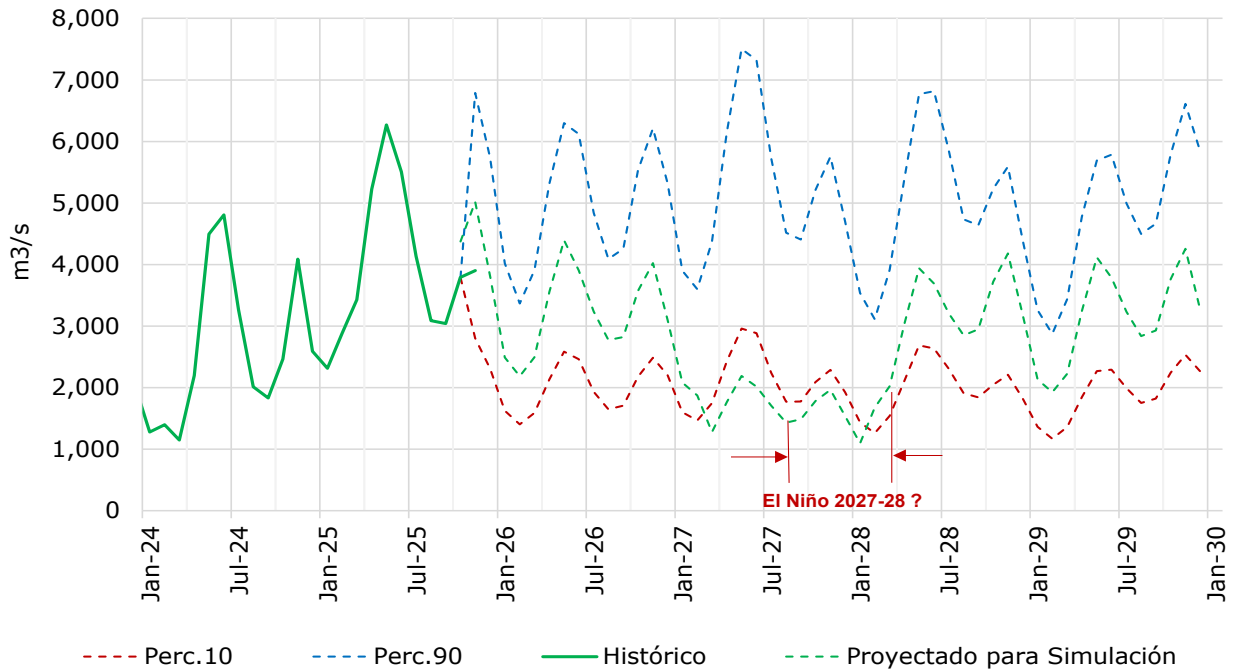
Con la proyección de anomalía de temperatura en el Océano Pacífico se proyecta para cada uno de los caudales afluentes al SIN 200 series futuras. La Gráfica A1- 20 expone la banda de caudales agregados al SIN. En particular, para el escenario medio se asumieron los caudales afluentes que en el agregado se presentan en la Gráfica A1- 21, que por sus bajos niveles definen un alto consumo de combustibles (Gráfica A1- 22).

Gráfica A1- 20: Caudal agregado afluente al SIN, histórico y proyectado 1966-2035.



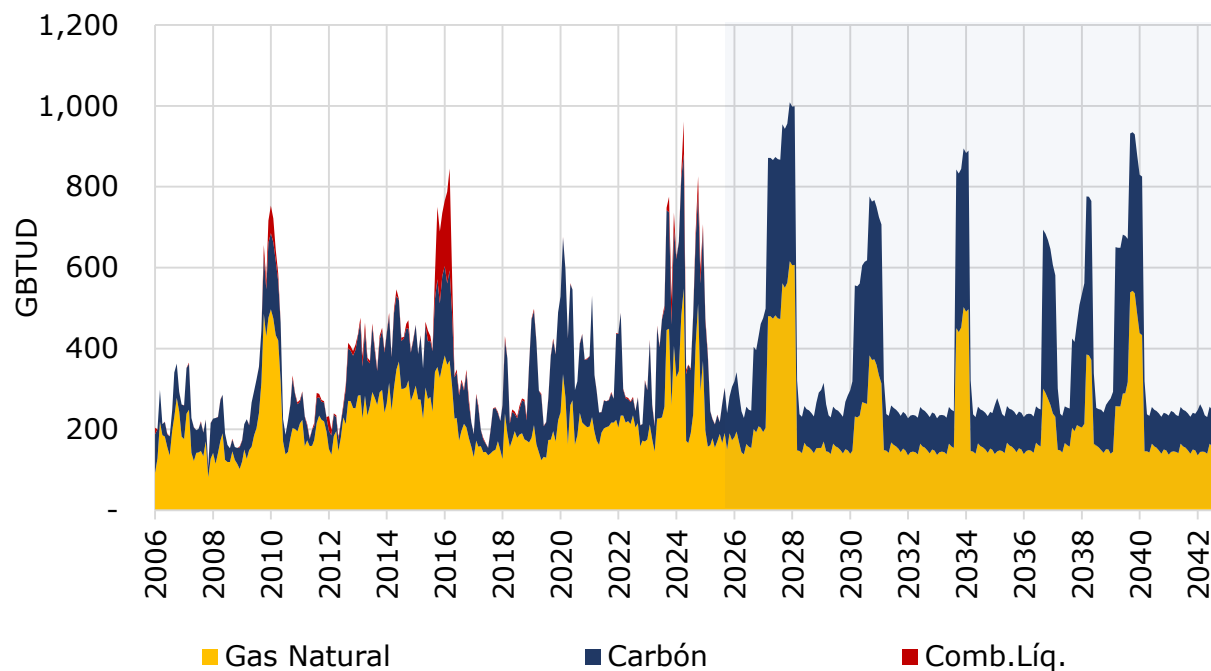
Fuente: XM. Cálculos UPME.

Gráfica A1- 21: Caudal agregado afluente al SIN, histórico y proyectado 2024-30.



Fuente: XM. Cálculos UPME.

Gráfica A1- 22: Consumo histórico y proyectado de combustibles del SIN.



Para el escenario alto se asumió restar 1200 MW de capacidad de generación renovable a lo considerado en los escenarios bajo y medio. Esto en el intento de considerar un retraso en el ingreso de nuevos proyectos de generación.

A1.6 Sector Petrolero

Para el sector petrolero, se incluye la información directamente suministrada por Ecopetrol sobre su prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y refinados en el país.

A1.7 Sector Petroquímico

Para el sector petroquímico, la proyección de demanda en su escenario medio mantiene, para cada uno de los nodos, el promedio histórico. Los escenarios alto y bajo corresponden, como para las proyecciones en otros sectores, a la banda de confianza del 95%.

A1.8 Sector Compresores

Para estimar la proyección de demanda media de los compresores del propio sistema de transporte de gas natural, se mantiene el promedio histórico de la demanda en cada uno de los nodos en lo que se consume este combustible. Adicionalmente, se incluye la participación de los futuros compresores de la prevista bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde al año 2031.

ANEXO 2: PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTORIAL Y REGIONAL, ESCENARIO MEDIO [GBTUD]

Sector Residencial

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	MagdaL Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	48.8	20.9	2.4	7.3	2.2	6.7	8.4	9.9	7.5	114.0
2010	50.3	21.5	2.5	8.0	2.3	6.8	9.3	11.0	7.9	119.4
2011	53.7	22.3	2.6	8.8	2.5	7.0	10.5	12.1	8.9	128.2
2012	52.8	22.6	2.4	9.2	2.4	6.3	10.2	12.8	9.3	128.0
2013	59.3	23.5	2.7	10.0	2.6	7.2	12.9	13.6	9.7	141.5
2014	53.4	23.8	2.9	9.4	2.7	6.8	13.0	13.3	8.7	133.8
2015	48.5	24.5	2.9	9.5	2.8	7.5	13.7	13.2	8.8	131.3
2016	53.1	24.8	2.9	9.5	2.9	8.1	13.9	13.3	8.9	137.5
2017	55.8	26.3	3.1	10.2	3.1	8.5	15.5	14.3	9.3	146.2
2018	59.5	27.9	3.1	9.8	3.3	9.4	15.7	13.8	8.9	151.4
2019	63.5	30.1	2.8	10.5	3.4	10.3	15.9	14.2	9.3	160.0
2020	66.7	30.8	2.7	11.6	3.7	10.3	16.9	15.5	10.3	168.5
2021	69.8	32.4	2.2	11.9	3.7	10.8	17.4	15.3	10.3	173.7
2022	72.2	33.0	1.5	12.1	3.7	11.8	17.1	15.6	10.1	177.1
2023	71.6	30.1	2.7	11.6	3.7	11.8	17.3	14.2	10.1	173.1
2024	71.4	32.4	2.7	11.8	3.7	11.6	17.4	14.0	9.8	174.8
2025	70.8	29.9	2.3	12.4	3.7	9.8	19.0	14.6	9.4	171.9
2026	70.4	29.6	3.0	12.7	3.8	11.0	19.1	14.9	9.3	174.0
2027	70.6	29.6	3.0	12.8	3.8	11.0	19.3	15.0	9.4	174.4
2028	70.6	29.5	3.0	12.8	3.8	10.9	19.3	15.0	9.3	174.3
2029	71.0	29.6	3.0	12.9	3.9	11.0	19.5	15.1	9.4	175.4
2030	71.2	29.6	3.0	12.9	3.9	11.0	19.7	15.1	9.4	175.9
2031	71.5	29.6	3.0	13.0	3.9	11.0	19.8	15.2	9.4	176.4
2032	71.5	29.5	3.0	13.0	3.9	11.0	19.9	15.2	9.4	176.3
2033	71.9	29.6	3.1	13.0	3.9	11.0	20.1	15.2	9.4	177.3
2034	72.1	29.6	3.1	13.0	4.0	11.0	20.3	15.3	9.4	177.7
2035	72.3	29.6	3.1	13.1	4.0	11.0	20.4	15.3	9.4	178.1
2036	72.2	29.5	3.1	13.0	4.0	11.0	20.5	15.3	9.4	177.9
2037	72.6	29.6	3.1	13.1	4.0	11.1	20.7	15.3	9.4	178.9
2038	72.8	29.6	3.1	13.1	4.0	11.1	20.8	15.3	9.4	179.2
2039	72.9	29.6	3.1	13.1	4.0	11.1	20.9	15.3	9.4	179.5
2040	72.8	29.5	3.1	13.0	4.0	11.1	20.9	15.3	9.3	179.1
2041	73.1	29.6	3.1	13.0	4.0	11.2	21.1	15.4	9.3	179.9
2042	73.2	29.6	3.1	13.0	4.0	11.2	21.2	15.4	9.3	180.1

Sector Industrial

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	69.2	100.4	3.8	9.4	7.2	1.6	17.3	26.9	7.2	243.0
2010	46.0	104.5	3.5	10.4	6.5	1.9	18.5	28.9	9.9	230.0
2011	50.6	97.7	12.4	10.1	17.2	2.0	20.4	27.4	14.2	251.9
2012	44.9	98.9	8.6	11.2	18.1	1.9	19.2	33.4	12.8	249.0
2013	54.7	107.2	8.2	11.0	15.3	1.6	22.4	48.2	7.3	275.9
2014	49.3	94.1	9.8	10.4	16.7	0.9	23.2	50.5	2.9	257.8
2015	50.1	89.6	10.5	10.3	14.3	0.6	23.6	45.0	2.4	246.4
2016	65.0	82.7	4.4	9.9	21.3	0.5	22.4	45.0	2.0	253.2
2017	66.9	88.2	1.7	9.8	21.7	0.6	23.5	36.1	0.7	249.1
2018	80.7	78.6	1.5	9.7	19.2	0.7	23.5	36.2	0.8	250.9
2019	94.8	73.9	1.2	10.4	18.0	1.0	21.8	38.9	1.8	261.7
2020	99.6	60.8	0.7	10.6	15.5	1.3	22.2	34.1	3.0	247.9
2021	123.8	58.8	0.3	9.9	14.5	1.5	25.2	34.5	4.7	273.2
2022	112.4	62.7	0.1	11.9	11.6	0.9	27.9	38.8	5.7	271.9
2023	109.1	64.2	0.8	11.7	3.9	0.9	26.3	38.3	6.2	261.3
2024	104.3	63.8	0.9	11.7	8.7	0.9	25.3	36.6	4.8	257.0
2025	105.8	61.3	0.8	11.6	1.3	1.8	23.2	33.8	1.6	241.2
2026	111.3	55.7	3.5	10.6	2.8	2.1	22.4	26.3	6.8	241.3
2027	109.2	51.8	5.3	9.8	7.1	1.7	21.0	22.9	10.2	239.0
2028	104.2	50.3	6.3	9.6	8.7	1.6	20.6	23.8	9.6	234.5
2029	101.5	49.7	7.0	9.4	9.3	1.4	20.8	25.8	8.1	232.8
2030	100.7	49.0	7.2	9.2	10.0	1.3	21.0	26.9	6.7	232.1
2031	102.2	48.5	7.0	9.1	11.1	1.2	21.2	27.2	5.7	233.2
2032	104.0	47.8	6.5	9.0	12.2	1.1	21.3	27.0	4.9	234.0
2033	106.2	47.4	5.8	9.0	13.1	1.1	21.5	26.8	4.3	235.0
2034	108.8	47.3	5.1	9.1	13.6	1.0	21.8	26.7	3.9	237.3
2035	111.5	47.4	4.4	9.2	13.9	1.0	22.1	26.9	3.6	239.9
2036	113.7	47.5	3.8	9.3	13.8	1.0	22.4	27.0	3.5	241.9
2037	115.9	47.5	3.4	9.4	13.6	1.0	22.7	27.2	3.5	244.2
2038	117.9	47.5	3.1	9.6	13.2	1.0	22.9	27.3	3.7	246.1
2039	119.6	47.5	2.9	9.7	12.8	1.0	23.2	27.4	3.9	248.0
2040	121.2	47.4	3.0	9.8	12.4	1.1	23.3	27.4	4.2	249.8
2041	122.6	47.3	3.1	9.9	12.0	1.1	23.5	27.5	4.5	251.6
2042	124.0	47.2	3.3	10.0	11.8	1.2	23.7	27.5	4.8	253.5

Sector Terciario

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	MagdaL Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	19.1	3.5	0.4	2.4	0.5	1.8	2.8	3.3	1.6	35.5
2010	20.4	3.7	0.4	2.3	0.5	1.9	3.3	3.6	2.5	38.6
2011	22.5	4.0	0.5	2.4	0.6	1.9	3.8	3.9	5.3	44.9
2012	26.5	6.2	1.1	2.5	0.5	2.2	3.4	4.1	6.9	53.3
2013	30.1	6.8	1.5	2.7	0.6	2.8	4.1	4.2	6.7	59.5
2014	27.3	7.6	1.7	2.4	0.7	3.1	4.1	5.9	1.5	54.4
2015	24.0	5.9	0.9	2.7	0.7	2.1	4.1	4.0	1.9	46.3
2016	25.3	5.2	0.6	3.1	0.6	2.8	4.4	4.2	1.8	48.0
2017	25.3	5.1	0.5	3.6	0.6	2.9	4.7	4.4	1.8	48.9
2018	26.2	5.3	0.5	3.5	0.7	2.9	5.4	4.2	1.8	50.5
2019	23.2	5.1	0.4	3.5	0.7	2.8	7.2	4.9	1.8	49.7
2020	15.6	5.7	0.2	2.8	0.7	2.1	7.8	4.8	1.5	41.2
2021	12.9	8.9	0.1	3.1	0.8	2.0	10.1	5.3	1.7	44.9
2022	15.4	10.3	0.1	3.5	0.7	2.0	11.1	6.4	1.6	51.3
2023	20.3	11.2	0.2	3.5	0.7	1.9	11.2	5.8	1.6	56.5
2024	20.9	5.2	0.2	3.5	0.7	1.9	11.1	5.5	1.6	50.7
2025	28.5	6.1	0.2	3.8	0.7	2.1	12.5	5.8	1.5	61.1
2026	27.4	6.5	0.2	3.4	0.6	2.0	12.4	5.9	1.7	60.1
2027	27.5	6.5	0.3	3.3	0.6	2.1	12.7	5.9	2.1	61.0
2028	27.5	6.7	0.4	3.2	0.6	2.1	13.0	6.0	2.2	61.7
2029	27.5	6.9	0.4	3.2	0.6	2.1	13.4	6.0	2.3	62.4
2030	27.5	7.1	0.5	3.2	0.6	2.1	13.8	6.2	2.3	63.3
2031	27.6	7.3	0.5	3.2	0.6	2.2	14.3	6.3	2.3	64.2
2032	27.7	7.5	0.5	3.2	0.6	2.2	14.8	6.4	2.3	65.2
2033	27.9	7.6	0.5	3.2	0.6	2.2	15.3	6.5	2.3	66.1
2034	28.0	7.8	0.5	3.2	0.6	2.2	15.8	6.7	2.3	67.0
2035	28.1	7.9	0.5	3.2	0.6	2.2	16.3	6.8	2.3	67.9
2036	28.2	8.0	0.5	3.2	0.6	2.2	16.7	6.9	2.3	68.7
2037	28.3	8.1	0.5	3.3	0.6	2.2	17.2	7.0	2.3	69.5
2038	28.3	8.3	0.5	3.3	0.6	2.2	17.7	7.1	2.3	70.3
2039	28.4	8.4	0.5	3.3	0.6	2.2	18.1	7.2	2.3	71.1
2040	28.5	8.5	0.5	3.3	0.6	2.2	18.6	7.3	2.3	71.8
2041	28.5	8.6	0.5	3.3	0.6	2.2	19.1	7.4	2.3	72.6
2042	28.6	8.7	0.5	3.3	0.6	2.2	19.5	7.5	2.3	73.3

Sector Petrolero

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	8.3	12.0			77.9	-			-	98.2
2010	12.2	11.8			86.2	-			-	110.1
2011	15.9	14.2			96.6	-			-	126.7
2012	18.6	13.7			98.2	-			-	130.5
2013	20.0	13.8			106.3	-			-	140.1
2014	19.4	4.1			120.5	-			-	144.0
2015	18.7	10.9			122.7	-			-	152.4
2016	19.5	57.5			118.8	-			-	195.7
2017	22.3	70.5			118.4	-			-	211.2
2018	24.0	67.7			103.7	3.3			-	198.7
2019	25.8	70.3			92.0	5.8			-	193.9
2020	24.5	62.7			75.3	-			-	162.5
2021	22.6	63.8			92.7	-			-	179.1
2022	25.3	60.1			118.4	-			-	203.8
2023	24.3	74.5			117.5	-			-	216.4
2024	23.9	68.8			116.8	-			-	209.5
2025	20.0	67.8			113.6	-			-	201.4
2026	26.8	71.3			120.3					218.3
2027	35.5	68.4			123.3					227.2
2028	35.5	73.0			120.6					229.1
2029	35.5	68.4			117.6					221.5
2030	35.5	73.0			115.5					223.9
2031	35.5	74.7			116.9					227.1
2032	35.5	68.3			116.3					220.1
2033	35.5	68.5			111.6					215.6
2034	35.5	71.9			105.1					212.5
2035	35.5	73.0			105.6					214.0
2036	35.5	75.0			105.5					216.0
2037	35.5	68.3			104.6					208.4
2038	35.5	68.2			102.5					206.2
2039	35.5	73.0			102.2					210.7
2040	35.5	71.9			99.0					206.4
2041	35.5	75.0			98.7					209.2
2042	35.5	64.0			98.7					198.2

Sector Petroquímico

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	-	19.5	-	-	-	-	0.7	-	-	20.2
2010	-	21.1	-	-	-	-	0.6	-	-	21.7
2011	-	22.1	-	-	-	-	0.5	-	-	22.6
2012	-	18.2	-	-	-	-	0.5	-	-	18.7
2013	-	21.2	-	-	-	-	0.9	-	-	22.1
2014	-	19.2	-	-	-	-	1.1	-	-	20.3
2015	-	16.7	-	-	-	-	0.8	-	-	17.4
2016	-	16.1	-	-	-	-	0.7	-	-	16.9
2017	-	17.3	-	-	-	-	0.7	-	-	18.0
2018	-	15.2	-	-	-	-	0.6	-	-	15.7
2019	-	12.9	-	-	-	-	0.3	-	-	13.2
2020	-	11.8	-	-	-	-	0.2	-	-	12.0
2021	-	21.0	-	-	-	-	0.1	-	-	21.1
2022	0.2	23.9	-	-	-	-	0.0	-	-	24.1
2023	0.0	23.3	-	-	-	-	-	-	-	23.3
2024	0.1	14.9	-	-	-	-	-	-	-	15.0
2025	-	10.3	-	-	-	-	-	-	-	10.3
2026		17.2								17.2
2027		17.2								17.2
2028		17.2								17.2
2029		17.2								17.2
2030		17.2								17.2
2031		17.2								17.2
2032		17.2								17.2
2033		17.2								17.2
2034		17.2								17.2
2035		17.2								17.2
2036		17.2								17.2
2037		17.2								17.2
2038		17.2								17.2
2039		17.2								17.2
2040		17.2								17.2
2041		17.2								17.2
2042		17.2								17.2

Sector Vehicular - GNV

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	30.3	17.8	0.6	6.7	0.1	2.1	6.0	15.8	5.1	84.4
2010	27.8	16.6	0.4	6.3	0.0	1.6	5.4	14.9	5.6	78.7
2011	28.3	16.4	0.2	6.3	0.1	1.7	5.7	15.2	5.3	79.2
2012	29.3	16.6	0.1	6.6	0.0	1.3	6.1	12.6	5.3	78.0
2013	33.5	19.4	0.1	8.2	0.0	1.5	7.1	13.3	6.5	89.7
2014	31.7	19.2	0.1	7.3	0.1	1.4	7.9	15.3	5.7	88.7
2015	33.0	21.7	0.2	6.7	0.1	1.5	7.3	12.6	4.3	87.4
2016	29.6	13.8	0.1	6.2	0.1	1.1	7.3	11.8	3.6	73.5
2017	25.1	12.7	0.0	5.3	0.0	1.0	5.5	9.8	2.8	62.2
2018	23.1	11.5	0.3	4.2	0.0	1.2	5.2	8.3	3.2	57.0
2019	22.4	11.3	0.3	4.0	0.1	1.6	5.3	8.6	2.5	56.1
2020	21.1	7.5	0.2	3.6	0.9	0.9	4.2	7.2	1.9	47.6
2021	25.2	8.0	0.2	3.7	1.2	1.0	4.6	8.2	1.9	54.1
2022	26.0	8.1	0.2	3.3	0.2	1.6	4.6	8.4	2.0	54.5
2023	25.1	8.6	0.4	2.8	0.3	1.6	4.2	7.4	1.9	52.5
2024	29.2	10.2	0.3	3.3	0.2	2.6	4.1	7.7	1.6	59.3
2025	31.0	9.0	0.4	3.0	0.4	2.8	3.5	7.3	2.0	59.5
2026	32.0	7.1	0.3	3.0	0.6	2.5	3.6	7.3	2.3	58.8
2027	31.1	8.0	0.3	3.0	0.5	2.6	3.5	7.1	2.2	58.3
2028	30.9	7.8	0.2	3.0	0.4	2.7	3.5	6.9	2.2	57.6
2029	31.0	7.5	0.2	3.0	0.4	2.8	3.5	6.8	2.1	57.2
2030	31.1	7.4	0.2	2.9	0.3	2.8	3.4	6.7	2.1	57.0
2031	31.3	7.4	0.2	2.8	0.3	2.9	3.3	6.7	2.0	57.0
2032	31.5	7.4	0.2	2.7	0.3	2.9	3.2	6.7	1.9	56.9
2033	31.8	7.4	0.2	2.6	0.3	3.0	3.1	6.7	1.8	56.8
2034	32.0	7.5	0.2	2.5	0.3	3.0	3.0	6.7	1.7	56.8
2035	32.2	7.5	0.2	2.4	0.3	3.1	2.8	6.7	1.7	56.8
2036	32.3	7.6	0.2	2.3	0.3	3.1	2.7	6.7	1.6	56.8
2037	32.5	7.7	0.2	2.2	0.2	3.2	2.6	6.8	1.5	56.9
2038	32.6	7.7	0.2	2.2	0.2	3.2	2.5	6.8	1.5	56.9
2039	32.8	7.8	0.1	2.1	0.2	3.2	2.5	6.8	1.4	57.0
2040	32.9	7.9	0.1	2.0	0.2	3.2	2.4	6.9	1.4	57.1
2041	33.0	8.0	0.1	1.9	0.2	3.3	2.3	6.9	1.3	57.1
2042	33.0	8.1	0.1	1.9	0.2	3.3	2.2	7.0	1.3	57.1

Sector TermoEléctrico

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	8.4	203.1	-	-	36.8	-	-	13.9	-	262.3
2010	8.4	234.2	-	-	35.8	-	-	18.7	-	297.1
2011	3.1	184.6	-	-	12.3	-	-	0.2	-	200.2
2012	6.5	178.2	-	-	30.8	-	-	2.3	-	217.9
2013	7.7	208.1	-	-	52.1	-	-	10.7	-	278.6
2014	6.0	226.2	-	-	64.3	-	-	13.4	-	309.9
2015	10.7	230.1	-	-	86.2	-	-	22.4	-	349.4
2016	12.8	209.1	-	-	62.1	-	-	30.8	-	314.8
2017	6.6	141.7	-	-	2.8	-	-	0.8	-	151.9
2018	13.1	171.8	-	-	0.6	-	-	2.3	-	187.8
2019	13.4	150.6	-	-	4.0	-	-	5.7	-	173.8
2020	26.5	168.4	-	-	36.8	-	-	5.9	0.2	237.8
2021	43.3	136.6	-	-	31.9	-	-	0.2	0.1	212.0
2022	45.8	138.4	-	-	31.4	-	-	0.3	0.5	216.4
2023	48.0	205.9	-	-	2.3	-	-	12.3	1.0	269.5
2024	39.0	277.6	-	-	7.8	-	-	21.0	1.2	346.7
2025	32.9	148.7	-	-	0.3	-	-	0.9	0.4	183.3
2026	38.6	137.0	-	-	-	-	-	-	-	175.6
2027	25.0	437.6	-	-	-	-	-	-	-	462.6
2028	20.1	207.0	-	-	-	-	-	-	-	227.2
2029	5.4	146.1	-	-	-	-	-	-	-	151.5
2030	6.0	266.2	-	-	-	-	-	-	-	272.2
2031	8.9	108.9	-	-	-	-	-	62.8	-	180.6
2032	-	147.4	-	-	-	-	-	-	-	147.4
2033	-	209.8	-	-	-	-	-	42.5	-	252.3
2034	-	180.8	-	-	-	-	-	26.9	-	207.7
2035	-	150.2	-	-	-	-	-	-	-	150.2
2036	-	166.9	-	-	-	-	-	27.7	-	194.6
2037	-	172.4	-	-	-	-	-	11.8	-	184.2
2038	-	179.6	-	-	-	-	-	39.6	-	219.2
2039	-	248.3	-	-	-	-	-	89.5	-	337.8
2040	-	171.7	-	-	-	-	-	25.6	-	197.3
2041	-	147.9	-	-	-	-	-	-	-	147.9
2042	-	147.6	-	-	-	-	-	-	-	147.6

Sector Compresores

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2021	5.6	0.7	0.2	0.8	1.0	-	-	-	0.2	8.5
2022	5.0	0.9	0.1	0.7	0.4	-	-	-	0.2	7.2
2023	5.7	0.8	0.0	0.7	0.2	-	-	-	0.1	7.7
2024	4.6	1.0	0.3	0.9	0.3	-	-	-	0.1	7.2
2025	2.8	1.0	0.3	0.6	0.5	-	-	-	0.1	5.2
2026	4.8	0.8	0.2	0.8	0.5	-	-	-	0.1	7.2
2027	5.2	0.6	0.2	0.7	0.4	-	-	-	0.1	7.3
2028	4.6	1.0	0.3	0.8	0.5	-	-	-	0.1	7.3
2029	4.5	0.9	0.2	0.8	0.5	-	-	-	0.1	7.0
2030	5.0	0.8	0.1	0.8	0.5	-	-	-	0.1	7.2
2031	4.9	0.8	0.2	1.7	0.5	-	-	1.0	0.1	9.2
2032	4.7	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.1	9.1
2033	4.8	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.1	9.1
2034	4.9	0.8	0.1	1.8	0.5	-	-	1.0	0.1	9.1
2035	4.8	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2036	4.8	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2037	4.8	0.8	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2038	4.8	0.8	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2039	4.8	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2040	4.8	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2041	4.8	0.8	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1
2042	4.8	0.9	0.2	1.8	0.5	-	-	1.0	0.0	9.1

Agregado Nacional por Regiones

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
2009	189.5	378.5	13.9	26.7	132.4	12.2	35.2	69.9	21.6	879.9
2010	170.5	414.5	13.3	27.7	138.8	12.2	37.1	77.1	26.0	917.2
2011	180.9	361.5	20.8	28.6	137.2	12.9	40.9	58.7	33.9	875.5
2012	185.7	355.3	16.5	30.6	157.7	11.7	39.5	65.2	34.5	896.8
2013	215.1	400.9	15.6	33.5	186.4	13.0	47.5	90.0	30.6	1,032.5
2014	196.9	395.0	17.6	31.1	214.2	12.2	49.3	98.4	19.2	1,033.8
2015	194.4	399.6	18.2	30.7	236.1	11.8	49.5	97.2	17.7	1,055.1
2016	214.8	410.0	11.4	30.3	215.1	12.4	48.7	105.2	16.7	1,064.6
2017	211.8	363.0	8.5	30.5	156.0	13.1	49.9	65.4	14.9	913.0
2018	235.5	380.5	7.6	28.7	135.7	17.5	50.3	64.9	15.0	935.5
2019	251.5	356.3	5.9	29.7	124.4	21.5	50.5	72.4	15.7	927.8
2020	261.3	348.8	4.7	29.6	136.9	14.6	51.3	67.5	17.3	931.7
2021	303.2	330.2	3.1	29.4	145.8	15.3	57.4	63.4	18.9	966.6
2022	302.4	337.5	1.9	31.5	166.4	16.2	60.8	69.5	20.2	1,006.3
2023	304.2	418.6	4.2	30.4	128.7	16.2	59.1	78.0	20.9	1,060.3
2024	293.3	473.9	4.4	31.2	138.4	16.9	57.9	84.9	19.0	1,120.0
2025	291.9	334.0	3.9	31.4	120.6	16.5	58.1	62.4	15.1	933.8
2026	311.5	325.2	7.3	30.5	128.5	17.6	57.4	54.4	20.2	952.5
2027	304.3	619.7	9.1	29.6	135.7	17.4	56.4	50.9	24.0	1,247.0
2028	293.5	392.5	10.2	29.3	134.6	17.3	56.4	51.7	23.5	1,008.9
2029	276.3	326.3	10.9	29.3	132.2	17.3	57.2	53.7	21.9	925.1
2030	277.0	450.2	11.0	29.0	130.8	17.3	57.9	54.9	20.5	1,048.7
2031	281.9	294.4	10.9	29.8	133.3	17.3	58.7	119.2	19.4	964.9
2032	275.0	326.0	10.4	29.7	133.8	17.2	59.2	56.2	18.5	926.1
2033	278.0	388.3	9.7	29.6	130.0	17.2	60.0	98.7	17.9	1,029.5
2034	281.2	362.9	9.0	29.6	124.0	17.3	60.8	83.2	17.4	985.4
2035	284.3	333.6	8.3	29.7	124.8	17.3	61.6	56.6	17.0	933.3
2036	286.7	352.5	7.7	29.7	124.6	17.3	62.3	84.5	16.8	982.2
2037	289.6	351.7	7.3	29.8	123.5	17.4	63.2	69.0	16.8	968.4
2038	291.9	358.9	7.0	29.8	121.1	17.5	63.9	97.1	16.9	1,004.2
2039	294.0	432.6	6.9	29.9	120.4	17.6	64.7	147.2	17.1	1,130.4
2040	295.6	354.9	6.9	29.9	116.8	17.6	65.3	83.6	17.3	987.9
2041	297.6	334.5	7.0	30.0	116.1	17.8	66.0	58.2	17.6	944.6
2042	299.2	323.2	7.2	30.0	115.9	17.8	66.6	58.4	17.8	936.1

Agregado Nacional por Sectores

	Residenc.	Industr.	Terciar.	Vehicul.	Petrol.	Petro Químico	Termo Eléctrico	Compresores	Total
2009	114.0	243.0	35.5	84.4	98.2	20.2	262.3	22.3	879.9
2010	119.4	230.0	38.6	78.7	110.1	21.7	297.1	21.5	917.2
2011	128.2	251.9	44.9	79.2	126.7	22.6	200.2	21.8	875.5
2012	128.0	249.0	53.3	78.0	130.5	18.7	217.9	21.4	896.8
2013	141.5	275.9	59.5	89.7	140.1	22.1	278.6	25.2	1,032.5
2014	133.8	257.8	54.4	88.7	144.0	20.3	309.9	25.0	1,033.8
2015	131.3	246.4	46.3	87.4	152.4	17.4	349.4	24.4	1,055.1
2016	137.5	253.2	48.0	73.5	195.7	16.9	314.8	25.0	1,064.6
2017	146.2	249.1	48.9	62.2	211.2	18.0	151.9	25.5	913.0
2018	151.4	250.9	50.5	57.0	198.7	15.7	187.8	23.3	935.5
2019	160.0	261.7	49.7	56.1	193.9	13.2	173.8	19.4	927.8
2020	168.5	247.9	41.2	47.6	162.5	12.0	237.8	14.3	931.7
2021	173.7	273.2	44.9	54.1	179.1	21.1	212.0	8.5	966.6
2022	177.1	271.9	51.3	54.5	203.8	24.1	216.4	7.2	1,006.3
2023	173.1	261.3	56.5	52.5	216.4	23.3	269.5	7.7	1,060.3
2024	174.8	257.0	50.7	59.3	209.5	15.0	346.7	7.2	1,120.0
2025	171.9	241.2	61.1	59.5	201.4	10.3	183.3	5.2	933.8
2026	174.0	241.3	60.1	58.8	218.3	17.2	175.6	7.2	952.5
2027	174.4	239.0	61.0	58.3	227.2	17.2	462.6	7.3	1,247.0
2028	174.3	234.5	61.7	57.6	229.1	17.2	227.2	7.3	1,008.9
2029	175.4	232.8	62.4	57.2	221.5	17.2	151.5	7.0	925.1
2030	175.9	232.1	63.3	57.0	223.9	17.2	272.2	7.2	1,048.7
2031	176.4	233.2	64.2	57.0	227.1	17.2	180.6	9.2	964.9
2032	176.3	234.0	65.2	56.9	220.1	17.2	147.4	9.1	926.1
2033	177.3	235.0	66.1	56.8	215.6	17.2	252.3	9.1	1,029.5
2034	177.7	237.3	67.0	56.8	212.5	17.2	207.7	9.1	985.4
2035	178.1	239.9	67.9	56.8	214.0	17.2	150.2	9.1	933.3
2036	177.9	241.9	68.7	56.8	216.0	17.2	194.6	9.1	982.2
2037	178.9	244.2	69.5	56.9	208.4	17.2	184.2	9.1	968.4
2038	179.2	246.1	70.3	56.9	206.2	17.2	219.2	9.1	1,004.2
2039	179.5	248.0	71.1	57.0	210.7	17.2	337.8	9.1	1,130.4
2040	179.1	249.8	71.8	57.1	206.4	17.2	197.3	9.1	987.9
2041	179.9	251.6	72.6	57.1	209.2	17.2	147.9	9.1	944.6
2042	180.1	253.5	73.3	57.1	198.2	17.2	147.6	9.1	936.1

ANEXO 3: COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN ANTERIOR CON LOS DATOS REALES E HISTÓRICOS.

A continuación, se comparan los escenarios de proyección de demanda de gas natural desarrollados en el año 2024⁵¹ con las cantidades de este combustible que efectivamente fueron demandadas por sectores. Los datos insumo de tal proyección abarcaron hasta septiembre de 2024, de manera que la proyección a comparar comprende desde octubre de 2024 hasta noviembre de 2025 (último mes con información disponible).

La Gráfica A3- 1 expone para el agregado de todos los sectores los tres escenarios de proyección respecto del consumo real, evidenciándose que se mantenido dentro de la banda de proyección, excepto durante los primeros meses del año 2025 en que la proyección estimó menores aportes hidrológicos a los promedios históricos y, consecuentemente, una alta demanda de gas natural para el sector termoeléctrico.

Adicionalmente, la limitada oferta nacional de gas natural y la creciente importación de este combustible⁵² han elevado progresivamente los precios al usuario final, de manera que pierde competitividad frente al GLP y el carbón mineral, en particular en el sector industrial (ver capítulo 2 de este documento).

Por otra parte, si bien el incremento del precio de la gasolina durante los años 2023-24 habría incentivado una mayor demanda de gas natural vehicular, el crecimiento subsiguiente del precio del GNV limitaría el crecimiento de su demanda (ver numeral 2.4).

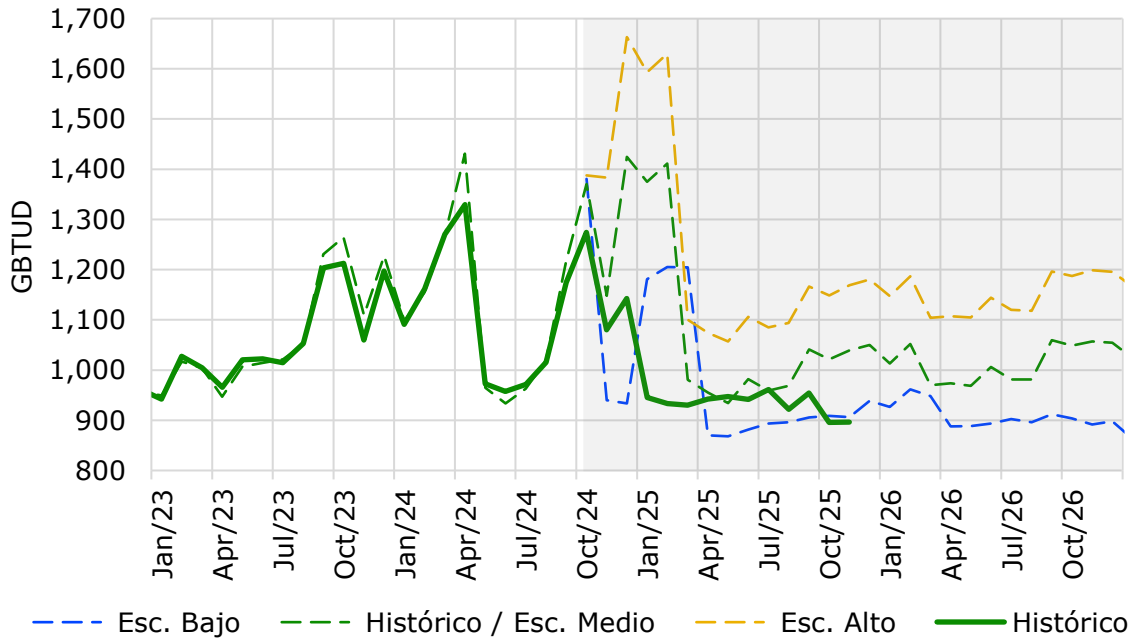
En el sector petrolero se presentaron limitaciones de suministro que obligaron el uso de energéticos sustitutos, de manera que su consumo fue inferior a lo proyectado originalmente.

A continuación, las siguientes gráficas comparan las proyecciones del año anterior con la demanda efectivamente lograda, a nivel de agregado y sectorial:

⁵¹ <https://www1-upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

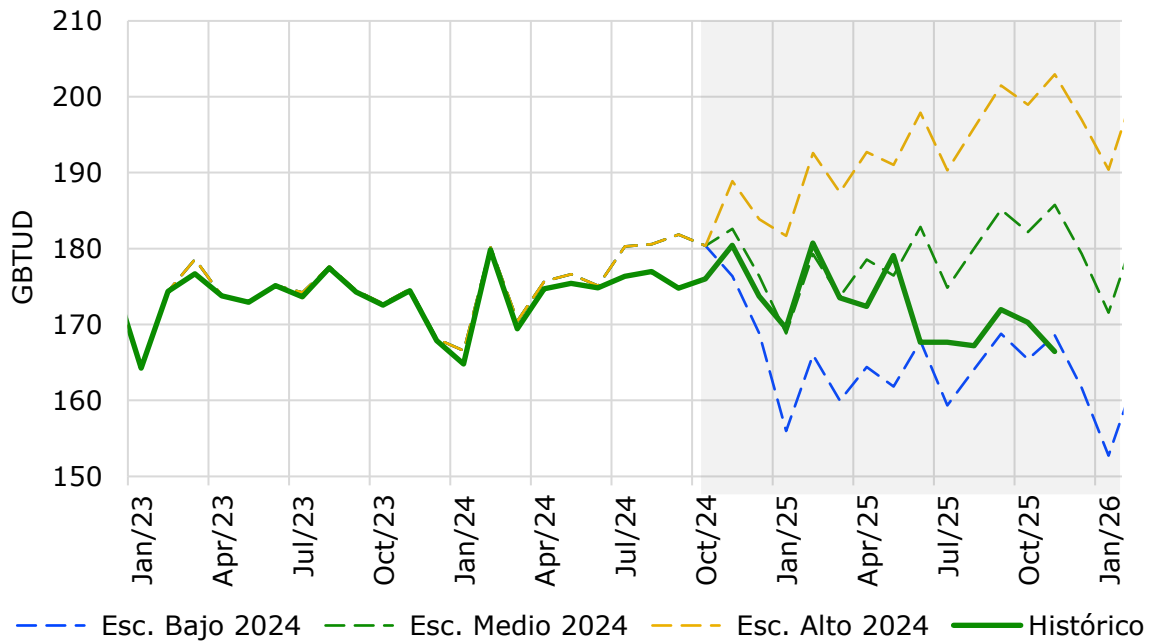
⁵² Durante el año 2025 cerca del 19% de la oferta de gas natural correspondió a importación. Información disponible en <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>.

Gráfica A3- 1: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, agregado nacional.



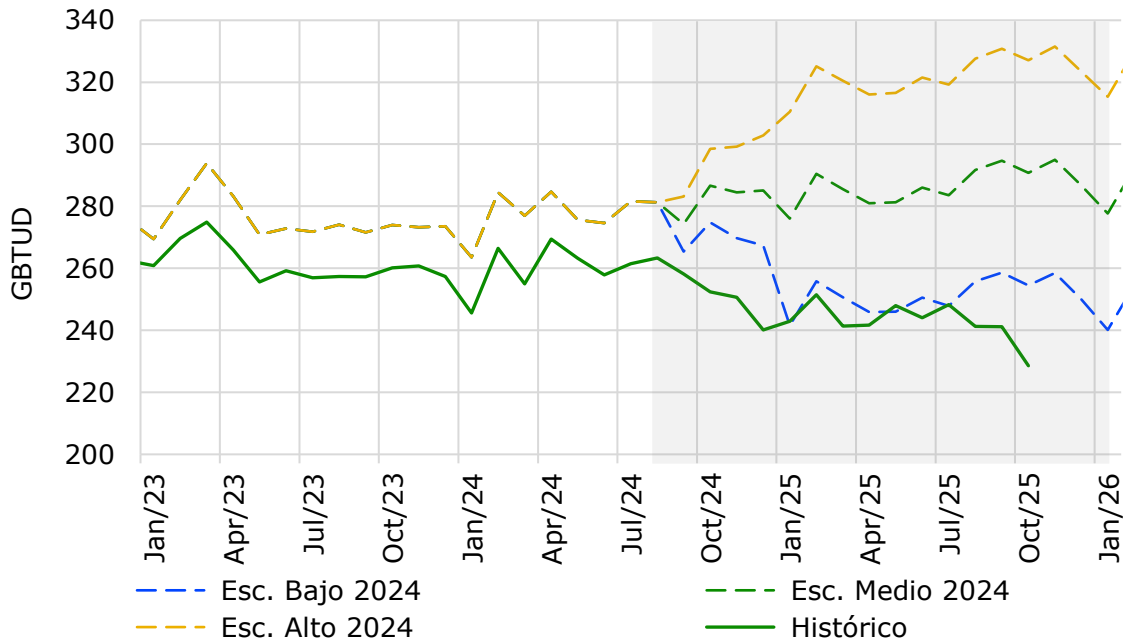
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica A3- 2: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector residencial.



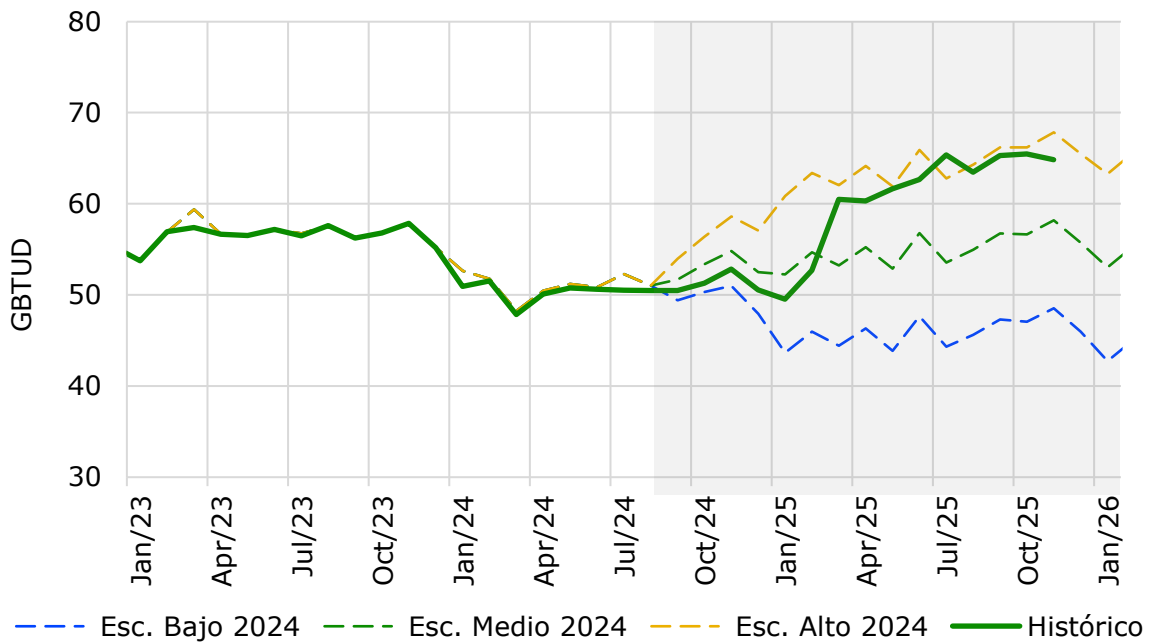
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica A3- 3: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector industrial.



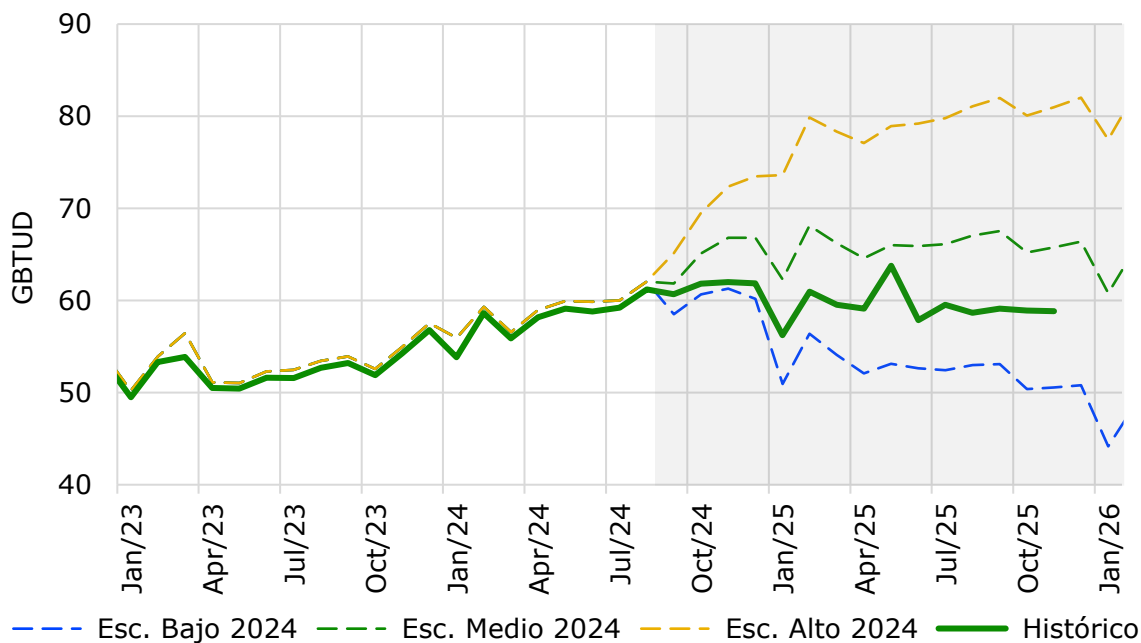
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Gráfica A3- 4: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector terciario.

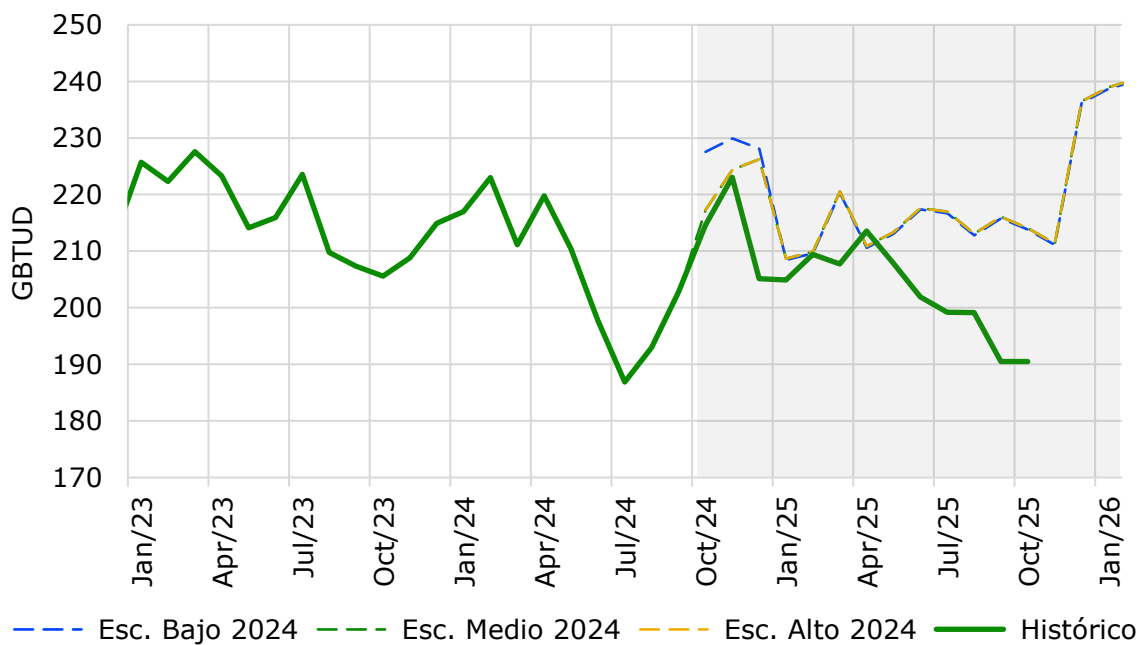


Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

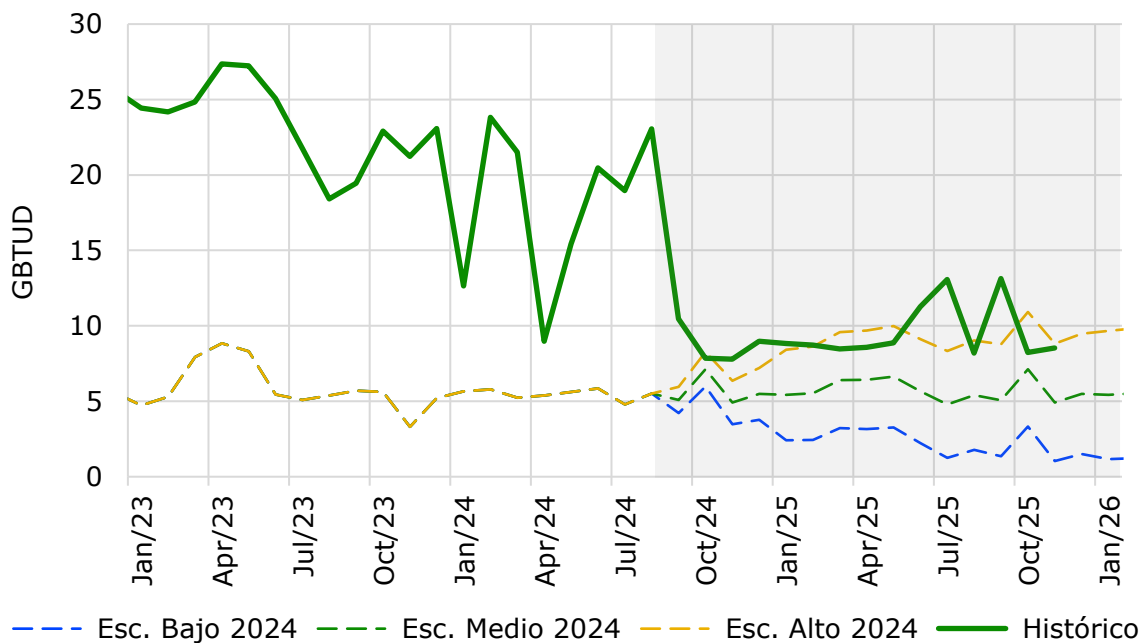
Gráfica A3- 5: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector vehicular.



Gráfica A3- 6: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector petrolero.



Gráfica A3- 7: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector petroquímico.



Gráfica A3- 8: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2024 y el consumo real, sector termoeléctrico.

