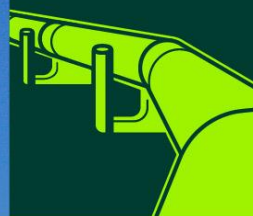




Unidad de Planeación
Minero Energética



ABR
20
25

Proyección de demanda de **Combustibles** **Líquidos y GLP** **2024-2038**





Unidad de Planeación
Minero Energética



© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirectora de Demanda

Jessica Arias Gaviria

Subdirector de Hidrocarburos

Mauricio Andrés Palma Orozco

Subdirección de Demanda

Jaime F. Andrade M. - Prof. Especializado

David A. Serrato T. – Contratista

Ruth A. Navas C. – Prof. Especializado

Daniel J. Restrepo S. – Contratista

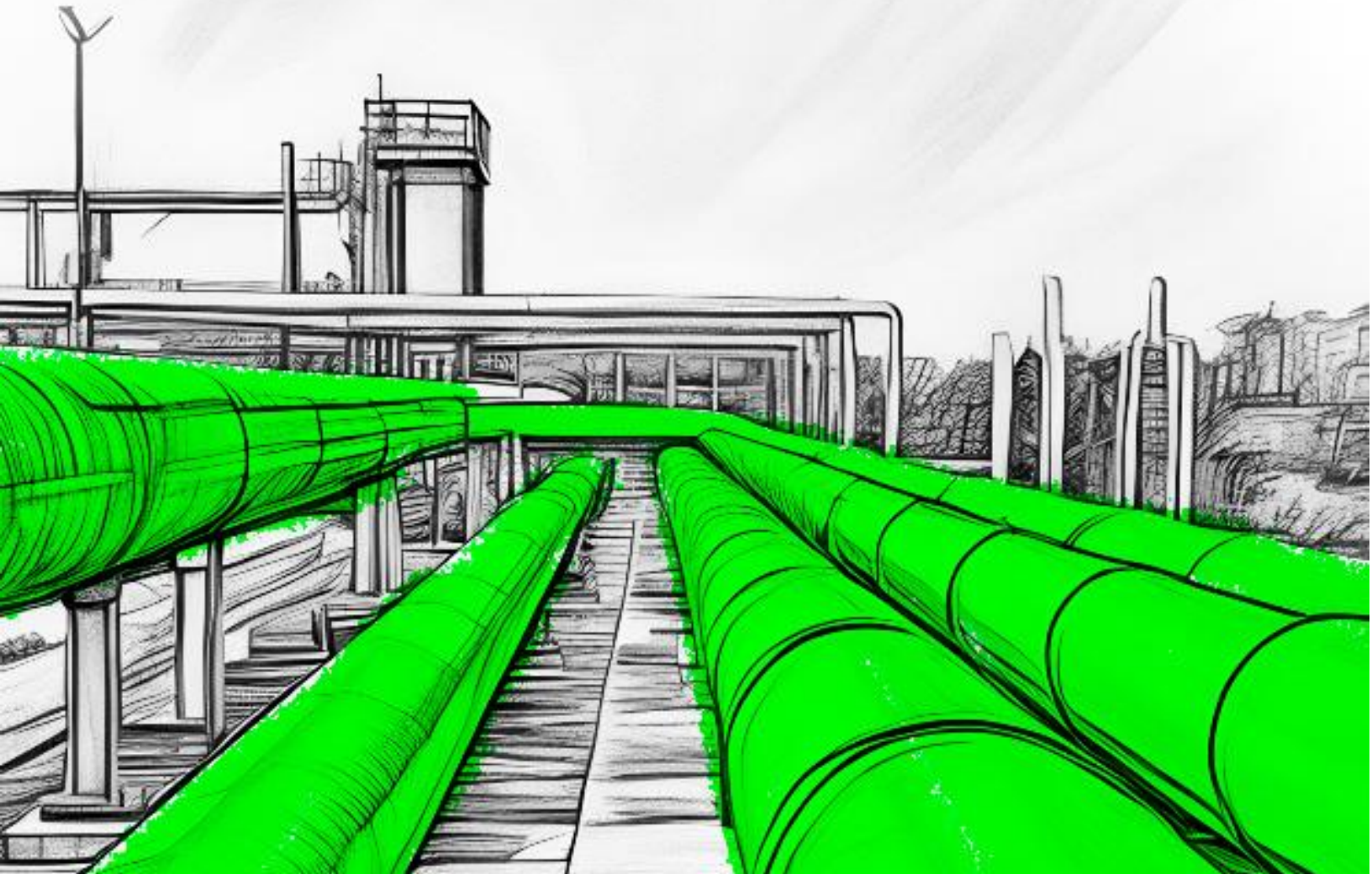
Mauricio L. Castaño - Contratista

Subdirección de Hidrocarburos

Ivonn Mariño H – Contratista

Camilo Quintana S.. - Prof. Especializado

Cesar A. Pineda G.. - Asesor



INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta la *Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos 2024-2040*, la cual incluye la demanda esperada para los usuarios finales del país de derivados del petróleo como gasolina corriente y gasolina extra, combustible diésel (ACPM), Jet Fuel (motores de aviación jet) y gas licuado de petróleo (GLP).

La metodología de proyección está basada en la determinación de relaciones de la demanda de cada uno de estos combustibles con variables macroeconómicas nacionales. Posteriormente, se realiza una desagregación a escala regional y nodal que sigue las tendencias históricas registradas y para cada combustible se genera una banda de proyección que incluye tres escenarios (alto, medio y bajo). Adicionalmente, se presentan, para gasolina corriente, combustible diésel nacional y GLP, escenarios de transformación de la demanda. Los escenarios planteados para gasolina y diésel se basan en la sustitución de energéticos que puede darse en el transporte carretero, en el marco de una transición energética, de acuerdo con lo planteado en el Plan Energético Nacional (PEN 2022-2052). Particularmente, para GLP se plantean escenarios según las perspectivas de crecimiento de algunos segmentos de mercado.

En el conjunto de los combustibles líquidos aquí tratados se tiene para el escenario medio una reducción en la tasa de crecimiento media anual proyectada 2023- 2040 de 1,5% respecto del histórico 2009-2023 de 3,8%. En el escenario de inflexión, la proyección agregada para el periodo alcanzaría un crecimiento medio de 0,2%. La proyección que se expone se realiza en términos volumétricos o de masa, asumiendo en el caso de gasolina y ACPM una mezcla de biocombustibles del orden de 10%, cercana a la actual.

Para la gasolina corriente se tiene en el escenario medio una tasa de crecimiento media anual proyectada 2023- 2040 de 1,5% respecto del histórico 2009-2023 de 2,7%. En el escenario de inflexión, la proyección agregada para el periodo alcanzaría un crecimiento medio de -0,2%.

Para el diésel (ACPM) se tiene en el escenario medio una tasa de crecimiento media anual proyectada 2023- 2040 de 1,3% respecto del histórico 2009-2023 de 5,5%. En el escenario de inflexión, la proyección agregada para el periodo alcanzaría un crecimiento medio de 0,6%.

Para el GLP se tiene en el escenario medio una tasa de crecimiento media anual proyectada 2023- 2040 de 0,2% respecto del histórico 2009-2023 de 1,3%.

Para el Jet Fuel se tiene en el escenario medio la tasa de crecimiento media anual proyectada 2023- 2040 de 3,6% respecto del histórico 2009-2023 de 6,1%. En el escenario de inflexión, la proyección agregada para el periodo alcanzaría un crecimiento medio de 2.8%.

Para la gasolina extra se prevé que su demanda se mantendrá casi invariable respecto a su consumo histórico que también se ha mantenido casi estable (exceptuando choques como la pandemia de COVID-19 y su reciente incremento de precio). Para el ACPM importado, asociado a la producción/exportación de carbón mineral, se proyecta su reducción progresiva de su demanda en la medida que la demanda internacional de tal mineral también decline.

El contenido de este documento incluye en el primer capítulo la exposición del contexto internacional y nacional del sector con relación a la economía: El segundo capítulo con la presentación de la evolución histórica del consumo de cada uno de los combustibles. El tercer capítulo expone los escenarios de proyección desarrollados en este documento, los cuales se explican de manera más detallada en su metodología 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 nacional y anual; también con resolución regional y anual para el escenario medio. En el Anexo 3 se muestra la comparación de la proyección del año 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 con mayor resolución geográfica y temporal.

Contenido

1. Contexto Sectorial	7
1.1. Contexto Internacional.....	7
1.2. Contexto nacional.....	10
2. Comportamiento histórico de la demanda de combustibles líquidos	15
2.1 Gasolina Corriente	17
2.2 Combustible Diésel Nacional (ACPM).....	20
2.3 Jet Fuel.....	22
2.4 Gasolina Extra.....	24
2.5 Diésel (ACPM) asociado a la producción de carbón	26
2.6 GLP	28
3. Construcción de Escenarios	43
3.1 Distribución geográfica	43
3.2 Metodología de proyección del escenario base.....	45
3.3 Escenarios de transición energética	48
3.3.1 Prospectiva Internacional de la transición energética en el transporte terrestre.....	48
3.3.2 Prospectiva nacional de la transición energética en el transporte	48
3.3.3 Prospectiva de escenarios nacionales para el GLP	53
4. Resultados de la Proyección	54
4.1 Agregado de combustibles líquidos.....	54
4.1.1 Escenarios base de proyección	54
4.1.2 Escenarios alternativos.....	56
4.2 Gasolina Corriente (GMC)	59
4.2.1 Escenarios base de proyección	59
4.2.2 Escenarios de transformación de la demanda de gasolina corriente.....	62
4.3 ACPM (Combustible Diesel, DO)	64
4.3.1 Escenarios base de proyección	64

4.3.2	Escenarios de transformación de la demanda de ACPM.....	67
4.4	Gas Licuado de Petróleo (GLP)	69
4.4.1	Escenarios base de proyección	70
4.4.2	Escenarios de transformación de la demanda de GLP	73
4.5	Jet Fuel (JF)	75
4.5.1	Escenarios base de proyección	75
4.5.2	Escenarios de transformación de la demanda de Jet Fuel.....	79
4.6	Gasolina Motor Extra	81
4.7	ACPM Asociado a la Producción de Carbón Mineral.	82
Anexo 1: Metodología para proyección de los combustibles.....		84
Anexo 2: Tablas Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos		111
Anexo 3: Comparación de las proyecciones anteriores de la UPME vs. datos reales e históricos.		

1. Contexto Sectorial

1.1. Contexto Internacional

El mercado global de combustibles líquidos está en un proceso de transformación debido a factores estructurales y coyunturales. A corto plazo, se proyecta un crecimiento sostenido de la producción durante 2025 y 2026, con un aumento de 1,7 millones de barriles diarios (MBD) en 2025 y 1,6 MBD en 2026, según la U.S. Energy Information Administration (EIA), respecto de una producción actual de casi 100 MBD. Este crecimiento estará impulsado por la relajación de los recortes de producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y el incremento de la oferta en países fuera de esta organización, como Estados Unidos, Brasil, Canadá y Guyana¹.

Por su parte, la demanda global de combustibles líquidos sigue una tendencia de crecimiento moderado. En 2025 se espera un aumento de 1,4 MBD y en 2026 de 1,0 MBD, impulsado por la demanda en Asia, particularmente en India y China. Sin embargo, este crecimiento es menor al observado en décadas previas debido a la transición hacia fuentes de energía más limpias y el aumento en la eficiencia de los combustibles.

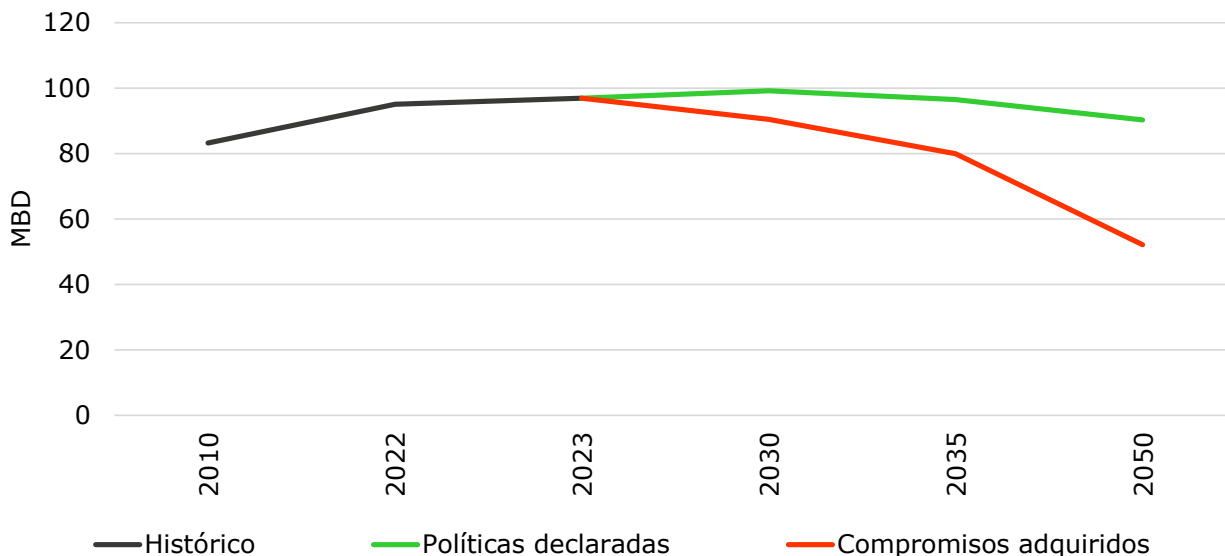
Diversos factores están impactando estos cambios en la demanda de combustibles líquidos. En primer lugar, el crecimiento económico global será moderado y cercano al 3,3% en 2025 y 2026, por debajo de la media histórica (2000-2019) del 3,7%, según cifras del Fondo Monetario Internacional (FMI)². Este crecimiento se concentrará más en economías emergentes y en desarrollo de Asia, cuyo promedio se situará alrededor de 5,1%. Sin embargo, gran parte de estas economías le han apostado a nuevas fuentes energéticas que tendrán una participación significativa a medida que avanza la década.

En segundo lugar, se están implementando regulaciones más estrictas sobre emisiones para impulsar la electrificación del transporte y el uso de combustibles alternativos, lo que frena el crecimiento de la demanda principalmente de petróleo. Actualmente los vehículos eléctricos tienen una participación de alrededor del 17% en las ventas de automóviles nuevos en todo el mundo, y se espera que esta aumente hasta el 50% para 2030 en los países que han declarado políticas de transición energética, dentro de

¹ U.S. Energy Information Administration (EIA). (2025). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

² FMI. (2025). Perspectivas Económicas Mundiales. Actualizado el 17 de enero de 2025. Disponible en: <https://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2025/01/17/world-economic-outlook-update-january-2025>

los cuales se encuentra Colombia³. Sin embargo, en China, este nivel se alcanzará este año, debido a que es el principal promotor de la movilidad eléctrica a nivel mundial.



Gráfica 1-1: Escenarios de prospectiva de producción mundial de petróleo.

Fuente: Energy Information Administration

En tercer lugar, los precios del petróleo y sus derivados se han mantenido altos, en especial por la política de la OPEP de mantener restricciones en la producción. No obstante, se espera que a medida que se ajuste la demanda las restricciones de la OPEP disminuyan. La **Gráfica 1-1** muestra las proyecciones de oferta de petróleo de la EIA para dos escenarios de políticas: las declaradas y las que ya cuentan con compromisos. Por otro lado, no se prevé que cualquier futura imposición de aranceles por parte de Estados Unidos a Canadá y México afecte significativamente el suministro mundial de petróleo, ni tampoco las nuevas sanciones estadounidenses a Rusia por la guerra que libra contra Ucrania. Por lo tanto, se espera que el precio del crudo Brent promediará \$74 por barril en 2025 y caerá a \$66 por barril en 2026 debido al aumento de inventarios globales. El precio de los combustibles derivados también experimentará ajustes:

- Gasolina: Se proyecta que el precio minorista en Estados Unidos se mantenga en \$3,20/galón en 2025 y caiga a \$3,10/galón en 2026.

³ Energy Information Association: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/trends-in-other-light-duty-electric-vehicles>

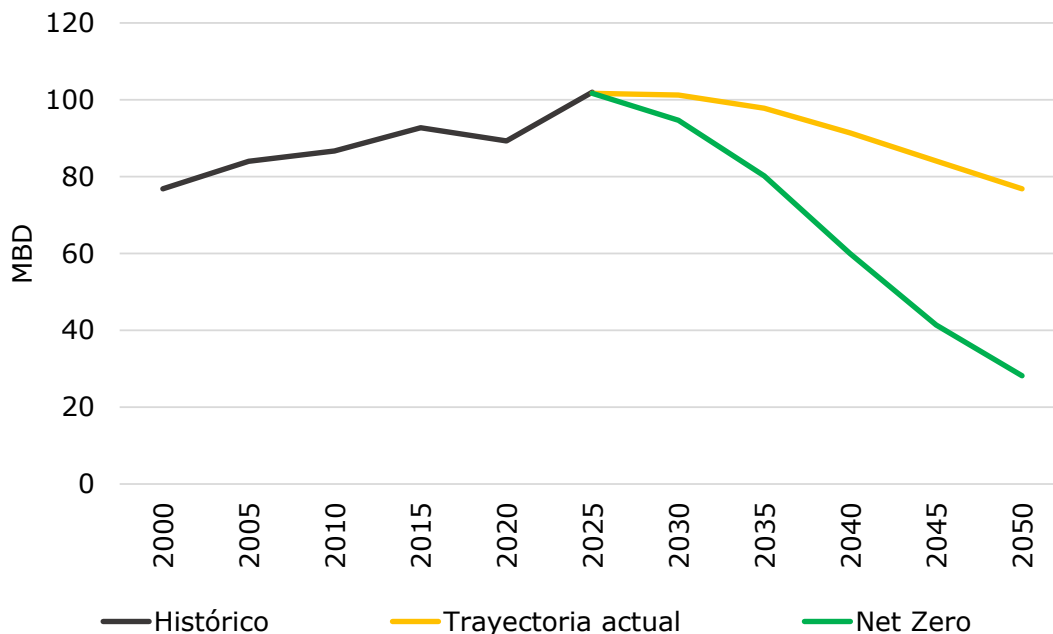
- Diésel: Se espera una reducción en el precio debido a un mercado con mayor oferta, con promedios de \$3,80/galón en 2025 y \$3,70/galón en 2026.
- Jet fuel: El aumento de la demanda por la recuperación del sector aéreo mantendrá el precio en niveles relativamente altos.
- Gas licuado de petróleo (GLP): Se prevé un incremento moderado en su demanda en los mercados emergentes, lo que podría generar una ligera presión alcista en los precios.

BP anticipa que la demanda de petróleo alcanzará su punto máximo en 2025, alrededor de 102 MBD⁴. En adelante plantea dos escenarios, el primero de ellos es el escenario de Trayectoria Actual basado en las políticas climáticas y compromisos de reducción de carbono ya establecidos. El segundo es el escenario de Cero Neto (Net Zero) que asume un endurecimiento significativo de las políticas climáticas, alineado con el Acuerdo de París de 2015, con el objetivo de reducir las emisiones de carbono en aproximadamente un 95% para mediados de siglo. En este segundo escenario la demanda de petróleo disminuye a un ritmo más acelerado, reflejando una transición más rápida hacia fuentes de energía bajas en carbono, tal como se puede observar en la **Gráfica 1-2**.

En la trayectoria actual, la demanda de petróleo disminuirá gradualmente hasta 75 MBD en 2050, mientras que en el escenario Net Zero caerá más drásticamente a 25-30 MBD. Aunque el uso de petróleo en el transporte por carretera se reducirá para 2035, en la trayectoria actual esto será compensado por un mayor uso en la industria petroquímica debido al aumento en el consumo de plásticos, textiles y otros derivados. De manera semejante, McKinsey & Company estima que la demanda de crudo ya se ha estabilizado en su máximo, de manera que en la segunda mitad de esta década inicie su declinación⁵.

⁴ BP. (2024). Energy Outlook 2024. Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>

⁵ Disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>



Gráfica 1-2: Escenarios de prospectiva de demanda mundial de petróleo.

Fuente: British Petroleum – BP

Vale la pena destacar que estas proyecciones contrastan con las de otras organizaciones, como las de la OPEP, la cual ha incrementado sus previsiones de demanda mundial de petróleo a mediano y largo plazo, citando un crecimiento liderado por India, África y Medio Oriente, así como una transición más lenta hacia vehículos eléctricos y combustibles más limpios. La OPEP no anticipa un pico en la demanda de petróleo dentro de esta década.

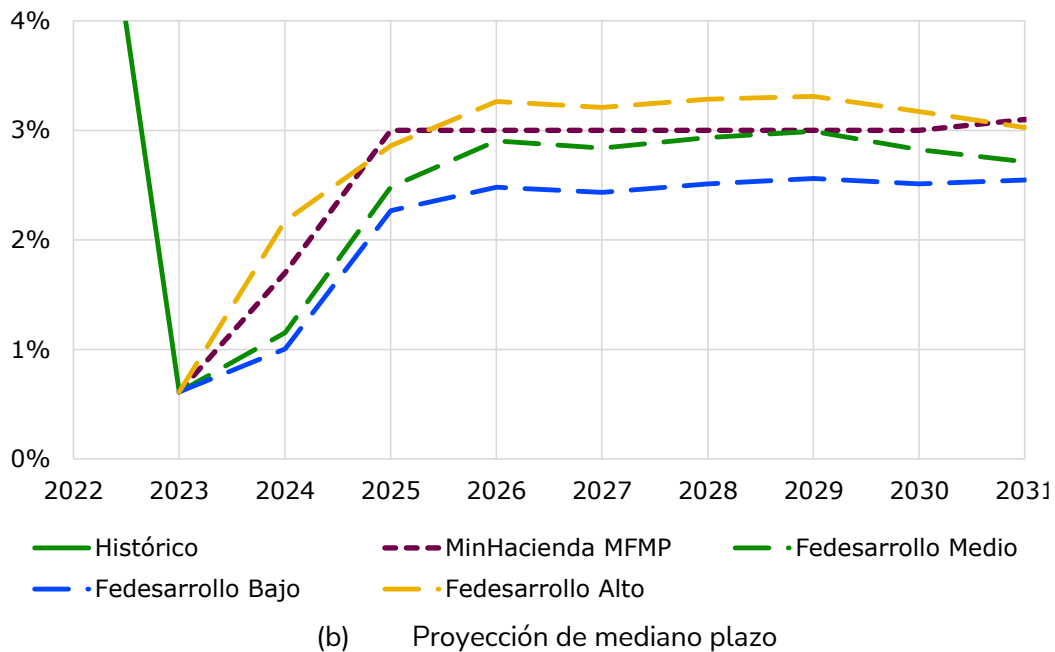
1.2. Contexto nacional

El Banco de la República prevé que Colombia crecerá 2,6% en 2025 y 3,4% en 2026 de acuerdo con el último Informe sobre Política Monetaria⁶, alcanzando en este último año un nivel cercano al de su capacidad productiva. Para la próxima década (2025-2034), según proyecciones de Fedesarrollo⁷, la economía colombiana podría crecer 2,8% en promedio si sigue una transición energética gradual (escenario base). No obstante, considerando los escenarios alternativos de transición energética acelerada (escenario bajo) la economía podría crecer a un ritmo menor, cercano al 2,4%. Un escenario

⁶ Banco de la República. (2025). Informe de Política Monetaria - Enero de 2025. Disponible en: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/informe-politica-monetaria/enero-2025>

⁷ Fedesarrollo. (2023). Proyecciones macroeconómicas de la economía colombiana y análisis de la intensidad energética. Disponible en: <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4560>

adicional de transición energética lenta (escenario alto), muestra cómo la economía podría crecer más de lo esperado a una tasa cercana al 3,0%⁸. Acercándose tal como se puede observar en la **Gráfica 1-3**.
Escenario



⁸ La prospectiva de MinHacienda en su Marco Fiscal de Mediano Plazo de crecimiento del PIB nacional, graficada en este capítulo, se encuentra entre los escenarios Alto y Bajo de Fedesarrollo. Disponible en: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo>

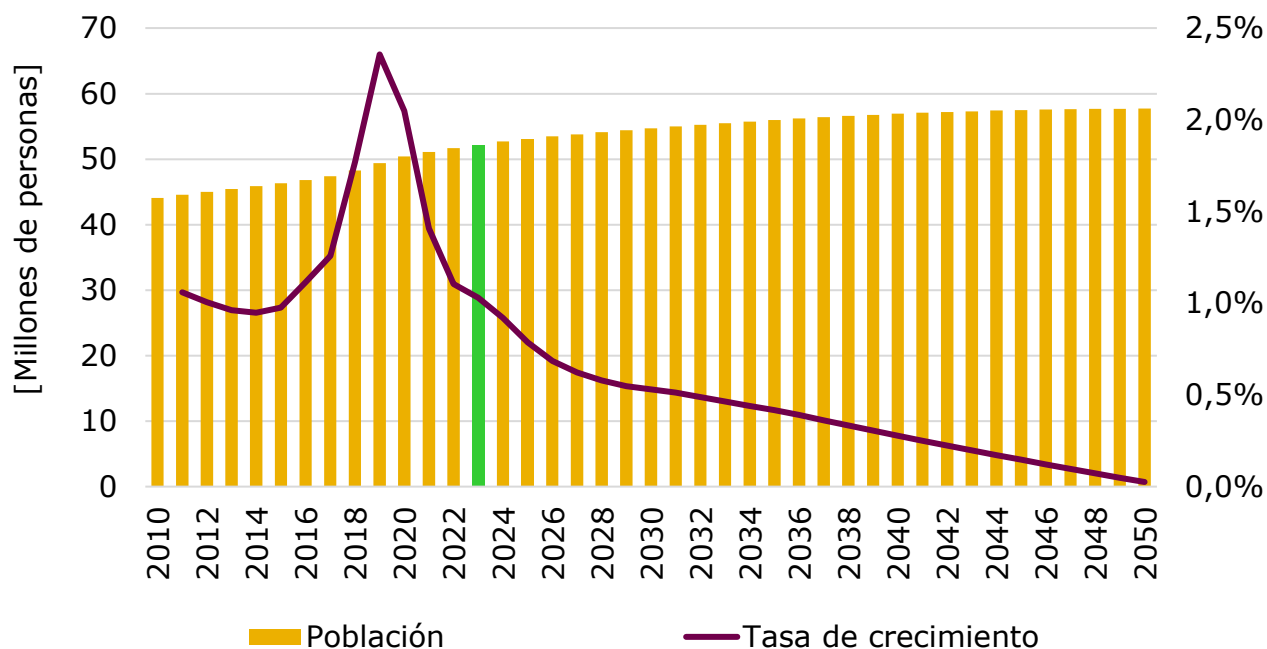
Gráfica 1-3: Historia y escenarios de crecimiento de la economía colombiana según MinHacienda (MFMP) y Fedesarrollo.

Fuente: UPME a partir de información DANE, MinHacienda y Fedesarrollo

Este crecimiento se verá afectado también por cambios en la población del país. Según proyecciones oficiales del DANE⁹, el crecimiento de la población de Colombia podría ralentizarse en las próximas décadas (ver **Gráfica 1-4**), debido principalmente por la disminución en la tasa de natalidad y al envejecimiento de la población. Se proyecta que, para 2050, las personas de 65 años o más constituirán alrededor del 20% de la población total, duplicando el porcentaje actual¹⁰.

⁹ 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>

¹⁰ BBVA Research. (2025). El reloj demográfico avanza en Colombia. Disponible en: https://www.bbvarresearch.com/wp-content/uploads/2025/02/20250207_Columna_Demografia_MH.pdf



Gráfica 1-4: 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, como la que publicó el Banco Europeo de Inversiones¹¹ 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 transporte¹².

A nivel nacional, las políticas y los compromisos adquiridos son factores que impulsarían en el largo plazo un cambio en la demanda de combustibles líquidos, como lo establece la Estrategia Climática de

¹¹ Banco Europeo de Inversiones. (2023). EIB Climate Survey 2023-2024. Disponible en: <https://www.eib.org/en/surveys/climate-survey/6th-climate-survey/latam>

¹² 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%2C%20D.C.%2C%2022%20de%20mayo,%2C%20en%20Leipzig%20\(Alemania\).](https://mintransporte.gov.co/publicaciones/11724/colombia-firma-la-declaracion-de-vehiculos-de-cero-emisiones-zev/#:~:text=Bogot%C3%A1%2C%20D.C.%2C%2022%20de%20mayo,%2C%20en%20Leipzig%20(Alemania).)

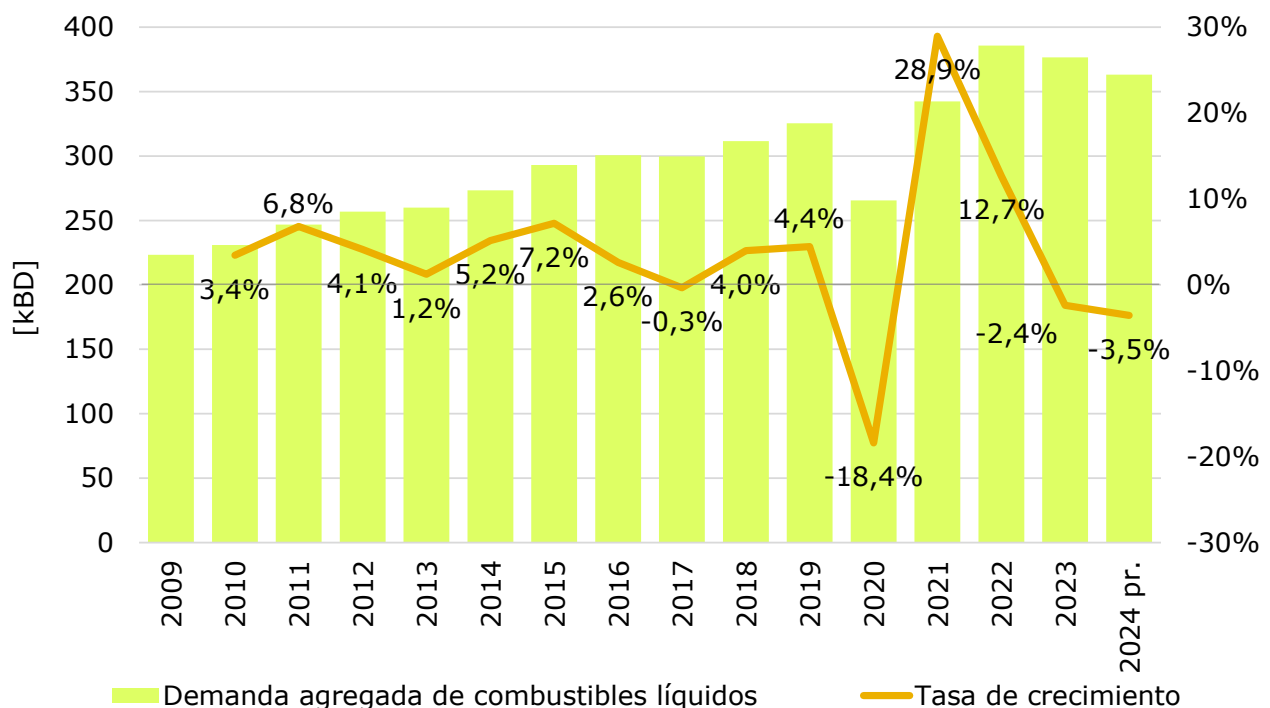
Largo Plazo de Colombia (E2050)¹³, las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC)¹⁴ y la Ley 2169 de 2021 (ley de Acción Climática). Dentro de los compromisos del país está reducir las emisiones nacionales en un 51% para 2030 en comparación con el escenario base, alcanzar cero emisiones netas 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 dentro de esta cambian los hábitos de consumo, y garantizar una transición energética y económica organizada, gradual y justa con todas las regiones.

¹³ Gobierno de Colombia (2021) Estrategia climática de largo plazo de Colombia (E2050) para cumplir con el Acuerdo de París. MinAmbiente, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI: Bogotá
<https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2024/12/2.-Estrategia-Climatica-de-Largo-Plazo-de-Colombia-E2050.pdf>

¹⁴ Gobierno de Colombia (2020). Documentos Oficiales Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC)
<https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/documentos-oficiales-contribuciones-nacionalmente-determinadas/>

2. Comportamiento histórico de la demanda de combustibles líquidos

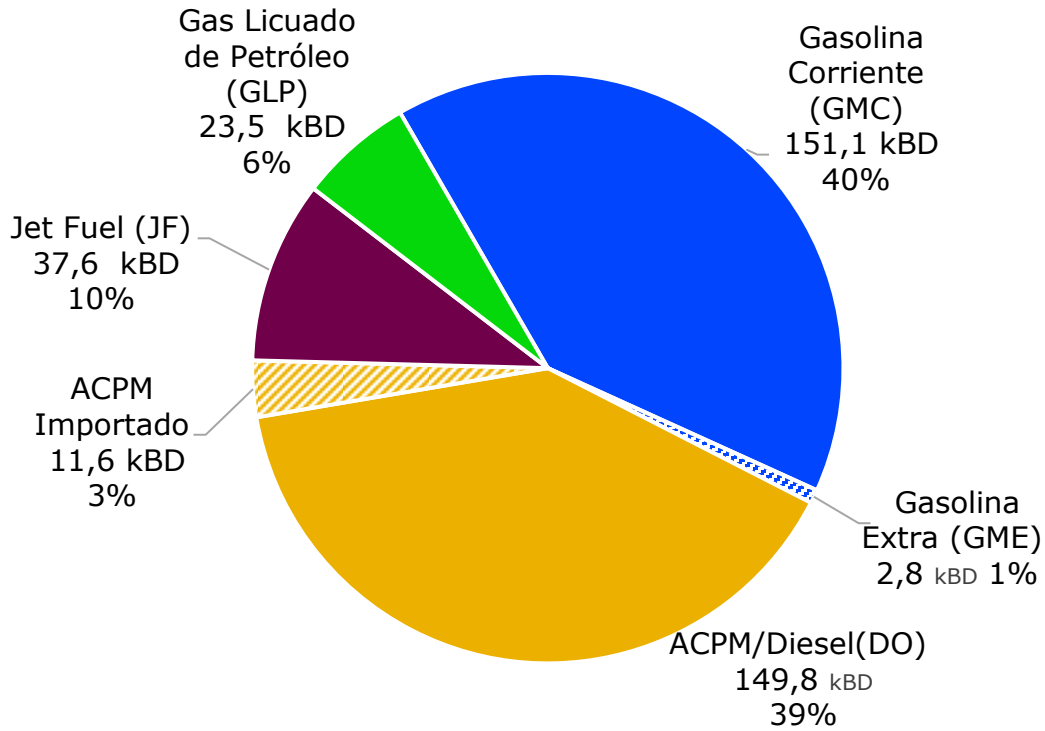
La **Gráfica 2-1** presenta la demanda anual histórica del agregado de los principales combustibles líquidos en Colombia en los últimos 15 años (gasolinas, diésel, GLP y Jet Fuel). En ésta puede verse, superada la pandemia del COVID-19, un cambio reciente en la tendencia del consumo, asociada principalmente a la baja en el consumo de gasolina corriente, según se verá más adelante.



Fuente: UPME a partir de información SICOM, Ecopetrol y SUI-SSPD

Gráfica 2-1: Evolución histórica de la demanda agregada de combustibles líquidos

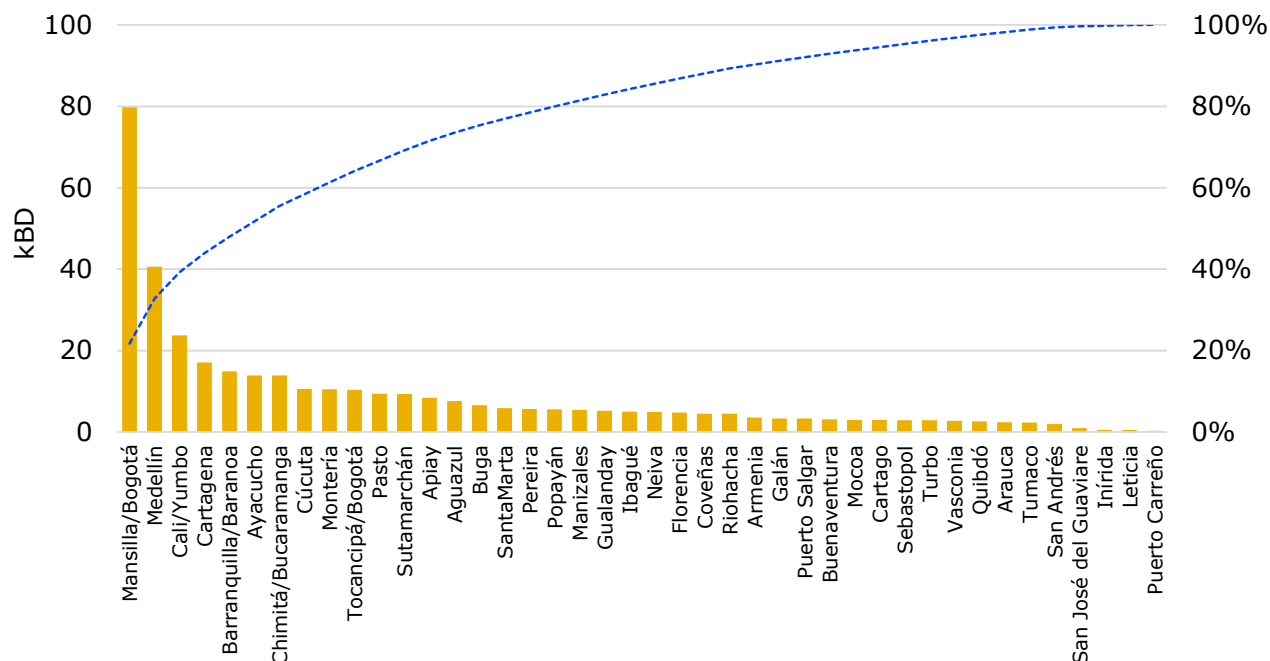
Para el año 2023 el consumo medio de combustibles líquidos se estimó en 382 kBD, distribuidos según se expone en la **Gráfica 2-2**. En ésta se reconoce el papel preponderante que tiene el transporte carretero en la demanda de estos combustibles (gasolina corriente, extra y ACPM), seguido del transporte aéreo (Jet Fuel) y finalmente el combustible usado por los hogares en áreas rurales para cocción (GLP).



Gráfica 2-2: Participación de cada uno de los combustibles líquidos considerados, durante el 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM, Ecopetrol y SUI-SSPD

Así mismo, teniendo en cuenta que el uso de los combustibles es principalmente transporte, su consumo se da en las principales capitales del país, de manera que en las cinco principales de éstas se distribuye cerca de la mitad de la demanda nacional (ver **Gráfica 2-3**).



Gráfica 2-3: Participación de las plantas de abasto en la demanda nacional de combustibles líquidos¹⁵

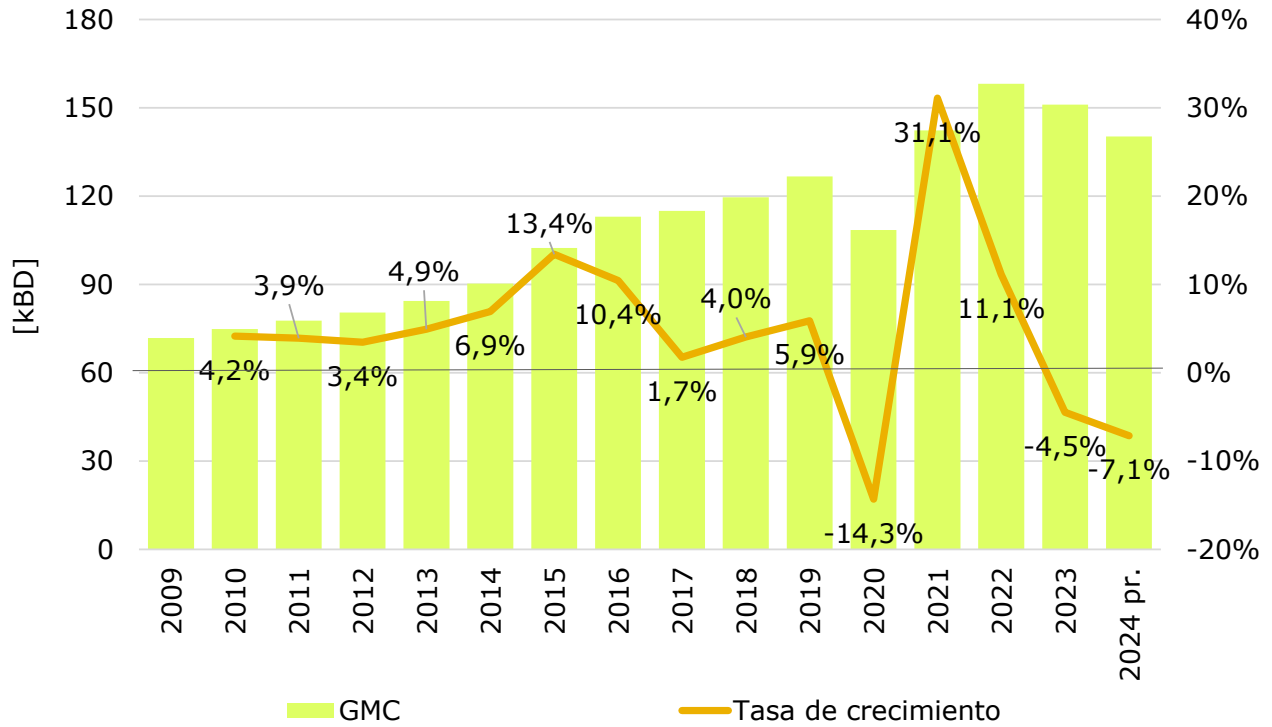
Fuente: UPME a partir de información SICOM, Ecopetrol y SUI-SSPD

2.1 Gasolina Corriente

Entre los años 2009-22 este combustible mantuvo una tendencia neta creciente de demanda a una tasa media anual de 5.5%, tendencia interrumpida durante el año 2020 con ocasión de la pandemia del COVID-19 pero se recupera en los años 2021-22.

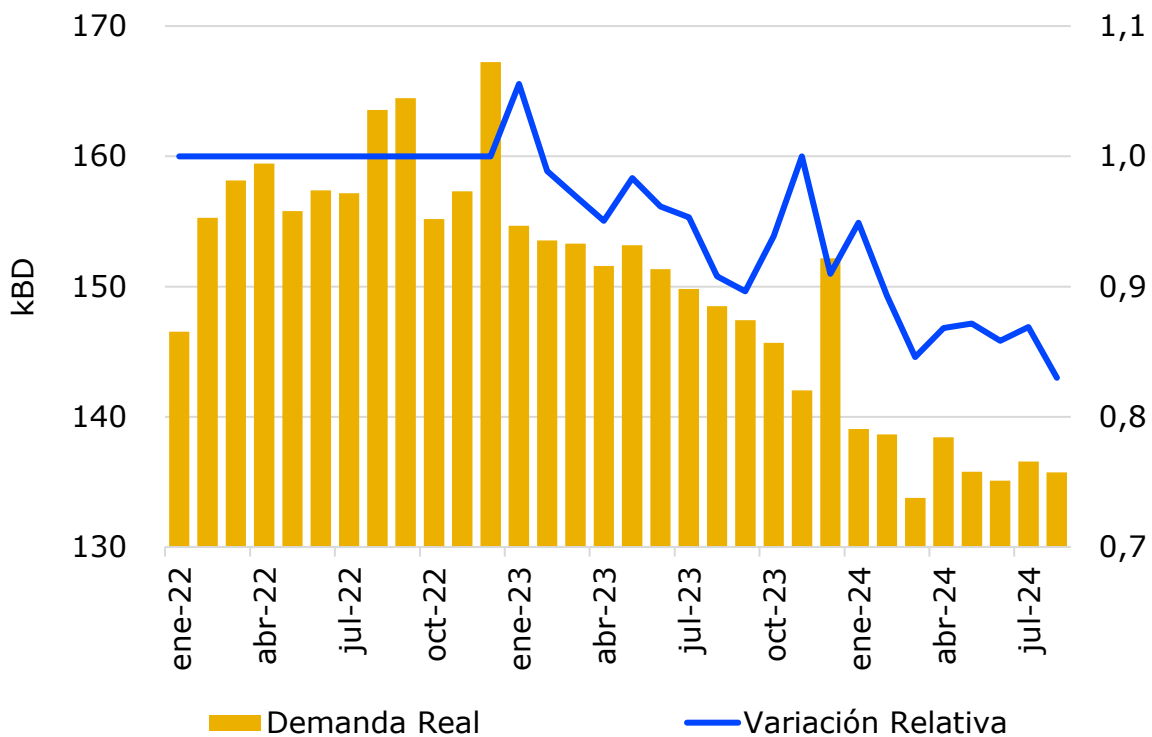
En particular, para el año 2023 y hasta agosto de 2024 se tiene el consumo real de gasolina corriente (**Gráfica 2-4**) viene decreciendo. Según las pruebas estadísticas asociadas a esta proyección, esta situación es causada por el incremento de su precio y la desaceleración económica (ver **Gráfica 4-6**). A escala mensual, se reconoce que durante el año 2023 y comienzos de 2024 tal reducción de la demanda se hace progresivamente más severa, exceptuando los meses de diciembre cuando aumenta estacionalmente la demanda en razón a la temporada de vacaciones de fin de año (Ver **Gráfica 2-5**). Información preliminar del segundo semestre de 2024 señala una recuperación de la tendencia creciente del consumo, en el mismo sentido de la proyección que se presenta en este documento.

¹⁵ La distribución que se presenta corresponde a una estimación del consumo en las plantas de abasto de tales ciudades, las cuales distribuyen también a los municipios más cercanos. Ver numeral 2.7 con la distribución geográfica de la demanda combustibles.



Gráfica 2-4: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de gasolina corriente

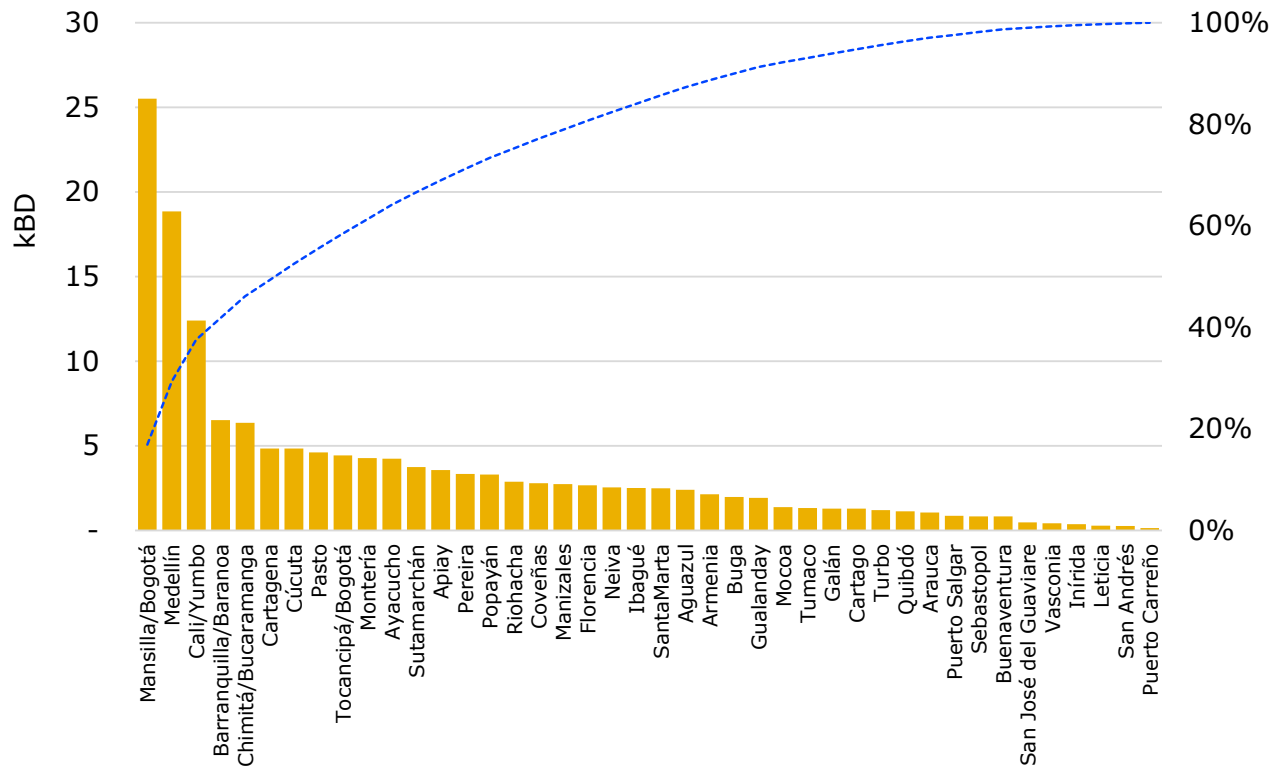
Fuente: UPME a partir de información SICOM.



Gráfica 2-5: Evolución histórica de corto plazo de la demanda de gasolina corriente (respecto del año 2022)

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

Tal como se advirtió anteriormente, la demanda de gasolina corriente concentra casi su mitad en las seis principales plantas de abasto de las capitales del país (ver **Gráfica 2-6**), y las regiones de Centro y Costa Atlántica concentrarían casi 45% del consumo nacional (ver **Tabla 2-1**).



Gráfica 2-6: Participación de las plantas de abasto en la demanda nacional de la gasolina corriente, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

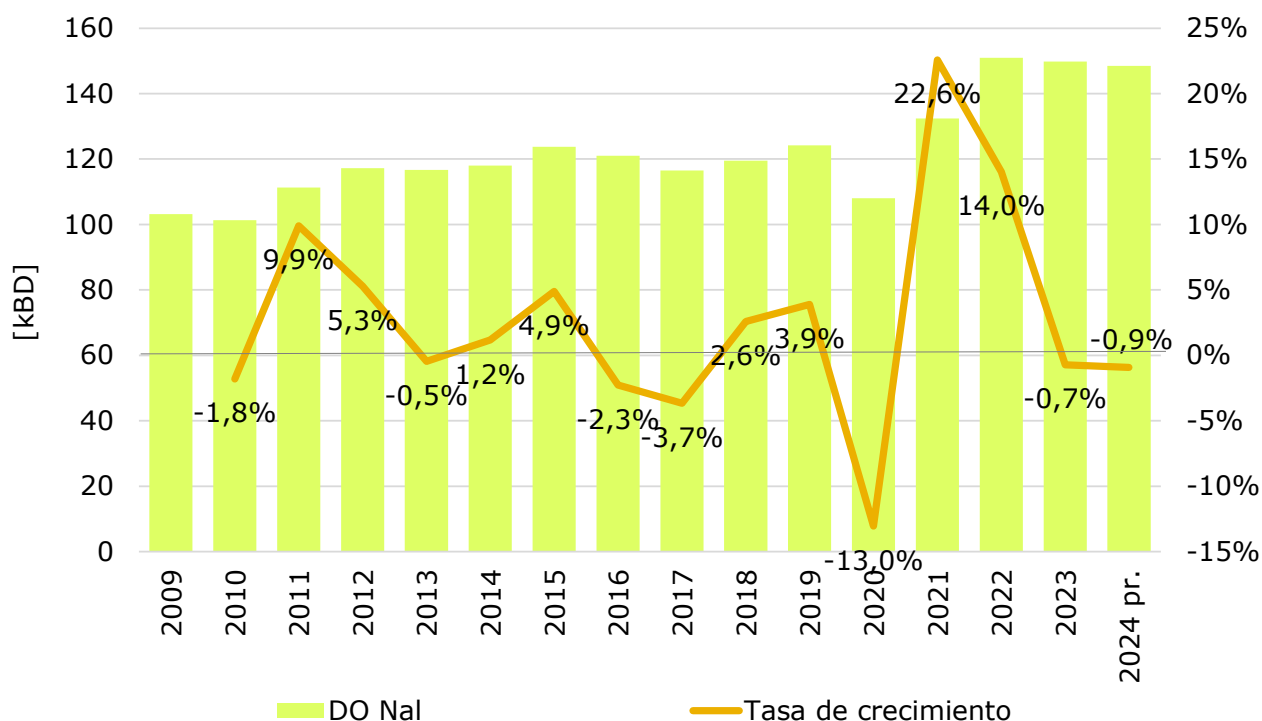
[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occident	Orinoq-Amaz	Sur-Occident	Tolima-Huila	Total
Consumo	39,7	29,5	8,2	3,4	12,3	20,0	1,3	27,1	9,7	151,1
Participación	26,3%	19,5%	5,4%	2,3%	8,1%	13,2%	0,8%	17,9%	6,4%	100,0%

Tabla 2-1: Distribución regional de la demanda de gasolina corriente, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

2.2 Combustible Diésel Nacional (ACPM)

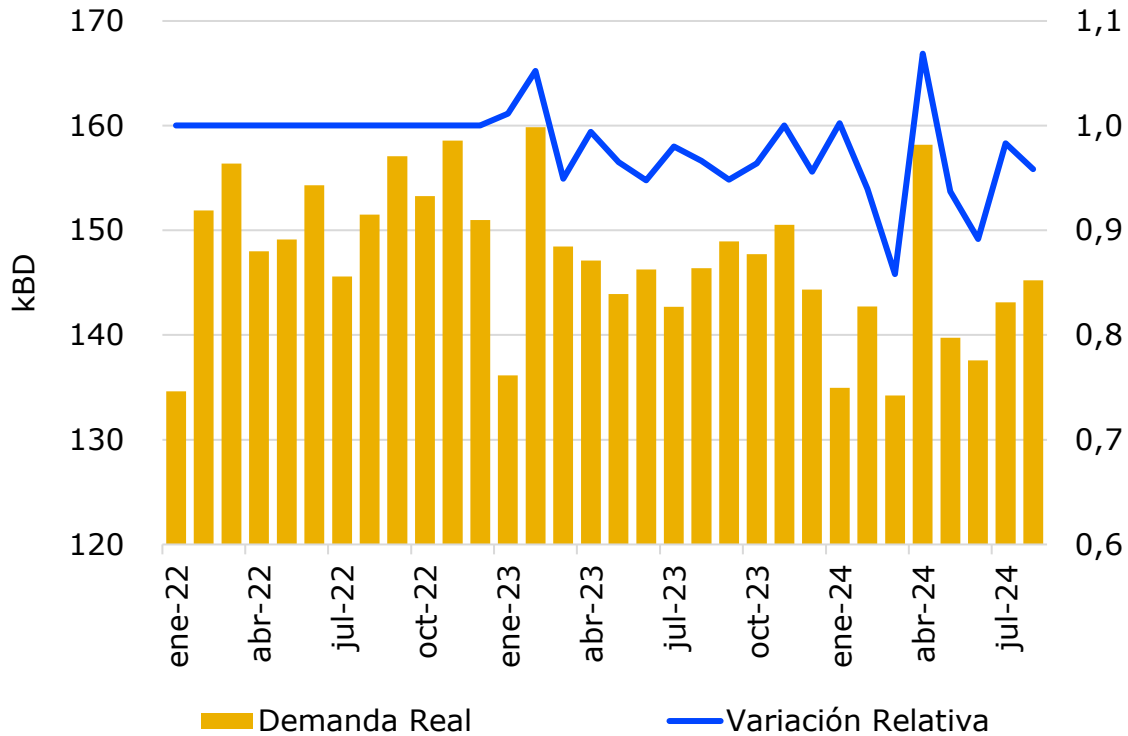
Entre los años 2009-23 este combustible ha mantenido una tendencia creciente neta de demanda a una tasa media anual de 2.7%, tendencia interrumpida durante el año 2020 con ocasión de la pandemia del COVID-19, pero se recupera en los años 2021-22. Para el año 2023 y hasta agosto de 2024 se tiene que el consumo real de ACPM (**Gráfica 2-7**) redujo marginalmente su nivel respecto del año anterior. Según las pruebas estadísticas asociadas a esta proyección, esta situación estaría relacionada por la desaceleración económica (ver **Gráfica 4-11**).



Gráfica 2-7: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de ACPM

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

A escala mensual se reconoce durante el año 2023 y comienzos de 2024, la demanda ha estado en un 97% de la demanda media de 2022, aunque con gran variabilidad (ver **Gráfica 2-8**). Información preliminar del segundo semestre de 2024 señala una recuperación de la tendencia creciente del consumo, en el mismo sentido de la proyección que se presenta en este documento.



Gráfica 2-8: Evolución histórica de corto plazo de la demanda de ACPM (respecto del año 2022)

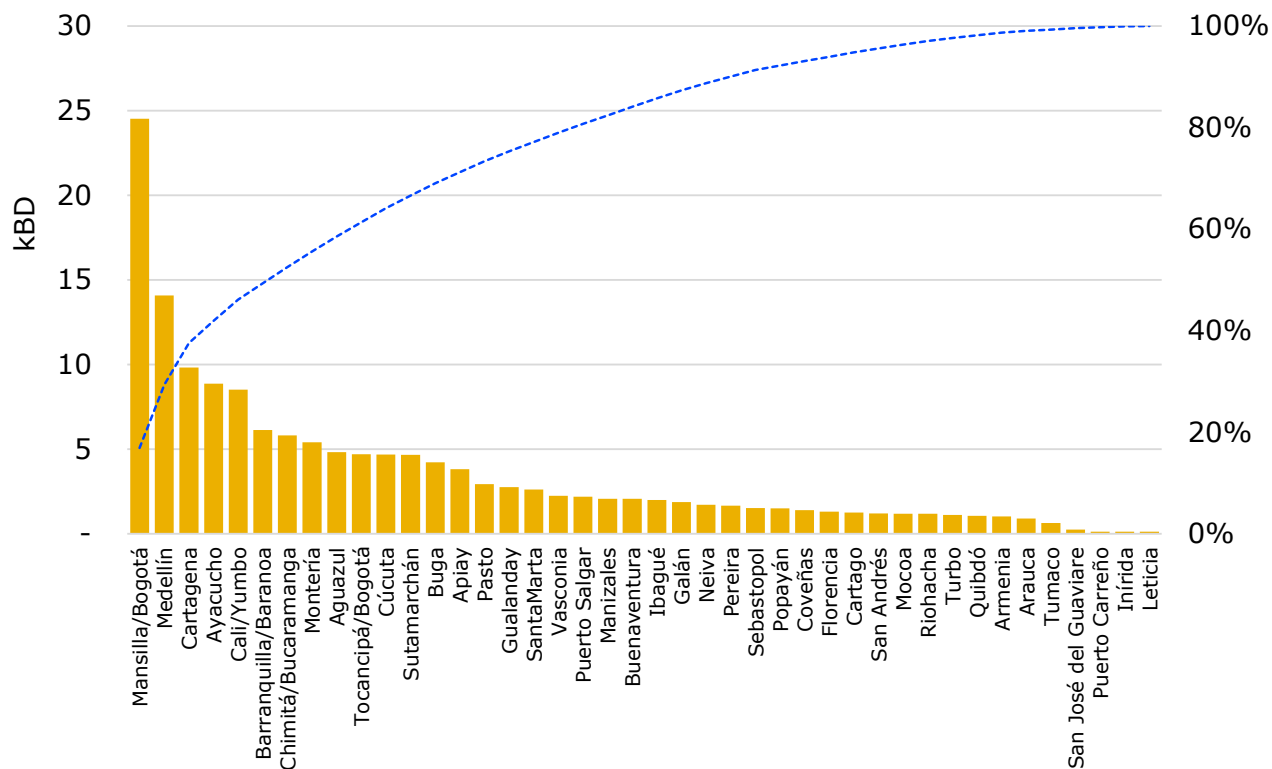
Fuente: UPME a partir de información SICOM.

Tal como se advirtió anteriormente, la demanda de ACPM concentra casi la mitad en las siete principales plantas de abasto de las capitales del país (ver **Gráfica 2-9**). Pero a diferencia de la gasolina, plantas de abasto como las de Cartagena y Ayacucho-Cesar son importantes en el transporte de carga. Las regiones del Centro, Costa Atlántica y Suroccidente concentrarían más de 2/3 del consumo nacional (ver **Tabla 2-2**).

[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Total
Consumo	42,5	37,7	4,7	7,8	11,4	15,1	0,6	22,3	7,8	149,8
Participación	28,4%	25,1%	3,2%	5,2%	7,6%	10,1%	0,4%	14,9%	5,2%	100,0%

Tabla 2-2: Distribución regional de la demanda de ACPM, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.



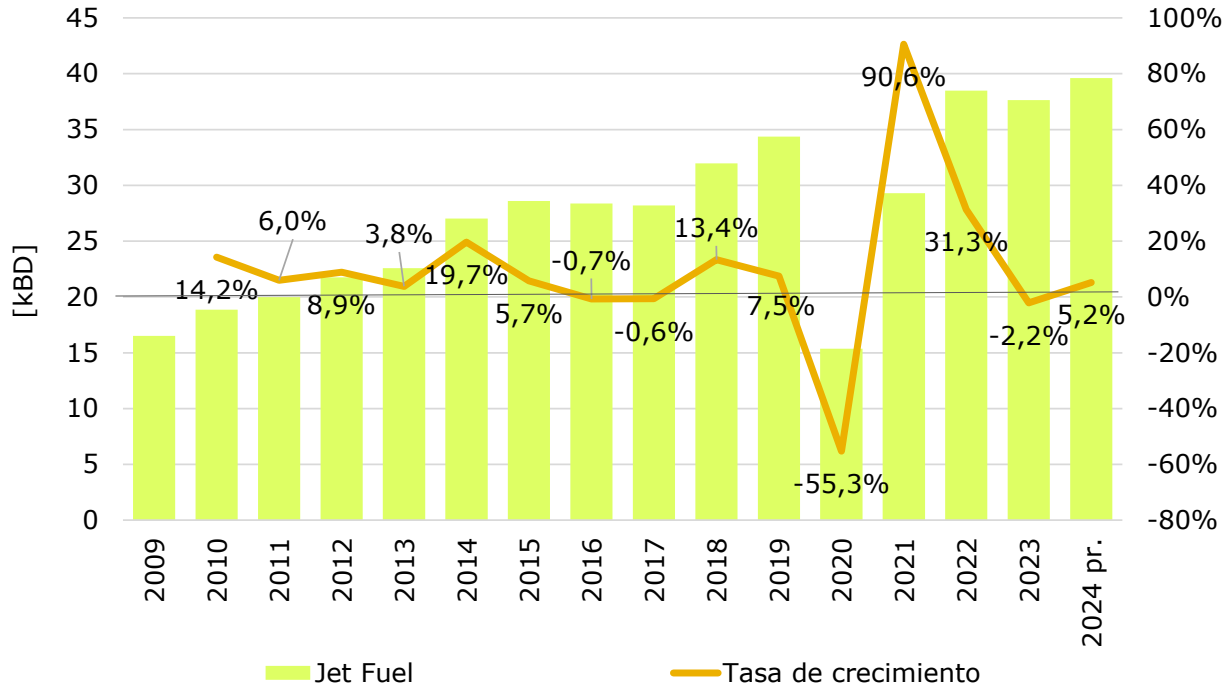
Gráfica 2-9: Participación de las plantas de abasto en la demanda nacional de la ACPM, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

2.3 Jet Fuel

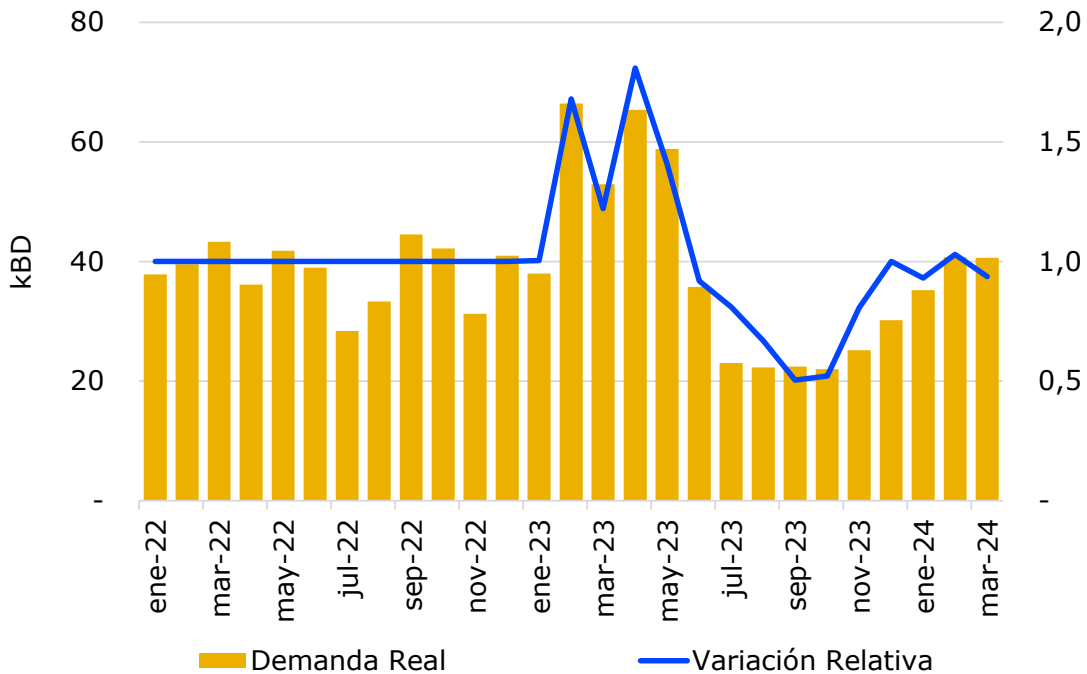
Entre los años 2009-23 este combustible ha mantenido una tendencia creciente de demanda a una tasa media anual de 6.1% (consecuencia del incremento de los pasajeros aéreos; ver numeral 4.5), tendencia interrumpida durante el año 2020 con ocasión de la pandemia del COVID-19, pero que se recupera en los años 2021-22.

Para el año 2023 y hasta agosto de 2024 se tiene el consumo real de Jet Fuel (**Gráfica 2-10** habría reducido el crecimiento respecto de su tendencia anterior. Según las pruebas estadísticas asociadas a esta proyección, esta situación estaría causada por la desaceleración económica (ver **Gráfica 1-3**). A escala mensual se reconoce durante el año 2023 y comienzos de 2024, la demanda ha estado en un 102% de la demanda media de 2022, aunque con gran variabilidad (ver **Gráfica 2-11**).



Gráfica 2-10: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de Jet Fuel

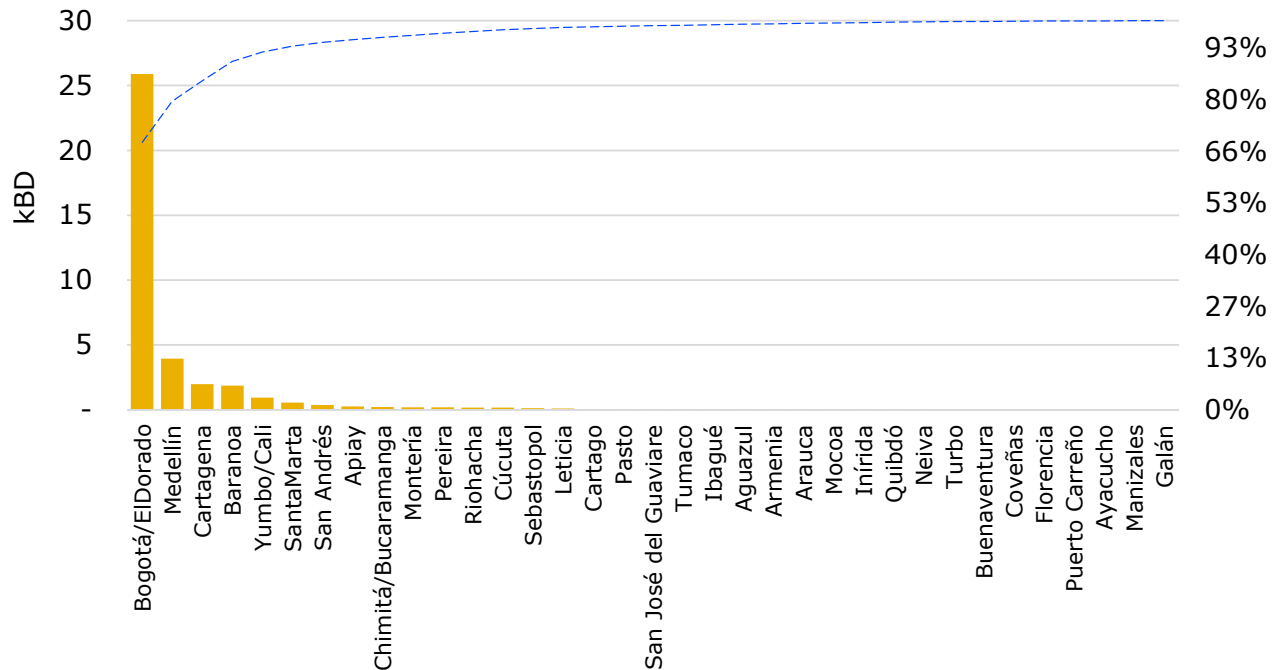
Fuente: UPME a partir de información SICOM.



Gráfica 2-11: Evolución histórica de corto plazo de la demanda de Jet Fuel (respecto del año 2022)

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

La demanda de Jet Fuel concentra más de 2/3 de la demanda nacional en la capital del país (ver **Gráfica 2-12**), mientras la siguiente ciudad (Medellín) demandaría cerca del 11% del país. En este mismo sentido, la región Centro concentra cerca del 70% del consumo nacional (ver **Tabla 2-3**).



Gráfica 2-12: Participación de las plantas de abasto en la demanda nacional de la Jet Fuel, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

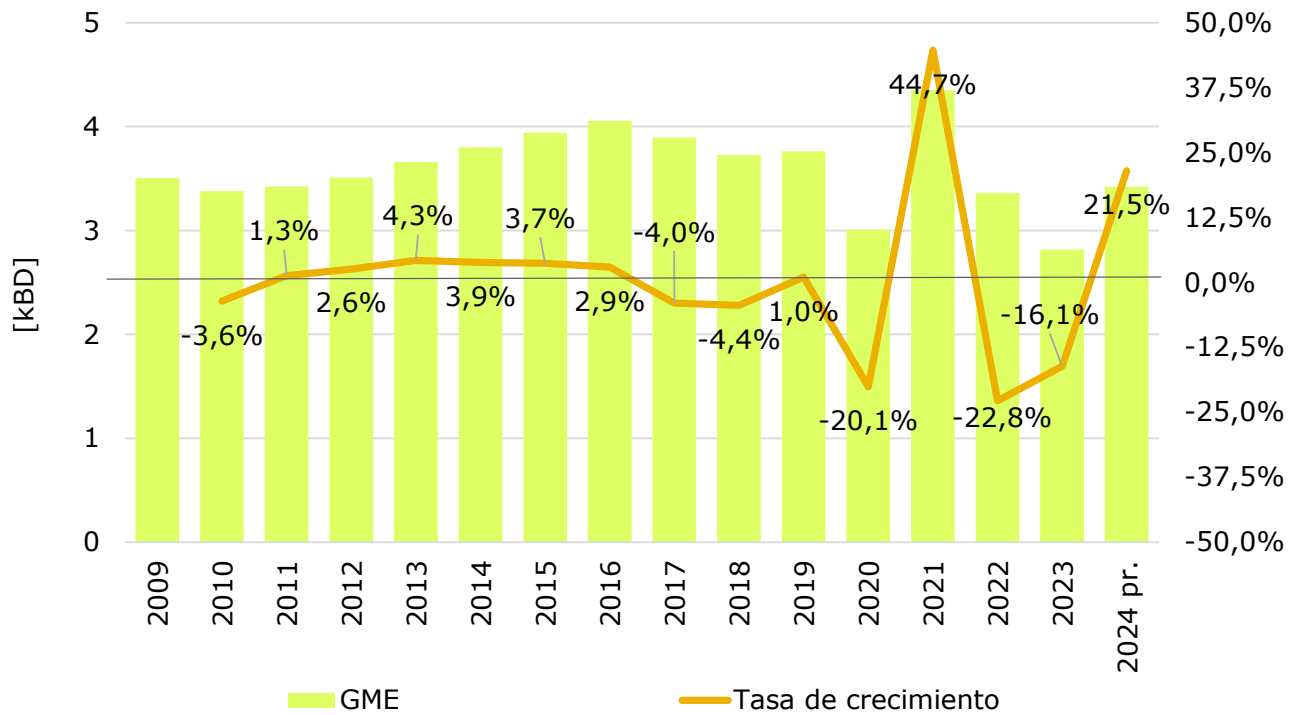
[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Total
Consumo	26,2	5,2	0,2	0,1	0,4	4,0	0,2	1,2	0,1	37,6
Participación	69,6%	13,8%	0,6%	0,3%	1,1%	10,6%	0,6%	3,1%	0,3%	100,0%

Tabla 2-3: Distribución regional de la demanda de Jet Fuel, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

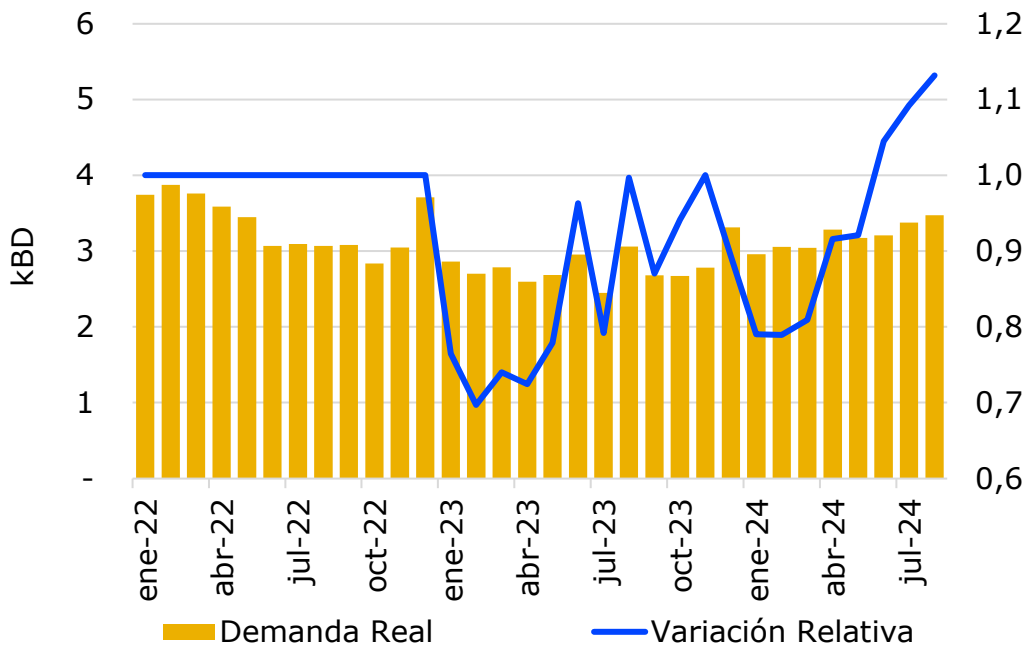
2.4 Gasolina Extra

Entre los años 2009-23 este combustible ha mantenido una tendencia estable alrededor de los 3.5 kBD, estabilidad que se vio afectada durante la temporada de la pandemia del COVID-19 para recuperarse prontamente (ver **Gráfica 2-13**). A escala mensual se reconoce que durante el año 2023 y comienzos de 2024, la demanda ha estado en un 88% de la demanda media de 2022, aunque con gran variabilidad, asociada probablemente con el incremento de su precio durante el año 2023 (ver **Gráfica 2-14**).



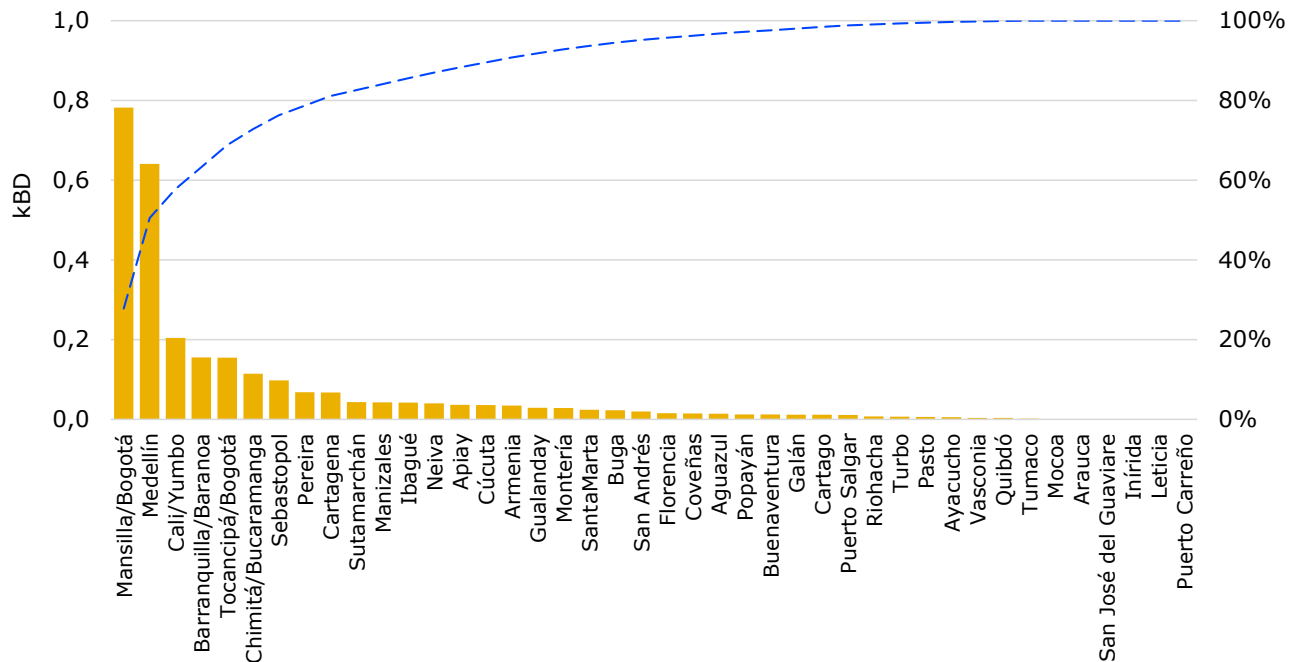
Gráfica 2-13: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de gasolina extra

Fuente: UPME a partir de información SICOM.



Gráfica 2-14: Evolución histórica de corto plazo de la demanda de gasolina extra (respecto del año 2022)

Fuente: UPME a partir de información SICOM.



Gráfica 2-15: Participación de las plantas de abasto en la demanda nacional de gasolina extra, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Total
Consumo	1,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,6	-	0,3	0,1	2,8
Participación	36,6%	11,6%	5,1%	4,4%	5,3%	22,9%	0,0%	9,6%	4,5%	100,0%

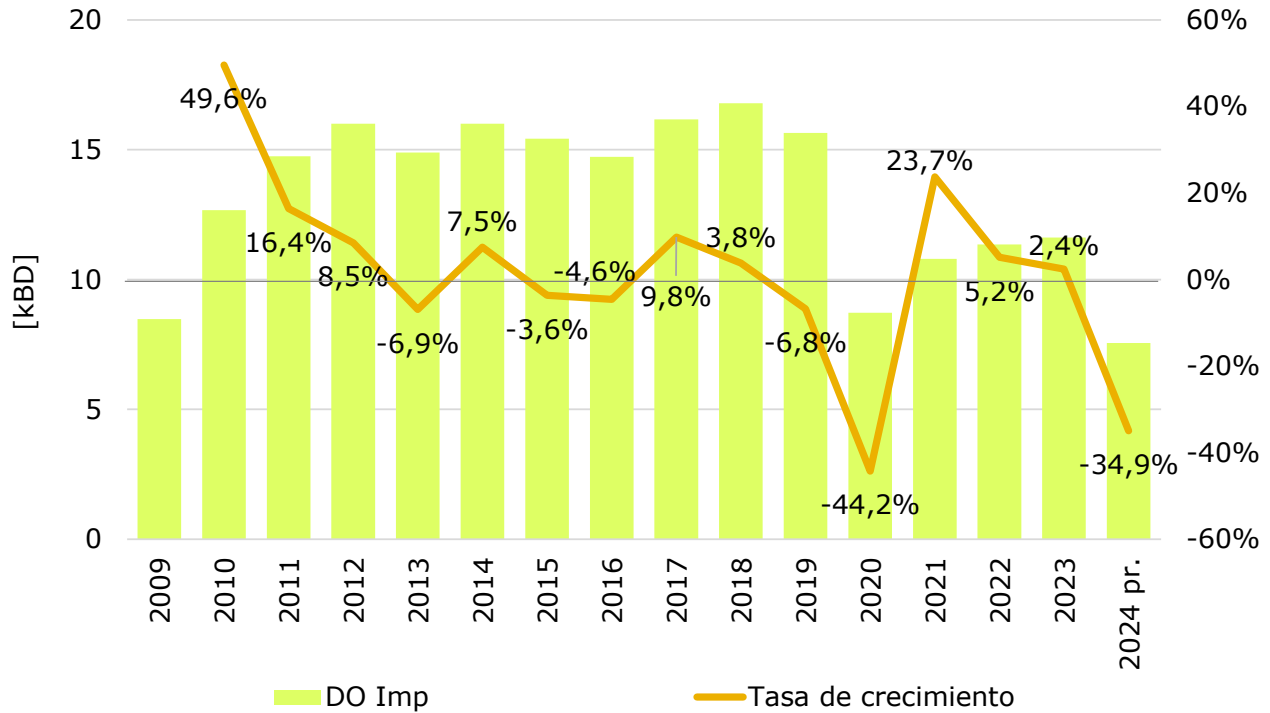
Tabla 2-4: Distribución regional de la demanda de gasolina extra, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

2.5 Diésel (ACPM) asociado a la producción de carbón

La demanda de este combustible corresponde a los consumido en zonas de producción de carbón a gran escala para su importación. Así, considerado las expectativas de reducción del consumo internacional de este combustible fósil, en los recientes años ya se registra una reducción de sus exportaciones y,

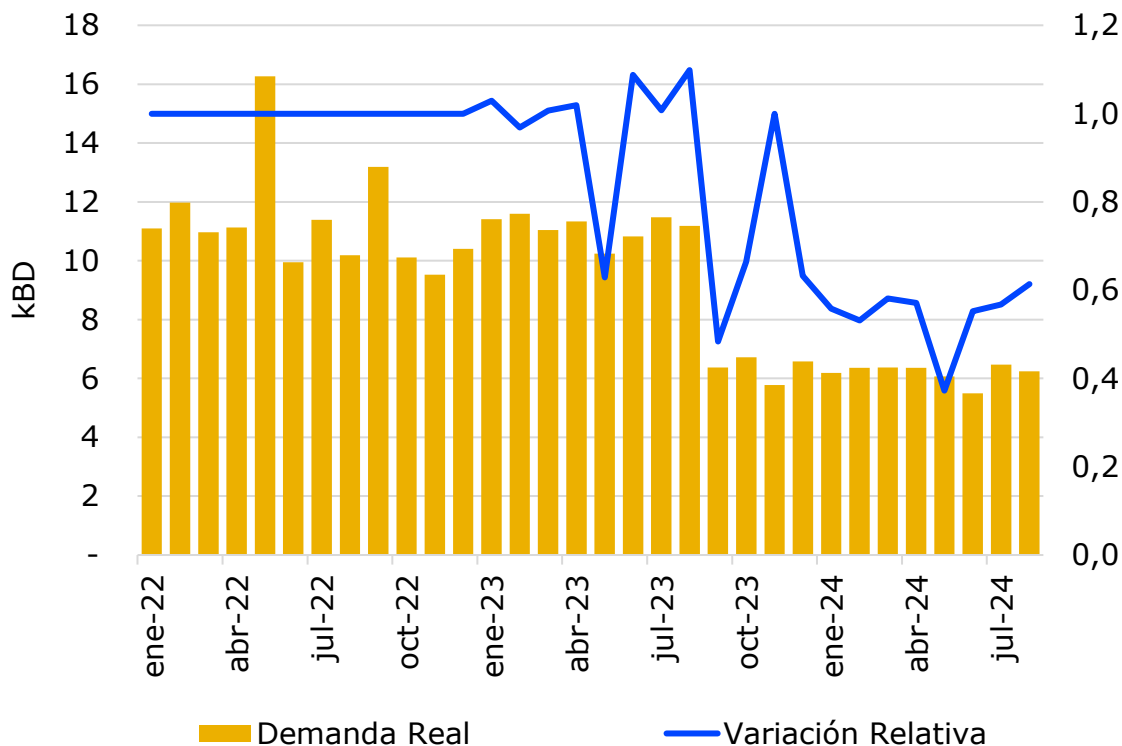
consecuentemente, de su demanda de ACPM asociada¹⁶ (ver **Gráfica 2-16**). A escala mensual se reconoce durante el año 2023 y comienzos de 2024, la demanda ha estado en un 88% de la demanda media de 2022, aunque con gran variabilidad (ver **Gráfica 2-17**).



Gráfica 2-16: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de ACPM asociado a la producción de carbón mineral.

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

¹⁶ Información sobre perspectivas de consumo global de carbón mineral disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023>



Gráfica 2-17: Evolución histórica de corto plazo de la demanda de gasolina extra (respecto del año 2022)

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

2.6 GLP

De acuerdo con el Sistema Único de Información (SUI)¹⁷ de la SSPD, el consumo de GLP para la atención del servicio público se puede clasificar en cinco (5) sectores: residencial, comercial, industrial, oficial y especial, descritos a continuación:

- **Sector residencial:** Ventas de cilindros de hasta 40 libras de capacidad y a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas en el sector residencial.
- **Sector comercial:** Ventas de cilindros con capacidad superior a 40 libras y a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas en el sector comercial.
- **Sector industrial:** Ventas a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas dentro del sector industrial.

¹⁷ Información reportada en el SUI y tomada de la bodega de datos O3 herramienta institucional de la SSPD.

- **Sector oficial:** Ventas a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas dentro del sector oficial, compuesto por entidades del Estado usuarias de los servicios públicos.
- **Sector especial:** Ventas a través de almacenamientos conectados a redes de distribución reportados dentro del sector especial, especial asistencial y especial educativo¹⁸.

De forma paralela, el consumo de GLP también se puede cuantificar según la presentación o instalación de suministro donde se atiende al usuario final de la siguiente manera:

- Venta de GLP en cilindros, a través de puntos de venta, expendios y vehículos repartidores en el sector residencial y comercial e industrial.
- Venta de GLP en tanques estacionarios en los sectores residencial, oficial, comercial e industrial.
- Venta de GLP a través de almacenamientos conectadas a redes de distribución en todos los sectores.

En términos generales entre los años 2009-23 este combustible ha mantenido una tendencia creciente de demanda a una tasa media anual de 1.3%. A diferencia de los demás combustibles, su consumo no se vio afectado durante la pandemia del COVID-19 en razón a que su uso es principalmente cocción doméstica y su uso se mantuvo debido al aumento de actividades domésticas durante los confinamientos.

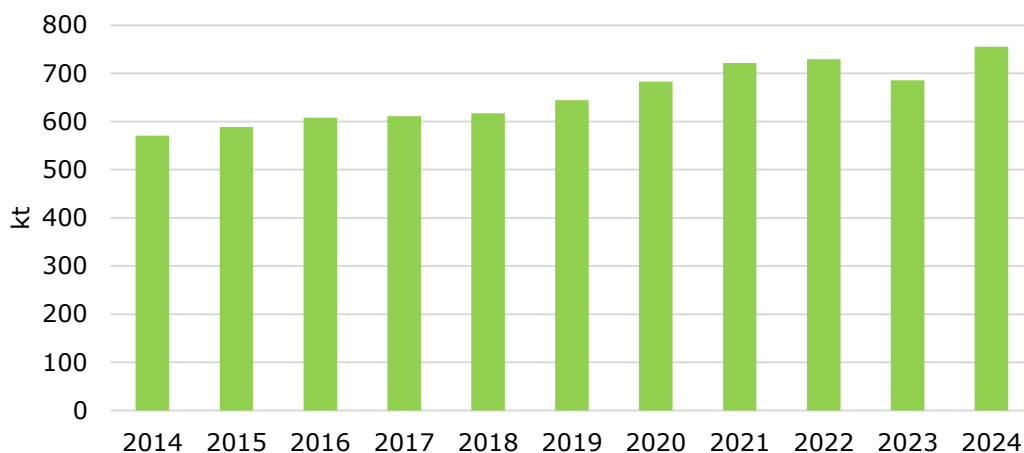
Según el SUI, en 2014 el consumo promedio mensual de GLP fue de 47.5 kt/mes e incrementó a una tasa promedio anual de 2,92% en los últimos 10 años, alcanzando las 62.9 kt/mes en 2024, para completar un consumo total anual de 755 kt, reflejando un incremento del 10,14% en comparación con 2023 (ver **Gráfica 2-18**). Estos incrementos en consumo se dieron gracias al aumento de las ventas de GLP en tanques estacionarios y de cilindros a través de puntos de venta después del año 2013, fecha en la cual se estableció el *Programa Piloto para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros*¹⁹.

Entre el año 2021 y el 2024 se observa una tendencia a la estabilización de la demanda, con tasas de crecimiento inferiores a los años anteriores (ver **Gráfica 2-19**), lo cual es previsible con una casi constante participación como energético de cocción. A escala mensual se reconoce que durante el año

¹⁸ El sector especial incluye usuarios que no son residenciales ni oficiales, pero prestan servicios de interés social o comunitario como iglesias, entidades sin ánimo de lucro, etc.; el sector especial asistencial se refiere a entidades que prestan servicios de salud o asistencia social sin ser oficiales; el sector especial educativo incluye instituciones educativas privadas y centros de formación que no hacen parte del sector oficial.

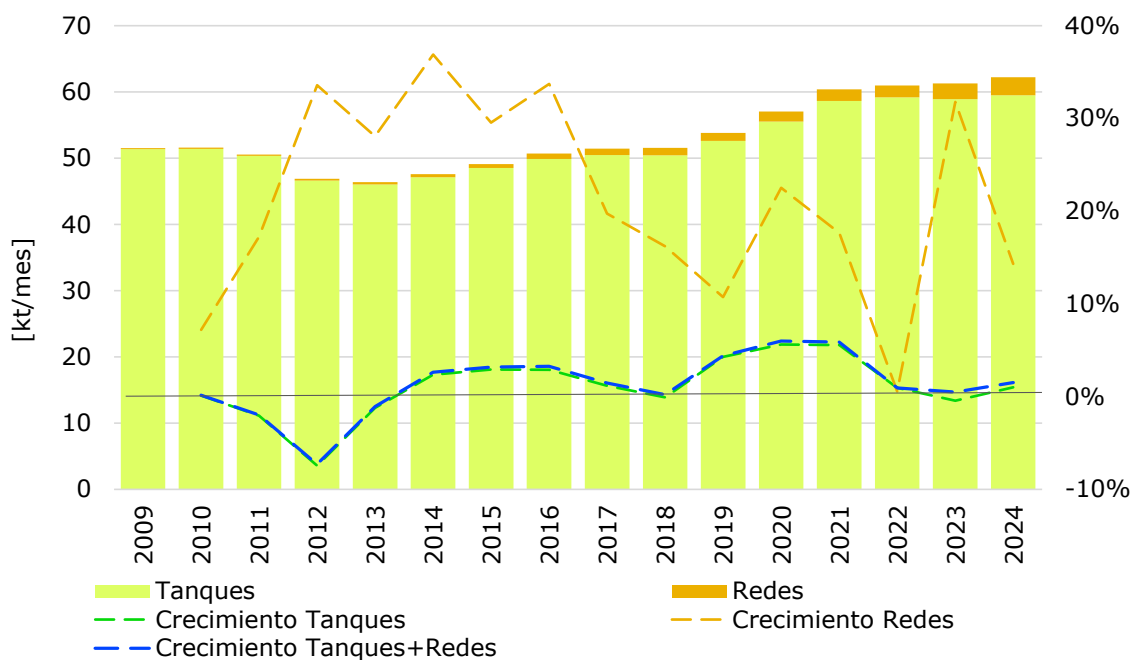
¹⁹ Decreto No. 2195 de 2013 “por el cual se establece el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido por cilindros”, para el cual se expidieron los parámetros generales para su otorgamiento en la Resolución 90502 de abril de 2014.

2023 y comienzos de 2024, la demanda ha estado en un 102% de la demanda media de 2022, aunque con variabilidad²⁰ (ver **Gráfica 2-20**).



Gráfica 2-18: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de GLP

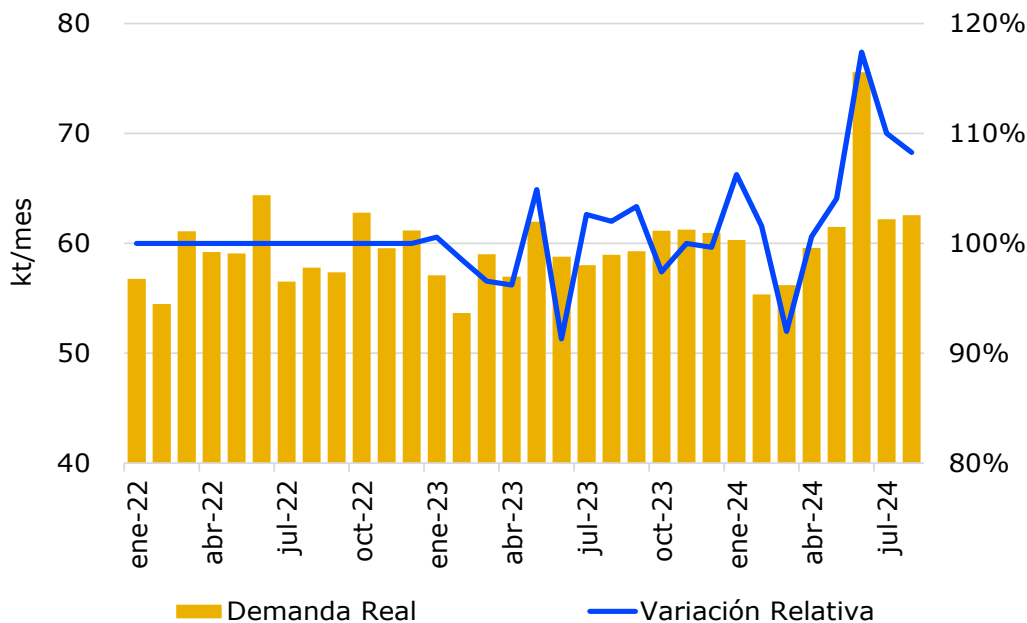
Fuente: UPME a partir de información SUI.



Gráfica 2-19: Evolución histórica de largo plazo de la demanda de GLP

Fuente: UPME a partir de información SUI.

²⁰ Cabe resaltar que la información reportada por el SUI puede presentar variaciones y mayor incertidumbre en los últimos meses, atribuibles a la actualización de reportes por parte de operadores.

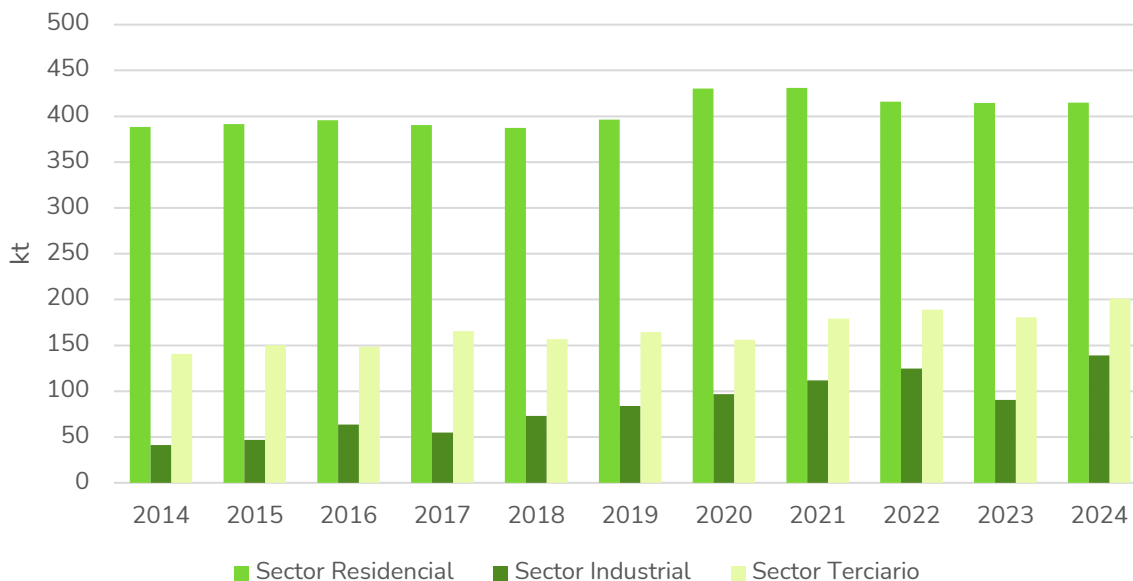


Gráfica 2-20: Evolución histórica de corto plazo de la demanda de GLP (respecto del año 2022)

Fuente: UPME a partir de información SUI.

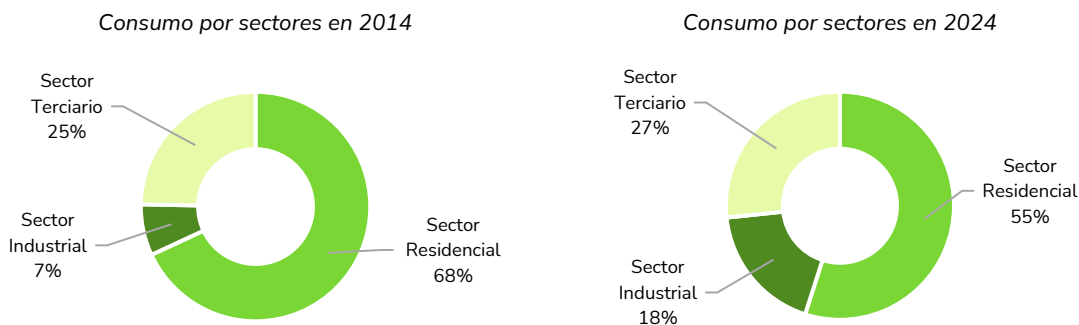
Respecto al consumo por sectores, se observa que el sector residencial ha sido el principal consumidor de GLP en Colombia durante los últimos 10 años. Esto se debe a que el GLP es una de las principales alternativas para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua, especialmente en áreas donde resulta complejo el abastecimiento de otros energéticos. Para 2024, particularmente, la demanda anual residencial alcanzó las 414.8 kt/año, manteniendo una tendencia relativamente estable, y con tendencia a la baja en los últimos 4 años.

Sin embargo, los sectores que han jalonado el crecimiento de la demanda han sido el industrial y terciario, con tasas de crecimiento promedio de 15.2 y 3.9% respectivamente (ver **Gráfica 2-21**) y alcanzando demandas de 141 kt/año y 41 kt/año, respectivamente. Debido a esto, la participación del sector residencial en los últimos años pasó del 68% al 55%, la del industrial aumentó del 7% al 18%, mientras que la del terciario pasó del 25% al 27% (Ver **Gráfica 2-22**).



Gráfica 2-21: Participación sectorial en la demanda de GLP.

Fuente: UPME a partir de información SUI.



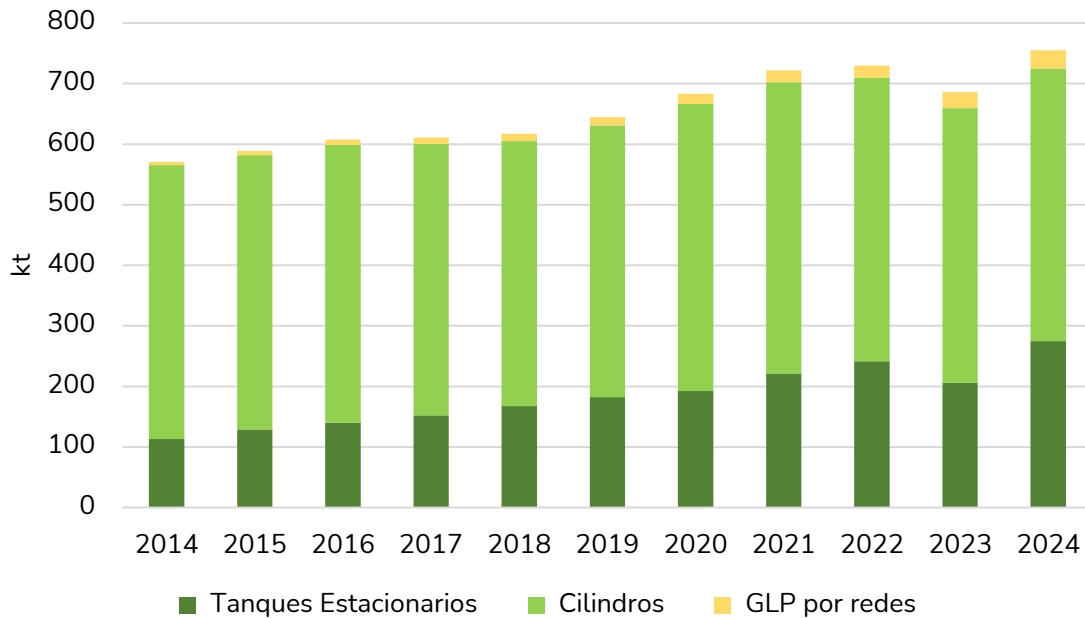
Gráfica 2-22: Consumo de GLP por sectores (2014 Vs. 2024).

Fuente: UPME a partir de información SUI.

Dicho cambio en la participación de los sectores se debe a que, en la última década, se ha ampliado la cobertura de otros energéticos en la cocción de alimentos y el calentamiento doméstico de agua, lo que han desplazado al GLP paulatinamente del sector residencial²¹. En cambio, se impulsó el consumo en los sectores terciario e industrial como consecuencia de la construcción de tanques estacionarios y proyectos de GLP por redes en municipios donde el costo de llevar gas natural virtual o por redes es más alto.

²¹ Según los cálculos presentados por la UPME en la *Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037*, aunque el gas natural presenta una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 de 0,4%, que es significativamente inferior al crecimiento histórico (2009-2022) de 1,4%, se estima que su participación en el sector residencial tendría un crecimiento positivo de 1,5%.

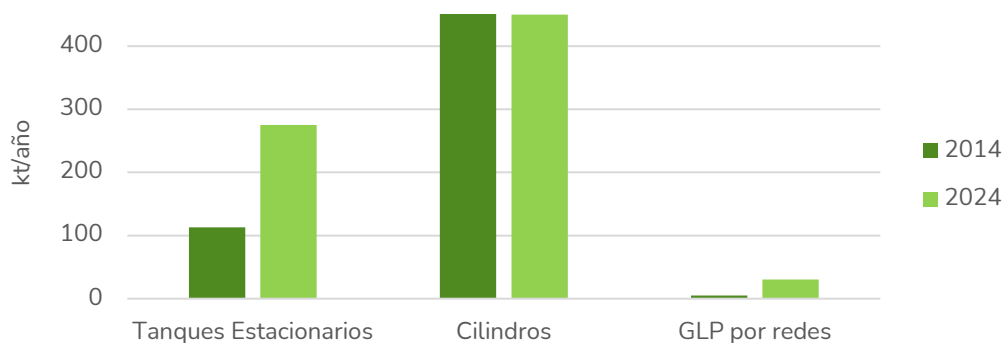
Por otro lado, la venta de GLP a través de cilindros continúa siendo el mecanismo mediante el cual, más GLP se distribuye en el país (ver **Gráfica 2-23**). En 2014, el consumo nacional en cilindros era de 452.3 kt/año, mientras que en tanques estacionarios era de 113 kt/año y en almacenamientos conectados a redes de distribución era de 5 kt/año. En 2024, la venta de GLP en cilindros no presentó mayor variación, reportando 450 kt/año; en cambio, la venta de GLP a través de tanques estacionarios aumentó significativamente un 143% con respecto a 2014, llegando a 274.9 kt anuales.



Gráfica 2-23: Evolución histórica de la demanda de GLP por cilindros, tanques y redes

Fuente: UPME a partir de información SUI.

Dentro del consumo de GLP, su servicio de distribución por redes aumenta rápidamente su participación, aunque para el año 2023 solo alcanzó el 3.8% del total distribuido. Actualmente es el canal de mayor crecimiento pues presenta un aumento considerable de 490,2% desde 2014, registrando un total de 30 kt comercializadas por este medio, en 2024. Aun así, sigue siendo la modalidad en la que menos GLP se comercializa en el país (ver **Gráfica 2-24**).

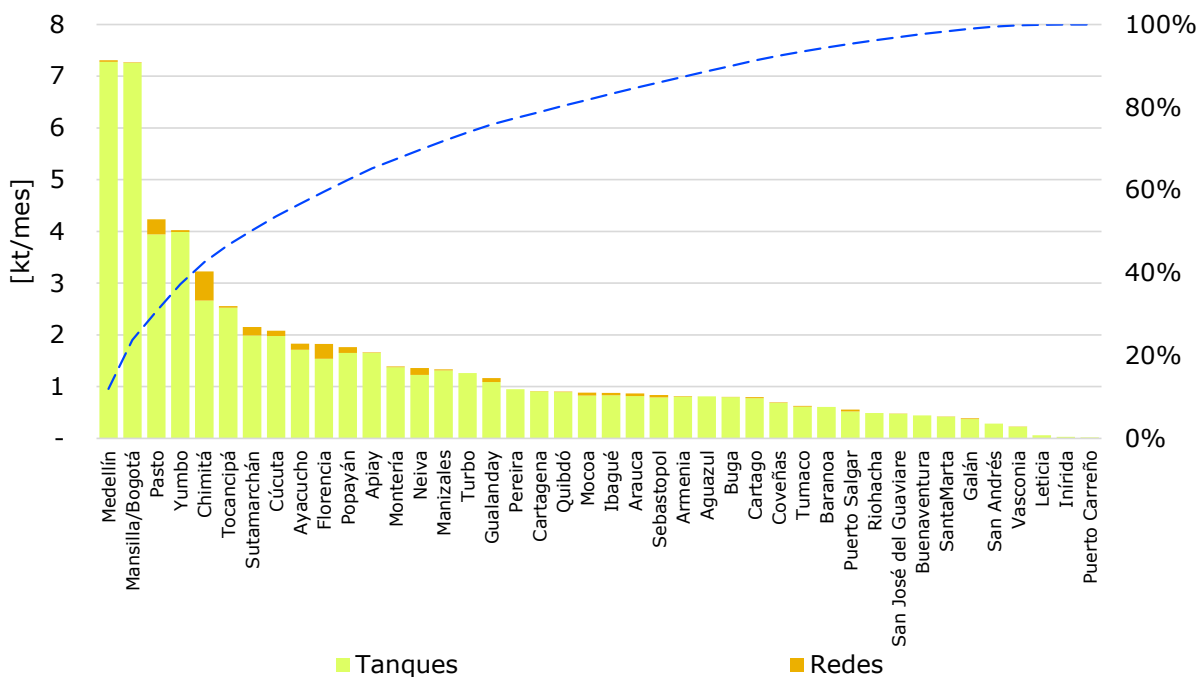


Gráfica 2-24: Comparativo de la demanda de GLP por presentación (2014 Vs. 2024)

Fuente: UPME a partir de información SUI.

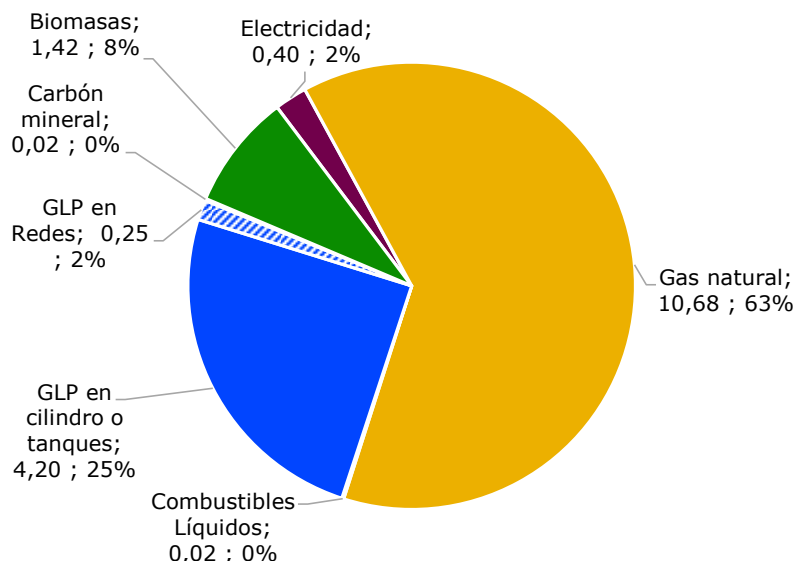
2.6.1 Consumo regional y por zonas

Particularmente, el 50% de la demanda de GLP se suplente desde 6 plantas de abastecimiento: Medellín, Mansilla/Bogotá, Pasto, Yumbo, Chimitá y Tocancipá (ver **Gráfica 2-25**). En zonas rurales del país el GLP es el principal combustible consumido con propósitos de cocción; para el año 2023 se estima que el 27% de los 17 millones de hogares del país usaron este energético para cocción, distribuido por cilindros/tanques o redes (ver **Gráfica 2-26**). Finalmente, se expone en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** la participación de las regiones en el agregado de la demanda nacional.



Gráfica 2-25: Participación de las plantas de abasto en la demanda nacional de la GLP, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SUI.



Gráfica 2-26: Participación del GLP dentro de los energéticos para cocción, año 2023 (magnitudes en millones de hogares).

Fuente: UPME a partir de información DANE.

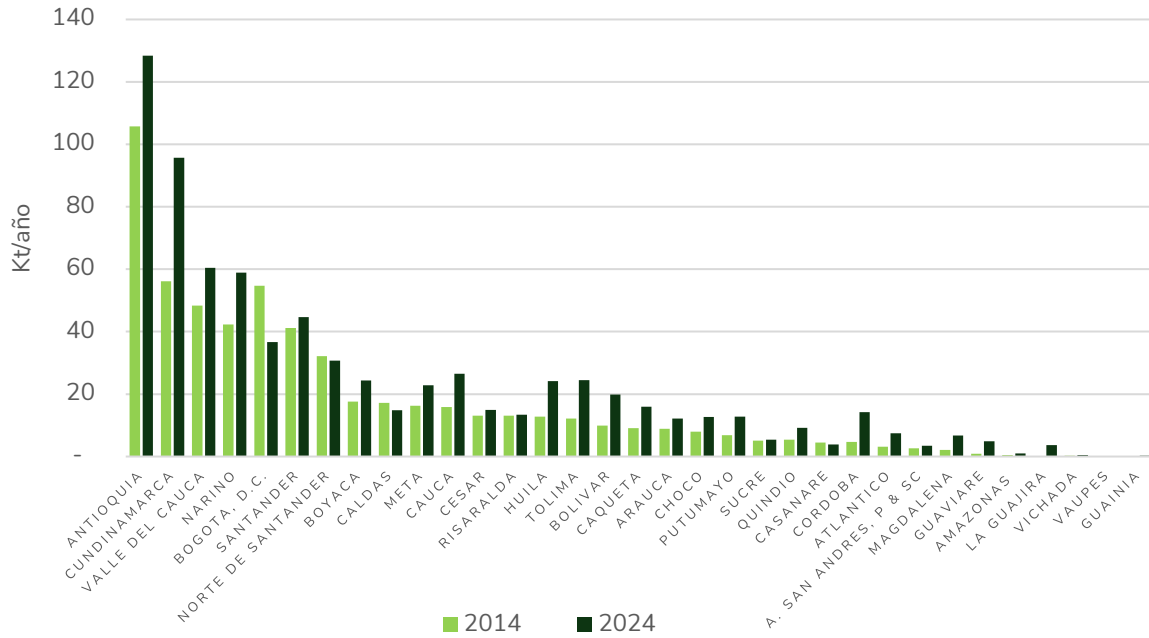
[kt/mes]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Total
Consumo	14,4	7,9	3,1	2,0	6,2	8,2	0,6	13,6	5,2	61,3
Participación	23,6%	12,9%	5,1%	3,3%	10,1%	13,4%	1,0%	22,2%	8,5%	100,0%

Tabla 2-5: Distribución regional de la demanda de GLP, año 2023

Fuente: UPME a partir de información SICOM.

En 2024, los departamentos que más consumieron GLP en orden descendente fueron: Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca, Nariño, Santander, Bogotá, Norte de Santander, Cauca, Meta, Tolima, Huila y Meta que superaron las 20 kt/año (ver **Gráfica 2-27**).

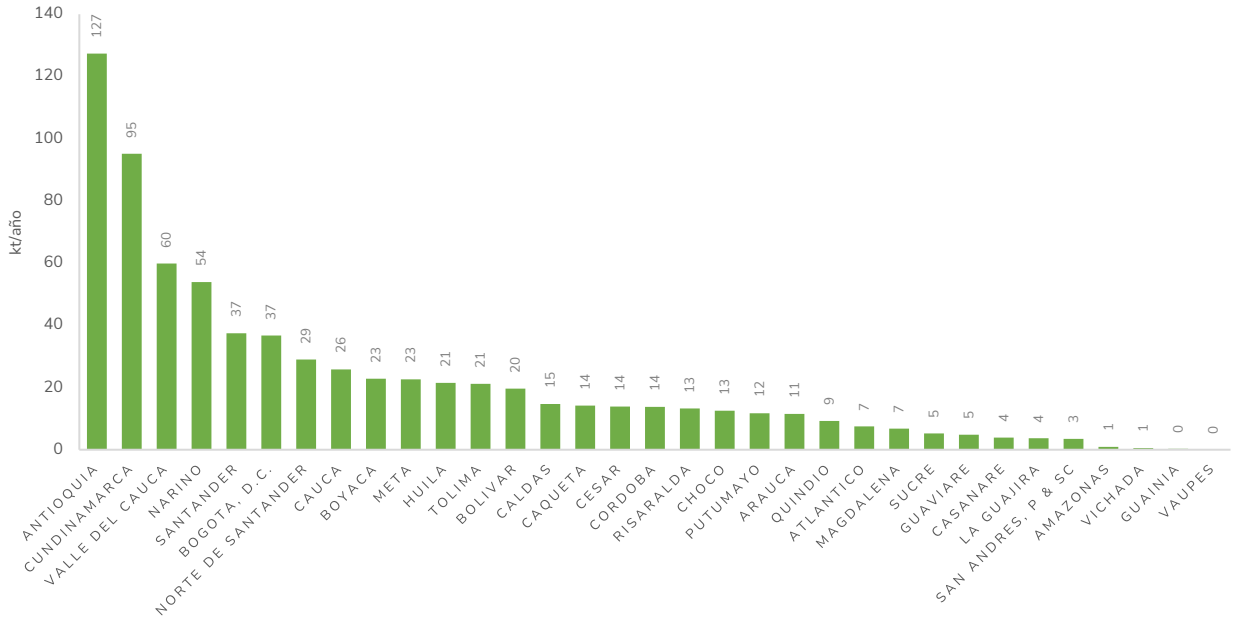
Antioquia históricamente ha sido el principal departamento consumidor de GLP, registrando un consumo total de 105.8 kt anuales en 2014 (considerando GLP en cilindros, GLP en tanques estacionarios y GLP en almacenamientos conectados a redes de distribución), frente a 128.5 kt en 2024, presentando un incremento promedio anual de aproximadamente 21,42% en los últimos 10 años.



Gráfica 2-27: Comparativo de la demanda de GLP por departamento (2014 Vs. 2024)

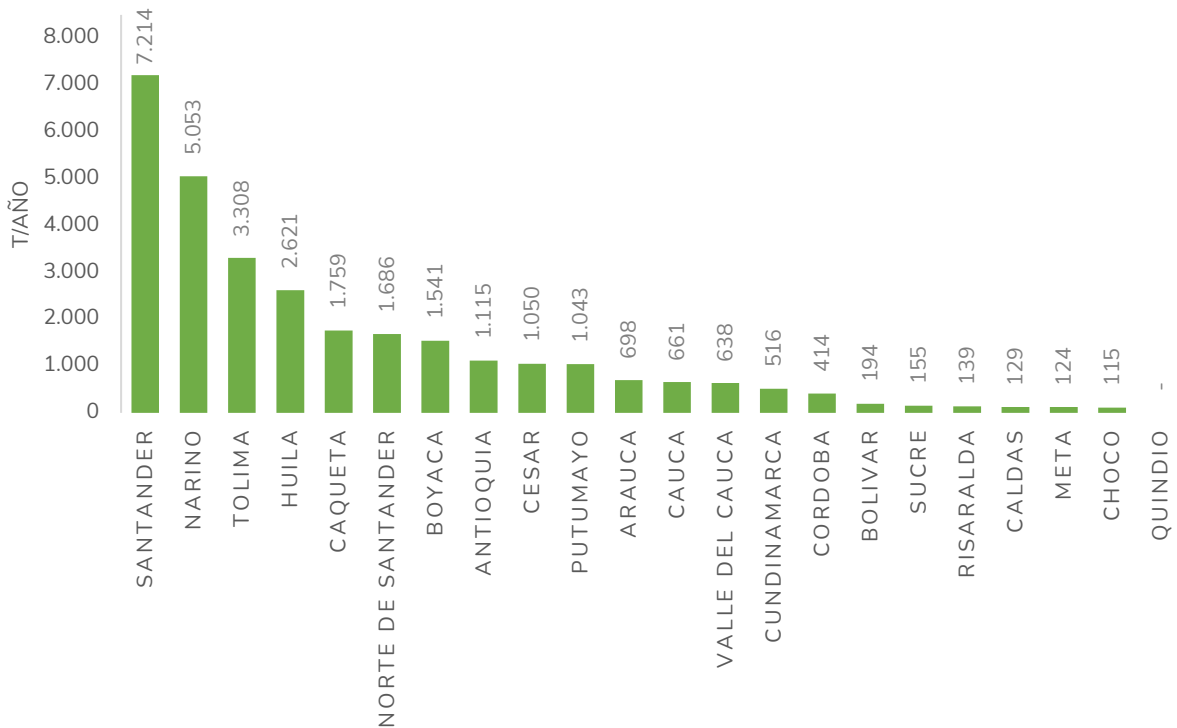
Fuente: UPME a partir de información SUI.

Cundinamarca, sin incluir Bogotá, se sitúa como el segundo en la lista y el que mayor incremento porcentual presentó en los últimos 10 años: en 2024 consumió 95.7 kt, un 70,6% más que en 2014, año en el cual el consumo fue de 56 kt. Por otra parte, en el caso de Bogotá, la disminución del consumo de GLP es significativo bajando un 32,83% desde 2014. En este mismo orden, se registra el consumo de GLP por departamentos, a través de cilindros y tanques estacionarios, lo cual significa que la venta de GLP en estas presentaciones es la que más jalona el consumo del energético a nivel departamental (ver **Gráfica 2-28**).



Gráfica 2-28: Demanda de GLP en cilindros y tanques, por departamento (2024)

Fuente: UPME a partir de información SUI.

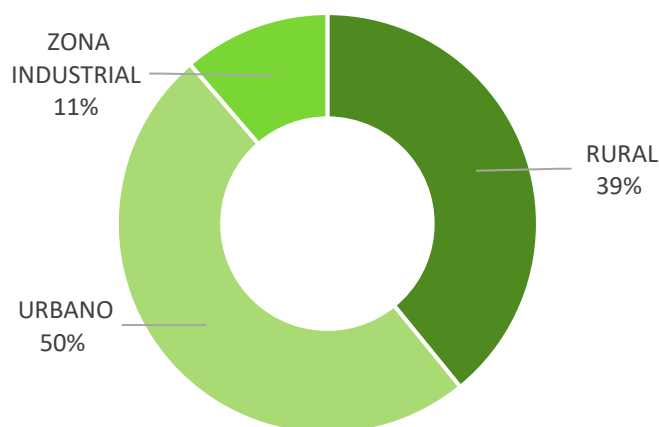


Gráfica 2-29: Demanda de GLP en redes de distribución, por departamento (2024)

Fuente: UPME a partir de información SUI.

Frente al consumo de GLP por almacenamientos conectados a redes de distribución, el departamento que más consumió GLP en 2024 fue Santander con 7.2 kt/año, seguido por Nariño con 5 kt/año, Tolima con 3.3 kt/año, Huila con 2.6 kt/año y Norte de Santander con 1.6 kt/año. En total, existen 22 departamentos a la fecha, donde hay servicio de GLP a través de almacenamientos conectados a redes de distribución (ver **Gráfica 2-29**).

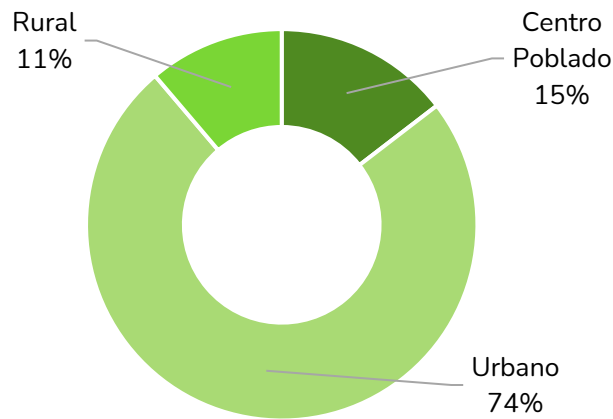
Finalmente, el consumo de GLP en cilindros y tanques en 2024 se concentró entre en zonas urbanas (50%) y rurales (39%), con un 11% en la zona industrial. Antioquia, San Andrés, Atlántico, Bogotá y Caquetá lideraron el consumo urbano, mientras que Amazonas, Arauca, Bolívar, Boyacá y Caldas destacaron en el consumo rural. Bogotá y Santander tuvieron un consumo industrial representativo (ver **Gráfica 2-30**).



Gráfica 2-30: Participación zonal de la demanda de GLP en cilindros y tanques (2024)

Fuente: UPME a partir de información SUI.

En cuanto al GLP por redes de distribución, el mayor consumo se registró en zonas urbanas en la mayoría de los departamentos, con excepciones en Boyacá y Cundinamarca (mayor consumo en centros poblados) y Córdoba y Huila (mayor consumo rural). Quindío no registró consumo por redes en 2024. Estas clasificaciones del SUI desde 2017 permiten un análisis detallado del comportamiento del consumo de GLP por tipo de zona en el país (Ver **Gráfica 2-31**).



Gráfica 2-31: Participación zonal de la demanda de GLP en redes (2024)

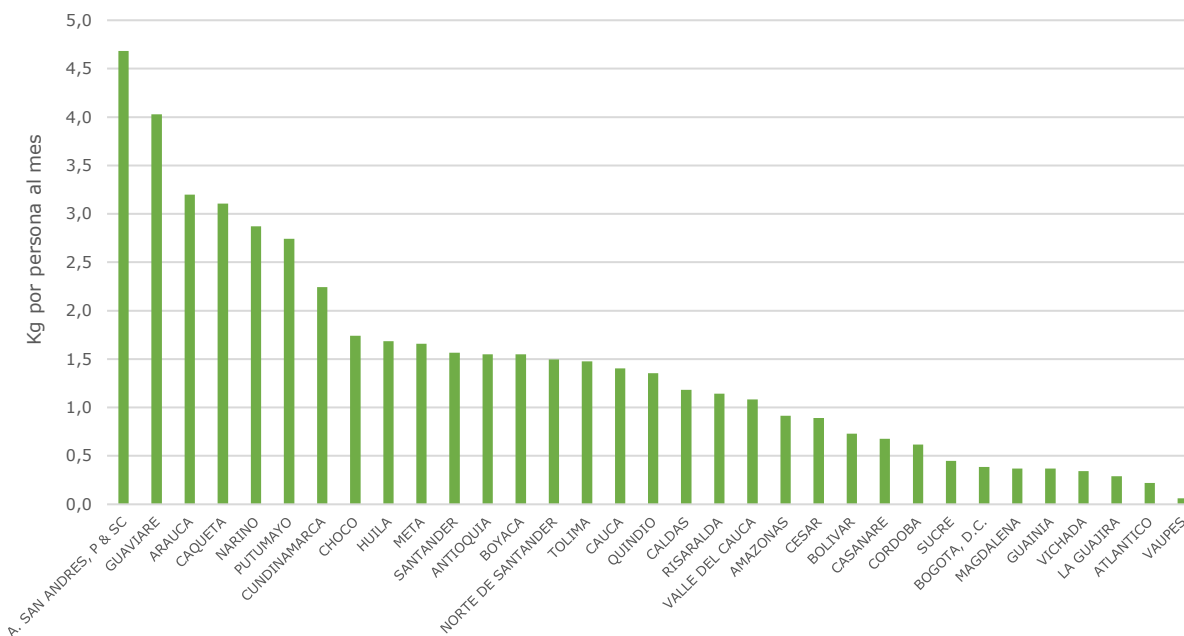
Fuente: UPME a partir de información SUI.

2.6.2 Consumo per cápita

En 2024, el consumo nacional per cápita de GLP en Colombia fue de 1,19 kg/persona-mes, significativamente menor que en México, Ecuador y Chile, donde presentan consumos per cápita del orden de 5,7 kg, 5,6 kg y 5 kg²², dado que Colombia es uno de los países con mayor cobertura de gas natural. Es de resaltar que, a nivel latinoamericano, el consumo promedio es considerablemente mayor que la tasa mundial.

A nivel nacional, el consumo per cápita varía significativamente entre departamentos, siendo mayor en aquellos con menos alternativas energéticas eficientes, como San Andrés (4,68 kg/mes), Guaviare, Arauca y Caquetá. Departamentos como Guainía, Vichada, La Guajira y Vaupés presentan consumos bajos debido al uso predominante de leña y otros combustibles sólidos para cocinar, y en algunos casos, un bajo consumo de gas natural.

²² Asociación iberoamericana de entidades reguladores de la energía. Regulación económica Gas licuado, www.ariae.org



Gráfica 2-32: Demanda per cápita de GLP, por departamento (2024)

Fuente: UPME a partir de información SUI.

2.6.3 Consumo en otros usos

Además del tradicional uso doméstico, industrial y comercial, como servicio público domiciliario, el GLP en Colombia se usa en algunas aplicaciones puntuales como combustible para automotores y en respaldo para la generación eléctrica. A continuación, se presentan estimados del consumo actual de GLP en estos servicios, diferentes al servicio público domiciliario y, por lo tanto, con base en datos recopilados tanto de fuentes públicas como de actores clave de los sectores involucrados, con el objetivo de establecer una base para proyectar su demanda en cada uno de los escenarios que serán analizados en el Capítulo 4 del presente documento. Cabe destacar que, al no contar con un sistema de información como el SUI en el caso del consumo del GLP como servicio público domiciliario, donde se registre esta información por parte de los diferentes agentes de los sectores de transporte y/o generación, la misma está sujeta a posterior revisión y ajuste, de considerarse pertinente.

- **GLP en transporte**

En Colombia, mediante la Ley 1753 de 2015²³ se autorizó el uso de GLP como carburante en motores de combustión interna, así como carburante en transporte automotor y demás usos alternativos en todo el territorio nacional; en 2020, el MME expidió los reglamentos técnicos aplicables²⁴ y desde entonces,

²³ Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

²⁴ Resolución MME 40368 de 2020, por la cual se expide el reglamento técnico a las estaciones de servicio que suministran gas licuado del petróleo (GLP) para uso vehicular, modificada por la Resolución MME 40118 de 2021; y Resolución MME 40340

el consumo de AutoGLP y NautiGLP (este último, destinado a aplicaciones marítimas) ha aumentado, en especial en los dos últimos años como respuesta al incremento progresivo de los precios de los combustibles líquidos como la gasolina y el diésel; lo anterior se basa en el hecho de que se han abierto 20 estaciones de servicio²⁵ de AutoGLP en el país desde 2022, mismas que se ubican en las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Medellín, Cúcuta, Fusagasugá, Soledad, Pasto y Cali.

Cabe resaltar que, aunque la demanda para el transporte es actualmente despreciable en comparación con la demanda residencial, terciaria e industrial, pues las estimaciones aquí presentadas pueden corresponder al 0,001-0,002% de la demanda, se presenta un crecimiento en los últimos años que da muestra de la apertura de nuevos segmentos de mercado. En relación con datos históricos de consumo, se observa que aún no se cuenta con un sistema de información oficial como el SUI o SICOM donde se pueda acceder a información de consumo de GLP en automotores. Ante esa dificultad, desde la UPME se acudió a los diferentes agentes del sector con el fin de conocer cifras de consumo actual y sus perspectivas a corto, mediano y largo plazo.

Por otro lado, en relación con el NautiGLP, definido por la Ley 2128 de 2021, en términos ambientales, podría ser un sustituto al combustóleo, el diésel marino o la gasolina empleada en embarcaciones acuáticas o fluviales, pues en comparación con esta última, un motor de Nauti GLP emite un 60% menos de óxido de nitrógeno y un 15% menos de dióxido de azufre. En este aspecto, se cuenta con 60 nuevos motores convertidos a NautiGLP en la zona pacífica de Nariño y han sido entregados 58 motores dedicados en los departamentos de Bolívar, Sucre y Córdoba; así mismo, desde el MME en alianza con FENOGE se ha impulsado programas relacionados como el “Programa NautiGLP Pacífico Sostenible” con el cual se pretende sustituir 60 motores de gasolina a dos tiempos por motores de GLP de propiedad de pescadores artesanales de estratos 1 y 2 del municipio de Tumaco, Nariño.

Según información suministrada por agentes del sector²⁶, las ciudades de Medellín, Cartagena, Barranquilla y Soledad registran actualmente consumo de AutoGLP en un rango de 90 a 125 Kg/mes; en la zona suroccidente (principalmente Nariño y Valle del Cauca) se registra un consumo aproximado de 1.250 Kg/mes. Sus perspectivas al cierre de 2026, es que se incremente sustancialmente la atención de vehículos en las ciudades y poblaciones del norte y centro del país donde aún no se cuenta con acceso a gas natural comprimido vehicular - GNCV. En Nariño y Valle del Cauca, por ejemplo, se cuenta con 122 vehículos convertidos y se proyecta la instalación de nuevas estaciones de servicio de tal manera que puedan atender al menos 150 vehículos en 2026.

de 2020, por la cual se establecen requisitos que deben cumplir los agentes para la prestación del servicio de GLP para uso vehicular (AutoGLP y NautiGLP) como carburante de transporte automotor.

²⁵ Entrevista “El Autoglp se consolida como una de las grandes apuestas de combustibles de bajas emisiones” en la Revista Premium Edición No. 48 – COMCE Colombia. Disponible para consulta en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://comcecolombia.com/wp-content/uploads/2024/08/Revista-EDS-Premium-No-48.pdf](https://comcecolombia.com/wp-content/uploads/2024/08/Revista-EDS-Premium-No-48.pdf)

²⁶ Respuestas a solicitud de información por parte de la UPME, Radicado No.: 20241700073171.

Así mismo, los agentes del sector confirmaron que en 2023 se presentaron consumos promedio de NautiGLP de 150-300 Kg/mes en los municipios ribereños del río Magdalena, Cauca, Nechi y Atrato, los cuales son muy fluctuantes según la temporada del año y/o el nivel de agua en los ríos.

- **GLP en generación eléctrica**

Si bien en 2022, según la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado del Petróleo (AIGLP)²⁷, se tenían al menos tres (3) potenciales proyectos termoeléctricos con GLP, actualmente el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con sólo una planta de generación eléctrica con GLP, como combustible de respaldo para la energía firme. La cual corresponde a la planta Termocaribe 3 con fecha de puesta en operación del 21 de marzo de 2024 y capacidad efectiva neta de 52 MW. Cabe mencionar que esta planta, que también opera con gas natural, cuenta con una turbina SIEMENS SGT-800 clase B5, que emplea propano clase HD-5, el cual es importado y es almacenado en 3 tanques de 90.000 galones c/u. Además, a la fecha no se cuenta con ningún proyecto termoeléctrico con punto de conexión aprobado cuyo combustible principal sea el GLP. y según datos de XM²⁸, no se identifican proyectos nuevos que tengan declarado operar con GLP ni ampliaciones de capacidad de la planta térmica que actualmente lo emplea. Así mismo, XM reportó que no se cuenta con información de algún proyecto de generación con miras a sustituir su combustible actual con GLP²⁹.

Por otro lado, actualmente en las Zonas No Interconectadas (ZNI) que cuentan con servicio de energía eléctrica, la generación se fundamenta principalmente en fuentes fósiles que corresponden a la capacidad instalada de equipos de generación con diésel (92%) y, en menor proporción, a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como biomasa (4%), solar fotovoltaica (1%) o las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) (3%). Actualmente, y de forma consistente con la transición energética, la expansión en ZNI se proyecta principalmente a partir de energía solar, y algunos proyectos de PCHs. Sin embargo en el caso de los sistemas fotovoltaicos, debido a su confiabilidad, también se emplean sistemas híbridos con baterías y diésel como combustible de respaldo. Si bien a la fecha no se cuenta con generación a partir de GLP en las ZNI, este combustible puede ser una alternativa de respaldo a menor costo y menores emisiones que el diésel.

²⁷ AIGLP, 18 de marzo de 2021. Colombia: el Gobierno impulsa trece plantas de generación eléctrica, de las cuales tres serán a GLP. Disponible para consulta en: <https://aiglp.org/colombia-el-gobierno-impulsa-trece-plantas-de-generacion-electrica-de-las-cuales-tres-seran-a-glp/>

²⁸ Respuesta a solicitud de información a XM por parte de la UPME, radicada bajo el número 202444028977-3.

²⁹ La información fuente es suministrada por los agentes del mercado y luego es procesada por XM para el ejercicio de sus funciones. La información suministrada puede presentar modificaciones, en caso de que se presenten reclamaciones que conlleven a la realización de ajustes, de conformidad con lo establecido en la normatividad vigente.

3. Construcción de Escenarios

3.1 Distribución geográfica

Con arreglo al Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Líquidos (SNTCL), la demanda nacional se divide en nueve regiones y 42 nodos. Posteriormente, se asocian los municipios según cercanía geográfica a nodos definidos, de manera que es posible disponer de un arreglo que relaciona la demanda municipal, nodal y regional. Ver **Tabla 3-1** y **Gráfica 3-1**.

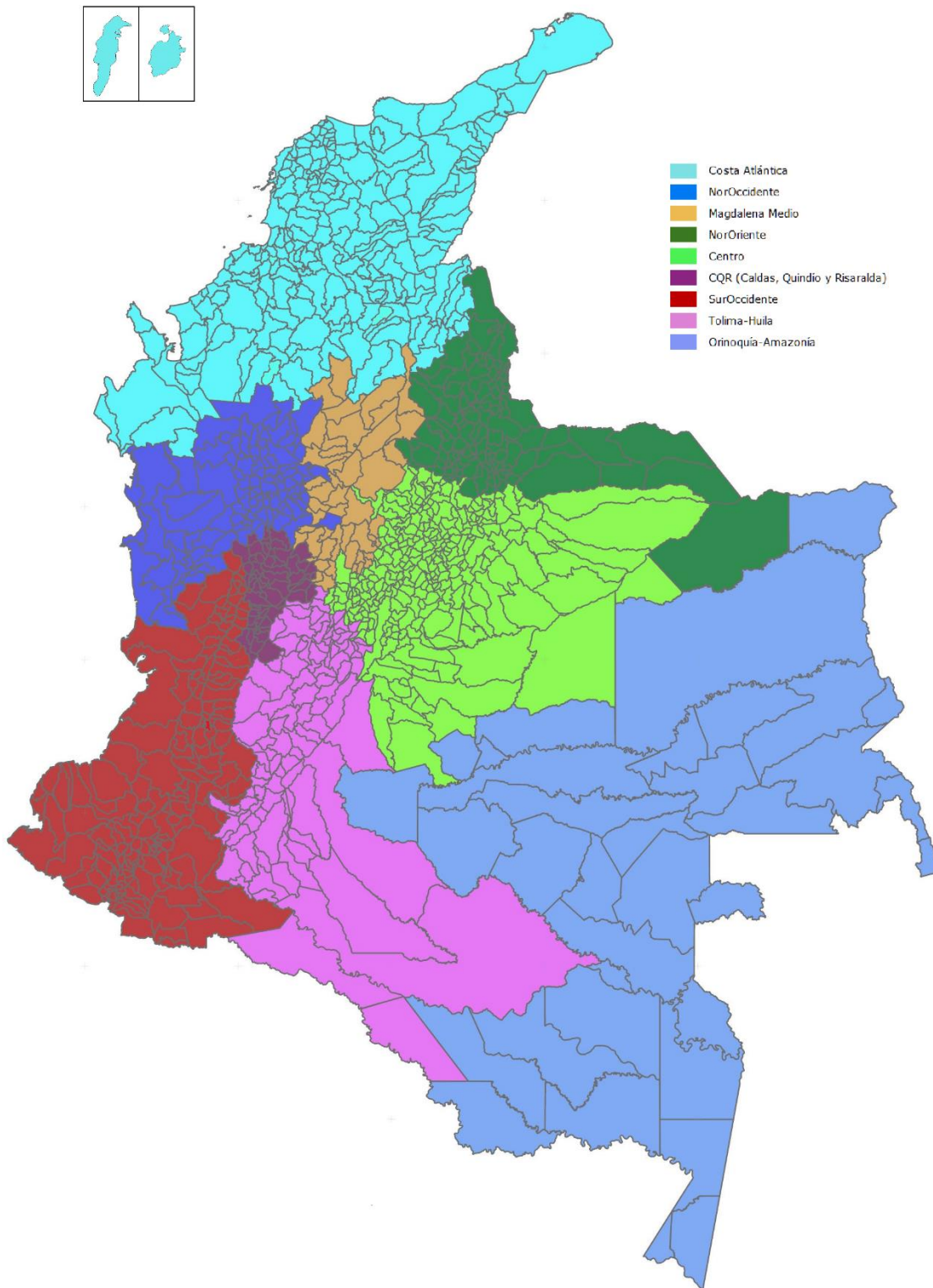
Región	Nodos del Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Líquidos	
Centro	Aguazul Apiay Mansilla/Facatativá*	Sutamarchán Tocancipá*
Costa Atlántica	Ayacucho Baranoa Cartagena Coveñas Montería	Riohacha San Andrés SantaMarta Turbo
CQR	Armenia Manizales	Pereira
Magdalena Medio	Galán Puerto Salgar	Sebastopol/Pto Berrío Vasconia/Pto Boyacá
NorOccidente	Medellín	Quibdó
NorOriente	Arauca Chimitá/Bucaramanga	Cúcuta
Orinoq-Amaz	Inírida Leticia	Puerto Carreño San José del Guaviare
SurOccidente	Buenaventura Buga Cartago Mocoa	Pasto Popayán Tumaco Yumbo/Cali
Tolima-Huila	Florencia Gualanday	Ibagué Neiva

Tabla 3-1: Distribución en regiones y nodos para la proyección de demanda de combustibles líquidos

Fuente: UPME a partir de información SICOM y Ecopetrol.

*Las plantas de abasto de Puente Aranda y El Dorado (ambas en Bogotá), se asume que se abastecen desde las plantas de Mansilla y Tocancipá

Gráfica 3-1: Distribución en regiones para la proyección de demanda de combustibles líquidos



3.2 Metodología de proyección del escenario base

La Tabla 1 presenta un resumen de la información insumo utilizada para la proyección de demanda de combustibles líquidos en su escenario base. Inicialmente, se realizó un análisis estadístico y de contexto para determinar cuáles son las principales variables que inciden en la demanda de cada combustible a escala nacional. Con base en esto, se realizan las proyecciones del escenario medio para cada caso. Además, se proyecta un escenario alto y bajo en el que varía el escenario base, según el error autorregresivo de la información histórica. La metodología detallada y modelos econométricos utilizados para la proyección de cada combustible se describen en detalle en el Anexo 1.

Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyectados (fuente)	Metodología
1 Gasolina Motor Corriente (GMC)	Consumo histórico mensual y municipal de gasolina corriente Ene.2009 - Jun.2024 (SICOM)		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y las independientes son el precio y el PIB per cápita (PIB / Población).
	Precio mensual de la gasolina corriente Ene.2009 - Sep.2024 (SICOM)	Precio mensual de la gasolina corriente Ene.2024-Dic.2040 (UPME)	
	PIB nacional anual 2009-2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024-2040 (Fedesarrollo – Ministerio de Hacienda (MFMP))	La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	Población nacional anual 2009-2024 (DANE)	Proyección de población nacional anual 2024-2040 (DANE)	
	IPC nacional mensual Ene.2009 - Jun.2024 (DANE-Banco de la República)		
2 Diésel Oil (ACPM) Nacional (DO NaI)	Consumo histórico mensual y municipal de ACPM Ene.2009 - Sep. 2024. (SICOM)		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y la independiente es el PIB per cápita (= PIB / población).
	PIB nacional anual 2009-2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024-2040 (Fedesarrollo – Ministerio de Hacienda (MFMP))	
	Población nacional anual 2009-2024 (DANE)	Proyección de población nacional anual 2024-2040	La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	IPC nacional mensual Ene.2009 - Sep.2024 (DANE-Banco de la República)		
3 GLP	Consumo histórico mensual y municipal de GLP, en cilindros, tanques y redes, Ene.2009 - Jun.2024 (SUI-SSPD)		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es la cobertura de GLP y la independiente es la cobertura de gas natural.
	Tipo de energético para cocción 2009-2023 (ECV-DANE)		
	Datos históricos de población y viviendas ocupadas, con resolución municipal y anual 2009-2024 (DANE)	Datos históricos de población y viviendas ocupadas, con resolución municipal y anual 2024-2040 (DANE)	Complementariamente, se proyecta la cobertura de los demás energéticos para cocción. La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	Consumo histórico de gas natural y número de usuarios con resolución municipal y mensual (SUI-SSPD)	Consumo de gas natural y número de usuarios con resolución regional y mensual (Proyección UPME)	

Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyectados (fuente)	Metodología
4 Jet Fuel (JF)	Consumo histórico mensual y municipal de Jet Fuel Ene.2009–Dic.2023 (SICOM) y Ene.2023–Mar.2024 (Ecopetrol).		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y la independiente son las exportaciones. La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	PIB nacional anual 2009-2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024-2040 (Fedesarrollo – Ministerio de Hacienda (MFMP))	
	Población nacional anual 2009-2024 (DANE)	Proyección de población nacional anual 2024-2040 (DANE)	
	IPC nacional mensual Ene.2009 - Jun.2024 (DANE-Banco de la República)		
5 Gasolina Motor Extra (GME)	Consumo histórico mensual y municipal de gasolina extra Ene.2009 - Jun.2024 (SICOM)		Se proyecta con el promedio histórico estacional. La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
6 ACPM para producción de carbón mineral	Consumo histórico anual de ACPM importado 2009 - 2024 (SICOM)		Regresión estadística con resolución anual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico de ACPM importado y la independiente es la masa de carbón exportado.
	Masa nacional exportada de carbón mineral 2009-2024 (SIMCO)	Escenario de exportación nacional de Carbón mineral 2024-40 (Wood Mackenzie)	

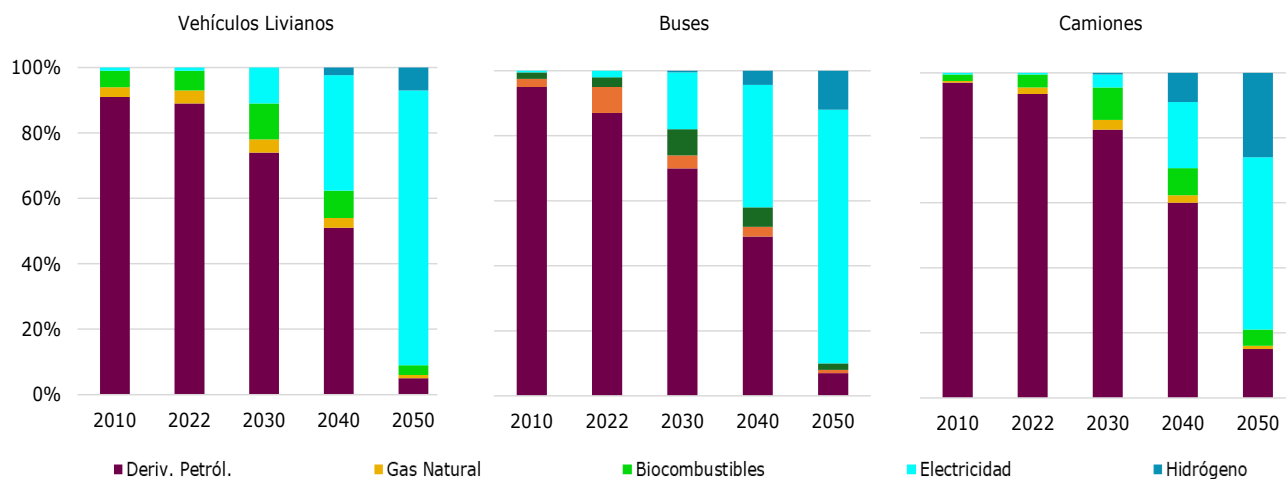
Tabla 3-2: Resumen de variables insumo y metodología empleada para la proyección de la demanda de combustibles líquidos en sus escenarios base (medio, alto y bajo).

Fuente: UPME

3.3 Escenarios de transición energética

3.3.1 Prospectiva Internacional de la transición energética en el transporte terrestre

En el escenario establecido por la Agencia Internacional de Energía (AIE) para este tema ³⁰, la energía eléctrica, los biocombustibles y el hidrógeno desempeñarían el principal rol en la descarbonización del transporte por carretera hasta mediados del presente siglo. Entre estos, el hidrógeno tendría una participación importante en vehículos pesados y mucho menor en vehículos livianos. A continuación, la **Gráfica 3-2** expone cómo se daría tal evolución por segmentos de vehículos.



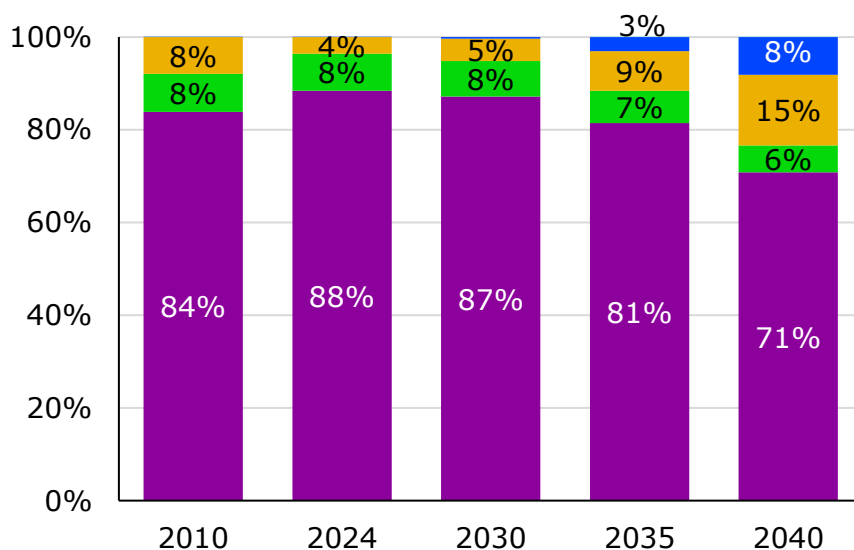
Gráfica 3-2: Evolución del consumo energético global del sector transporte terrestre, según fuentes

Fuente: UPME a partir de información de AIE.

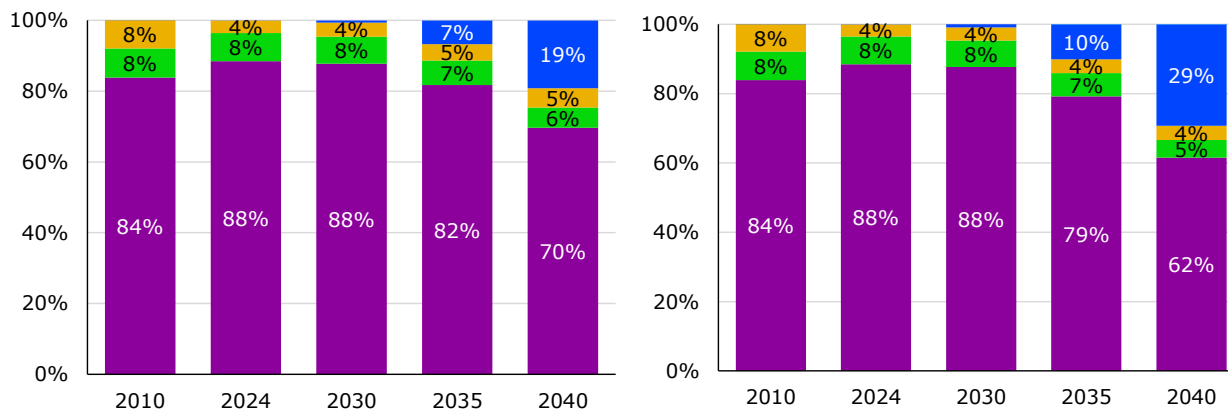
3.3.2 Prospectiva nacional de la transición energética en el transporte

Para el caso nacional, se tiene la evolución expuesta en la **Gráfica 3-3**, que si bien sigue la tendencia internacional expuesta, lo haría más lentamente y con una electrificación limitada en el transporte pesado (buses y camiones). Para el año 2040 se tiene en los tres diferentes escenarios alternativos propuestos una menor participación de los combustibles líquidos que se sustituirían por gas natural y energía eléctrica, en diferentes grados según el escenario.

³⁰ IEA (2023), Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>, Licence: CC BY 4.0



(a)- Escenario de Inflexión



Escenarios (b)-Transición Energética Límite Superior y (c)-Transición Energética Límite Inferior

■ Derivados de Petróleo ■ Biocombustibles ■ Gas natural ■ Electricidad ■ Hidrógeno

Gráfica 3-3: Evolución del consumo energético nacional del sector transporte terrestre, según fuentes³¹

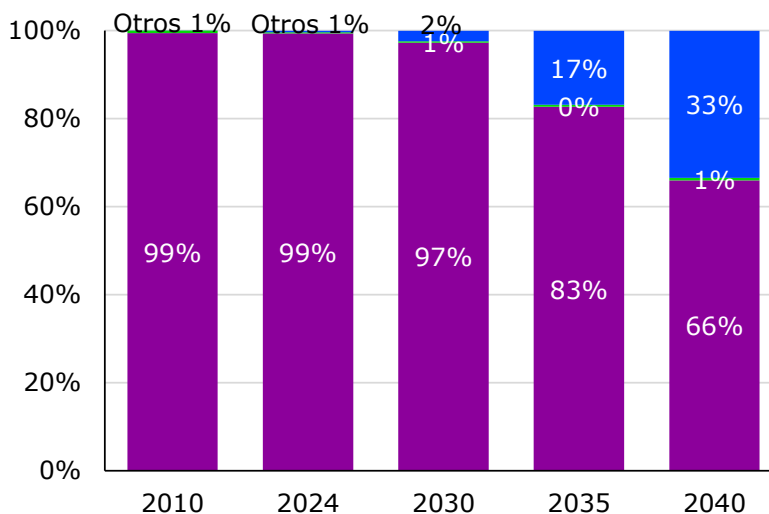
Fuente: UPME, Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052

No obstante, téngase en cuenta que en razón a las diferentes eficiencias entre los motores y sus energéticos y su distancia recorrida, el parque automotor asociado al consumo energético expuesto tendría sustituciones más notables. Así, para el año 2040 se estima que vehículos lograrían cerca de un 33% de electrificación en el escenario de inflexión, siendo esta magnitud mayor en los otros

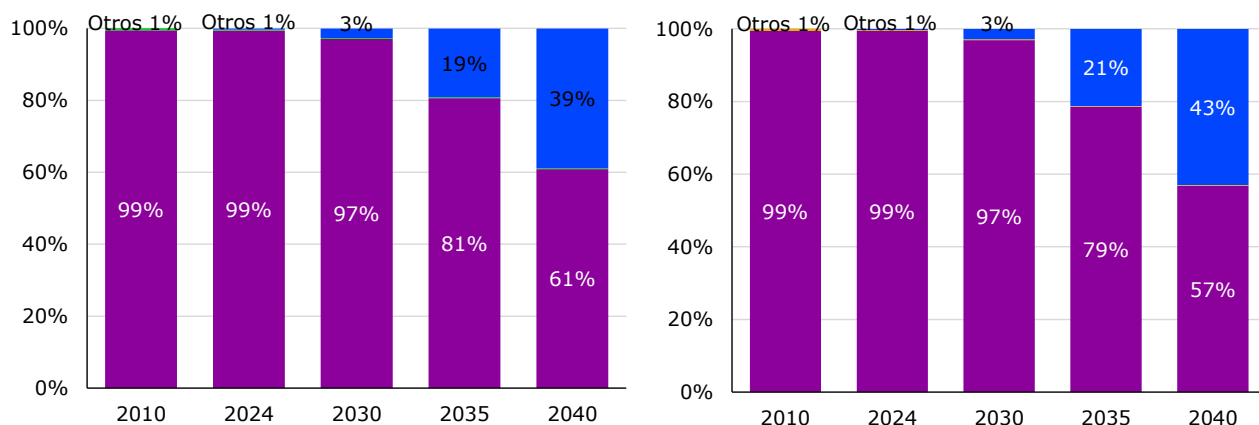
³¹ Entre de los vehículos livianos se incluyen motocicletas, carros, camionetas y taxis; entre la categoría buses también se incluyen microbuses; dentro de los camiones se incluyen tractocamiones.

dos escenarios alternativos (ver **Gráfica 3-4**). Para determinar el consumo de combustibles asociado a este escenario se aplica esta sustitución sobre la flota proyectada, incluyendo los cambios en eficiencia asociados.

En magnitudes absolutas, el parque automotor seguiría creciendo a tasas cada vez menores, de manera que para mediados del presente siglo su crecimiento sería cero, pasando de una magnitud de cerca de 13 a casi 20 millones de vehículos.



(a)- Escenario de Inflexión



Escenarios (b)-Transición Energética Límite Superior y (c)-Transición Energética Límite Inferior

■ Derivados de Petróleo ■ Biocombustibles ■ Gas natural ■ Electricidad ■ Hidrógeno

Gráfica 3-4: Evolución del parque automotor nacional, según fuentes

Fuente: UPME. Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052

La **Tabla 3-3** presenta un resumen de los supuestos utilizados para la proyección de demanda en los escenarios de transición.

Variables	Escenario Inflexión	Escenario Franja TE
Ventas vehículos eléctricos	2030	
	Automóvil y campero: 13,7%; Taxi: 8,4%; Camionetas: 14,0%; Microbús: 10,0%; Bus: 13,1%; Camión: 6,3%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 8,9%	Automóvil y campero: 26,5%; Taxi: 26,6% 36,9%; Camionetas: 34,7% - 43,3%; Microbús: 28,7% - 38,1%; Bus: 32,7% - 41,6%; Camión: 12,9% - 13,8%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 9,1%
	2035	
	Automóvil y campero: 54,2%; Taxi: 45,2%; Camionetas: 49,9%; Microbús: 46,0%; Bus: 48,4%; Camión: 24,9%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 55,5%	Automóvil y campero: 84,3%; Taxi: 89,5% 95,3%; Camionetas: 85,8% - 88,5%; Microbús: 88,1% - 93,7%; Bus: 87,2% - 92,7%; Camión: 45,9% - 52,4%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 64,5%
	2040	
	Automóvil y campero: 80,8%; Taxi: 74,8%; Camionetas: 78,1%; Microbús: 80,7%; Bus: 79,9%; Camión: 46,1%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 78,1%	Automóvil y campero: 98,8%; Taxi: 98,6% 99,9%; Camionetas: 93,7% - 95,2%; Microbús: 99,3% - 99,7%; Bus: 99,0% - 99,6%; Camión: 58,5% - 68,1%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 97,1%

Variables	Escenario Inflexión	Escenario Franja TE
Stock de vehículos GNV, GNL e Hidrógeno	2030	
	GNV: Camión:1,1%; Tractocamión: 8,8%. GNL: Camión:0,0%; Tractocamión: 4,5%. Hidrógeno: Camión:0,0%; Tractocamión: 0,0%.	GNV: Camión:0,8-0,3%; Tractocamión: 8,1-8,0%. GNL: Camión:0,0-0,0%; Tractocamión: 3,6-3,7%. Hidrógeno: Camión:0,0-0,0%; Tractocamión: 0,0-0,0%.
	2040	
	GNV: Camión:4,0%; Tractocamión: 8,8%. GNL: Camión:0,0%; Tractocamión: 33,9%. Hidrógeno: Camión:0,0%; Tractocamión: 0,0%.	GNV: Camión: 0,3-3,5%; Tractocamión: 2,2-4,7%. GNL: Camión:0,0-0,0%; Tractocamión: 20,1-25,0%. Hidrógeno: Camión:0,0-0,1%; Tractocamión: 0,0-0,4%.
Renovación directa stock motocicletas Gasolina → Eléctricas	1,8% al 2030; 19,3% al 2035; 40,8% al 2040	Límite superior: 1,8% al 2030; 19,1% al 2035 ; 42,1% al 2040 Límite inferior: 1,8% al 2030; 19,2% al 2035 ; 42,4% al 2040
Vehículos No-motorizados	3% de las ventas totales 884.518 ± 109.725	Límite superior: 10% Límite inferior: 15% de las ventas totales 884.518 ± 109.725
Probabilidad de supervivencia en la flota actualmente existente (ICE-Gasolina)	2030	
	Automóvil y campero: 98,2%; Taxi: 98,6%; Camionetas: 91,9%; Microbús: 99,9%; Bus: 99,8%; Camión: 99,2%; Tractocamión: 95,3%; Motocicletas: 95,9%	Automóvil y campero: 91,0%-96,8%; Taxi: 93,8% - 97,6%; Camionetas: 55,7% - 85,7%; Microbús: 99,4% - 99,8%; Bus: 98,8% - 99,6%; Camión: 96,7% - 98,7%; Tractocamión: 83,0% - 91,6%; Motocicletas: 95,9%
	2035	
	Automóvil y campero: 91,0%; Taxi: 92,9%; Camionetas: 73,2%; Microbús: 98,8%; Bus: 98,1%; Camión: 95,6%; Tractocamión: 81,4%; Motocicletas: 95,9%	Automóvil y campero: 61,0%-84,6%; Taxi: 71,8% - 88,3%; Camionetas: 15,3% - 56,5%; Microbús: 94,9% - 98,0%; Bus: 90,6% - 96,6%; Camión: 81,6% - 92,6%; Tractocamión: 44,9% - 68,6%; Motocicletas: 85,7%
	2040	
	Automóvil y campero: 75,1%; Taxi: 80,0%; Camionetas: 47,1%; Microbús: 95,1%; Bus: 92,3%; Camión: 86,0%; Tractocamión: 57,8%; Motocicletas: 69,0%	Automóvil y campero: 22,5%-60,3%; Taxi: 36,8% - 68,7%; Camionetas: 1,7% - 25,3%; Microbús: 79,6% - 91,7%; Bus: 66,1% - 86,7%; Camión: 50,8% - 77,37%; Tractocamión: 11,9% - 36,8%; Motocicletas: 69,1%
Probabilidad de supervivencia en la flota actualmente existente (ICE-Diésel)	2030	
	Automóvil y campero: 98,6%; Camionetas: 91,9%; Microbús: 99,8%; Bus: 99,8%; Camión: 99,2%; Tractocamión: 95,3%	Automóvil y campero: 93,8%-97,6%; Camionetas: 57,9% - 85,7%; Microbús: 99,1% - 99,7%; Bus: 98,8% - 99,6%; Camión: 96,7% - 98,7%; Tractocamión: 79,2% - 91,6%
	2035	
	Automóvil y campero: 92,9%; Camionetas: 73,2%; Microbús: 98,8%; Bus: 98,1%; Camión: 95,6%; Tractocamión: 81,4%	Automóvil y campero: 71,8%-88,3%; Camionetas: 13,1% - 56,5%; Microbús: 92,6% - 97,3%; Bus: 90,6% - 96,6%; Camión: 81,6% - 92,6%; Tractocamión: 36,8% - 68,6%
	2040	
	Automóvil y campero: 80,0%; Camionetas: 47,1%; Microbús: 93,7%; Bus: 92,4%; Camión: 86,0%; Tractocamión: 57,8%	Automóvil y campero: 36,8%-68,7%; Camionetas: 0,7% - 25,3%; Microbús: 71,8% - 89,0%; Bus: 66,1% - 86,7%; Camión: 77,4% - 50,8%; Tractocamión: 7,0% - 36,8%

Tabla 3-3: Resumen de supuestos para la proyección de la demanda de combustibles líquidos para el transporte, en sus escenarios de transición energética.

Fuente: UPME

3.3.3 Prospectiva de escenarios nacionales para el GLP

De acuerdo con los análisis de viabilidad técnica efectuados en el marco del Plan Nacional de Sustitución de Leña – PNSL (2023), el GLP en redes y cilindros es una de las principales alternativas³² de solución energética en el periodo 2025-2034. Siendo así, se proyecta llegar con este energético al 50% de 1,38 millones de hogares identificados en el país como consumidores de leña y Combustibles Ineficientes y Altamente Contaminantes – (en adelante CIAC); esto, como meta de sustitución para el año 2050, donde se prevé que las redes de GLP y gas natural representen una alternativa energética para por lo menos un 32,9% de esos hogares y el GLP en cilindros de aproximadamente un 37,9% de los mismos.

A nivel departamental, frente al porcentaje de población y el número de habitantes que dependen principalmente de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar, se observa que Vichada, Guainía, Vaupés, Cauca, Nariño, Córdoba y la Guajira presentan oportunidades de desarrollo y ampliación en energéticos de transición, considerando las características de estos territorios. Específicamente hablando del GLP, es pertinente tener en cuenta la clasificación realizada por el PNSL (2023) en relación con los departamentos con mayor viabilidad técnica para sustituir con GLP, la leña y otros CIAC, clasificación hecha con base en el análisis de criterios determinantes para la expansión de cobertura del GLP en zonas rurales como la presencia de distribuidores de GLP, presencia de vías de transporte para la movilización del GLP, densidad de hogares rurales y cobertura de gas combustible. Como resultado de este análisis, se determinó que el GLP es una alternativa viable para sustituir la leña y otros CIAC en la mayoría de los departamentos, sin incluir a Amazonas, Atlántico, Casanare, Guainía, Guaviare, La Guajira, Quindío, Vaupés y Vichada que presentan baja o muy baja viabilidad para esta sustitución.

Dentro de las expectativas para el sector transporte, las estimaciones de los actores del sector se dirigen a atender alrededor de 240 embarcaciones con NautiGLP al cierre del 2026. En el mediano plazo, estiman lograr la sustitución de al menos 200 motores de dos tiempos (2T) por motores de cuatro tiempos (4T) dedicados a GLP, que representarían un consumo de 144.000 Kg mensuales. A largo plazo, se proyecta una sustitución de cerca del 70% de motores que hoy usan gasolina como carburante, para alcanzar la cifra de 700 embarcaciones convertidas, mismas que representarían aproximadamente un consumo de 900 mil Kg anuales de GLP en 2030.

Finalmente, se contempla la viabilidad de sustitución parcial de combustible diésel en ZNI por GLP, como alternativa al respaldo de proyectos de FNCE proyectados por el IPSE.

³² Dentro de los combustibles considerados como limpios para cocinar por la Organización mundial de la Salud (OMS 2022) en función de las bajas emisiones domésticas de material particulado y monóxido de carbón, se encuentra el GLP. OMS, Defining clean fuels and technologies. Disponible para consulta en: <https://www.who.int/tools/clean-household-energy-solutions-toolkit/module-7-defining-clean>

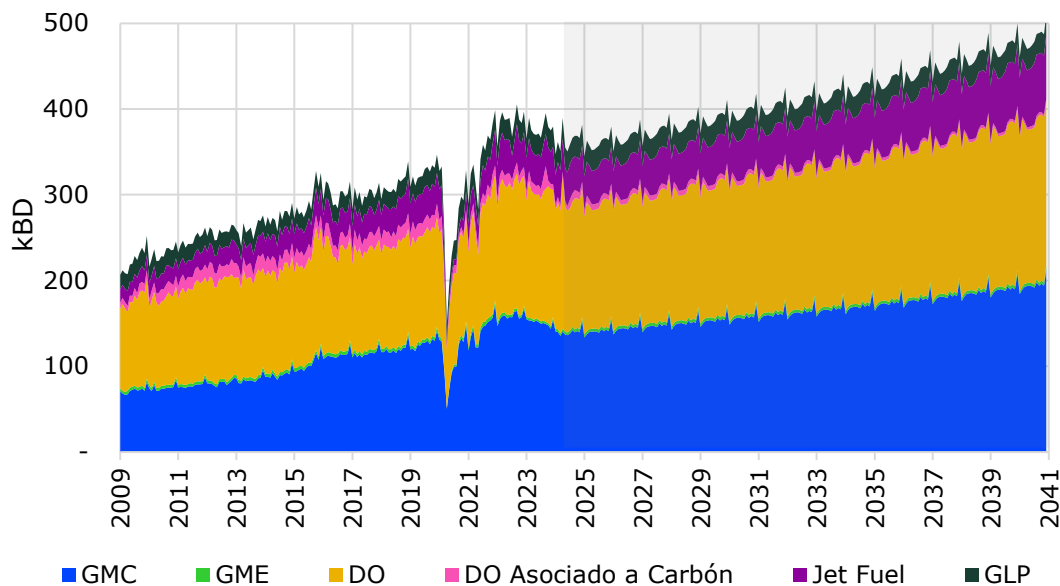
4. Resultados de la Proyección

En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior). Adicionalmente, en el Anexo 2 se presentan las tablas con los resultados de esta proyección con resolución anual, y el escenario medio de proyección con resolución nodal y mensual.

4.1 Agregado de combustibles líquidos

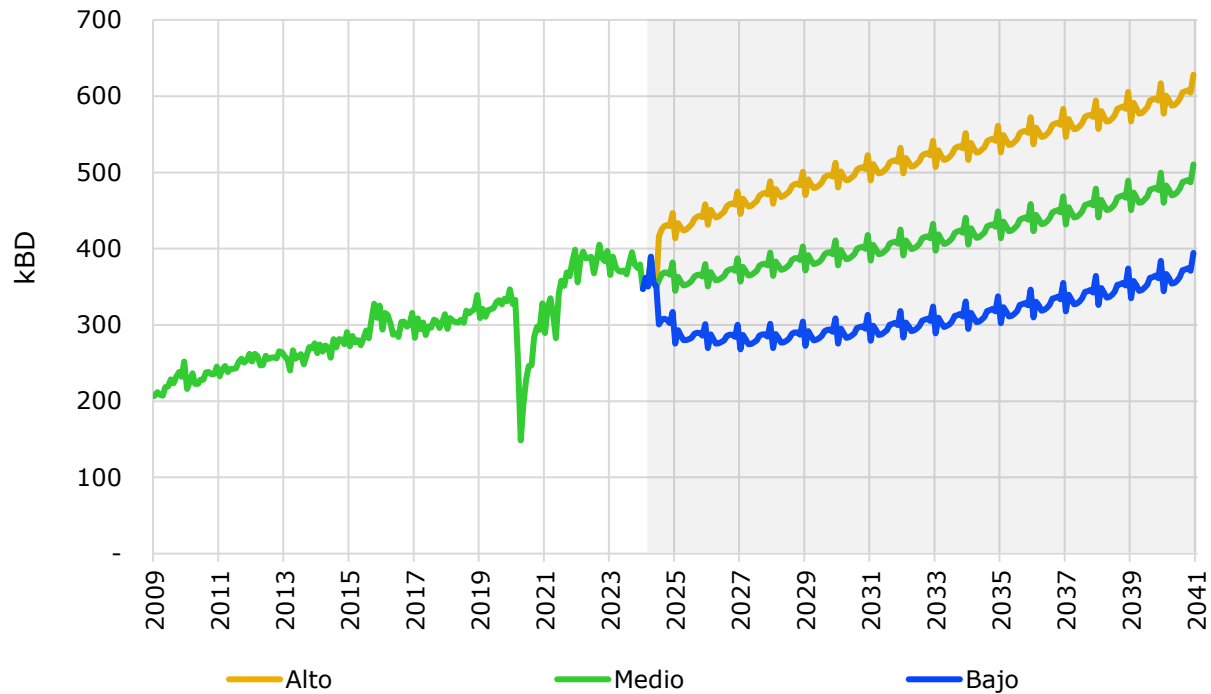
4.1.1 Escenarios base de proyección

La **Gráfica 4-1** presenta los resultados del escenario base medio a escala nacional, por tipo de combustible, y la **Gráfica 4-2** 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 377 kBD en el año 2023 a una magnitud de 395 kBD para el 2030 (entre 491 y 298 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 482 para el 2040 (entre 599 y 366 kBD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-1: Proyección de demanda agregada de combustibles líquidos

Fuente: UPME y SICOM.



Gráfica 4-2: Escenarios de proyección de demanda agregada de combustibles líquidos

Fuente: UPME y SICOM.

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 conjunto de los combustibles líquidos aquí tratados se observa una reducción en la tasa de crecimiento proyectado respecto del histórico. No obstante, es importante tener en cuenta que cada combustible tiene magnitudes y tasas de crecimiento particulares determinadas por su evolución histórica y por el desempeño de la actividad productiva del país o internacional, que se analizan en el Anexo 1.

	GMC	GME	DO NaI	DO Imp	Jet Fuel	GLP	Total
2009-14	4,7%	1,6%	2,7%	13,6%	10,4%	-1,5%	4,1%
2015-19	5,5%	-1,1%	0,1%	0,4%	4,7%	2,3%	2,7%
2019-24	2,1%	-1,9%	3,6%	-13,5%	2,9%	2,9%	2,2%
2025-30	1,4%	0,1%	1,0%	-4,9%	3,5%	1,2%	1,4%
2030-40	0,4%	-0,1%	0,2%	-5,1%	3,7%	0,5%	0,7%

Tabla 4-1: Tasas de crecimiento medio anual de demanda nacional de combustibles líquidos, Escenario Medio

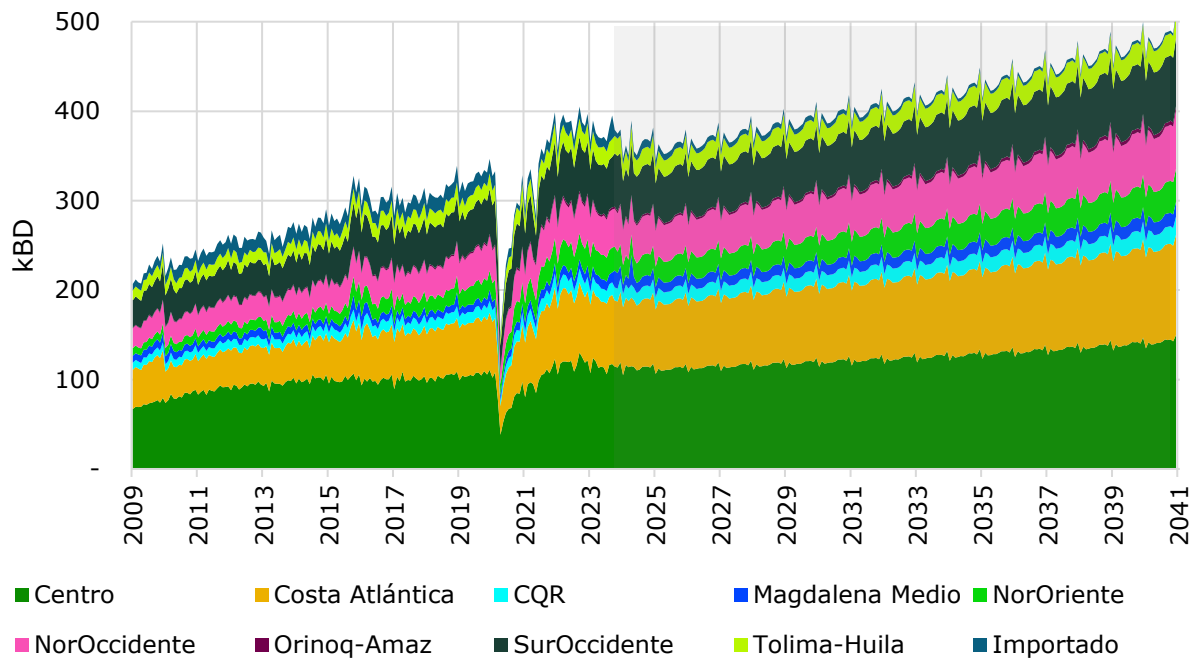
Fuente: UPME y SICOM.

Complementariamente, la Tabla 4-2 expone la participación regional del agregado de la demanda de combustibles. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones se mantendrían casi invariables (ver Gráfica 4-3).

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	32,6%	24,6%	3,7%	3,9%	3,8%	10,6%	0,4%	15,0%	5,4%	100,0%
2023	30,5%	23,2%	3,9%	3,2%	7,1%	11,4%	0,6%	14,9%	5,2%	100,0%
2033	30,1%	22,8%	3,9%	3,1%	7,1%	12,2%	0,8%	14,9%	5,1%	100,0%
2040	29,5%	22,6%	4,0%	3,1%	7,2%	12,7%	0,9%	14,9%	5,0%	100,0%

Tabla 4-2: Participación regional de la demanda agregada de combustibles líquidos, Escenario Medio

Fuente: UPME y SICOM.



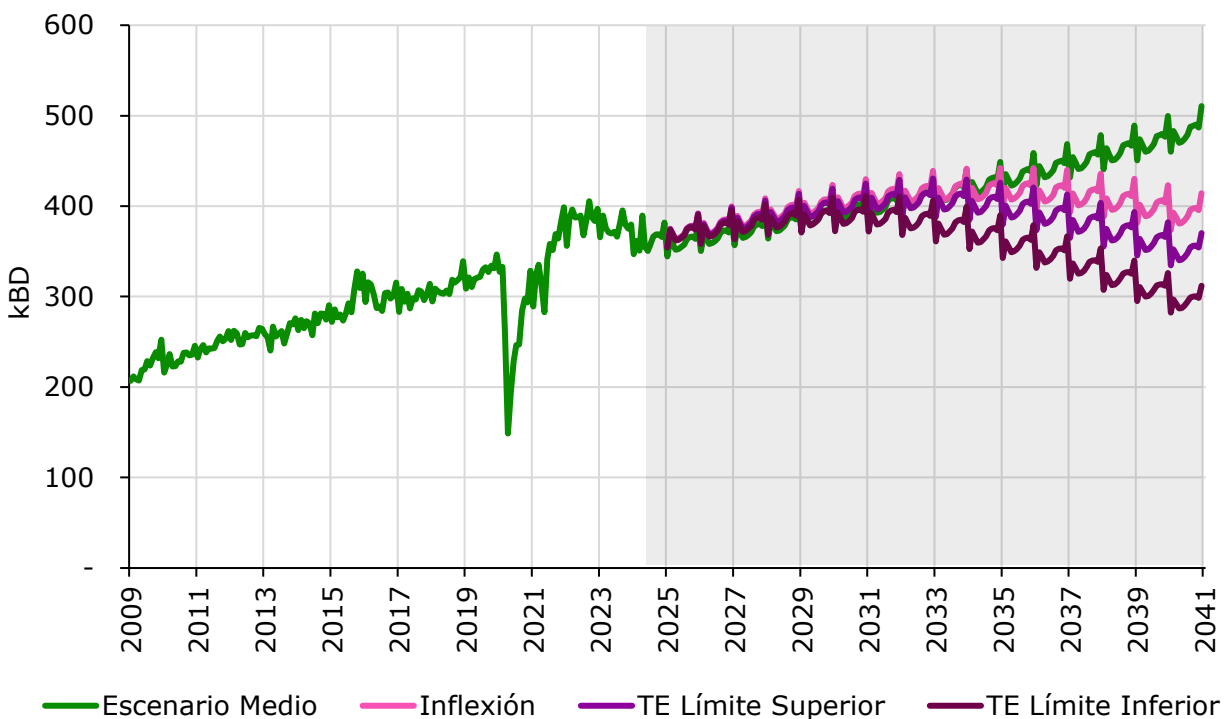
Gráfica 4-3: Demanda regional agregada de combustibles líquidos, Escenario Medio

Fuente: UPME y SICOM.

4.1.2 Escenarios alternativos

La **Gráfica 4-4** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada nacional para los escenarios de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En éstas se estima pasar de 377 kBD del año 2023 a una demanda de 407 kBD en 2030 para el escenario de inflexión (3,0% superior al escenario base medio) y de 391 kBD en 2040 (19% inferior al escenario base

medio). Así mismo, se alcanzaría una demanda de 402 kBD y 389 kBD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente (1.8% superior y 1.5% inferior al escenario base medio) y de 350 kBD y 295 kBD en 2040 (27.3% y 38,8% inferior al escenario base medio).



Gráfica 4-4: Proyección agregada de los combustibles líquidos de los escenarios alternativos, en comparación con el escenario base medio.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-3**, tienen las siguientes tasas de crecimiento:

	Medio	Inflexión	TE-Límite Superior	TE-Límite Inferior
2009-2014	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
2015-2019	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
2019-2024	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
2025-2030	1,9%	1,8%	1,6%	1,0%
2030-2040	2,0%	-0,4%	-1,4%	-2,7%

Tabla 4-3: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda agregada de combustibles líquidos en sus diferentes escenarios de proyección.

Fuente: UPME y SICOM.

De la **Tabla 4-4** a **Tabla 4-6** se presentan las tasas de crecimiento para la proyección de demanda agregada de combustibles líquidos alineada en sus escenarios de Inflexión, Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052).

	GMC	GME	DO NaI	DO Imp	Jet Fuel	GLP	Total
2009-14	4,7%	1,6%	2,7%	13,6%	10,4%	-1,5%	4,1%
2015-19	5,5%	-1,1%	0,1%	0,4%	4,7%	2,3%	2,7%
2019-24	2,1%	-1,9%	3,7%	-13,5%	2,9%	2,9%	2,3%
2025-30	2,4%	0,1%	1,4%	-4,9%	2,6%	1,1%	1,8%
2030-40	-1,1%	-0,1%	0,2%	-5,1%	2,4%	-6,5%	-0,4%

Tabla 4-4: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda nacional de combustibles líquidos escenario de Inflexión.

Fuente: UPME y SICOM

	GMC	GME	DO NaI	DO Imp	Jet Fuel	GLP	Total
2009-14	4,7%	1,6%	2,7%	13,6%	10,4%	-1,5%	4,1%
2015-19	5,5%	-1,1%	0,1%	0,4%	4,7%	2,3%	2,7%
2019-24	2,1%	-1,9%	3,7%	-13,5%	2,9%	2,9%	2,3%
2025-30	1,7%	0,1%	1,6%	-4,9%	2,6%	1,1%	1,6%
2030-40	-2,9%	-0,1%	-0,6%	-5,1%	2,4%	-6,5%	-1,4%

Tabla 4-5: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda nacional de combustibles líquidos escenario de Transición Energética Límite Superior.

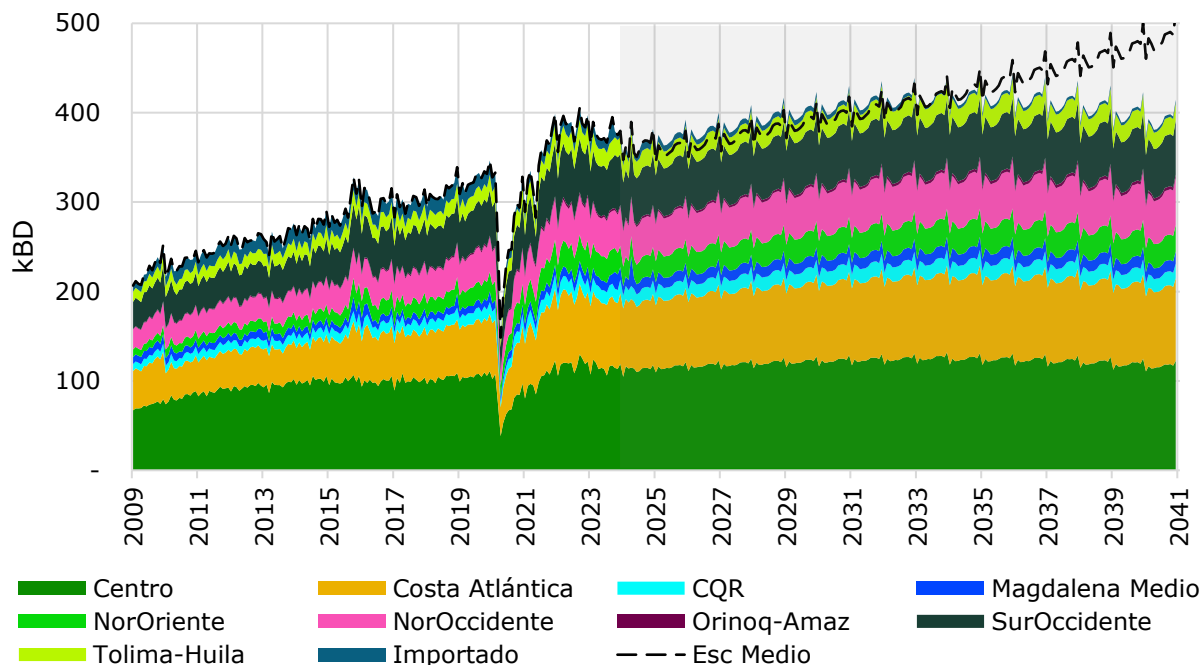
Fuente: UPME y SICOM

	GMC	GME	DO NaI	DO Imp	Jet Fuel	GLP	Total
2009-14	4,7%	1,6%	2,7%	13,6%	10,4%	-1,5%	4,1%
2015-19	5,5%	-1,1%	0,1%	0,4%	4,7%	2,3%	2,7%
2019-24	2,1%	-1,9%	3,7%	-13,5%	2,9%	2,9%	2,3%
2025-30	0,7%	0,1%	1,1%	-4,9%	2,6%	1,1%	1,0%
2030-40	-4,8%	-0,1%	-2,4%	-5,1%	2,4%	-6,5%	-2,7%

Tabla 4-6: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda nacional de combustibles líquidos escenario de Transición Energética Límite Inferior.

Fuente: UPME y SICOM

Asumiendo el escenario de inflexión como el más cercano al escenario medio y de menores exigencias financieras y normativas para que discurra la transición energética, la **Gráfica 4-5** presenta la proyección de la demanda regional en tal escenario de inflexión.



Gráfica 4-5: Demanda regional agregada de combustibles líquidos, escenario inflexión en comparación con el escenario medio

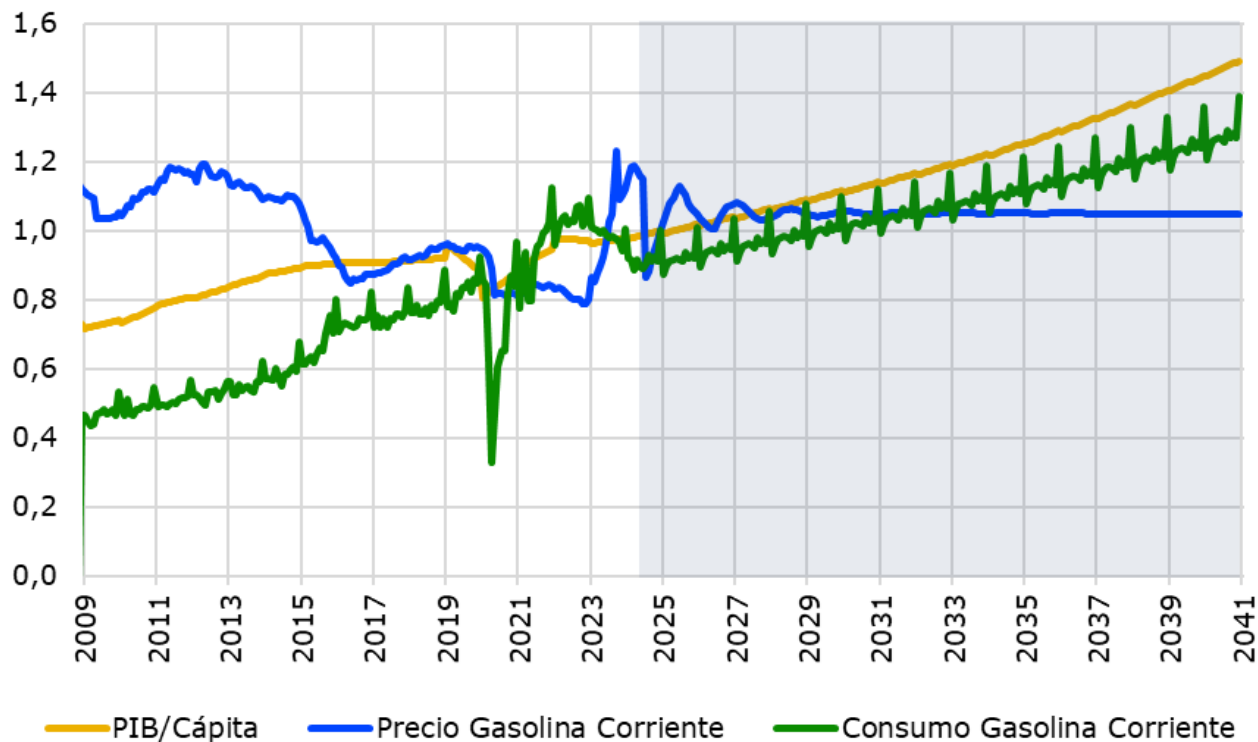
4.2 Gasolina Corriente (GMC)

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.2.1 Escenarios base de proyección

En el análisis de insumos se observó que para el periodo 2011-2022 se tuvo una reducción relativa del precio real de este combustible (descontando la inflación) que favoreció una mayor demanda; durante los años 2023-2024 se dio un incremento que elevó al precio real a niveles de 2011 (ver **Gráfica 4-6**) con la consecuente reducción de la demanda.

Complementariamente, el crecimiento medio anual del PIB nacional para el periodo 2023-2030 se asume en 2,8%, mientras que para el periodo 2030-2040 en 3,1%; para los mismos periodos, el crecimiento medio anual de la población se asume en 0,7% y 0,4%, respectivamente

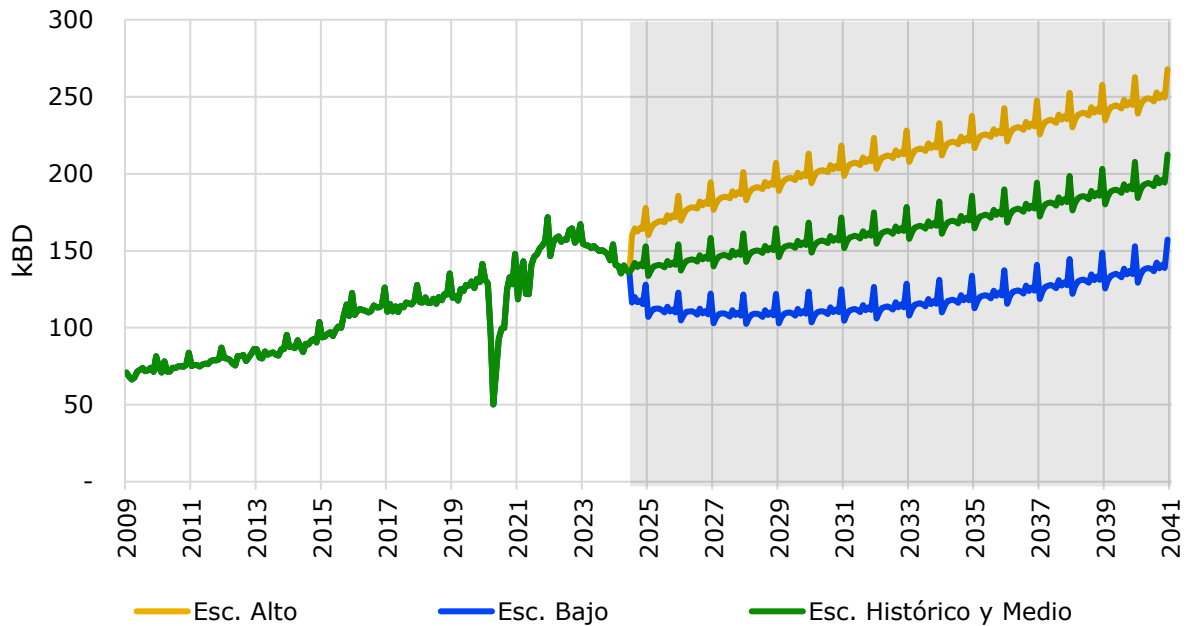


Gráfica 4-6: Evolución relativa de las magnitudes insumo para la proyección de gasolina corriente (magnitudes a diciembre de 2023 = 1)

Fuente: UPME, DANE, SUI y SICOM.

La **Gráfica 4-7** 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 151 kBD en el año 2023 a una magnitud de 157 kBD para el 2030 (entre 203 y 111 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 194 para el 2040 (entre 250 y 139 kBD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

La **Tabla 4-7** resume las tasas de crecimiento regional anual esperadas en el escenario base medio, en comparación con las tasas históricas. En su conjunto se observa una reducción en la tasa de crecimiento proyectado respecto del histórico.



Gráfica 4-7: Escenarios de proyección de demanda de gasolina corriente

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009-14	3,5%	7,0%	4,1%	4,5%	9,9%	5,1%	4,1%	3,7%	4,9%	4,7%
2015-19	3,3%	9,0%	5,4%	2,0%	8,4%	4,7%	9,9%	6,1%	4,3%	5,5%
2019-24	0,2%	2,6%	3,5%	3,7%	3,7%	3,5%	5,6%	1,4%	3,4%	2,1%
2025-30	2,0%	2,7%	2,0%	0,7%	2,7%	1,6%	5,3%	2,1%	2,0%	2,2%
2030-40	2,2%	1,7%	2,2%	1,1%	3,0%	1,9%	4,8%	2,4%	2,2%	2,2%

Tabla 4-7: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de gasolina corriente.

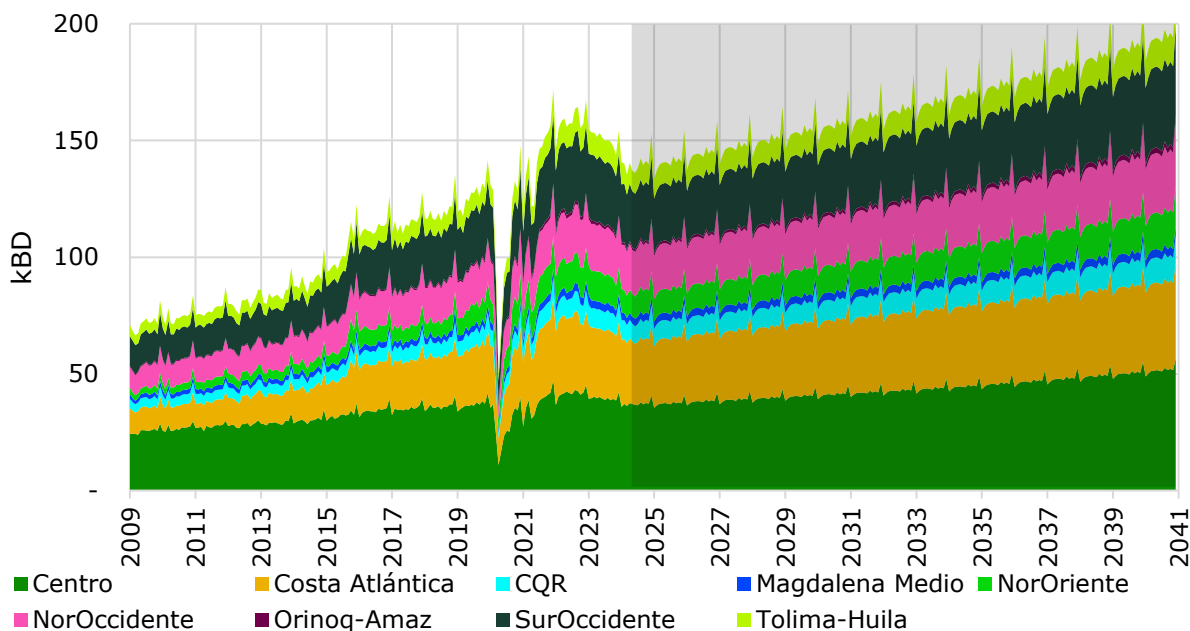
Fuente: UPME y SICOM.

Complementariamente, la **Tabla 4-8** expone la participación regional del agregado de la demanda de combustibles. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones se mantendrían casi invariables (ver **Gráfica 4-8**).

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	35,6%	14,0%	5,5%	2,6%	3,8%	13,3%	0,5%	18,3%	6,4%	100,0%
2023	26,3%	19,5%	5,4%	2,3%	8,1%	13,2%	0,8%	17,9%	6,4%	100,0%
2033	26,3%	20,3%	5,5%	2,0%	7,6%	13,4%	1,0%	17,6%	6,3%	100,0%
2040	26,6%	19,3%	5,6%	1,9%	8,1%	13,1%	1,2%	17,9%	6,4%	100,0%

Tabla 4-8: Participación de las regiones en el consumo nacional de gasolina corriente.

Fuente: UPME y SICOM.



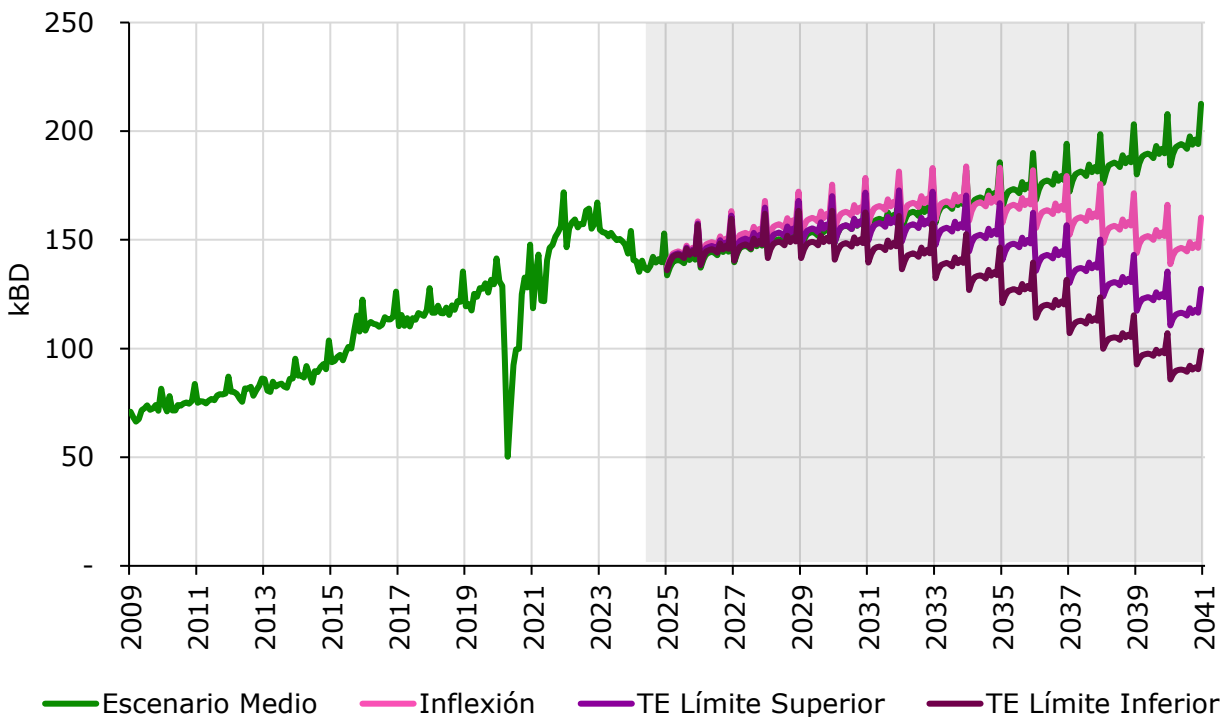
Gráfica 4-8: Demanda regional agregada de gasolina corriente, Escenario Medio

Fuente: UPME y SICOM.

Con el paso de los años se viene dando algún grado de convergencia en la participación de las regiones. Es decir, durante el periodo 2009-2023 las regiones con mayor participación en la demanda crecieron a una tasa menor que aquellas con menor participación en la demanda.

4.2.2 Escenarios de transformación de la demanda de gasolina corriente

La **Gráfica 4-9** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de gasolina corriente para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En esta se tiene que se pasaría de 151 kBD en el año 2023 a una demanda de 163 kBD en 2030 para el escenario de Inflexión (3.8% superior al escenario base medio) y de 147 kBD en 2040 (24,2% inferior al escenario base medio). Así mismo, se observa una demanda de 157 kBD y 117 kBD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente (0,0% de diferencia y 5,1% inferior al escenario base medio) y de 149 kBD y 91 kBD en 2040 (39.6% y 53,1% inferior al escenario base medio). El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-9: Proyección agregada de gasolina corriente para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

Fuente: UPME y SICOM.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-9**, tiene las siguientes tasas de crecimiento:

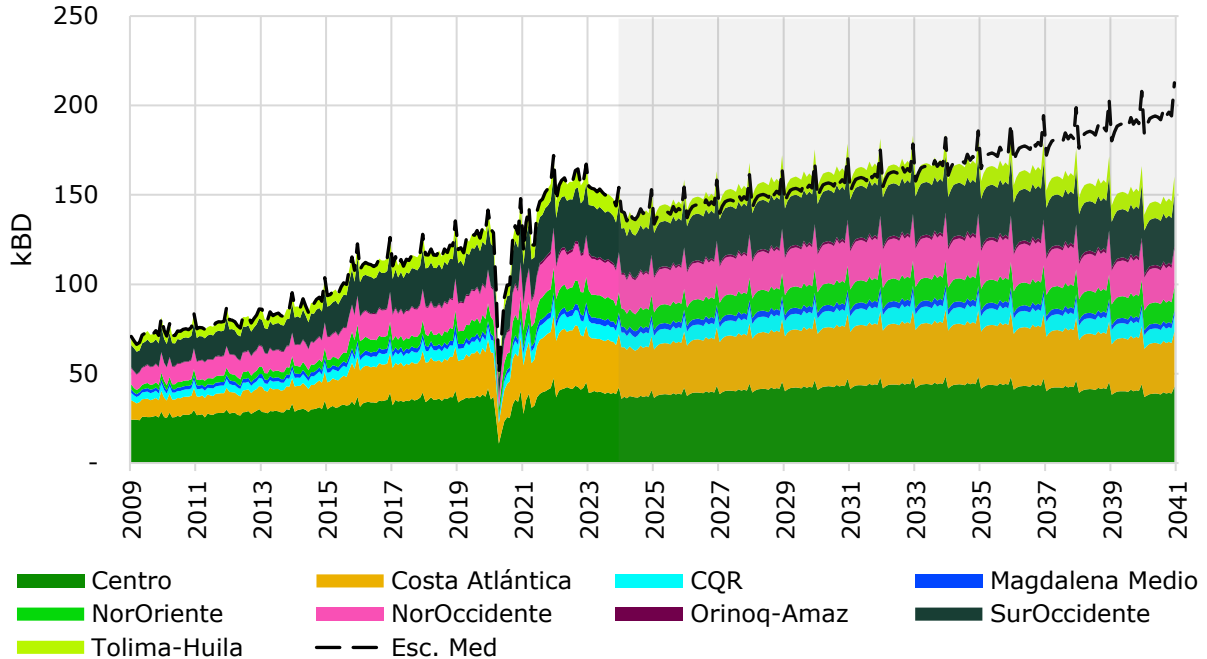
	Medio	Inflexión	TE-Límite Superior	TE-Límite Inferior
2009-2014	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%
2015-2019	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
2019-2024	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
2025-2030	2,2%	2,4%	1,7%	0,7%
2030-2040	2,2%	-1,1%	-2,9%	-4,8%

Tabla 4-9: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de gasolina motor en sus diferentes escenarios de proyección.

Fuente: UPME y SICOM.

La proyección de demanda nacional de gasolina corriente alineada con los escenarios de ambición propuestos en el Plan Energético Nacional 2022-2052 de Inflexión, Transición Energética (Límite Superior) y de Transición Energética (Límite Inferior), se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

Asumiendo el escenario de inflexión como el más cercano al escenario medio y de menores exigencias financieras y normativas para que discurra la transición energética, la **Gráfica 4-10** presenta la proyección de la demanda regional en tal escenario de inflexión.



Gráfica 4-10: Demanda regional agregada de gasolina corriente, escenario de inflexión en comparación con el escenario medio

Fuente: UPME y SICOM

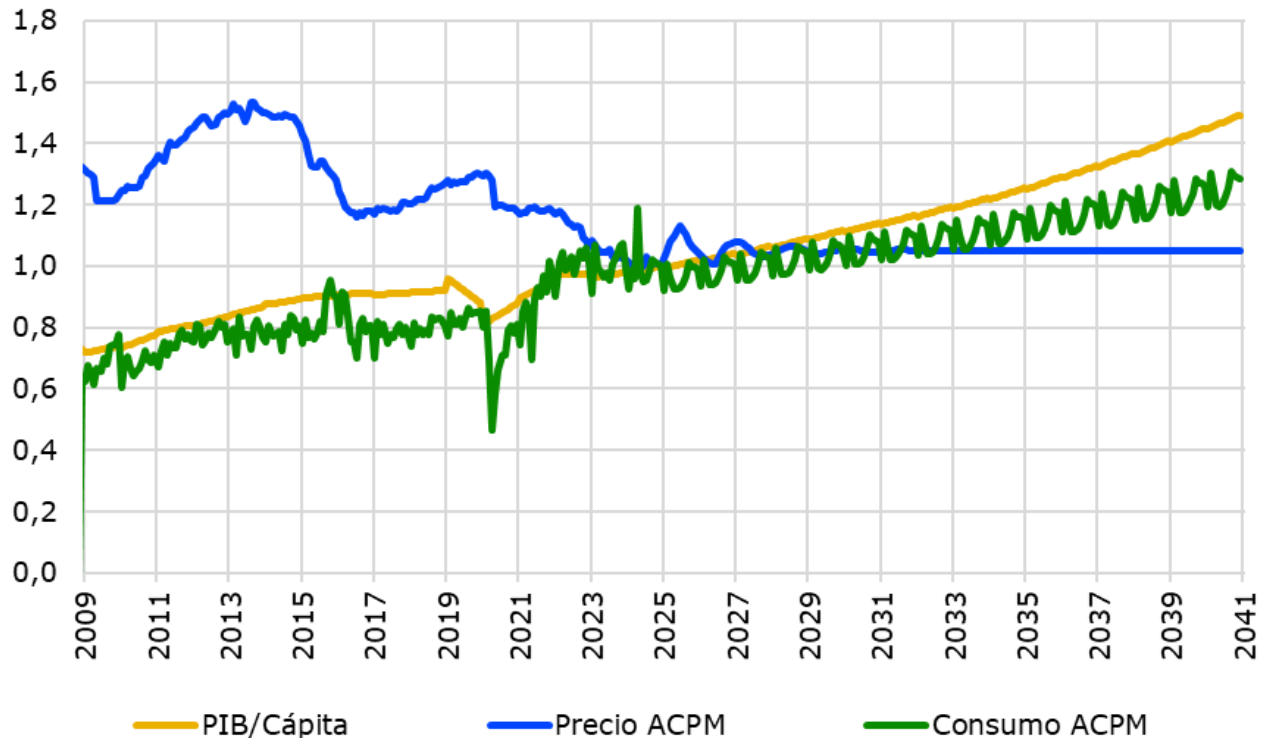
4.3 ACPM (Combustible Diesel, DO)

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.3.1 Escenarios base de proyección

En el análisis de insumos se observó que para el periodo 2011-2023 se tuvo una reducción relativa del precio real de este combustible (descontando la inflación) que favoreció una mayor demanda (ver **Gráfica 4-11**). Tal tendencia se asume haber terminado para en adelante mantener un precio relativamente casi constante.

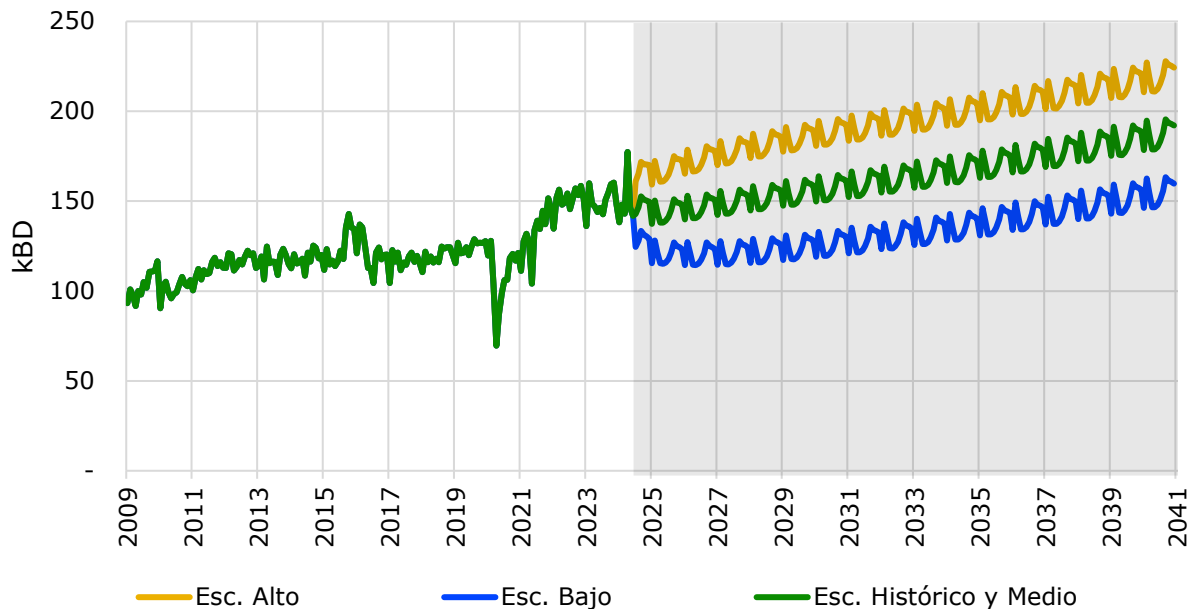
Complementariamente, el crecimiento medio anual del PIB nacional para el periodo 2023-30 se asume en 2.8%, mientras que para el periodo 2030-40 en 3.1%; para los mismos periodos, el crecimiento medio anual de la población se asume en 0.7% y 0.4%, respectivamente.



**Gráfica 4-11: Evolución relativa de las magnitudes insumo para la proyección de ACPM
(magnitudes a diciembre de 2024 = 1)**

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 150 kBD en el año 2023 a una magnitud de 157 kBD para el 2030 (entre 188 y 126 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 187 para el 2040 (entre 219 y 155 kBD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

La **Tabla 4-10** resume las tasas de crecimiento regional anual esperadas en el escenario base medio, en comparación con las tasas históricas. En su conjunto se observa una reducción progresiva en la tasa de crecimiento proyectado respecto del histórico.



Gráfica 4-12: Escenarios de proyección de demanda de ACPM

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009-14	7,2%	-5,6%	5,8%	6,9%	9,6%	4,5%	7,7%	2,3%	3,5%	2,7%
2015-19	-1,3%	1,4%	1,7%	-2,9%	4,7%	0,9%	6,7%	-1,1%	0,8%	0,1%
2019-24	1,6%	6,2%	2,3%	11,1%	3,8%	2,5%	-1,1%	3,5%	1,8%	3,7%
2025-30	0,1%	1,9%	2,0%	2,1%	3,2%	1,8%	3,9%	1,5%	0,8%	1,4%
2030-40	-0,7%	1,0%	1,1%	1,2%	0,9%	0,9%	2,5%	0,6%	0,0%	0,5%

Tabla 4-10: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de ACPM.

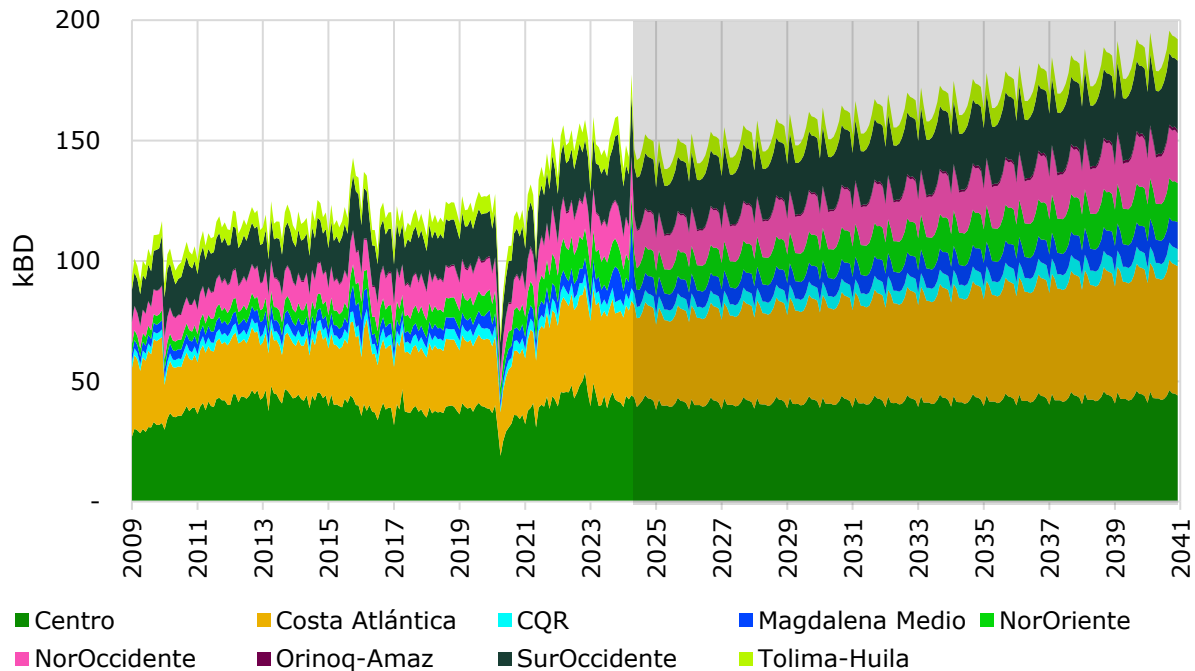
De manera general, se tendría que las regiones mantendrían la misma participación histórica reciente, donde los grandes corredores de carga entre las costas del Atlántico y Pacífico (SurOccidente) y su conexión al interior (Centro) concentran cerca de dos tercios de la demanda nacional de combustible diésel.

Complementariamente, la **Tabla 4-11** expone la participación regional del agregado de la demanda de combustibles. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones se mantendrían casi invariables (ver **Gráfica 4-13**).

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	35,6%	14,0%	5,5%	2,6%	3,8%	13,3%	0,5%	18,3%	6,4%	100,0%
2023	26,3%	19,5%	5,4%	2,3%	8,1%	13,2%	0,8%	17,9%	6,4%	100,0%
2033	26,3%	20,3%	5,5%	2,0%	7,6%	13,4%	1,0%	17,6%	6,3%	100,0%
2040	26,6%	19,3%	5,6%	1,9%	8,1%	13,1%	1,2%	17,9%	6,4%	100,0%

Tabla 4-11: Participación de las regiones en el consumo nacional de ACPM.

Fuente: UPME y SICOM.

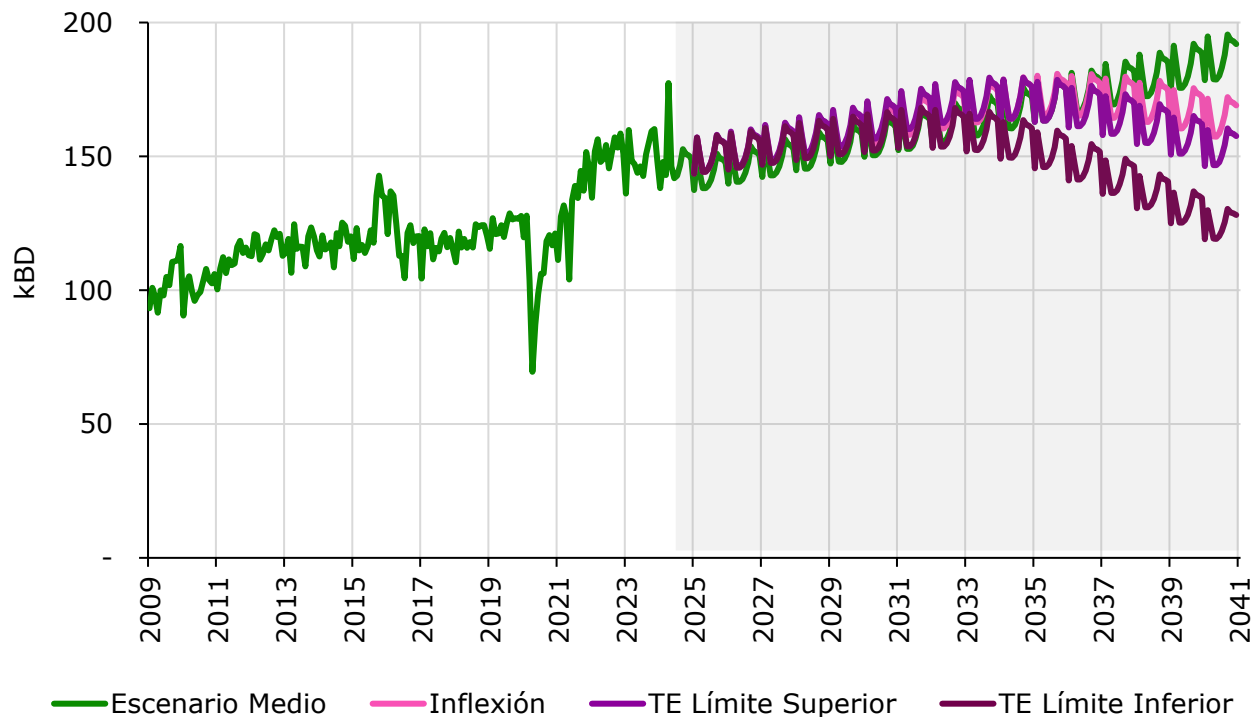


Gráfica 4-13: Demanda regional agregada de ACPM, Escenario Medio

Fuente: UPME y SICOM.

4.3.2 Escenarios de transformación de la demanda de ACPM

La **Gráfica 4-14** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de diésel nacional para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En esta se tiene que aumentaría la demanda de 150 kBD en 2023 a 162 kBD en 2030 para el escenario de Inflexión (3,2% superior al escenario base medio) y de 165 kBD en 2040 (11,8% inferior al escenario base medio). Así mismo, se observa una demanda de 164 kBD y 159 kBD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente (4,4% y 1,3% superior al escenario base medio) y de 153 kBD y 125 kBD en 2040 (18,2% y 33,2% inferior al escenario base medio). El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-14: Proyección agregada de ACPM para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

Fuente: UPME y SICOM.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-12**, tiene las siguientes tasas de crecimiento:

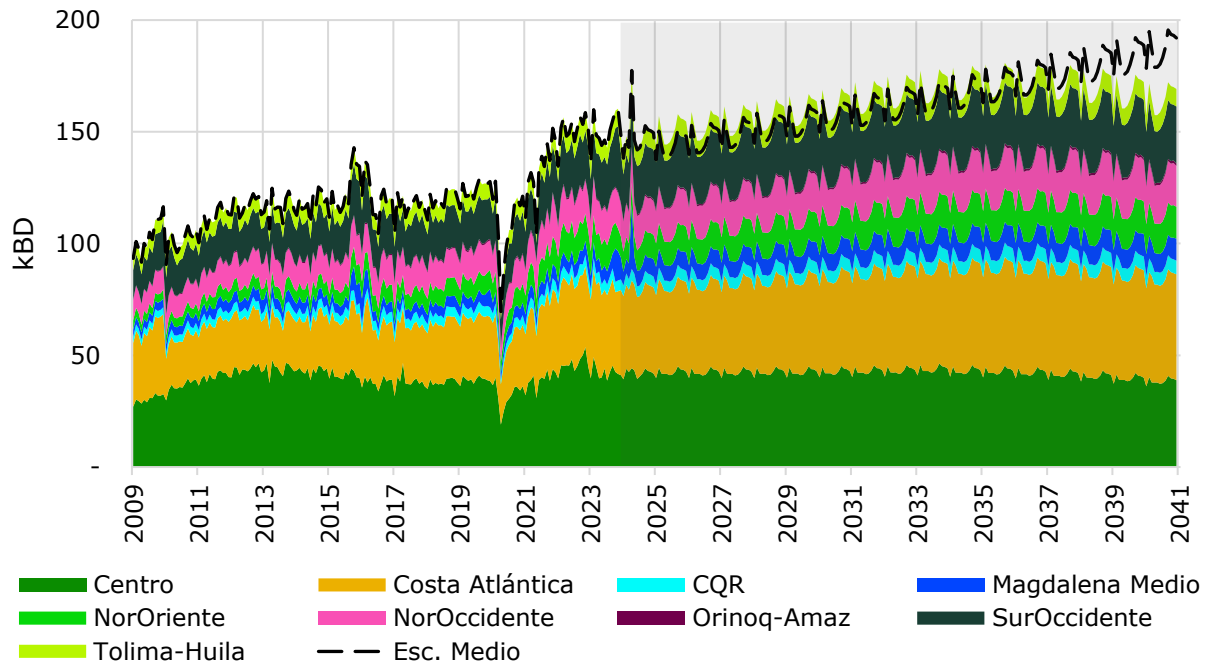
	Medio	Inflexión	TE-Límite Superior	TE-Límite Inferior
2009-2014	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
2015-2019	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019-2024	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
2025-2030	1,7%	1,4%	1,6%	1,1%
2030-2040	1,7%	0,2%	-0,6%	-2,4%

Tabla 4-12: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de ACPM en sus diferentes escenarios de proyección.

Fuente: UPME y SICOM.

La proyección de demanda nacional de diésel nacional alineada con los escenarios de ambición propuestos en el Plan Energético Nacional 2022-2052 de Inflexión, Transición Energética (Límite Superior) y de Transición Energética (Límite Inferior), se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

Asumiendo el escenario de inflexión como el más cercano al escenario medio y de menores exigencias financieras y normativas para que discurra la transición energética, la **Gráfica 4-15** presenta la proyección de la demanda regional en tal escenario de inflexión.



Gráfica 4-15: Demanda regional agregada de ACPM, escenario de inflexión en comparación con el escenario medio

Fuente: UPME y SICOM

4.4 Gas Licuado de Petróleo (GLP)

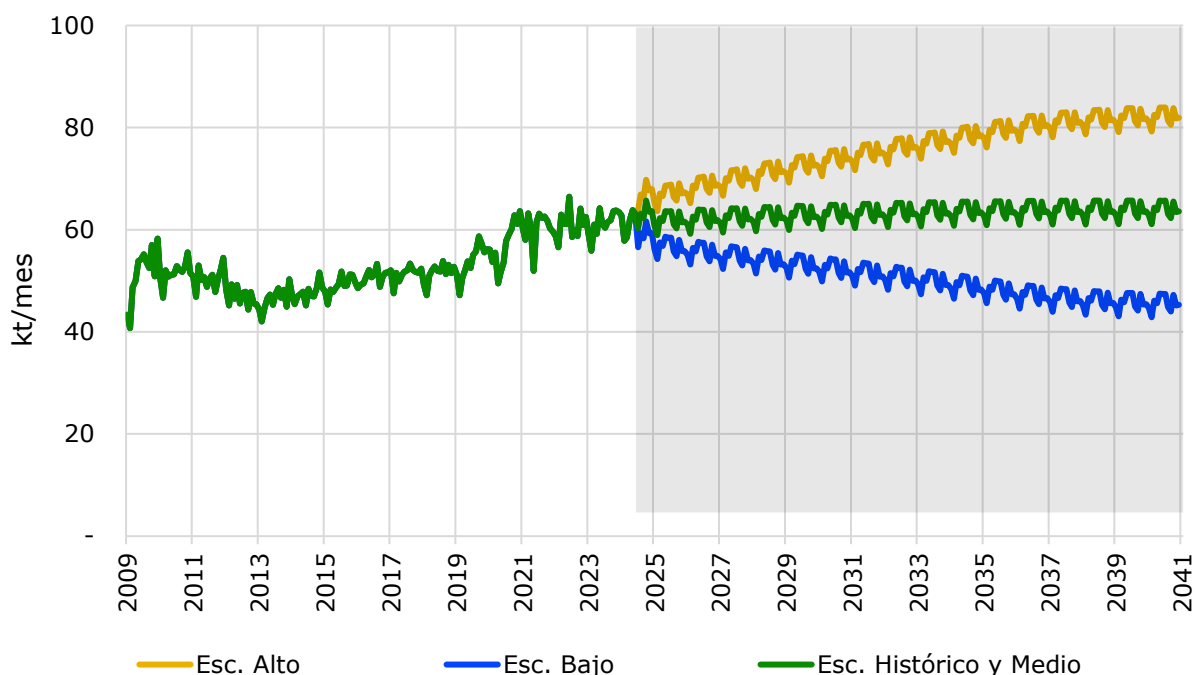
En consecuencia, con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 Anexo 1, a continuación, se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo). De manera complementaria, para el caso del GLP, se han considerado necesario estimar una nueva proyección de demanda de GLP para los próximos 10 años, que integre la evolución del consumo presentado en la última década y las nuevas perspectivas frente a la transición energética y el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en los que el GLP puede contribuir significativamente; este es el caso del “ODS 7: energía asequible y no contaminante” que cuenta con metas que buscan garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles y fiables; el “ODS 3: Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades”, que establece la reducción sustancial del número de muertes y enfermedades causadas por productos químicos peligrosos y la contaminación del aire, el agua y el suelo; y el “ODS 13: Acción por el Clima”, que por sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero, se configura como uno de los combustible de transición hacia fuentes energéticas más limpias.

Dicho lo anterior, se plantearon dos (2) escenarios más de referencia para la próxima década, contruidos a partir del análisis de datos históricos de consumo de los últimos 10 años en los diferentes sectores donde el GLP tiene presencia o potencial de participación según lo presentado en el Capítulo 2 frente al uso del GLP en otros usos.

4.4.1 Escenarios base de proyección

En el análisis metodológico del Anexo 1 se observó que si bien el GLP perdería alguna participación como energético de cocción frente al gas natural, el crecimiento de la población tendría un sentido compensatorio de manera que en el largo plazo se proyecta en el escenario medio una demanda casi invariable respecto de la actual, conservándose la tendencia durante lo corrido de la presente década.

La **Gráfica 4-16** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se prevé casi mantener el nivel actual de la demanda agregada, pasando de 61.3 kt/mes en el 2023 a una magnitud de 63.1 kt/mes para el 2030 (entre 73.8 y 52.4 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 63.9 kt/mes para el 2040 (entre 82.1 y 43.7 según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-16: Escenarios de proyección de demanda de GLP

La **Tabla 4-13** resume las tasas de crecimiento regional anual esperadas en el escenario base medio, en comparación con las tasas históricas. En su conjunto se observa una reducción progresiva en la tasa de crecimiento proyectado respecto del histórico.

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009-14	3,3%	-0,6%	-2,1%	-28,8%	6,1%	1,1%	11,0%	-1,0%	0,0%	-1,6%
2015-19	1,9%	2,7%	3,4%	3,4%	2,3%	-0,3%	31,9%	2,6%	4,6%	2,3%
2019-24	1,6%	7,6%	0,3%	3,1%	-0,8%	2,3%	5,3%	3,6%	6,0%	2,9%
2025-30	-0,3%	0,2%	-0,1%	-0,2%	0,3%	-0,2%	5,3%	1,1%	2,1%	0,5%
2030-40	-0,6%	-0,1%	-0,4%	-0,3%	0,2%	-0,5%	3,3%	0,8%	1,5%	0,2%

Tabla 4-13: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de GLP.

Fuente: UPME y SUI-SSPD.

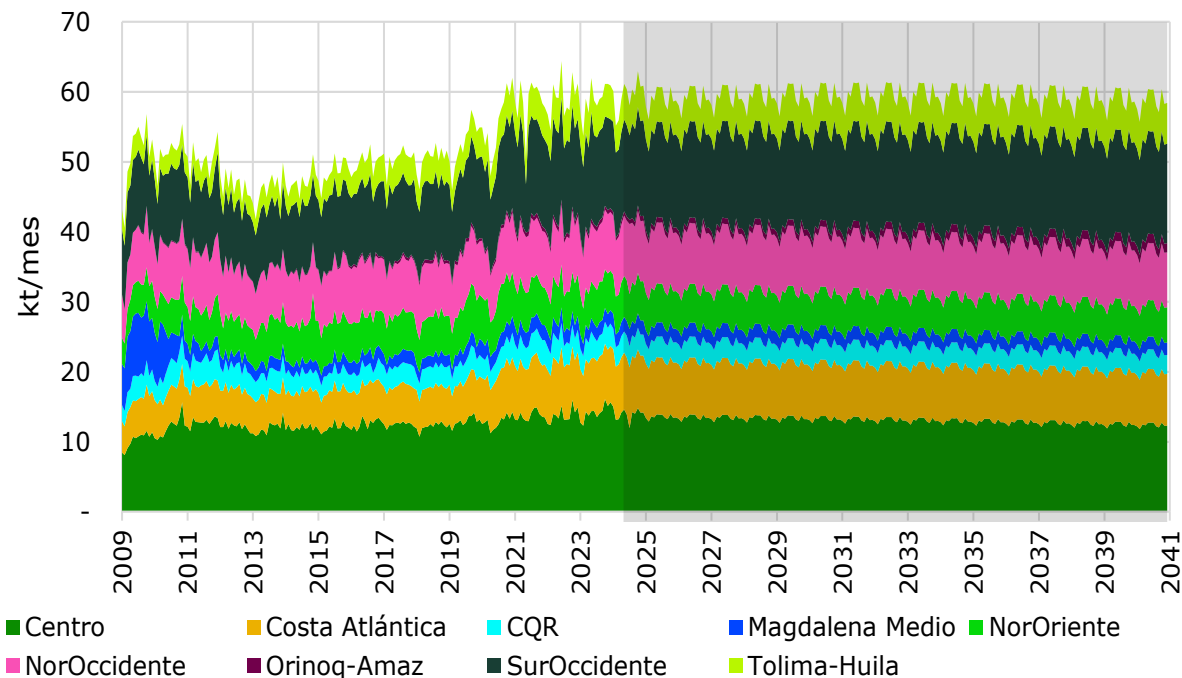
De manera general, se tendría que las regiones de SurOccidente, Tolima-Huila y Orinoquia aumentarían su participación, mientras las regiones de Centro y NorOccidente perderían. Las demás regiones casi que conservarían su participación. Complementariamente, la **Tabla 4-14** expone la participación regional del agregado de la demanda de combustibles.

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	19,9%	10,3%	5,9%	16,1%	8,8%	13,5%	0,2%	19,6%	5,8%	100,0%
2023	23,6%	12,9%	5,1%	3,3%	10,1%	13,4%	1,0%	22,2%	8,5%	100,0%
2033	21,0%	12,9%	4,5%	3,2%	9,9%	13,0%	1,7%	23,8%	9,9%	100,0%
2040	19,9%	12,6%	4,3%	3,1%	9,9%	12,4%	2,1%	24,8%	10,8%	100,0%

Tabla 4-14: Participación de las regiones en el consumo nacional de GLP.

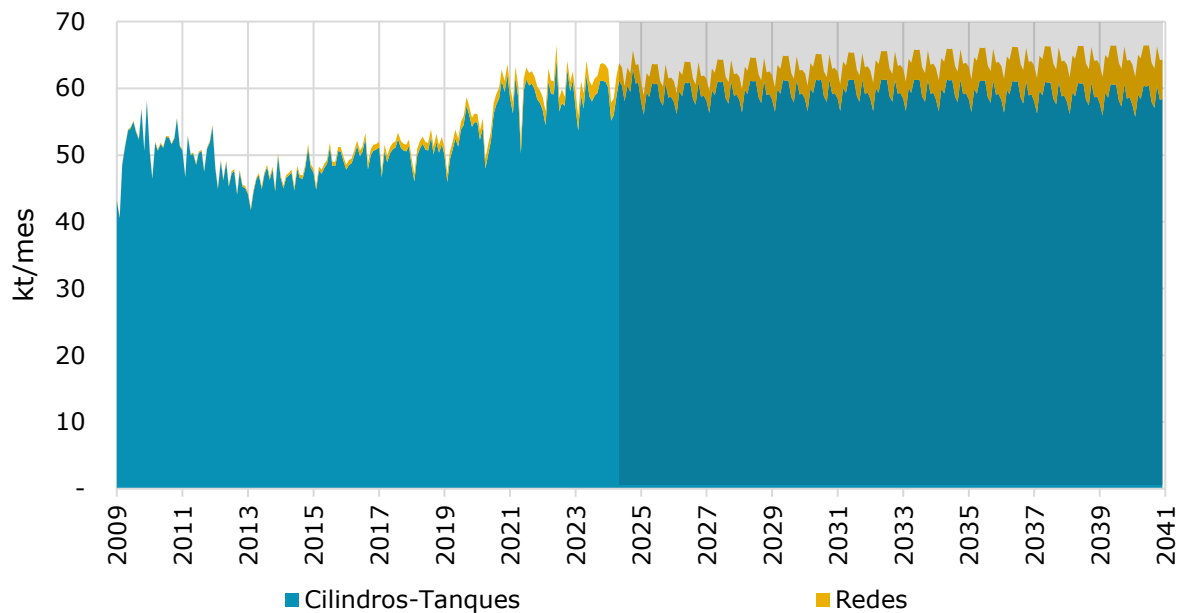
Fuente: UPME y SICOM.

Teniendo en cuenta el creciente papel que tiene la distribución de este combustible mediante redes de distribución, con la metodología expuesta en el Anexo 1 también se proyecta la participación que este servicio tiene dentro del total distribuido. Para el año 2024 se estima que cerca de 4,4% del consumo de GLP se distribuye por redes, participación que crecería a 6,0% y 9,3% para los años 2023 y 2040 (ver **Gráfica 4-18**).



Gráfica 4-17: Demanda agregada de GLP, Escenario Medio

Fuente: UPME y SUI-SSPD.



Gráfica 4-18: Demanda nacional de GLP distribuido por cilindros-tanques y por redes, Escenario Medio

Fuente: UPME y SUI-SSPD.

4.4.2 Escenarios de transformación de la demanda de GLP

Según la información de la **Grafica 4-16** se podría esperar una demanda agregada de 63.7 kt/mes para el 2034. Bajo este supuesto, se ha considerado un 1er escenario de demanda complementario llamado “Cobertura” que agrega una demanda adicional para los próximos 10 años como resultado de la sustitución de leña y otros CIAC por GLP en departamentos que, según el análisis realizado en el PNSL (2023), presentan mayor viabilidad técnica para efectuar este cambio (ver descripción según numeral 2.6.5); así mismo, se tiene en cuenta la participación del GLP en el sector transporte, en generación de energía en ZNI y en generación térmica como combustible complementario al gas natural.

Para establecer el aporte a la demanda para este escenario se consideró:

- Aporte a la demanda según Escenario de Tendencia Media (ETM) del PNSL (2025), donde se considera que en el periodo de 2025-2034 se sustituirá 10.000 hogares por año, lo que equivale a una demanda de 1,75 kt/año, teniendo en cuenta que el consumo de subsistencia por hogar es de 14,6 kg/mes de GLP.
- Ante la ausencia de datos institucionales sobre cobertura de AutoGLP y/o NautiGLP, se consideran las proyecciones de Argus Media Group en relación con el empleo de GLP en el sector “Transporte” en Colombia, el cual estima un crecimiento en el periodo de estudio, de la siguiente manera:

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
kt/mes	0,02	0,03	0,08	0,15	0,25	0,41	0,65	0,99	1,47	2,11	2,91	3,87

Tabla 4-15: Proyección demanda de GLP en transporte.

Fuente: UPME y Argus.

En este punto cabe anotar que, aunque la tasa de crecimiento prevista es alta, las cantidades de GLP que se suman a la demanda no sobrepasan las 3,9 kt/mes en 2034.

- Aporte por reemplazo de un 20% del diésel que se consume actualmente en ZNI para generación, asumiendo que a medida que los generadores de diésel finalicen su vida útil, sean reemplazados por equipos electrógenos que funcionen con GLP. Se considera una eficiencia de los generadores de GLP del 28% y un poder calorífico de 13,6 kWh/kg.
- Se considera que el consumo promedio actual de GLP para el funcionamiento de la planta Termocaribe III, que corresponde a un promedio de 0,11 kt/mes se mantiene estable en los próximos 10 años.

De acuerdo con la nueva proyección realizada, para este escenario, la demanda total anual alcanza las 850,8 kt en 2034, con una tendencia como la que se observa en el **Gráfico 4-19**. Se observa un

crecimiento sostenido en la demanda agregada, alcanzando una demanda promedio de 70,9 kt/mes en 2034³³.

Estos resultados prevén que la demanda seguirá siendo dirigida principalmente hacia el servicio público domiciliario que, a la vez, se espera sea fortalecida mediante el cumplimiento de las metas del PNSL (2025) en los departamentos donde es viable técnicamente sustituir leña y otros CIAC por GLP. Por otro lado, aunque se considera demanda de GLP para otros usos, el aporte no es significativamente mayor como para cambiar la tendencia.

Para el segundo escenario complementario, que se ha denominado “Crecimiento” se tiene como propósito valorar el supuesto de “*qué pasaría si*” la participación del GLP resulta más significativa en el sector de generación de energía tanto en Zonas No Interconectadas como en generación térmica, además de considerar los efectos del cumplimiento de metas más ambiciosas en relación con el cubrimiento del PNSL.

Se incluye en este escenario lo siguiente:

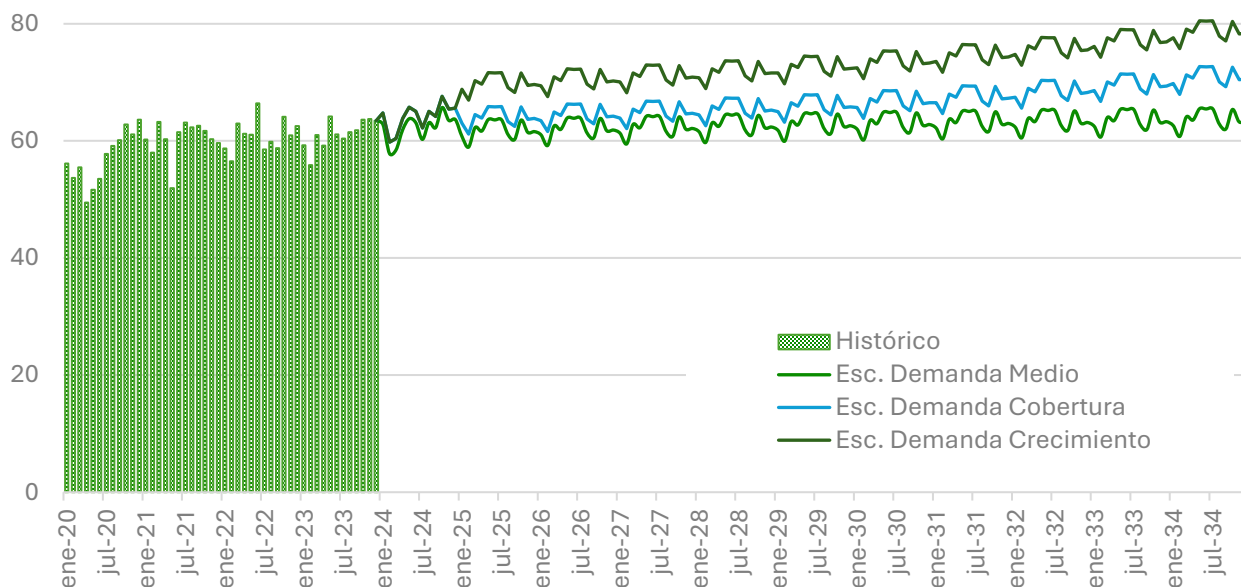
- Aporte a la demanda según Escenario de Referencia (ER) del PNSL (2025), donde se considera que en el periodo de 2025-2034 se sustituirán 20.000 hogares por año, lo que equivale a una demanda de 3,50 kt/año, teniendo en cuenta que el consumo de subsistencia por hogar es de 14,6 kg/mes de GLP.
- Se mantienen estables las cifras de aporte a demanda debido al empleo de GLP en el sector transporte colombiano, tal como se consideraron para el Escenario de demanda de “Cobertura”.
- Aporte a la demanda por reemplazo de un 60% del diésel que se consume actualmente en ZNI para generación, asumiendo que a medida que los generadores de diésel finalicen su vida útil, serán reemplazados por equipos electrógenos que funcionen con GLP. Se considera una eficiencia de los generadores de GLP del 28% y un poder calorífico de 13,6 kWh/Kg.
- Se asume que el consumo promedio actual de gas combustible para el funcionamiento de la planta Termocaribe III sería satisfecho únicamente con GLP en los próximos 10 años, correspondiente a un promedio de 1,98 kt/mes sin crecimiento anual.

De acuerdo con la proyección realizada para este escenario, la demanda total anual en el periodo entre 2025 y 2034 alcanzaría las 944,6 kt/año en 2034, con una tendencia como la que se observa en el **Gráfico 4-19**.

De igual manera, se observa un crecimiento sostenido en la demanda agregada, alcanzando una demanda promedio de 78,7 kt/mes en 2034, siendo dirigida principalmente hacia el servicio público domiciliario, el cual se espera que se siga fortaleciendo mediante el cumplimiento de metas más

³³ La proyección realizada se hizo con datos históricos de consumo de GLP como servicio público domiciliario a diciembre de 2024. Los datos históricos de consumo de otros usos se consideran a partir de enero de 2024.

ambiciosas del PNSL (2025) en los departamentos donde es viable técnicamente sustituir leña y otros CIAC por GLP; a pesar de considerar mayor sustitución de diésel por GLP para generación eléctrica en zonas no interconectadas (60% de la generación actual) e incluso, concebir que la única termoeléctrica del país funcione solamente con GLP, el aporte de demanda debido a éstos, de nuevo, no es significativamente alto como para afectar la tendencia.



Gráfica 4-19: Escenarios complementarios de demanda de GLP, 2025-2034

Fuente: UPME.

4.5 Jet Fuel (JF)

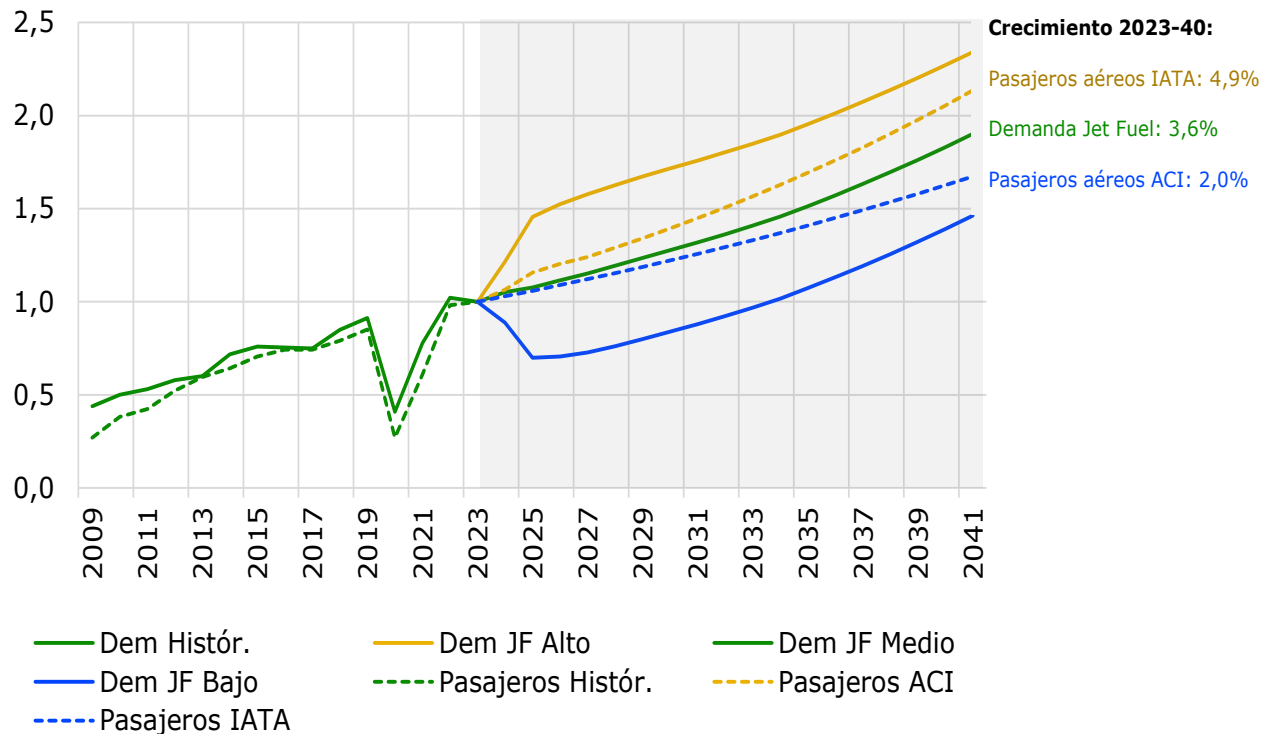
En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.5.1 Escenarios base de proyección

Para el año 2023, de acuerdo con MinTransporte³⁴, se transportaron en el país cerca de 53.5 millones de pasajeros, de los cuales cerca del 64% correspondieron a vuelos doméstico y lo restantes a vuelos internacionales. Durante el mismo año, se habrían movilizado cerca de 0.87 millones de toneladas de

³⁴ Fuente: Transporte en Cifras 2023: <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/9443/transporte-en-cifras/>

carga por vía aérea, de las cuales cerca del 56% correspondió a exportación, 29% a importación y lo restante a transporte doméstico. Haciendo los equivalentes de carga a pasajeros se tendría que los segundos constituiría el 71% de la masa transportada, por lo que éstos se consideran la variable relevante a relacionar con el consumo de Jet Fuel³⁵.



Gráfica 4-19: Crecimiento relativo histórico y proyectado de demanda de Jet Fuel y de pasajeros aéreos transportados en Colombia. Datos para el año 2023 =1.

Fuente: UPME, Ecopetrol y SICOM

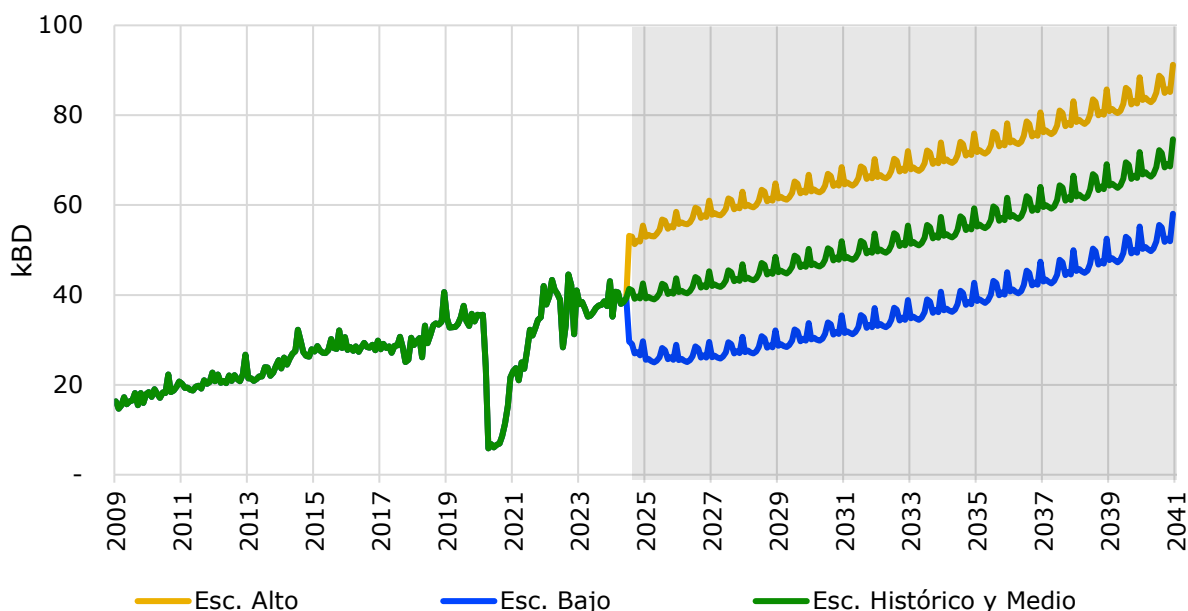
Entre los años 2009 y 2023, la tasa de crecimiento media anual de los pasajeros transportados en el país por vía aérea fue de 9.8%, superior al crecimiento de la demanda de Jet Fuel durante el mismo periodo de 6.1%³⁶ (ver **Gráfica 4-19**), lo que indicaría un mayor factor de utilización de la infraestructura de transporte aéreo. Las proyecciones de transporte de pasajeros asumidas para Colombia entre los

³⁵ Asumiendo un peso medio de 60 kg, la masa de los pasajeros transportados se estimaría en 3.2 millones de toneladas, magnitud significativamente superior a la carga transportada por vía aérea de 0.87 millones de toneladas. Considerando esta relación, en adelante se tendrá en cuenta el número de pasajeros con relación al consumo de combustible Jet Fuel.

³⁶ Según IEA entre los años 2013-21 se habría reducido el consumo de combustible en la aviación con relación a la carga distancia a una tasa de 1.3% anual. Ver: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2020/long-distance-transport>.

años 2023-40 se estiman con una tasa de crecimiento medio entre 4.3% (según AIC³⁷) y 2.9% (según IATA³⁸). Tales crecimientos señalarían una banda de proyección dentro de la cual estaría el crecimiento de la demanda de Jet Fuel que para el mismo periodo se estima en el escenario medio de 3.6%.

Consecuencia de la proyección, la **Gráfica 4-20** 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 37.1 kBD en 2023 a 48.1 kBD para el 2030 (entre 64.6 y 31.6 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 68.9 kt/mes para el 2040 (entre 85.5.1 y 52.4 kBD) según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-20: Escenarios de proyección de demanda de Jet Fuel

Fuente: UPME, SICOM y Ecopetrol.

La **Tabla 4-15** resume las tasas de crecimiento regional anual esperadas en el escenario base medio, en comparación con las tasas históricas. En su conjunto se observa una reducción progresiva en la tasa de crecimiento proyectado respecto del histórico y que la participación de la demanda del Aeropuerto El Dorado (región Centro) se reduciría en compensación del aumento de la participación de otras regiones (ver **Tabla 4-16** y **Gráfica 4-21**).

³⁷ Para la proyección basada en cifras AIC (Airports Council International) de pasajeros para Colombia entre 2023-40 se asume la tasa de crecimiento para Latinoamérica y el Caribe entre los años 2023-27 y la tasa de crecimiento global entre los años 2027-40. Ver: <https://store.aci.aero/wp-content/uploads/2024/02/WATF-Executive-Summary.pdf>

³⁸ Para la proyección basada en cifras IATA (International Air Transport Association) de pasajeros para Colombia entre 2023-40 se asume la tasa de crecimiento para Latinoamérica y el Caribe entre los años 2023-40. Ver: <https://members.britishaviationgroup.co.uk/resource/04%20-%20News/IATA/IATA%20Air%20Passenger%20Forecast%202024.pdf>

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009-14	11,9%	6,8%	25,5%	-0,8%	13,4%	-11,4%	10,1%	7,1%	0,1%	10,4%
2015-19	2,4%	5,5%	-2,9%	-48,3%	-2,5%	78,4%	-2,1%	1,6%	-15,8%	4,7%
2019-24	3,1%	5,6%	-7,5%	45,6%	-4,1%	0,1%	13,8%	-3,0%	4,5%	2,9%
2025-30	2,5%	4,2%	3,4%	3,6%	3,5%	8,6%	3,5%	3,5%	3,6%	3,5%
2030-40	2,7%	4,3%	3,6%	3,6%	3,6%	7,2%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%

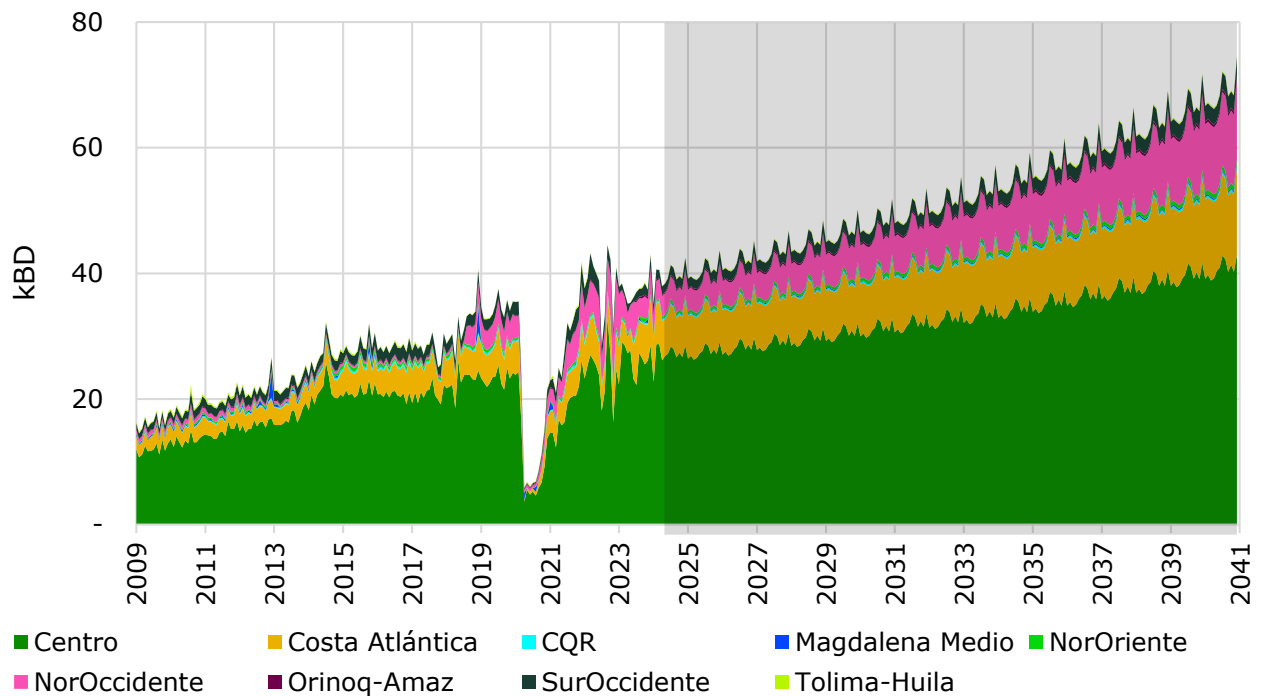
Tabla 4-15: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de Jet Fuel.

Fuente: UPME, SICOM y Ecopetrol.

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	72,7%	13,1%	0,6%	1,1%	1,0%	3,4%	0,6%	6,2%	1,2%	100,0%
2023	69,6%	13,8%	0,6%	0,3%	1,1%	10,6%	0,6%	3,1%	0,3%	100,0%
2033	63,0%	17,3%	0,6%	0,3%	1,0%	13,1%	0,6%	3,8%	0,3%	100,0%
2040	59,0%	18,0%	0,6%	0,3%	1,0%	16,4%	0,6%	3,8%	0,3%	100,0%

Tabla 4-16: Participación de las regiones en el consumo nacional de Jet Fuel.

Fuente: UPME, SICOM y Ecopetrol.

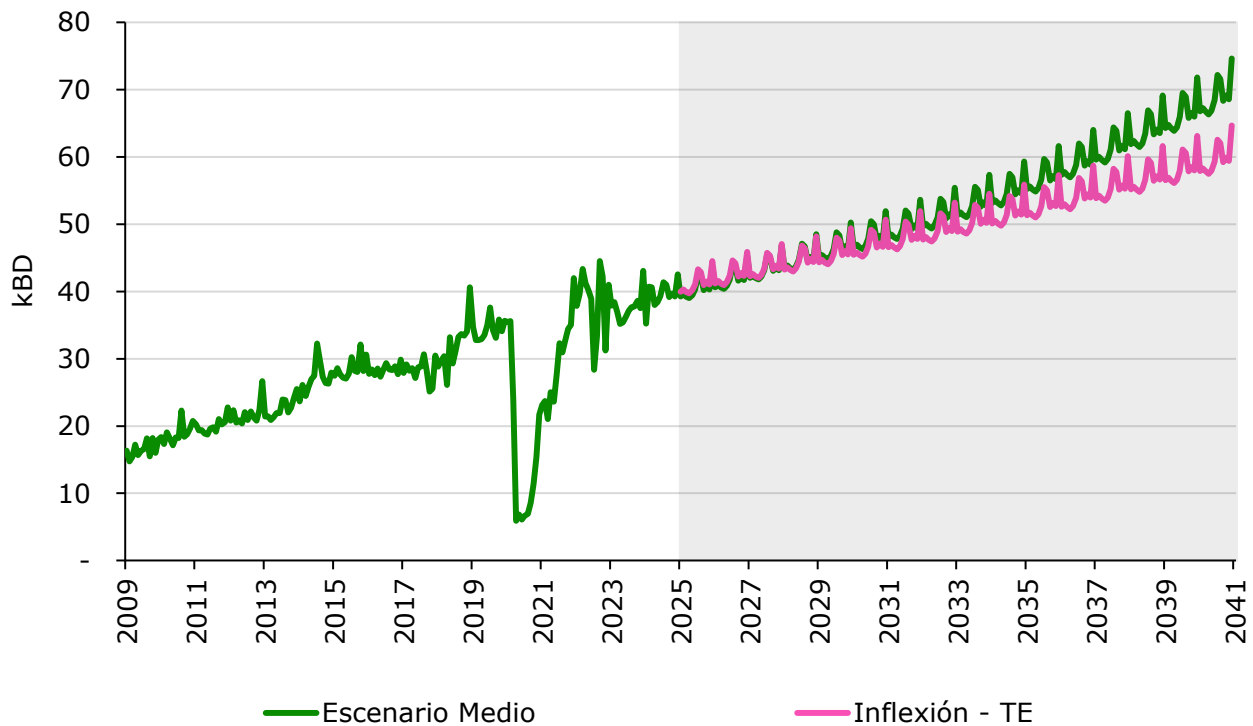


Gráfica 4-21: Demanda regional de Jet Fuel, Escenario Medio

Fuente: UPME y Ecopetrol.

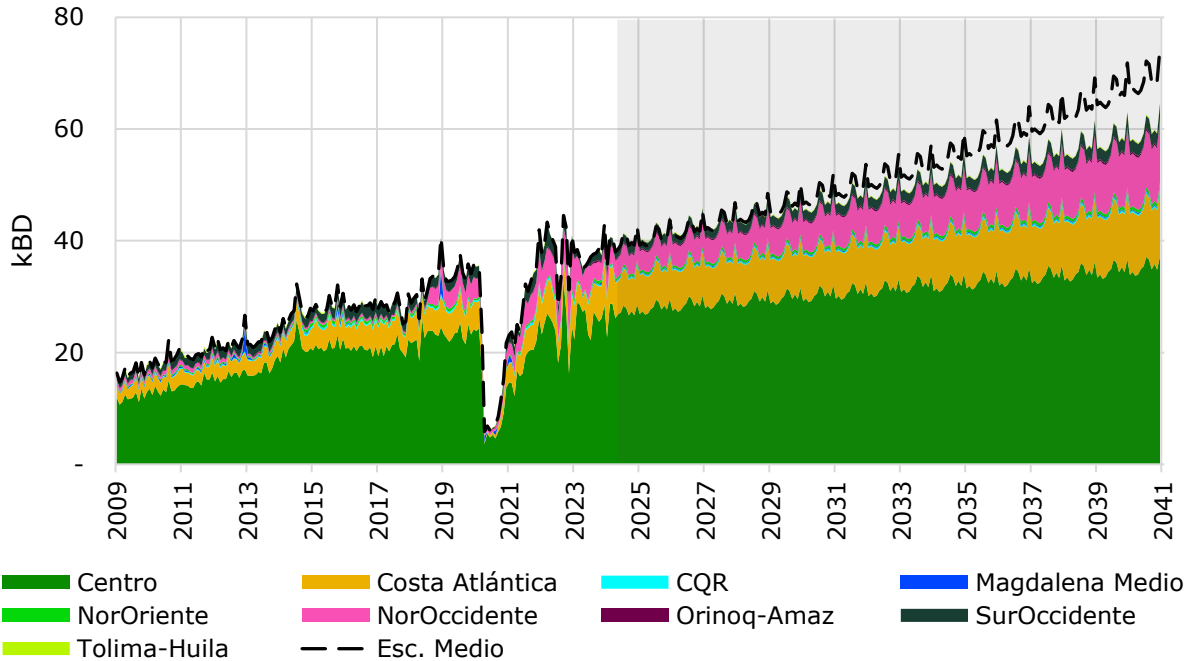
4.5.2 Escenarios de transformación de la demanda de Jet Fuel

La **Gráfica 4-22** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de Jet Fuel para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límites Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En ésta se estima que se pasaría de una demanda en el año 2023 de 37.6 kBD a una demanda de 46.9 kBD en 2030 para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (2,5% inferior al escenario base medio) y de 59.7 kBD en 2040 (13,3% inferior al escenario base medio). El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-22: Proyección de Jet Fuel para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

La proyección de demanda nacional de Jet Fuel alineada con los escenarios de ambición propuestos en el Plan Energético Nacional 2022-2052 de Inflexión, Transición Energética (Límite Superior) y de Transición Energética (Límite Inferior), se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio. La **Gráfica 4-23** presenta la proyección de la demanda regional en tal escenario de inflexión.



Gráfica 4-23: Demanda regional agregada de Jet Fuel, escenario de inflexión en comparación con el escenario medio

Fuente: UPME y Ecopetrol

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-17** tienen las siguientes tasas de crecimiento:

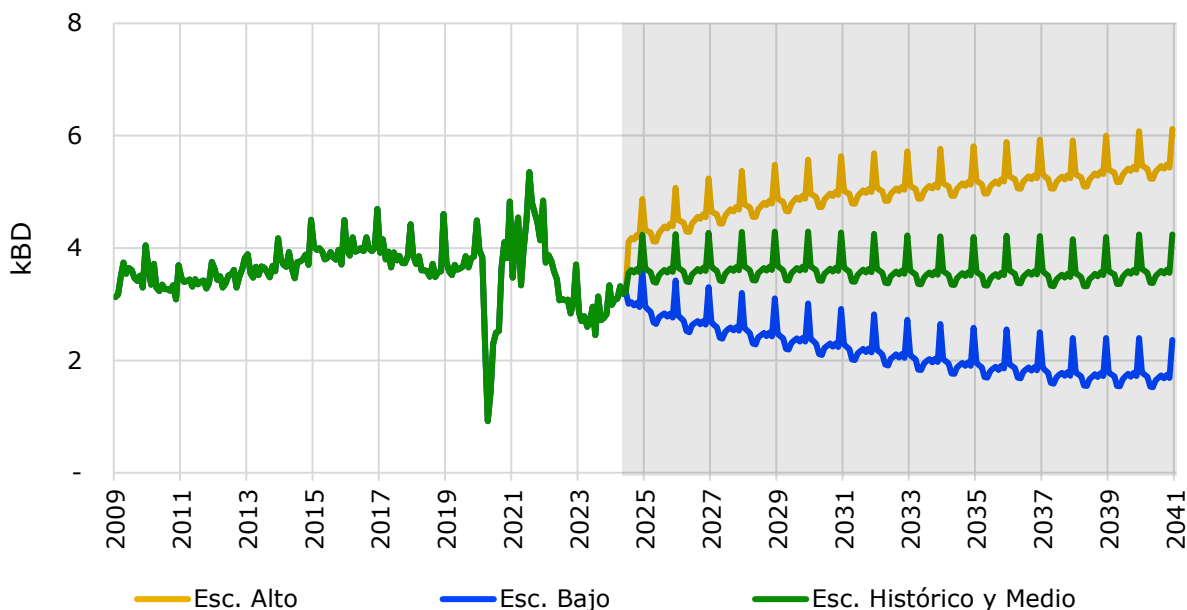
	Medio	Inflexión - TE
2009-2014	10,4%	10,4%
2015-2019	4,7%	4,7%
2019-2024	2,9%	2,9%
2025-2030	3,5%	2,6%
2030-2040	3,7%	2,4%

Tabla 4-17: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de Jet Fuel en sus diferentes escenarios de proyección.

Fuente: UPME y Ecopetrol.

4.6 Gasolina Motor Extra

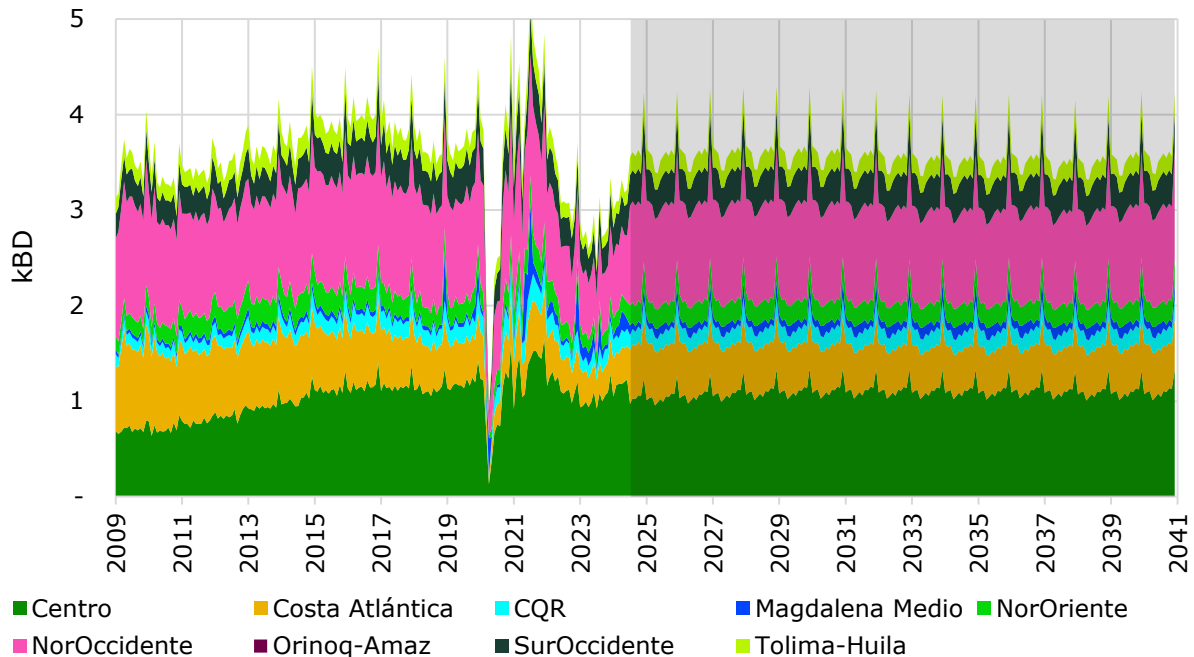
Para el año 2024 la gasolina extra constituye cerca de 2,4% de la demanda total de gasolina, demanda que se ha mantenido casi estable en los últimos 15 años, a pesar de los choques como la pandemia del COVID-19 y el incremento de su precio durante el año 2023. La proyección en la **Gráfica 4-24** se expone su proyección de demanda a escala nacional que mantiene esa estabilidad histórica. No obstante, en términos relativos reduciría su participación en el total de gasolinas al 1.8% en la medida que la demanda de gasolina corriente si crecería.



Gráfica 4-24: Escenarios de proyección de demanda de gasolina extra

Fuente: UPME y SICOM

La estabilidad en la proyección nacional de demanda de gasolina extra casi se conserva a escala regional donde la región Centro perdería algo de participación y la región Noroccidente la ganaría, mientras las demás regiones casi que mantendrían su participación presente (ver Gráfica 4-25 y Tabla 4-18).



Gráfica 4-25: Proyección regional de demanda de gasolina extra, escenario medio

Fuente: UPME y SICOM.

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	20,2%	24,2%	3,2%	1,2%	4,7%	33,8%	0,0%	7,9%	4,9%	100,0%
2023	36,6%	11,6%	5,1%	4,4%	5,3%	22,9%	0,0%	9,6%	4,5%	100,0%
2033	31,2%	13,0%	4,9%	2,8%	5,9%	27,3%	0,0%	9,6%	5,3%	100,0%
2040	30,7%	13,7%	4,7%	2,6%	6,0%	27,6%	0,0%	9,4%	5,4%	100,0%

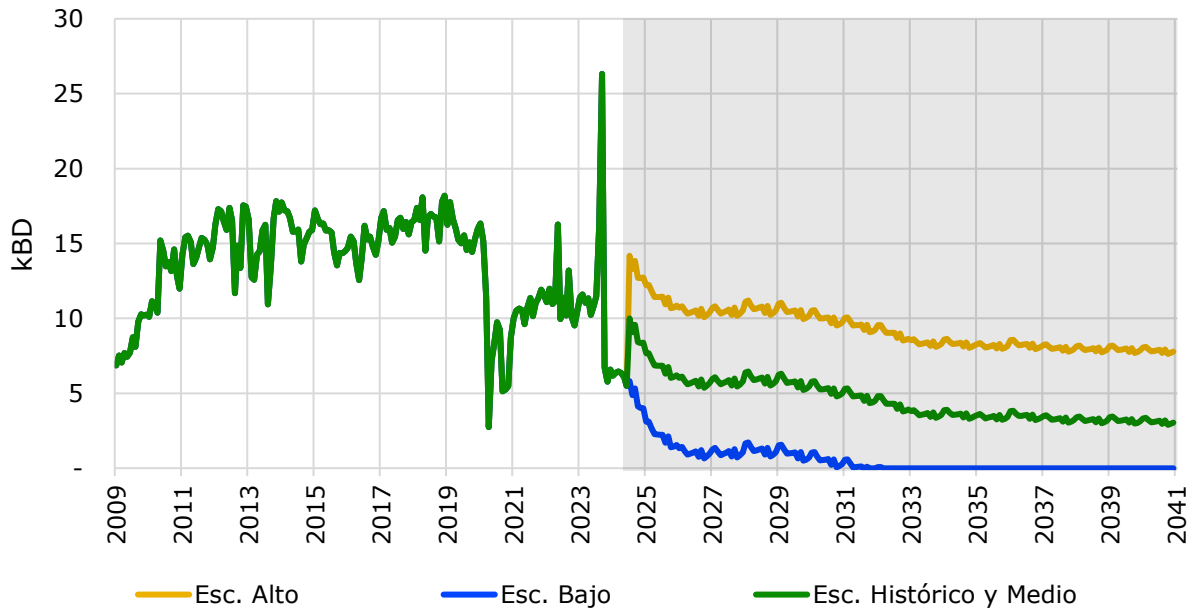
Tabla 4-18: Participación de las regiones en el consumo nacional de gasolina extra.

Fuente: UPME y SICOM.

4.7 ACPM Asociado a la Producción de Carbón Mineral.

La tendencia reciente de reducción del consumo de este rubro del combustible diésel se mantiene en el largo plazo considerando las expectativas a la baja en el consumo global de carbón mineral y de reducción de las exportaciones colombianas del mismo expuestas en el Anexo 1.

En la **Gráfica 4-26** se expone la proyección de esta parte del combustible diésel en sus tres escenarios base. Téngase en cuenta que el destino final de esta son agentes de la Costa Atlántica. La **Tabla 4-19** expone las tasas de crecimiento de la demanda histórica y proyectada, las cuales prevén la casi desaparición del consumo de este combustible en el largo plazo.



Gráfica 4-26: Proyección regional de demanda de ACPM asociado a la producción de carbón mineral, escenario medio

	Esc. Histórico y Medio
2009-23	2,3%
2023-33	-11,0%
2033-40	-2,1%

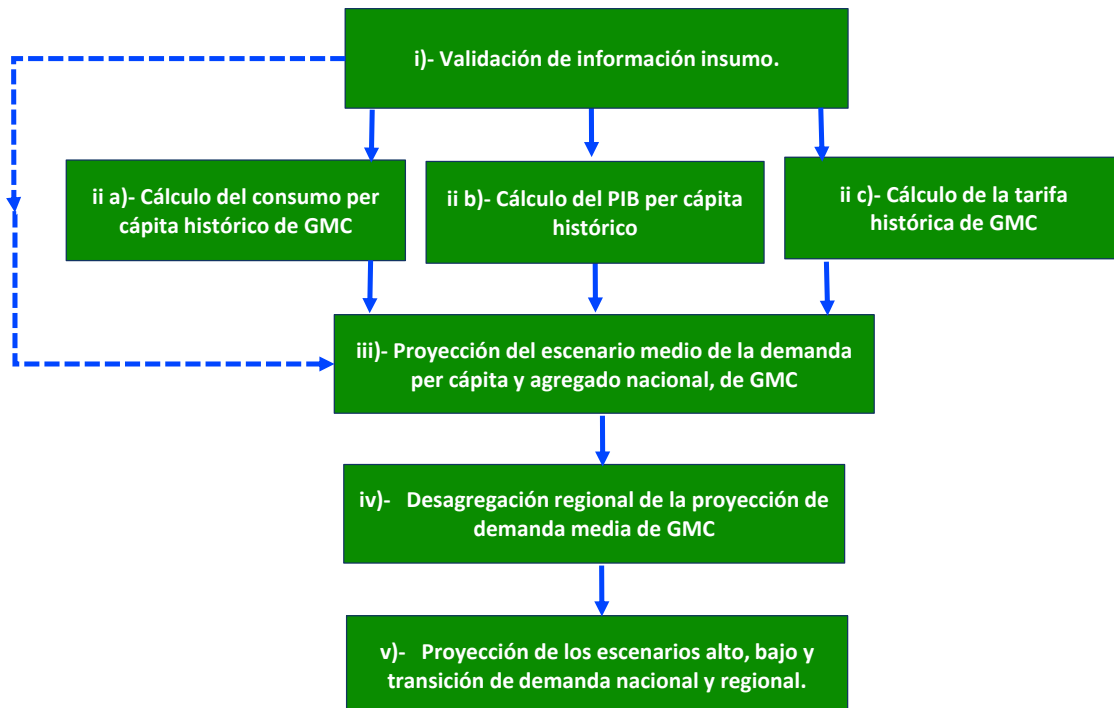
Tabla 4-19: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda de combustible diésel asociado a la producción de carbón mineral.

Fuente: UPME y SICOM.

Anexo 1: Metodología para proyección de los combustibles

A1.1 Gasolina Motor Corriente

Para ésta se considera que la demanda nacional de este combustible per cápita tiene una relación positiva con el PIB per cápita, de manera que el crecimiento de la economía y los mayores ingresos asociados conllevarían un mayor consumo de este combustible. También se estima que, tratándose de un combustible de uso particular, su precio tiene una relación negativa con su consumo, de manera que un mayor precio desincentivaría consumirlo. Complementariamente, se incluye una variable *Dummy* con el propósito de incorporar el efecto de la pandemia del *COVID-19* sobre la demanda.



Gráfica A1- 1 : Metodología de proyección de la demanda gasolina corriente

Fuente: UPME.

Una vez obtenida la proyección nacional de este combustible, para conseguir su futura desagregación regional se tiene en cuenta la evolución histórica de la participación de la demanda de cada región en el agregado nacional. A nivel nodal, se mantienen las participaciones históricas recientes (últimos doce meses) que cada nodo ha tenido dentro de la región a la que pertenece.

También se desarrollan los escenarios alto y bajo de proyección basados en la varianza que se estima sobre un modelo autorregresivo de proyección de demanda de gasolina corriente. Adicionalmente, se expone un escenario de transición energética en el Anexo X, así como sus resultados. A continuación, **Gráfica A1- 1** presenta el diagrama de flujo de esta metodología que se explicará en los numerales siguientes

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas de consumo de gasolina corriente por municipio (2009-24), provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM) ³⁹.
- Series históricas y proyecciones de población a escala nacional con resolución anual (2009-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE) ⁴⁰.
- Serie histórica nacional del PIB agregado, provista por el DANE ⁴¹.
- Series históricas de tarifas mensuales de gasolina en diferentes ciudades del país para el periodo 2010-23 provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM) ⁴².
- Proyecciones de tarifas mensuales de gasolina corriente en la ciudad de Bogotá para el periodo 2023-40 provistas por la UPME ⁴³.
- Proyecciones de crecimiento del PIB nacional, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023 ⁴⁴.

ii. Cálculo de variables históricas asociadas a la demanda de gasolina

(a) El consumo per cápita se define como:

$$CGM_{Cáp; t} = \frac{CGC_{Nal; t}}{POB_{Nal; t}}$$

Ec. 1

³⁹ Disponible en: <https://www.sicom.gov.co/index.php/boletin-estadistico>

⁴⁰ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

⁴¹ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

⁴² Disponible en: <https://liquidos.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps>

⁴³ Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Proyeccion-precios-energeticos-FP-PG.aspx>

⁴⁴ 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.*

Donde:

$CGC_{Cáp,t}$: consumo de gasolina corriente per cápita para el mes t.

$CGC_{Nal,t}$: consumo nacional de gasolina corriente para el mes t.

$POB_{Nal,t}$: población nacional para el mes t.

(b) El PIB per cápita se define como:

$$PIB_{Cáp,t} = \frac{PIB_{Nal,t}}{POB_{Nal,t}}$$

Ec. 2

Donde:

$PIB_{Cáp,t}$: PIB per cápita para el mes t.

$PIB_{Nal,t}$: PIB nacional para el mes t.

$POB_{Nal,t}$: población nacional para el mes t.

(c) La tarifa media nacional se define como el promedio ponderado por la demanda regional de las tarifas regionales. Para las tarifas regionales se asume el precio en la ciudad más representativa de la correspondiente región:

$$T_{Nal,t} = \frac{\sum_{j=1}^J T_{j,t} \cdot CGC_{j,t}}{CGC_{Nal,t}}$$

Ec. 3

Donde:

$T_{Nal,t}$: tarifa promedio nacional de gasolina corriente para el mes t.

$T_{j,t}$: tarifa de gasolina corriente para la región j y el mes t.

$CGC_{j,t}$: consumo de gasolina para la región j y el mes t; también se tiene que:

$$CGC_{Nal,t} = \sum_{j=1}^J CGC_{j,t}$$

iii. Proyección del consumo por usuario y nacional de gasolina corriente, escenario medio

Tal como se definió al comienzo de este capítulo, se asume el consumo per cápita nacional en función del PIB per cápita nacional, la tarifa nacional y un variable *Dummy*, de la siguiente manera:

$$CGM_{Cáp,t} = e^{a_0} \cdot PIB_{Cáp,t}^{a_{PIB}} \cdot T_{Nal,t}^{a_T} \cdot e^{a_D \cdot Dummy_t}$$

Ec. 4

Para esto se hace una regresión de mínimos cuadrados ordinarios con la siguiente estructura:

$$\ln CGM_{Cáp;t} = \alpha_0 + \alpha_{PIB} \cdot \ln PIB_{Cáp;t} + \alpha_T \cdot \ln T_{Nal;t} + \alpha_D \cdot Dummy_t + e_{t,j}$$

Ec. 5

Donde:

α_0 : coeficiente de magnitud constante.

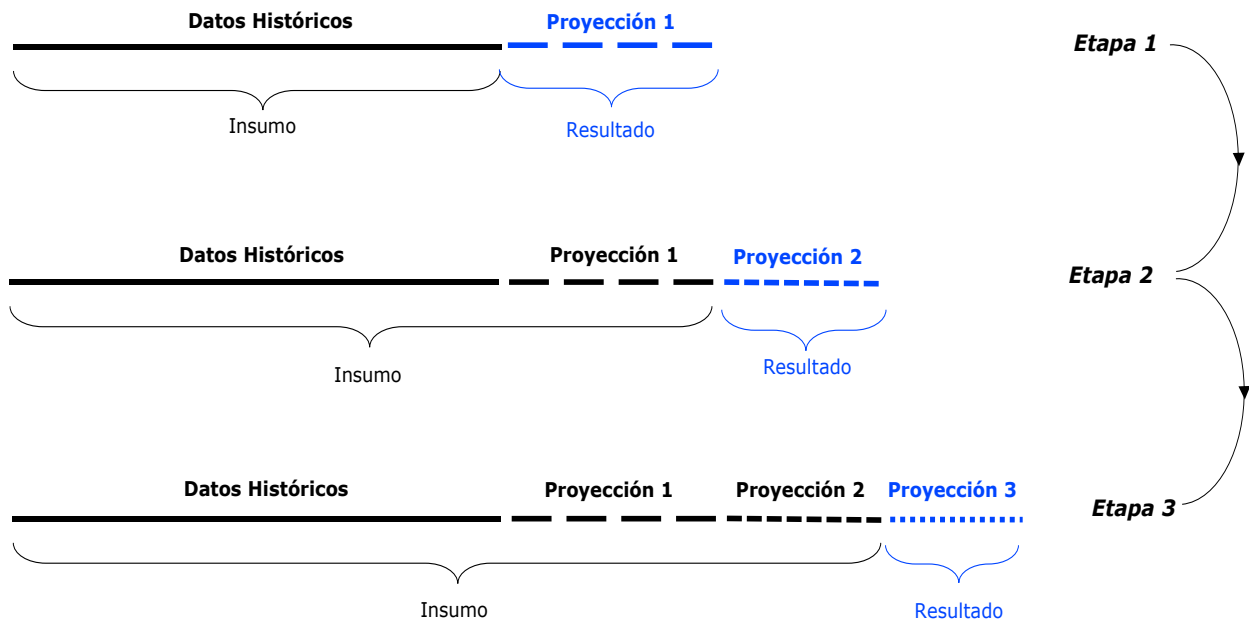
α_{PIB} : coeficiente asociado al PIB nacional.

α_T : coeficiente asociado a la tarifa nacional de la gasolina corriente.

α_D : coeficiente asociado a la variable *Dummy*.

$e_{t,j}$: error asociado a la regresión.

Esta regresión se efectúa en varias etapas recurrentes: i)- en la primera, la información insumo es únicamente histórica y se proyecta un horizonte parcial; ii)- en la segunda etapa se utiliza información histórica y la proyección lograda en la primera etapa; iii)- en la tercera etapa se repite el proceso anterior. Este carácter móvil de las regresiones se aplica con el propósito de reconocer una elasticidad cambiante de las variables determinantes del consumo de combustible.



Gráfica A1- 2 : Metodología de recurrencia en la proyección de demanda

Finalmente, con los coeficientes obtenidos de la regresión sobre la **Ec. 5** se proyecta para el horizonte 2024-40 el consumo per cápita. Consecuentemente, se proyecta el consumo nacional de gasolina corriente:

$$CGC_{Nal;t} = CGM_{Cáp;t} \cdot POB_{Nal;t}$$

Ec. 6

iv. Desagregación regional de la proyección de demanda media de gasolina corriente

Se desarrollan los siguientes pasos:

(a) Distribución regional histórica: se procede a asignarle a cada municipio donde se registre consumo histórico de gasolina corriente uno de los nodos en que se ha distribuido la demanda en esta proyección (ver **Tabla 3-1**) Posteriormente, se agrupa la demanda nodal en las regiones correspondientes.

Se define la participación del consumo de cada región j en el consumo nacional, $CGC_{j,t}^{\%}$:

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

Ec. 7

El cambio en la participación de cada región $\Delta CGC_{j,t}^{\%}$ se define en función de la variación pasada:

$$\Delta CGC_{j,t}^{\%} = \left(\frac{\sum_{t=-37}^{-48} CGC_{j,t}^{\%}}{\sum_{t=-1}^{-12} CGC_{j,t}^{\%}} \right)^{1/3} - 1$$

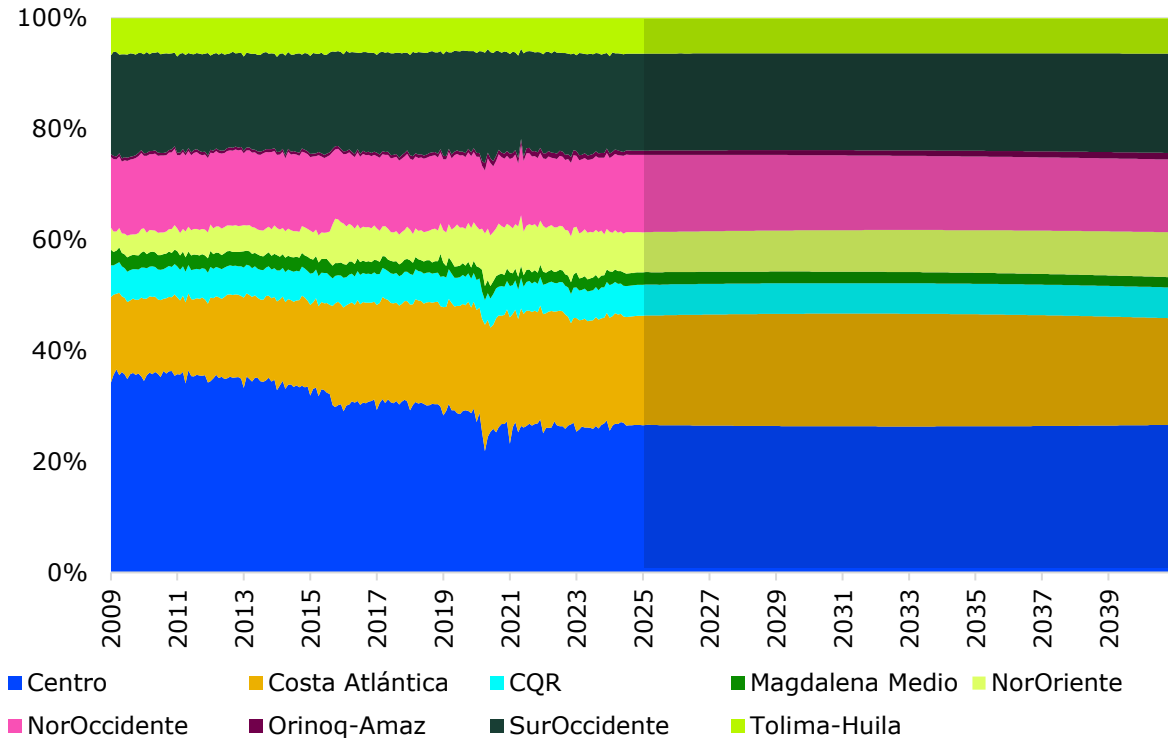
Ec. 8

(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 esta misma participación a futuro que tendría cada región dentro de la demanda nacional ($t > 1$):

$$CGC_{j,t}^{\%} = CGC_{j,t-1}^{\%} \cdot (1 + \Delta CGC_{j,t-1}^{\%})$$

Ec. 9

En general, se tiene que tales participaciones han cambiado marginalmente en el pasado, debido a lo cual a futuro éstas también se conservarían (ver **Gráfica A1- 3**).



Gráfica A1- 3 : Participación regional de demanda de gasolina motor, escenario medio.

Fuente: UPME y SICOM.

- (c) Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver **Tabla 3-1**). 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.

v. Proyección del escenario base y sus límites Alto y Bajo

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda de gasolina corriente nacional, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 CGC_{Nal,t} &= c_1 \cdot CGC_{Nal,t-1} + e_t \\
 &= c_1 \cdot (c_1 \cdot CGC_{Nal,t-2} + e_{t-1}) + e_t \\
 &= c_1^n \cdot CGC_{t-n,Nal} + \sum_1^n c_1^n \cdot e_{t+1-n}
 \end{aligned}$$

Ec. 10

Se tiene que el consumo de cada periodo proyectado t depende del consumo anterior $t-n$ y un error creciente en la medida que avanza la proyección. Del segundo sumando de la izquierda de la **Ec. 10** se puede estimar la varianza σ_{CGC}^2 del propio consumo histórico de gasolina corriente:

$$\begin{aligned} \text{Var} (CGC_{Nat,t}) &= \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \cdot e_{t+1-m}^2 \\ &= \sum_{m=1}^n c_1^{2m} \cdot \sigma_{CGC}^2 \\ &= \sigma_{CGC}^2 \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \end{aligned}$$

$$D.E (CGC_{Nat,t}) = \sigma_{CGC} \cdot \left(\sum_{m=1}^t c_1^{2m} \right)^{1/2}$$

Para estimar los escenarios alto y bajo se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot D.E. (CGC_{Nat,t})$ alrededor del valor medio $CGC_{Nat,t}$ de cada periodo⁴⁵. Téngase en cuenta que en la medida que la proyección avanza, esta desviación aumenta de manera que se distancia progresivamente de la demanda media.

Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

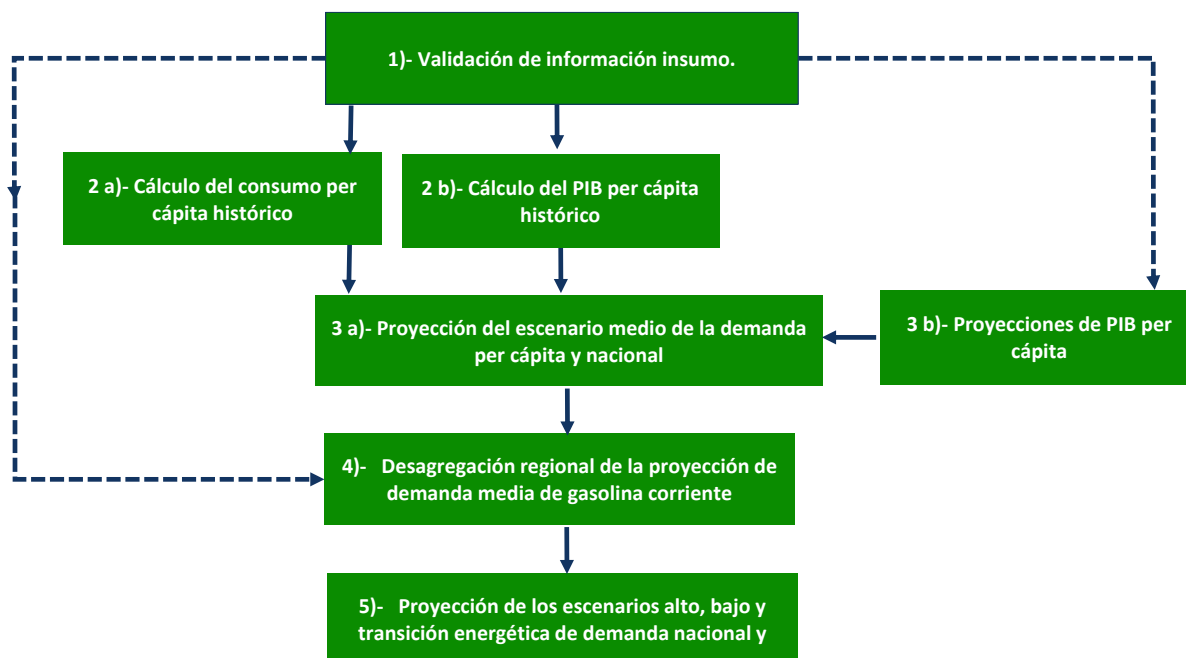
A1.2 Diésel (ACPM)

Para ésta se considera que la demanda nacional de este combustible per cápita tiene una relación positiva con el PIB per cápita, de manera que el crecimiento de la economía y los mayores ingresos asociados conllevarían un mayor consumo de este combustible. Complementariamente, se considera una variable *Dummy* con el propósito de incorporar el efecto de la pandemia del COVID-19 sobre la demanda.

Una vez obtenida la proyección nacional de este combustible, para conseguir su desagregación regional futura se tiene en cuenta la evolución histórica de la participación de la demanda de cada región en el agregado nacional. A nivel nodal, se mantienen las participaciones históricas recientes que cada nodo ha tenido dentro de la región a la que pertenece.

⁴⁵ El intervalo de confianza describe la potencial diferencia entre el valor obtenido del análisis estadístico de una variable o parámetro y el valor real. En una distribución normal, corresponde a un rango en el cual se encontraría este valor real. En el ejercicio estadístico común, el intervalo de confianza de 95% define el rango donde estaría el valor real de la variable analizada o parámetro con certeza de 95% adicionando y restando 1.96 la desviación estándar a la media.

También se desarrollan los escenarios alto y bajo de proyección basados en la varianza que se estima sobre un modelo autorregresivo de proyección de demanda de combustible Diésel. Adicionalmente, se incluye un escenario de transición energética del sector transporte. A continuación, la **Gráfica A1- 4** presenta el diagrama de flujo de esta metodología que se explicará en los numerales siguientes



Gráfica A1- 4 : Metodología de proyección de la demanda de combustible Diesel

Fuente: UPME.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas de consumo de combustible diésel por planta de abasto (2009-24), provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM) ⁴⁶.
- Series históricas y proyecciones de población a escala nacional con resolución anual (2009-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE) ⁴⁷.
- Series históricas y proyecciones de población a escala nacional con resolución anual (2009-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE) ⁴⁸.

⁴⁶ Disponible en: <https://liquidos.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps>

⁴⁷ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

⁴⁸ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

- Serie histórica nacional del PIB agregado, provista por el DANE ⁴⁹.
- Proyecciones de crecimiento del PIB nacional, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023 ⁵⁰.

ii. Cálculo de variables históricas asociadas a la demanda de gasolina

(a) El consumo de combustible per cápita se define como:

$$CDO_{Cáp;t} = \frac{CDO_{Nal;t}}{POB_{Nal;t}}$$

Ec. 11

Donde:

$CDO_{Cáp;t}$: consumo de combustible Diesel per cápita para el mes t.

$CDO_{Nal;t}$: consumo nacional de combustible Diesel para el mes t.

$POB_{Nal;t}$: población nacional para el mes t.

(d) El PIB per cápita se define como:

$$PIB_{Cáp;t} = \frac{PIB_{Nal;t}}{POB_{Nal;t}}$$

Ec. 12

Donde:

$PIB_{Cáp;t}$: consumo de gasolina corriente per cápita para el mes t.

$PIB_{Nal;t}$: consumo nacional de gasolina corriente para el mes t.

$POB_{Nal;t}$: población nacional para el mes t.

iii. Proyección del consumo por usuario y nacional de combustible Diesel, escenario medio

Tal como se definió al comienzo de este capítulo, se asume el consumo per cápita nacional en función del PIB per cápita nacional, la tarifa nacional y un variable *Dummy*, de la siguiente manera:

$$CDO_{Cáp;t} = e^{a_0} \cdot PIB_{Cáp;t}^{a_{PIB}} \cdot e^{a_D \cdot Dummy_t}$$

Ec. 13

Para esto se hace una regresión de mínimos cuadrados ordinarios con la siguiente estructura:

⁴⁹ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

⁵⁰ 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.

$$\ln CDO_{Cáp;t} = a_0 + a_{PIB} \cdot \ln PIB_{Cáp;t} + a_D \cdot Dummy_t + e_{t,j}$$

Ec. 14

Donde:

a_0 : coeficiente de magnitud constante.

a_{PIB} : coeficiente asociado al PIB nacional.

a_D : coeficiente asociado a variable *Dummy*.

$e_{t,j}$: error asociado a la regresión.

Esta regresión se efectúa en varias etapas recurrentes: i)- en la primera, la información insumo es únicamente histórica y se proyecta un horizonte parcial; ii)- en la segunda etapa se utiliza información histórica y la proyección lograda en la primera etapa; iii)- en la tercera etapa se repite el proceso anterior. Este carácter móvil de las regresiones se aplica con el propósito de reconocer una elasticidad cambiante de las variables determinantes del consumo de combustible (ver **Gráfica A1- 2**).

Con los coeficientes obtenidos de la regresión sobre la **Ec. 5** se proyecta para el horizonte 2024-39 el consumo per cápita. Consecuentemente, se proyecta el consumo nacional de combustible Diésel:

$$CDO_{Nal;t} = CDO_{Cáp;t} \cdot POB_{Nal;t}$$

Ec. 15

iv. Desagregación regional de la proyección de demanda media de gasolina corriente

Se desarrollan los siguientes pasos:

(a) Distribución regional histórica: se procede a asignarle a cada planta de abasto donde se registre consumo histórico de combustible Diésel uno de los nodos en que se ha distribuido la demanda en esta proyección (ver numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Posteriormente, se agrupa la demanda nodal en las regiones correspondientes.

Se define la participación del consumo de cada región *j* en el consumo nacional, $CDO_{j,t}^{\%}$:

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

Ec. 16

El cambio en la participación de cada región $\Delta CCGC_{j,t}^{\%}$ se define en función de la variación pasada:

$$\Delta CDO_{j,t}^{\%} = \left(\frac{\sum_{t=-48}^{-37} CDO_{j,t}^{\%}}{\sum_{t=-1}^{-12} CDO_{j,t}^{\%}} \right)^{1/3} - 1$$

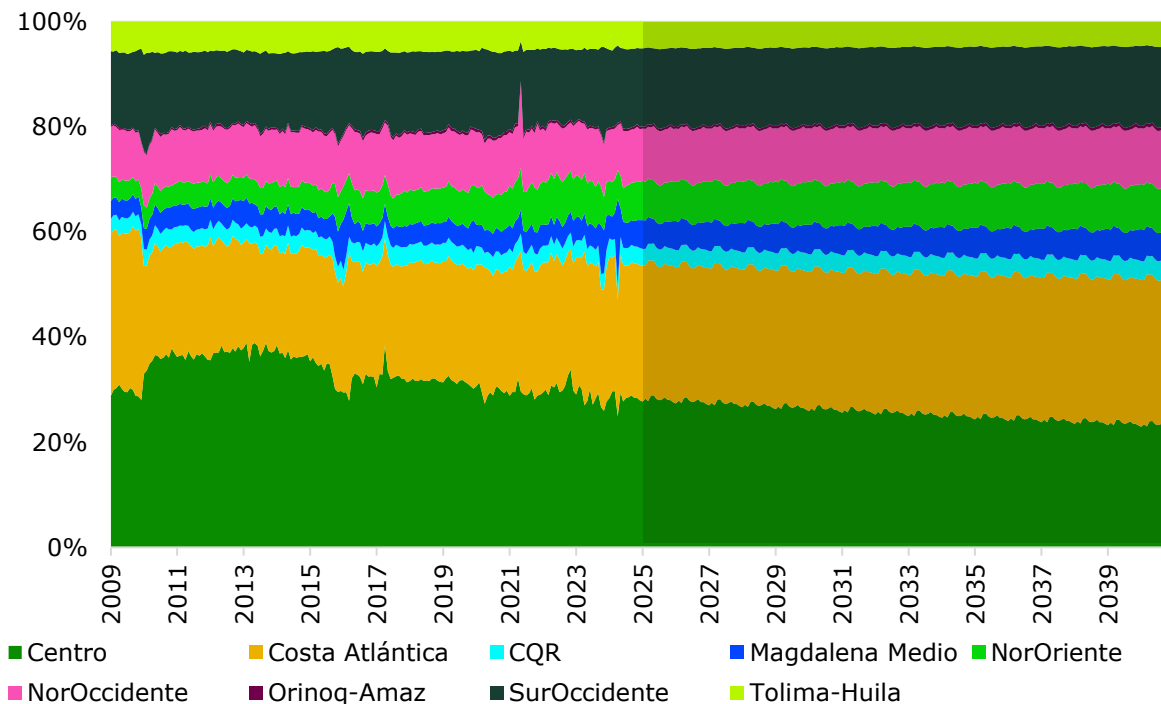
Ec. 17

(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 esta misma participación a futuro que tendría cada región dentro de la demanda nacional ($t > 1$):

$$CDO_{j,t}^{\%} = CDO_{j,t-1}^{\%} \cdot (1 + \Delta CDO_{j,t-1}^{\%})$$

Ec. 18

En general, se tiene que tales participaciones han cambiado marginalmente en el pasado, debido a lo cual a futuro éstas también se conservarían (ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).



Gráfica A1- 5 : **Participación regional de demanda de combustible Diésel, escenario medio.**

Fuente: UPME y SICOM.

(a) Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver numeral ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.). 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 del escenario base y sus límites Alto y Bajo**

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda de combustible Diésel nacional, de la siguiente manera:

$$CDO_{Nal,t} = c_1 \cdot CDO_{Nal,t-1} + e_t$$

$$\begin{aligned}
 &= c_1 \cdot (c_1 \cdot CDO_{Nal,t-2} + e_{t-1}) + e_t \\
 &= c_1^n \cdot CDO_{t-n,Nal} + \sum_1^n c_1^n \cdot e_{t+1-n}
 \end{aligned}$$

Ec. 19

Se tiene que el consumo de cada periodo proyectado t depende del consumo anterior $t-n$ y un error creciente en la medida que avanza la proyección. Del segundo sumando de la izquierda de la **Ec. 10** se puede estimar la varianza σ_{CGC}^2 del propio consumo histórico de combustible:

$$\begin{aligned}
 Var(CDO_{Nal,t}) &= \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \cdot e_{t+1-m}^2 \\
 &= \sum_{m=1}^n c_1^{2m} \cdot \sigma_{CGC}^2 \\
 &= \sigma_{CGC}^2 \sum_{m=1}^t c_1^{2m}
 \end{aligned}$$

$$D.E(CDO_{Nal,t}) = \sigma_{CGC} \cdot \left(\sum_{m=1}^t c_1^{2m} \right)^{1/2}$$

Para estimar los escenarios alto y bajo se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot D.E.(CDO_{Nal,t})$ alrededor del valor medio $CDO_{Nal,t}$ de cada periodo⁵¹. Téngase en cuenta que en la medida que la proyección avanza, esta desviación aumenta de manera que se distancia progresivamente de la demanda media.

Para el escenario de transición energética se aplican los supuestos y la metodología expuesta en el numeral 3.

Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto, bajo y de transición se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

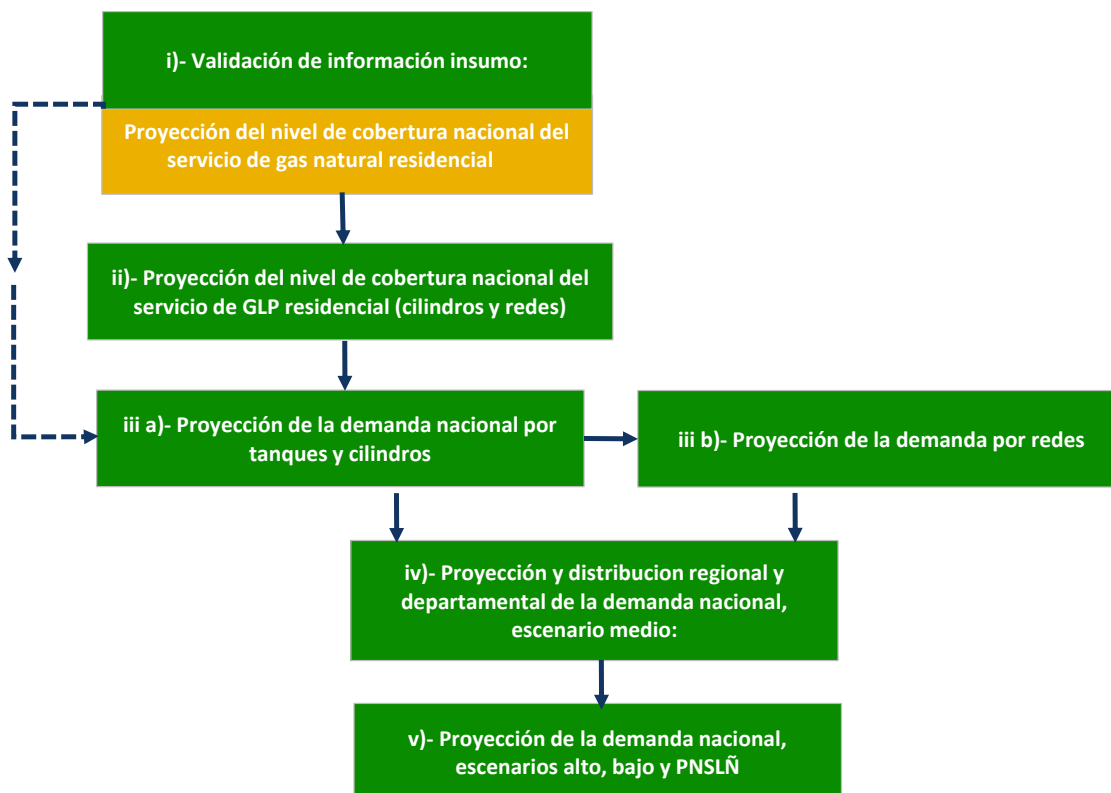
⁵¹ El intervalo de confianza describe la potencial diferencia entre el valor obtenido del análisis estadístico de una variable o parámetro y el valor real. En una distribución normal, corresponde a un rango en el cual se encontraría este valor real. En el ejercicio estadístico común, el intervalo de confianza de 95% define el rango donde estaría el valor real de la variable analizada o parámetro con certeza de 95% adicionando y restando 1.96 la desviación estándar a la media.

A1.3 Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La proyección de la demanda de GLP está en función de la evolución histórica que han tenido los diferentes energéticos con propósitos de cocción en el país. En particular, está asociada a la cobertura de gas natural y de biomásas (leña). Lo anterior considerando que el principal rol del GLP es el de energético de cocción.

Para la desagregación a nivel regional de la demanda de GLP (residencial y no residencial) se considera la evolución histórica de las participaciones que han tenido las demandas de estas regiones en el agregado nacional, las cuales han permanecido relativamente estables, según la información registrada. A nivel nodal, se mantienen las participaciones históricas recientes que cada nodo ha tenido dentro de la región a la que pertenece.

También se desarrollan los escenarios alto y bajo de proyección basados en la varianza que se estima sobre un modelo autorregresivo de proyección de demanda de GLP. Adicionalmente, se comparan estos escenarios de proyección con los efectos que tendría el Plan Nacional de Sustitución de Leña sobre la demanda de GLP (PNSLÑ). A continuación, la **Gráfica A1- 6** presenta el diagrama de flujo de esta metodología que se explicará en los numerales siguientes



Gráfica A1- 6 : Metodología de proyección de demanda de GLP

Fuente: UPME.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas de cobertura de energéticos para cocción (2010-22), provistas por la Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) del Departamento Nacional de Estadísticas (DANE) ⁵².
- Series históricas municipales de consumo de GLP por usuario (2006-22), provistas por el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI - SSPD). Se incluyen tanto ventas en cilindros y tanques estacionarios como ventas del servicio por redes ⁵³.
- 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) ⁵⁴.
- Series históricas y de proyección de cobertura y demanda de gas natural (2023-39), provistas por la UPME ⁵⁵.

ii. Cálculo de del nivel de cobertura nacional del servicio de GLP residencial

Se tiene que la participación del GLP dentro de los energéticos de cocción estaría en relación inversa con la cobertura del gas natural, de manera que mayor cobertura de gas natural reduciría cobertura de GLP, con la siguiente ecuación:

$$\%GLP_{Nal,t} = e^a \cdot \%GN_{Nal,t}^b$$

Ec. 20

Que se lleva a la siguiente forma para propósitos de efectuar la regresión estadística con Mínimos Cuadrados Ordinarios a partir de información histórica:

$$\ln \%GLP_{Res\ Nal,t} = a + b \cdot \ln \%GN_{Res\ Nal,t}^b + e_t$$

Ec. 21

Donde:

$\%GLP_{Res\ Nal,t}$: cobertura nacional de GLP para el año t.

$\%GN_{Res\ Nal,t}$: cobertura nacional de gas natural para el año t ⁵⁶.

a : coeficiente de magnitud constante.

b : coeficiente asociado a la cobertura nacional de gas natural.

e_t : error asociado a la regresión.

⁵² Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv>

⁵³ Disponible en: sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/GLP.

⁵⁴ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

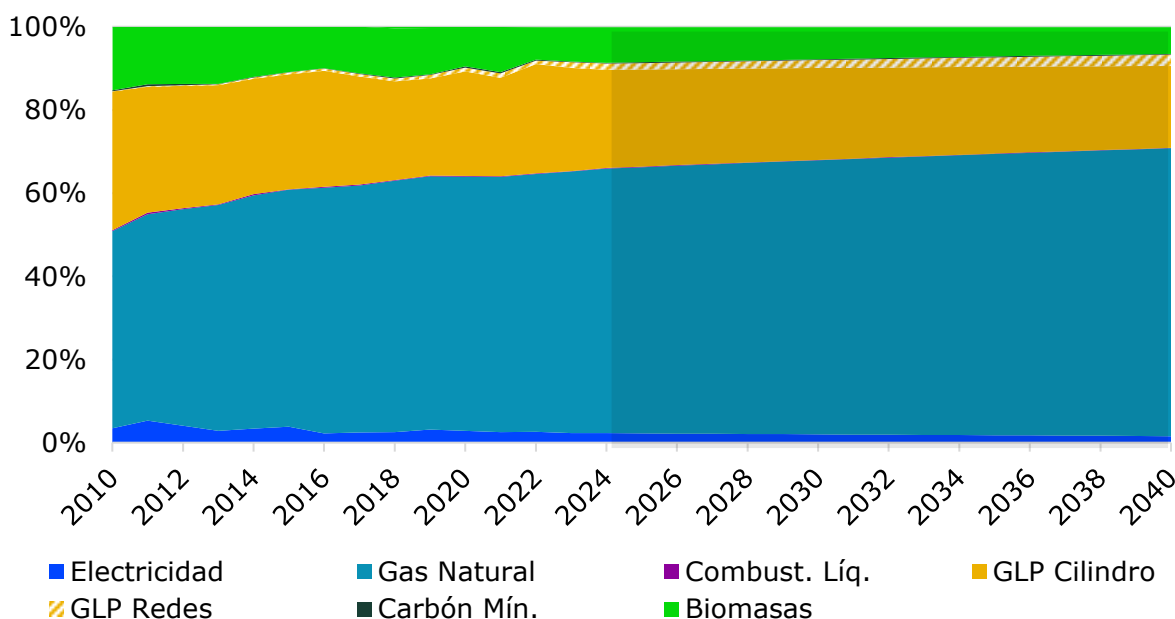
⁵⁵ Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

⁵⁶ Previamente proyectada en el documento **INCLUIR TÍTULO**. Ver nota de pie de página 55.

Teniendo en cuenta que las velocidades de incremento de la cobertura del servicio de GLP por redes y del GLP por cilindros/tanques es diferente, se tienen resultados propios para cada uno de estos dos servicios.

De manera semejante se encuentra la cobertura de los demás energéticos para cocción usados en el país (biomasas, carbón, combustibles líquidos, etc.). En particular, la cobertura de las biomasas estaría en función inversa de la cobertura del gas natural y el GLP. Así, una mayor cobertura de gas combustible sustituiría las biomasas para cocción. Una vez obtenidos los coeficientes de la regresión es posible proyectar la cobertura de los servicios de GLP en cilindros/tanques y de GLP por redes, usando la proyección de cobertura de gas natural.

La *Gráfica A1- 7* muestra como en el pasado y a futuro se prevé una creciente participación del gas natural y una cada vez menor participación de las biomasas. El GLP, que sería parcialmente sustituido por gas natural y sustituiría parcialmente biomasas, habría reducido su participación de 33.4% en el año 2010 a 23.4% en el año 2023. Se estima que esta tendencia se mantendría, aunque de modo desacelerado, de manera que para el año 2032 su participación bajaría a 22.4%.



Gráfica A1- 7 : *Evolución histórica y prospectiva de cobertura de energéticos para cocción*

Fuente: UPME y DANE.

iii. *Proyección de la demanda nacional de GLP:*

Una vez obtenida la proyección de la cobertura nacional de GLP se estima la demanda residencial futura multiplicando ésta por el consumo por usuario y el número de viviendas:

$$GLP_{Res\ Na,t} = CU_{Na,t} \cdot VIV_{Na,t} \cdot \%GLP_{Na,t}$$

Ec. 22

Donde:

$GLP_{Res\ Nat,t}$: demanda de GLP residencial proyectada para el año t.

$CU_{Nal,t}$: consumo nacional medio residencial por usuario de GLP proyectada para el año t. Para éste se asume el mismo consumo energético por usuario residencial de gas natural.

$VIV_{Nal,t}$: cantidad de viviendas ocupadas proyectadas para el año t.

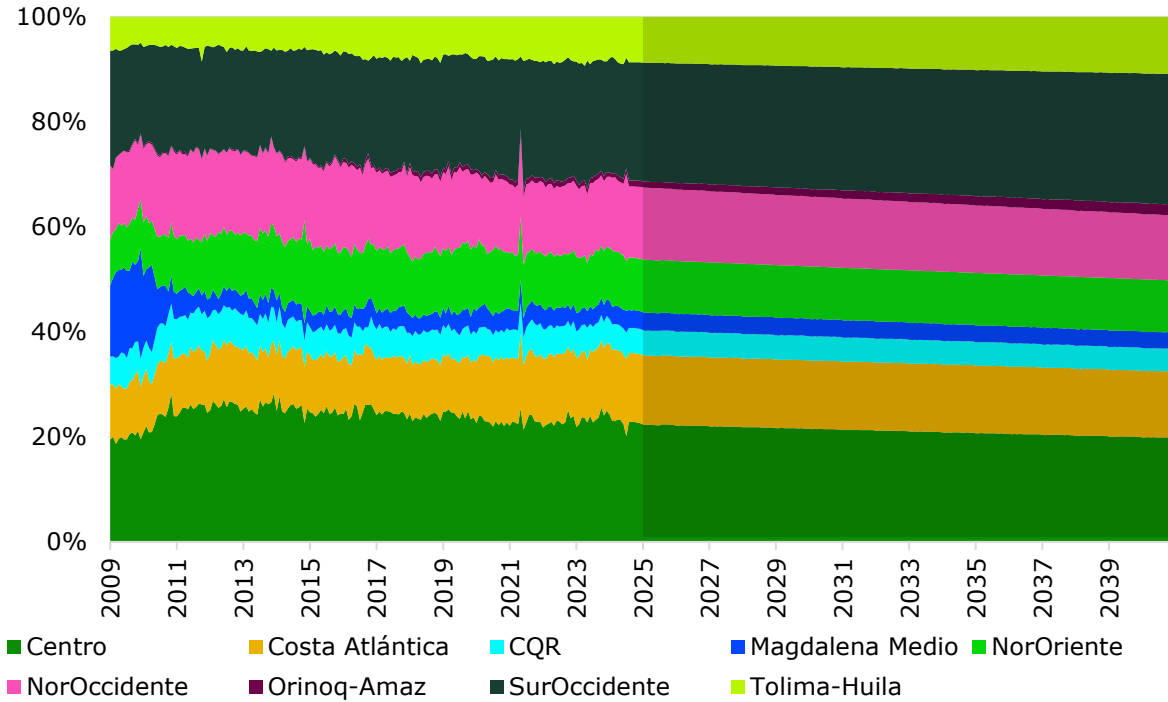
$\%GN_{Res\ Nat,t}$: cobertura nacional de gas natural proyectada para el año t.

iv. Proyección y distribución regional - nodal de la demanda nacional de GLP, escenario medio:

Calculada la demanda nacional futura de GLP se procede a su desagregación regional.

- (a) Distribución regional histórica: se procede a asignarle a cada municipio donde se registre consumo histórico de GLP uno de los nodos en que se ha distribuido la demanda en esta proyección (ver **Tabla 3-1**); para esto se asume que cada nodo abastecería los municipios geográficamente más cercanos⁵⁷. Posteriormente, se agrupa la demanda nodal en las regiones correspondientes.
- (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 esta misma participación a futuro. En general, se tiene que tales participaciones han cambiado marginalmente en el pasado, debido a lo cual a futuro éstas también casi se conservarían (ver **Gráfica A1- 8**). Aquí es particularmente notable que las poblaciones del SurOccidente colombiano al no disponer del servicio de gas natural, hacen uso masivamente de GLP.
- (c) Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver **Tabla 3-1**). 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.

⁵⁷ Para estimar la distancia geográfica se consideran las coordenadas (latitud y longitud) de las cabeceras municipales con relación a las coordenadas de los nodos según la distribución geográfica del numeral 1-ii.



Gráfica A1- 8 : *Evolución histórica y prospectiva de participación regional de la demanda de GLP*
Fuente: UPME y SUI-SSPD

v. Proyección de los escenarios alto y bajo de demanda nacional y regional.

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda de GLP nacional, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 GLP_{Nal,t} &= c_1 \cdot GLP_{Nal,t-1} + e_t \\
 &= c_1 \cdot (c_1 \cdot GLP_{Nal,t-2} + e_{t-1}) + e_t \\
 &= c_1^n GLP_{Nal,t-n} + \sum_1^n c_1^n \cdot e_{t+1-n}
 \end{aligned}$$

Ec. 23

Se tiene que el consumo de cada periodo proyectado t depende del consumo anterior $t-n$ y un error creciente en la medida que avanza la proyección. Del segundo sumando de la izquierda de la **Ec. 10** se puede estimar la varianza σ_{CGC}^2 del propio consumo histórico de GLP:

$$Var (GLP_{Nal,t}) = \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \cdot e_{t+1-m}^2$$

$$\begin{aligned}
 &= \sum_{m=1}^n c_1^{2m} \cdot \sigma_{CGC}^2 \\
 &= \sigma_{CGC}^2 \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \\
 D.E (GLP_{Nal,t}) &= \sigma_{CGC} \cdot \left(\sum_{m=1}^t c_1^{2m} \right)^{1/2}
 \end{aligned}$$

Para estimar los escenarios alto y bajo se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot D.E.(GLP_{Nal,t})$ alrededor del valor medio $GLP_{Nal,t}$ de cada periodo⁵⁸. Téngase en cuenta que en la medida que la proyección avanza, esta desviación aumenta de manera que se distancia progresivamente de la demanda media.

Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

A1.4 Jet Fuel

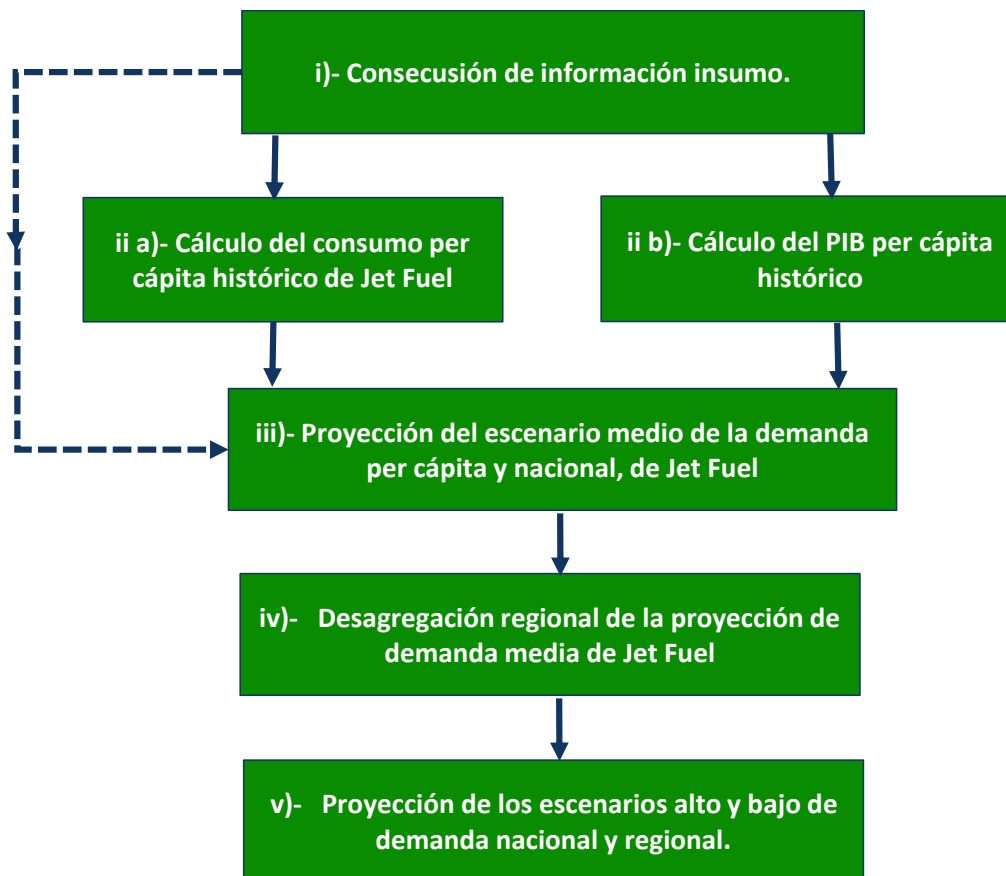
Al igual que para la gasolina corriente y el combustible Diésel, en ésta se considera que la demanda nacional de Jet Fuel per cápita tiene una relación positiva con el PIB per cápita, de manera que el crecimiento de la economía y los mayores ingresos asociados conllevarían un mayor consumo de este combustible. Complementariamente, se considera una variable *Dummy* con el propósito de incorporar el efecto de la pandemia del *COVID-19* sobre la demanda.

Una vez obtenida la proyección nacional de este combustible, para conseguir su desagregación regional futura se tiene en cuenta la evolución histórica de la participación de la demanda de cada región en el agregado nacional. A nivel nodal, se mantienen las participaciones históricas recientes que cada nodo ha tenido dentro de la región a la que pertenece.

También se desarrollan los escenarios alto y bajo de proyección basados en la varianza que se estima sobre un modelo autorregresivo de proyección de demanda de este combustible. A continuación, la

⁵⁸ El intervalo de confianza describe la potencial diferencia entre el valor obtenido del análisis estadístico de una variable o parámetro y el valor real. En una distribución normal, corresponde a un rango en el cual se encontraría este valor real. En el ejercicio estadístico común, el intervalo de confianza de 95% define el rango donde estaría el valor real de la variable analizada o parámetro con certeza de 95% adicionando y restando 1.96 la desviación estándar a la media.

Gráfica A1- 9 presenta el diagrama de flujo de esta metodología que se explicará en los numerales siguientes.



Gráfica A1- 9 : Metodología de proyección de la demanda de Jet Fuel

Fuente: UPME.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas de consumo de combustible Jet Fuel por planta de abasto (2009-24), provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM)⁵⁹ y Ecopetrol.
- Series históricas y proyecciones de población a escala nacional con resolución anual (2009-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE)⁶⁰.

⁵⁹ Disponible en: <https://liquidos.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps>

⁶⁰ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

- Series históricas y proyecciones de población a escala nacional con resolución anual (2009-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE) ⁶¹.
- Serie histórica nacional del PIB agregado, provista por el DANE ⁶².
- Proyecciones de crecimiento del PIB nacional, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023 ⁶³.

ii. Cálculo de variables históricas asociadas a la demanda de gasolina

(a) El consumo de combustible per cápita se define como:

$$CJF_{Cáp;t} = \frac{CJF_{Nat;t}}{POB_{Nat;t}}$$

Ec. 24

Donde:

$CJF_{Cáp;t}$: consumo de combustible Diesel per cápita para el mes t.

$CJF_{Nat;t}$: consumo nacional de combustible Diesel para el mes t.

$POB_{Nat;t}$: población nacional para el mes t.

(b) El PIB per cápita se define como:

$$PIB_{Cáp;t} = \frac{PIB_{Nat;t}}{POB_{Nat;t}}$$

Ec. 25

Donde:

$PIB_{Cáp;t}$: consumo de gasolina corriente per cápita para el mes t.

$PIB_{Nat;t}$: consumo nacional de gasolina corriente para el mes t.

$POB_{Nat;t}$: población nacional para el mes t.

⁶¹ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

⁶² Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

⁶³ 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.

iii. Proyección del consumo por usuario y nacional de Jet Fuel, escenario medio

Tal como se definió al comienzo de este capítulo, se asume el consumo per cápita nacional en función del PIB per cápita nacional, la tarifa nacional y un variable *Dummy*, de la siguiente manera:

$$CJF_{Cáp;t} = e^{a_0} \cdot PIB_{Cáp,t}^{a_{PIB}} \cdot e^{a_D \cdot Dummy_t} \quad Ec. 26$$

Para esto se hace una regresión de mínimos cuadrados ordinarios con la siguiente estructura:

$$\ln CJF_{Cáp;t} = a_0 + a_{PIB} \cdot \ln PIB_{Cáp,t} + a_D \cdot Dummy_t + e_{t,j} \quad Ec. 27$$

Donde:

a_0 : coeficiente de magnitud constante.

a_{PIB} : coeficiente asociado al PIB nacional.

a_D : coeficiente asociado a variable *Dummy*.

$e_{t,j}$: error asociado a la regresión.

Con los coeficientes obtenidos de la regresión sobre la **Ec. 5** se proyecta para el horizonte 2024-39 el consumo per cápita. Consecuentemente, se proyecta el consumo nacional de Jet Fuel:

$$CJF_{Nal;t} = CJF_{Cáp;t} \cdot POB_{Nal;t} \quad Ec. 28$$

iv. Desagregación regional de la proyección de demanda media de gasolina corriente

Se desarrollan los siguientes pasos:

(a) Distribución regional histórica: se procede a asignarle a cada municipio donde se registre consumo histórico de Jet Fuel uno de los nodos en que se ha distribuido la demanda en esta proyección (ver numeral **Tabla 3-1**). Posteriormente, se agrupa la demanda nodal en las regiones correspondientes.

Se define la participación del consumo de cada región *j* en el consumo nacional, $CJF_{j,t}^{\%}$:

$$CJF_{j,t}^{\%} = \frac{CJF_{j,t}}{CJF_{Nal,t}} \quad Ec. 29$$

El cambio en la participación de cada región $\Delta CGC_{j,t}^{\%}$ se define en función de la variación pasada:

$$\Delta CJF_{j,t}^{\%} = \left(\frac{\sum_{t=-37}^{-48} CJF_{j,t}^{\%}}{\sum_{t=-1}^{-12} CJF_{j,t}^{\%}} \right)^{1/3} - 1$$

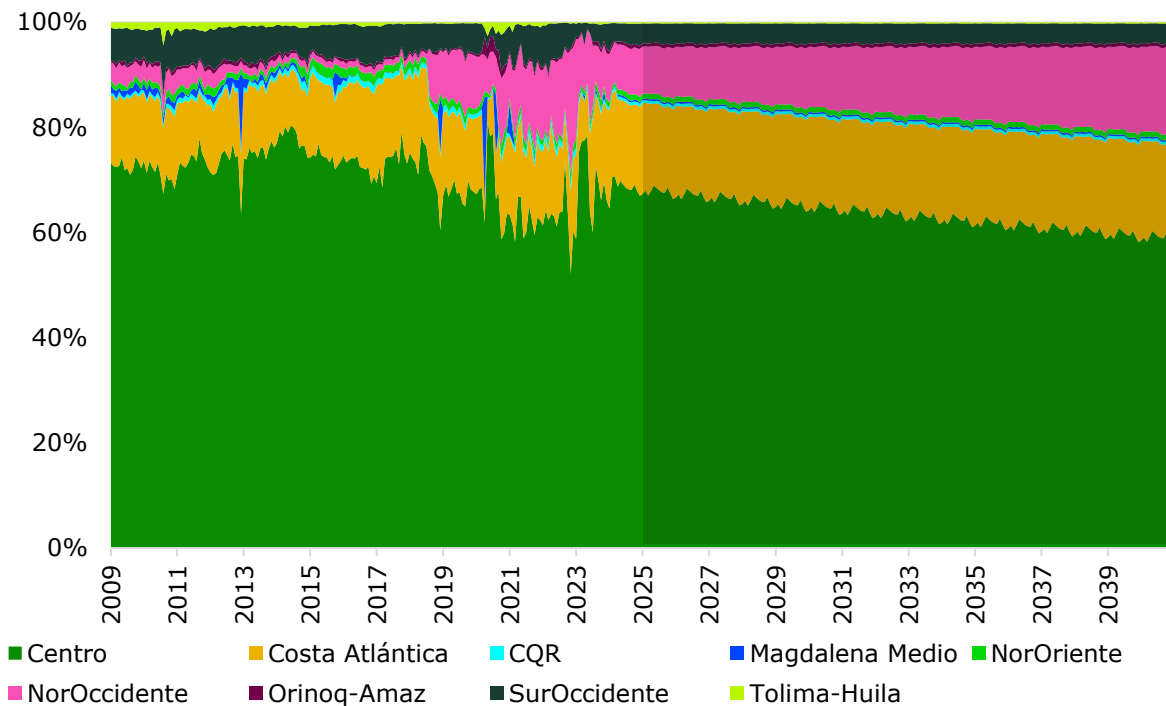
Ec. 30

(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 esta misma participación a futuro que tendría cada región dentro de la demanda nacional ($t > 1$):

$$CJF_{j,t}^{0\%} = CJF_{j,t-1}^{0\%} \cdot (1 + \Delta CJF_{j,t-1}^{0\%})$$

Ec. 31

En general, se tiene que tales participaciones han cambiado marginalmente en el pasado, debido a lo cual a futuro éstas también se conservarían igual al pasado reciente (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).



Gráfica A1- 10 : **Participación regional de demanda de Jet Fuel, escenario medio.**

Fuente: UPME y SICOM.

(c) Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). 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

v. Proyección de los escenarios alto y bajo de demanda nacional y regional.

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda de Jet Fuel nacional, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} C J F_{N a l, t} &= c_1 \cdot C J F_{N a l, t-1} + e_t \\ &= c_1 \cdot (c_1 \cdot C J F_{N a l, t-2} + e_{t-1}) + e_t \\ &= c_1^n \cdot C J F_{t-n, N a l} + \sum_1^n c_1^n \cdot e_{t+1-n} \end{aligned}$$

Ec. 32

Se tiene que el consumo de cada periodo proyectado t depende del consumo anterior $t-n$ y un error creciente en la medida que avanza la proyección. Del segundo sumando de la izquierda de la **Ec. 10** se puede estimar la varianza σ_{CGC}^2 del propio consumo histórico de Jet Fuel:

$$\begin{aligned} V a r (C J F_{N a l, t}) &= \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \cdot e_{t+1-m}^2 \\ &= \sum_{m=1}^n c_1^{2m} \cdot \sigma_{CGC}^2 \\ &= \sigma_{CGC}^2 \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \\ D . E (C J F_{N a l, t}) &= \sigma_{CGC} \cdot \left(\sum_{m=1}^t c_1^{2m} \right)^{1/2} \end{aligned}$$

Para estimar los escenarios alto y bajo se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot D . E . (C J F_{N a l, t})$ alrededor del valor medio $C J F_{N a l, t}$ de cada periodo⁶⁴. Téngase en cuenta que en la medida que la proyección avanza, esta desviación aumenta de manera que se distancia progresivamente de la demanda media.

⁶⁴ El intervalo de confianza describe la potencial diferencia entre el valor obtenido del análisis estadístico de una variable o parámetro y el valor real. En una distribución normal, corresponde a un rango en el cual se encontraría este valor real. En el ejercicio estadístico común, el intervalo de confianza de 95% define el rango donde estaría el valor real de la variable analizada o parámetro con certeza de 95% adicionando y restando 1.96 la desviación estándar a la media.

Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

A1.5 Gasolina Motor Extra

Considerando que durante la historia registrada (2009-24) la demanda ha estado relativamente estable, a pesar de los cambios en el PIB y los precios, la proyección de demanda de este combustible en su escenario medio mantiene el promedio reciente de consumo tanto a nivel nodal como regional.

También se desarrollan los escenarios alto y bajo de proyección basados en la varianza que se estima sobre un modelo autorregresivo de proyección de demanda de gasolina extra.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

Series históricas de consumo de gasolina extra por municipio (2009-23), provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM)⁶⁵.

ii. Cálculo del promedio reciente de consumo

El consumo para cada nodo o región proyectado corresponde al promedio del consumo de los últimos 36 meses:

$$CGE_{j,t} = \frac{1}{36} \cdot \sum_{t=-1}^{-36} CGE_{j,t}$$

Ec. 33

Donde:

$CGE_{j,t}$: consumo de gasolina extra en el nodo o región j para el mes t.

iii. Proyección de los escenarios alto y bajo de demanda

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda de gasolina extra nacional, de manera análoga a como se desarrolló para la gasolina corriente, en el numeral A1-1 v. La proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional y nodal con la misma participación geográfica del escenario medio.

⁶⁵ Disponible en: <https://liquidos.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps>

A1.6 Diésel (ACPM) asociado a la producción de carbón mineral.

Teniendo en cuenta que la importación de este combustible está relacionada con la producción de carbón mineral con propósitos de exportación principalmente, esta metodología considera tal relación. Los escenarios alto, medio y bajo de proyección consideran tres posibles escenarios de demanda global de carbón mineral. Teniendo que en el largo plazo la variación de inventarios tendería a cero, se presume que la producción y consumo global de carbón mineral tienden a igualarse.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas de consumo de combustible diésel importado por planta de abasto (2009-23), provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM)⁶⁶.
- Series históricas de exportaciones colombianas de carbón mineral ⁶⁷.
- Proyección de exportaciones de carbón mineral provistas por Wood Mackenzie.

ii. Proyección de demanda global y de exportaciones colombianas de carbón mineral

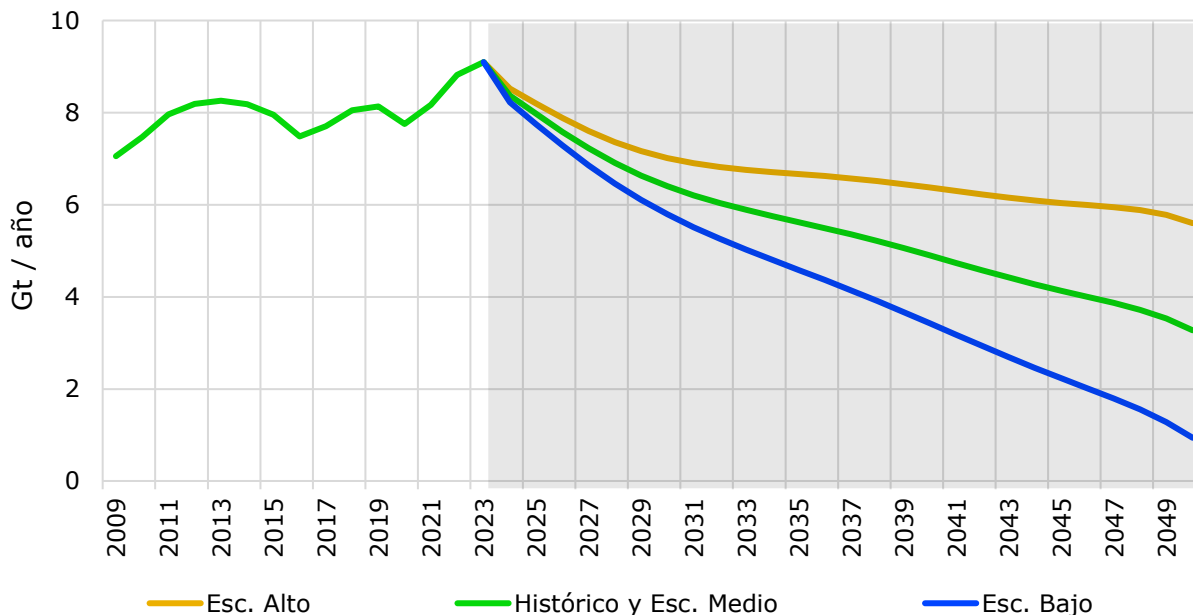
Los escenarios de consumo energético global de elaborados por McKinsey & Co. consideran una banda cada vez más amplia en razón a que persiste la incertidumbre sobre el proceso de transición energética futuro en particular en los cambios tecnológicos y la capacidad de los decisores de política de conciliar las necesidades económicas y demandas ambientales de la comunidad internacional. A pesar del carácter decreciente del consumo global de combustibles fósiles (entre estos el carbón mineral), estos escenarios implicarían un calentamiento entre 1.6 y 2.9°C al final del siglo.

En estos escenarios se prevé haberse logrado ya el máximo mundial e histórico de consumo de carbón, para iniciarse una reducción del consumo para los años 2023 y 2050 entre el 10% (escenario alto) y 62% (escenario bajo); el escenario medio es el promedio de los anteriores. Esto impulsado principalmente por su sustitución gradual en el sector eléctrico en todas las regiones del mundo (ver Gráfica A1- 11).

Siguiendo la misma tendencia internacional de consumo de carbón mineral, las exportaciones colombianas también decrecerían paulatinamente en el tiempo, según la expectativa de la consultora Wood Mackenzie (ver Gráfica A1- 12).

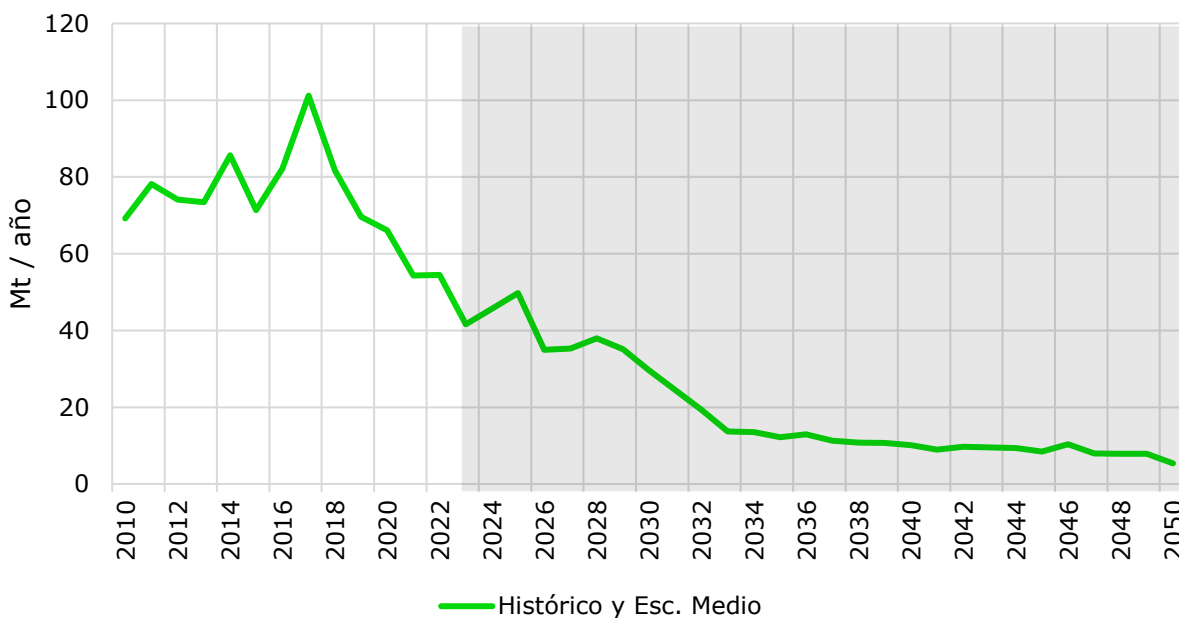
⁶⁶ Disponible en: <https://liquidos.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps>

⁶⁷ Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>



Gráfica A1- 11 : **Escenarios de prospectiva global de consumo de carbón mineral**

Fuente: UPME desde datos de McKinsey & Co ⁶⁸.



Gráfica A1- 12 : **Prospectiva de exportaciones de carbón mineral**

Fuente: UPME desde datos SIMCO y Wood Mackenzie

⁶⁸ Disponibles en:

<https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/industries/oil%20and%20gas/our%20insights/global%20energy%20perspective%202023/global-energy-perspective-2023.pdf?shouldIndex=false>

y

<https://www.iea.org/news/global-coal-demand-expected-to-decline-in-coming-years>

iii. **Proyección de importación de combustible Diésel.**

Tal como se definió al comienzo de este capítulo, se asume la importación de combustible Diésel $IDO_{Col,t}$ en función de las exportaciones de carbón mineral $ECM_{Col,t}$, de la siguiente manera:

$$IDO_{Col,t} = a \cdot ECM_{Col,t} + e_{t,j}$$

Ec. 34

Donde:

a : coeficiente de magnitud constante.

$e_{t,j}$: error asociado a la regresión.

Con los coeficientes obtenidos de la regresión sobre la **Ec. 34** se proyecta para el horizonte 2024-39 la importación de este combustible.

iv. **Proyección de los escenarios alto y bajo de demanda**

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda de gasolina extra nacional, de manera análoga a como se desarrolló para la gasolina corriente, en el numeral A1-1 v. La proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional y nodal con la misma participación geográfica del escenario medio.

Anexo 2: Tablas Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos⁶⁹

[kBD]	Esc. Alto	Esc. Histórico y Medio	Esc. Bajo	Esc. Inflexión	Esc. TE Lím. Sup.	Esc. TE Lím. Inf.
2009	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8	71,8
2010	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8
2011	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7
2012	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
2013	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4
2014	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2
2015	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4
2016	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
2017	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0
2018	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
2019	126,7	126,7	126,7	126,7	126,7	126,7
2020	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5
2021	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3
2022	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1
2023	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1
2024	152,0	140,3	128,6	140,3	140,3	140,3
2025	170,1	141,1	112,1	145,0	144,1	143,6
2026	179,1	144,8	110,5	149,3	147,5	146,0
2027	185,8	147,6	109,3	153,6	150,8	148,2
2028	192,0	150,6	109,2	157,5	153,7	149,5
2029	197,9	153,9	110,0	160,5	155,6	149,5
2030	203,0	157,0	111,0	163,3	157,1	148,8
2031	207,8	160,0	112,3	165,9	158,1	147,3
2032	212,4	163,2	114,0	167,4	157,5	144,1
2033	217,0	166,5	116,1	168,1	155,8	139,7
2034	221,4	169,9	118,4	167,6	152,7	134,0
2035	226,1	173,8	121,4	166,5	148,6	127,6
2036	230,8	177,7	124,6	164,0	143,3	120,4
2037	235,5	181,8	128,0	160,8	137,4	113,0
2038	240,2	185,9	131,6	156,8	130,8	105,4
2039	244,9	190,1	135,4	152,0	123,9	97,9
2040	249,6	194,4	139,2	146,6	116,7	90,5

Tabla A2- 1: Escenarios de proyección nacional de demanda de gasolina corriente

⁶⁹ En el caso de las unidades energéticas, téngase en cuenta que cada uno de estos combustibles tiene un poder calorífico particular que puede variar con factores como la fuente de producción y el nivel de mezcla con biocombustible en el caso de las gasolinas y el ACPM. Para la conversión a unidades energéticas se han asumido los siguientes poderes caloríficos: gasolina corriente E10: 5.09 GJ/B, gasolina extra E10: 5.32 GJ/B, combustibles diésel B10: 5.98 GJ/B, GLP: 49,2 MJ/kg y 85.8 kg/B, Jet Fuel: 5.54 GJ/B.

[kBD]	Esc. Alto	Esc. Histórico y Medio	Esc. Bajo	Esc. Inflexión	Esc. TE Lím. Sup.	Esc. TE Lím. Inf.
2009	103,14	103,14	103,14	103,14	103,14	103,14
2010	101,28	101,28	101,28	101,28	101,28	101,28
2011	111,31	111,31	111,31	111,31	111,31	111,31
2012	117,19	117,19	117,19	117,19	117,19	117,19
2013	116,65	116,65	116,65	116,65	116,65	116,65
2014	118,02	118,02	118,02	118,02	118,02	118,02
2015	123,78	123,78	123,78	123,78	123,78	123,78
2016	120,98	120,98	120,98	120,98	120,98	120,98
2017	116,54	116,54	116,54	116,54	116,54	116,54
2018	119,55	119,55	119,55	119,55	119,55	119,55
2019	124,21	124,21	124,21	124,21	124,21	124,21
2020	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
2021	132,37	132,37	132,37	132,37	132,37	132,37
2022	150,94	150,94	150,94	150,94	150,94	150,94
2023	149,84	149,84	149,84	149,84	149,84	149,84
2024	158,65	148,97	139,28	148,97	148,97	148,97
2025	167,49	144,18	120,87	150,68	150,85	150,63
2026	173,12	146,76	120,40	152,49	152,81	152,20
2027	177,58	149,30	121,02	154,74	155,25	154,06
2028	181,45	151,91	122,37	157,10	157,95	155,95
2029	184,97	154,59	124,20	159,29	160,61	157,46
2030	188,13	157,17	126,20	161,87	163,69	159,02
2031	191,05	159,70	128,34	165,10	167,36	160,68
2032	193,93	162,30	130,68	167,67	169,84	160,57
2033	196,81	165,00	133,18	170,05	171,41	159,22
2034	199,68	167,74	135,80	171,52	171,48	156,28
2035	202,85	170,82	138,79	172,83	170,71	152,58
2036	206,04	173,95	141,85	172,72	168,56	147,73
2037	209,27	177,13	144,99	171,87	165,57	142,48
2038	212,52	180,35	148,19	170,31	162,04	136,91
2039	215,80	183,62	151,43	167,75	157,87	130,93
2040	219,12	186,92	154,72	164,59	153,38	124,67

Tabla A2- 2: Escenarios de proyección nacional de demanda de ACPM

[kt/mes]	Esc. Alto	Esc. Histórico y Medio	Esc. Bajo	Esc. Inflexión y TE
2009	51,51	51,51	51,51	51,51
2010	51,59	51,59	51,59	51,59
2011	50,56	50,56	50,56	50,56
2012	46,87	46,87	46,87	46,87
2013	46,37	46,37	46,37	46,37
2014	47,58	47,58	47,58	47,58
2015	49,10	49,10	49,10	49,10
2016	50,70	50,70	50,70	50,70
2017	51,44	51,44	51,44	51,44
2018	51,55	51,55	51,55	51,55
2019	53,82	53,82	53,82	53,82
2020	57,05	57,05	57,05	57,05
2021	60,40	60,40	60,40	60,40
2022	60,97	60,97	60,97	60,97
2023	61,27	61,27	61,27	61,27
2024	64,20	62,20	60,20	62,20
2025	67,04	61,87	56,71	63,61
2026	68,58	62,14	55,71	64,77
2027	70,00	62,42	54,84	65,72
2028	71,32	62,67	54,02	66,64
2029	72,57	62,89	53,21	66,91
2030	73,78	63,10	52,42	67,09
2031	74,96	63,29	51,62	63,30
2032	76,11	63,45	50,80	59,52
2033	77,24	63,60	49,95	55,34
2034	78,34	63,70	49,06	51,36
2035	79,44	63,80	48,15	47,42
2036	80,52	63,87	47,21	45,03
2037	81,21	63,91	46,61	42,37
2038	81,71	63,93	46,15	39,80
2039	82,03	63,94	45,84	37,16
2040	82,16	63,92	45,68	34,51

Tabla A2- 3: Escenarios de proyección nacional de demanda de GLP

[kBD]	Esc. Alto	Esc. Histórico y Medio	Esc. Bajo	Esc. Inflexión y TE
2009	16,51	16,51	16,51	16,51
2010	18,86	18,86	18,86	18,86
2011	19,98	19,98	19,98	19,98
2012	21,76	21,76	21,76	21,76
2013	22,59	22,59	22,59	22,59
2014	27,04	27,04	27,04	27,04
2015	28,59	28,59	28,59	28,59
2016	28,38	28,38	28,38	28,38
2017	28,21	28,21	28,21	28,21
2018	31,98	31,98	31,98	31,98
2019	34,36	34,36	34,36	34,36
2020	15,37	15,37	15,37	15,37
2021	29,30	29,30	29,30	29,30
2022	38,48	38,48	38,48	38,48
2023	37,65	37,65	37,65	37,65
2024	45,75	39,60	33,46	39,60
2025	54,78	40,54	26,30	41,28
2026	57,37	41,96	26,54	42,55
2027	59,38	43,39	27,40	43,63
2028	61,20	44,92	28,65	44,64
2029	62,96	46,53	30,11	45,77
2030	64,60	48,10	31,60	46,91
2031	66,19	49,65	33,11	48,07
2032	67,86	51,29	34,73	49,25
2033	69,61	53,03	36,46	50,47
2034	71,43	54,85	38,27	51,70
2035	73,55	56,97	40,39	52,97
2036	75,75	59,17	42,59	54,26
2037	78,06	61,48	44,90	55,58
2038	80,45	63,87	47,28	56,93
2039	82,93	66,34	49,76	58,31
2040	85,49	68,91	52,33	59,71

Tabla A2- 4: Escenarios de proyección nacional de demanda de Jet Fuel

[kBD]	Esc. Alto	Esc. Histórico y Medio	Esc. Bajo
2009	3,50	3,50	3,50
2010	3,38	3,38	3,38
2011	3,42	3,42	3,42
2012	3,51	3,51	3,51
2013	3,66	3,66	3,66
2014	3,80	3,80	3,80
2015	3,94	3,94	3,94
2016	4,06	4,06	4,06
2017	3,90	3,90	3,90
2018	3,73	3,73	3,73
2019	3,76	3,76	3,76
2020	3,01	3,01	3,01
2021	4,35	4,35	4,35
2022	3,36	3,36	3,36
2023	2,82	2,82	2,82
2024	3,72	3,42	3,12
2025	4,36	3,61	2,86
2026	4,53	3,62	2,71
2027	4,67	3,64	2,60
2028	4,79	3,65	2,50
2029	4,89	3,65	2,40
2030	4,96	3,64	2,31
2031	5,02	3,62	2,21
2032	5,06	3,59	2,12
2033	5,10	3,57	2,03
2034	5,15	3,56	1,97
2035	5,19	3,55	1,90
2036	5,27	3,58	1,88
2037	5,27	3,53	1,79
2038	5,32	3,54	1,76
2039	5,40	3,58	1,76
2040	5,45	3,60	1,74

Tabla A2- 5: Escenarios de proyección nacional de demanda de gasolina extra

[kBD]	Esc. Alto	Esc. Histórico y Medio	Esc. Bajo
2009	8,47	8,47	8,47
2010	12,67	12,67	12,67
2011	14,75	14,75	14,75
2012	16,00	16,00	16,00
2013	14,89	14,89	14,89
2014	16,00	16,00	16,00
2015	15,43	15,43	15,43
2016	14,72	14,72	14,72
2017	16,17	16,17	16,17
2018	16,79	16,79	16,79
2019	15,65	15,65	15,65
2020	8,73	8,73	8,73
2021	10,79	10,79	10,79
2022	11,35	11,35	11,35
2023	11,62	11,62	11,62
2024	9,70	7,56	5,43
2025	11,38	6,78	2,18
2026	10,44	5,73	1,03
2027	10,49	5,76	1,04
2028	10,69	5,96	1,23
2029	10,46	5,73	1,00
2030	10,00	5,27	0,54
2031	9,53	4,79	0,16
2032	9,00	4,27	0,01
2033	8,35	3,61	0,00
2034	8,32	3,59	-
2035	8,16	3,42	-
2036	8,24	3,51	-
2037	8,02	3,29	-
2038	7,95	3,22	-
2039	7,93	3,20	-
2040	7,85	3,12	-

Tabla A2- 6: Escenarios de proyección nacional de demanda de ACPM asociado a la producción de carbón mineral.

[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	25,6	10,0	3,9	1,8	2,7	9,6	0,4	13,2	4,6	71,8
2010	26,8	10,3	4,1	2,0	3,0	10,3	0,4	13,2	4,7	74,8
2011	27,6	10,8	4,2	2,0	3,5	10,6	0,4	13,7	5,0	77,7
2012	28,2	11,8	4,3	2,1	3,8	10,9	0,4	13,8	5,1	80,4
2013	29,3	12,7	4,4	2,2	4,0	11,4	0,4	14,6	5,4	84,4
2014	30,3	14,1	4,8	2,3	4,4	12,3	0,5	15,8	5,8	90,2
2015	32,4	17,3	5,4	2,5	6,1	13,6	0,6	18,1	6,4	102,4
2016	34,5	20,4	5,9	2,6	7,2	14,6	0,6	20,2	7,0	113,0
2017	35,3	20,8	6,1	2,6	6,3	15,2	0,7	20,9	7,2	115,0
2018	36,2	22,1	6,4	2,8	6,5	15,7	0,7	21,9	7,3	119,6
2019	36,9	24,3	6,6	2,7	8,4	16,4	0,8	23,0	7,6	126,7
2020	28,5	21,7	5,6	2,6	9,0	13,5	0,9	20,1	6,5	108,5
2021	37,5	29,4	7,5	3,1	11,8	17,7	1,3	25,3	8,7	142,3
2022	41,7	32,1	8,3	3,4	12,8	19,9	1,5	28,5	9,9	158,1
2023	39,7	29,5	8,2	3,4	12,3	20,0	1,3	27,1	9,7	151,1
2024	37,3	27,7	7,9	3,2	10,1	19,5	1,1	24,6	9,0	140,3
2025	37,5	27,9	7,8	3,1	10,3	19,6	1,1	24,7	9,0	141,1
2026	38,4	28,9	8,0	3,2	10,6	20,0	1,2	25,3	9,2	144,8
2027	39,1	29,7	8,2	3,2	10,8	20,3	1,2	25,8	9,3	147,6
2028	39,8	30,4	8,3	3,2	11,1	20,6	1,3	26,3	9,5	150,6
2029	40,6	31,2	8,5	3,2	11,4	20,9	1,4	26,9	9,7	153,9
2030	41,4	31,9	8,7	3,3	11,7	21,3	1,4	27,5	9,9	157,0
2031	42,2	32,6	8,8	3,3	12,0	21,6	1,5	28,0	10,1	160,0
2032	43,0	33,2	9,0	3,3	12,4	21,9	1,6	28,6	10,3	163,2
2033	43,9	33,8	9,2	3,3	12,7	22,3	1,6	29,2	10,5	166,5
2034	44,8	34,4	9,4	3,4	13,0	22,6	1,7	29,9	10,7	169,9
2035	45,8	35,1	9,6	3,4	13,4	23,1	1,8	30,6	11,0	173,8
2036	46,9	35,7	9,8	3,4	13,9	23,5	1,9	31,4	11,2	177,7
2037	48,0	36,2	10,1	3,5	14,3	24,0	2,0	32,2	11,5	181,8
2038	49,2	36,7	10,3	3,5	14,7	24,5	2,1	33,0	11,8	185,9
2039	50,4	37,2	10,6	3,6	15,2	25,0	2,2	33,9	12,1	190,1
2040	51,7	37,6	10,8	3,6	15,7	25,6	2,3	34,8	12,4	194,4

Tabla A2- 7: Escenario medio de proyección regional de demanda de gasolina corriente

[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	30,5	31,4	2,9	3,5	3,8	9,7	0,3	15,2	5,9	103,1
2010	36,3	20,8	3,3	4,0	4,1	10,3	0,4	16,1	5,9	101,3
2011	40,5	23,5	3,6	4,6	5,0	11,1	0,4	16,1	6,4	111,3
2012	43,7	24,5	3,7	4,9	5,4	11,5	0,5	16,5	6,4	117,2
2013	44,0	22,9	3,7	5,1	5,5	11,7	0,5	16,5	6,7	116,7
2014	43,2	23,6	3,9	4,9	6,0	12,0	0,5	17,1	7,0	118,0
2015	41,2	26,3	4,1	6,0	6,9	12,7	0,5	19,3	6,7	123,8
2016	38,1	26,8	4,3	6,1	7,5	12,6	0,6	18,3	6,7	121,0
2017	38,3	25,1	4,2	4,3	7,1	12,7	0,6	17,5	6,6	116,5
2018	38,0	26,8	4,2	4,7	7,7	12,6	0,6	18,1	6,8	119,6
2019	39,1	27,9	4,4	5,3	8,3	13,1	0,7	18,5	6,9	124,2
2020	32,2	24,9	3,7	4,7	7,5	11,3	0,6	17,0	6,0	108,0
2021	39,0	31,9	4,4	5,6	10,3	14,5	0,8	18,9	7,1	132,4
2022	46,2	36,6	4,8	6,1	12,5	14,9	0,8	21,3	7,8	150,9
2023	42,5	37,7	4,7	7,8	11,4	15,1	0,6	22,3	7,8	149,8
2024	42,2	37,7	4,9	9,0	10,0	14,8	0,7	22,0	7,6	149,0
2025	40,7	37,0	4,7	7,2	10,7	14,6	0,7	21,4	7,3	144,2
2026	40,8	37,8	4,8	7,4	11,1	15,0	0,7	21,7	7,4	146,8
2027	41,0	38,7	5,0	7,6	11,5	15,3	0,7	22,1	7,5	149,3
2028	41,1	39,6	5,1	7,8	11,9	15,6	0,7	22,5	7,6	151,9
2029	41,3	40,5	5,2	7,9	12,3	16,0	0,8	22,9	7,7	154,6
2030	41,5	41,4	5,3	8,1	12,7	16,3	0,8	23,3	7,7	157,2
2031	41,6	42,3	5,4	8,3	13,1	16,6	0,8	23,7	7,8	159,7
2032	41,8	43,2	5,6	8,5	13,4	17,0	0,9	24,1	7,9	162,3
2033	41,9	44,1	5,7	8,7	13,8	17,3	0,9	24,6	8,0	165,0
2034	42,1	45,1	5,8	8,9	14,1	17,7	0,9	25,0	8,1	167,7
2035	42,4	46,2	6,0	9,2	14,4	18,1	1,0	25,5	8,2	170,8
2036	42,6	47,3	6,1	9,4	14,7	18,5	1,0	26,0	8,3	173,9
2037	42,9	48,4	6,3	9,6	15,0	18,9	1,1	26,5	8,4	177,1
2038	43,2	49,6	6,4	9,9	15,3	19,4	1,1	27,0	8,5	180,4
2039	43,5	50,8	6,6	10,1	15,6	19,8	1,1	27,5	8,6	183,6
2040	43,7	52,0	6,7	10,4	15,8	20,3	1,2	28,0	8,7	186,9

Tabla A2- 8: Escenario medio de proyección regional de demanda de ACPM

[kt/mes]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	10,3	5,3	3,0	8,3	4,5	6,9	0,1	10,1	3,0	51,5
2010	12,1	5,2	3,5	4,9	5,0	7,8	0,1	10,1	2,8	51,6
2011	12,8	5,3	3,7	2,1	5,2	8,2	0,1	10,0	3,0	50,6
2012	12,2	5,3	3,1	1,6	5,3	7,3	0,1	9,2	2,8	46,9
2013	12,0	4,9	3,0	1,7	5,7	7,2	0,1	8,9	2,9	46,4
2014	12,1	5,1	2,7	1,5	6,1	7,3	0,1	9,6	3,0	47,6
2015	12,1	5,2	2,6	1,6	6,0	7,8	0,2	10,4	3,3	49,1
2016	12,7	5,4	2,5	1,9	5,8	7,9	0,3	10,3	3,8	50,7
2017	12,6	5,4	2,9	1,8	6,0	7,5	0,3	10,9	4,0	51,4
2018	12,3	5,4	2,9	1,7	5,9	7,7	0,5	11,0	4,1	51,5
2019	13,1	5,8	3,0	1,9	6,6	7,7	0,5	11,5	3,9	53,8
2020	13,0	7,0	3,0	2,2	6,7	7,6	0,5	12,6	4,5	57,1
2021	13,9	7,6	3,4	2,3	6,3	8,0	0,6	13,4	5,0	60,4
2022	14,0	7,8	3,2	2,1	6,2	8,0	0,6	13,8	5,1	61,0
2023	14,4	7,9	3,1	2,0	6,2	8,2	0,6	13,6	5,2	61,3
2024	14,2	8,3	3,0	2,2	6,3	8,6	0,6	13,7	5,2	62,2
2025	13,8	8,2	2,9	2,1	6,2	8,5	0,7	14,0	5,4	61,9
2026	13,8	8,2	2,9	2,1	6,2	8,5	0,8	14,2	5,6	62,2
2027	13,7	8,2	2,9	2,1	6,3	8,5	0,8	14,4	5,7	62,5
2028	13,7	8,2	2,9	2,1	6,3	8,4	0,9	14,5	5,8	62,8
2029	13,6	8,2	2,9	2,1	6,3	8,4	0,9	14,7	5,9	63,1
2030	13,6	8,2	2,9	2,1	6,3	8,4	1,0	14,8	6,0	63,4
2031	13,5	8,3	2,9	2,1	6,3	8,4	1,0	15,0	6,1	63,6
2032	13,5	8,3	2,9	2,1	6,4	8,4	1,0	15,1	6,2	63,8
2033	13,4	8,3	2,9	2,1	6,4	8,3	1,1	15,2	6,3	64,0
2034	13,4	8,3	2,9	2,1	6,4	8,3	1,1	15,4	6,4	64,1
2035	13,3	8,3	2,9	2,0	6,4	8,3	1,2	15,5	6,5	64,3
2036	13,2	8,3	2,9	2,0	6,4	8,2	1,2	15,6	6,6	64,4
2037	13,1	8,2	2,9	2,0	6,4	8,2	1,2	15,7	6,7	64,5
2038	13,0	8,2	2,8	2,0	6,4	8,1	1,3	15,8	6,8	64,6
2039	12,9	8,2	2,8	2,0	6,4	8,1	1,3	15,9	6,9	64,6

Tabla A2- 9: Escenario medio de proyección regional de demanda de GLP

[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	12,0	2,2	0,1	0,2	0,2	0,6	0,1	1,0	0,2	16,5
2010	13,4	2,5	0,1	0,2	0,2	0,6	0,1	1,3	0,3	18,9
2011	14,7	2,3	0,2	0,2	0,2	0,7	0,1	1,3	0,3	20,0
2012	15,8	2,6	0,2	0,6	0,3	0,5	0,2	1,5	0,2	21,8
2013	17,0	2,8	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	1,5	0,2	22,6
2014	21,1	3,0	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	1,4	0,2	27,0
2015	21,2	4,0	0,4	0,2	0,5	0,3	0,1	1,7	0,1	28,6
2016	20,7	4,3	0,3	0,0	0,5	0,3	0,1	2,0	0,2	28,4
2017	20,8	4,4	0,3	0,0	0,4	0,3	0,1	1,7	0,1	28,2
2018	23,0	4,6	0,3	0,4	0,4	1,5	0,1	1,7	0,1	32,0
2019	23,3	4,9	0,3	0,0	0,5	3,4	0,1	1,8	0,1	34,4
2020	10,3	2,0	0,1	0,2	0,2	1,5	0,2	0,8	0,1	15,4
2021	18,3	4,2	0,3	0,2	0,4	3,6	0,2	2,0	0,2	29,3
2022	24,3	5,1	0,4	0,0	0,4	5,6	0,2	2,5	0,1	38,5
2023	26,2	5,2	0,2	0,1	0,4	4,0	0,2	1,2	0,1	37,6
2024	27,2	6,5	0,2	0,1	0,4	3,4	0,2	1,5	0,1	39,6
2025	27,5	6,7	0,2	0,1	0,4	3,7	0,3	1,5	0,1	40,5
2026	28,2	6,9	0,2	0,1	0,4	4,1	0,3	1,6	0,1	42,0
2027	28,9	7,2	0,2	0,1	0,4	4,4	0,3	1,7	0,1	43,4
2028	29,6	7,5	0,2	0,1	0,5	4,8	0,3	1,7	0,1	44,9
2029	30,4	7,9	0,3	0,1	0,5	5,2	0,3	1,8	0,1	46,5
2030	31,1	8,2	0,3	0,2	0,5	5,6	0,3	1,8	0,1	48,1
2031	31,9	8,5	0,3	0,2	0,5	6,0	0,3	1,9	0,1	49,7
2032	32,6	8,8	0,3	0,2	0,5	6,5	0,3	2,0	0,1	51,3
2033	33,4	9,2	0,3	0,2	0,5	7,0	0,3	2,0	0,1	53,0
2034	34,2	9,5	0,3	0,2	0,6	7,5	0,4	2,1	0,1	54,8
2035	35,2	10,0	0,3	0,2	0,6	8,0	0,4	2,2	0,1	57,0
2036	36,3	10,4	0,3	0,2	0,6	8,6	0,4	2,3	0,1	59,2
2037	37,3	10,9	0,3	0,2	0,6	9,2	0,4	2,3	0,2	61,5
2038	38,4	11,4	0,4	0,2	0,6	9,9	0,4	2,4	0,2	63,9
2039	39,5	11,9	0,4	0,2	0,7	10,6	0,4	2,5	0,2	66,3
2040	40,7	12,4	0,4	0,2	0,7	11,3	0,4	2,6	0,2	68,9

Tabla A2- 10: Escenario medio de proyección regional de demanda Jet Fuel

[kBD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	Nor-Oriente	Nor-Occidente	Orinoq-Amaz	Sur-Occidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	0,7	0,8	0,1	0,0	0,2	1,2	0,0	0,3	0,2	3,5
2010	0,7	0,8	0,1	0,0	0,2	1,1	0,0	0,3	0,2	3,4
2011	0,8	0,8	0,1	0,0	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,4
2012	0,9	0,7	0,1	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,5
2013	0,9	0,7	0,1	0,1	0,3	1,1	-	0,3	0,2	3,7
2014	1,0	0,7	0,1	0,1	0,3	1,1	-	0,3	0,2	3,8
2015	1,1	0,6	0,2	0,1	0,3	1,1	-	0,3	0,2	3,9
2016	1,2	0,6	0,2	0,1	0,2	1,2	-	0,4	0,2	4,1
2017	1,2	0,6	0,2	0,0	0,2	1,1	-	0,4	0,2	3,9
2018	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,1	-	0,4	0,2	3,7
2019	1,2	0,5	0,2	0,1	0,2	1,1	-	0,4	0,2	3,8
2020	0,9	0,3	0,2	0,1	0,2	0,9	-	0,3	0,2	3,0
2021	1,4	0,5	0,2	0,2	0,3	1,2	-	0,4	0,2	4,4
2022	1,2	0,4	0,2	0,1	0,2	0,8	-	0,3	0,2	3,4
2023	1,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,6	-	0,3	0,1	2,8
2024	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	0,9	-	0,3	0,2	3,4
2025	1,0	0,6	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2026	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2027	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2028	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2029	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2030	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2031	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2032	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2033	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2034	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2035	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,5
2036	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2037	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,5
2038	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,5
2039	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6
2040	1,1	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0	-	0,3	0,2	3,6

Tabla A2- 11: Escenario medio de proyección regional de demanda de gasolina extra

[kBD]	GMC	GME	DO	DO →CM	Jet Fuel	GLP	Total
2009	71,8	3,5	103,1	8,5	16,5	19,8	223,3
2010	74,8	3,4	101,3	12,7	18,9	20,0	231,0
2011	77,7	3,4	111,3	14,7	20,0	19,5	246,7
2012	80,4	3,5	117,2	16,0	21,8	18,0	256,9
2013	84,4	3,7	116,7	14,9	22,6	17,9	260,1
2014	90,2	3,8	118,0	16,0	27,0	18,3	273,4
2015	102,4	3,9	123,8	15,4	28,6	18,9	293,0
2016	113,0	4,1	121,0	14,7	28,4	19,5	300,6
2017	115,0	3,9	116,5	16,2	28,2	19,8	299,6
2018	119,6	3,7	119,6	16,8	32,0	19,9	311,5
2019	126,7	3,8	124,2	15,6	34,4	20,7	325,4
2020	108,5	3,0	108,0	8,7	15,4	21,9	265,6
2021	142,3	4,4	132,4	10,8	29,3	23,3	342,4
2022	158,1	3,4	150,9	11,3	38,5	23,5	385,8
2023	151,1	2,8	149,8	11,6	37,6	23,6	376,6
2024	140,3	3,4	149,0	7,6	39,6	23,9	363,8
2025	141,1	3,6	144,2	6,8	40,5	23,8	360,1
2026	144,8	3,6	146,8	5,7	42,0	24,0	366,8
2027	147,6	3,6	149,3	5,8	43,4	24,1	373,7
2028	150,6	3,6	151,9	6,0	44,9	24,1	381,1
2029	153,9	3,6	154,6	5,7	46,5	24,2	388,7
2030	157,0	3,6	157,2	5,3	48,1	24,3	395,5
2031	160,0	3,6	159,7	4,8	49,7	24,4	402,2
2032	163,2	3,6	162,3	4,3	51,3	24,4	409,1
2033	166,5	3,6	165,0	3,6	53,0	24,5	416,2
2034	169,9	3,6	167,7	3,6	54,8	24,6	424,2
2035	173,8	3,5	170,8	3,4	57,0	24,6	433,1
2036	177,7	3,6	173,9	3,5	59,2	24,5	442,5
2037	181,8	3,5	177,1	3,3	61,5	24,6	451,8
2038	185,9	3,5	180,4	3,2	63,9	24,6	461,5
2039	190,1	3,6	183,6	3,2	66,3	24,6	471,5
2040	194,4	3,6	186,9	3,1	68,9	24,6	481,5

[kBD]	GMC	GME	DO NaI	DO Imp	Jet Fuel	GLP	Total
2009	71,8	3,5	103,1	8,5	16,5	19,8	223,3
2010	74,8	3,4	101,3	12,7	18,9	20,0	231,0
2011	77,7	3,4	111,3	14,7	20,0	19,5	246,7
2012	80,4	3,5	117,2	16,0	21,8	18,0	256,9
2013	84,4	3,7	116,7	14,9	22,6	17,9	260,1
2014	90,2	3,8	118,0	16,0	27,0	18,3	273,4
2015	102,4	3,9	123,8	15,4	28,6	18,9	293,0
2016	113,0	4,1	121,0	14,7	28,4	19,5	300,6
2017	115,0	3,9	116,5	16,2	28,2	19,8	299,6
2018	119,6	3,7	119,6	16,8	32,0	19,9	311,5
2019	126,7	3,8	124,2	15,6	34,4	20,7	325,4
2020	108,5	3,0	108,0	8,7	15,4	21,9	265,6
2021	142,3	4,4	132,4	10,8	29,3	23,3	342,4
2022	158,1	3,4	150,9	11,3	38,5	23,5	385,8
2023	151,1	2,8	149,8	11,6	37,6	23,6	376,6
2024	140,3	3,4	149,0	7,6	39,6	23,9	363,8
2025	141,1	3,6	144,2	6,8	40,5	23,8	360,1
2026	144,8	3,6	146,8	5,7	42,0	24,0	366,8
2027	147,6	3,6	149,3	5,8	43,4	24,1	373,7
2028	150,6	3,6	151,9	6,0	44,9	24,1	381,1
2029	153,9	3,6	154,6	5,7	46,5	24,2	388,7
2030	157,0	3,6	157,2	5,3	48,1	24,3	395,5
2031	160,0	3,6	159,7	4,8	49,7	24,4	402,2
2032	163,2	3,6	162,3	4,3	51,3	24,4	409,1
2033	166,5	3,6	165,0	3,6	53,0	24,5	416,2
2034	169,9	3,6	167,7	3,6	54,8	24,6	424,2
2035	173,8	3,5	170,8	3,4	57,0	24,6	433,1
2036	177,7	3,6	173,9	3,5	59,2	24,5	442,5
2037	181,8	3,5	177,1	3,3	61,5	24,6	451,8
2038	185,9	3,5	180,4	3,2	63,9	24,6	461,5
2039	190,1	3,6	183,6	3,2	66,3	24,6	471,5
2040	194,4	3,6	186,9	3,1	68,9	24,6	481,5

Tabla A2- 12: Escenario medio de proyección agregada de demanda combustibles líquidos (unidades volumétricas)

[PJ/año]	GMC	GME	DO NaI	DO Imp	Jet Fuel	GLP	Total
2009	133,7	6,8	225,2	18,5	33,4	30,5	448,1
2010	139,2	6,6	221,1	27,7	38,2	30,7	463,4
2011	144,6	6,6	243,0	32,2	40,4	30,0	496,9
2012	150,0	6,8	256,5	35,0	44,1	27,7	520,2
2013	157,0	7,1	254,6	32,5	45,7	27,4	524,4
2014	167,9	7,4	257,7	34,9	54,7	28,2	550,7
2015	190,5	7,6	270,2	33,7	57,8	29,1	588,9
2016	210,8	7,9	264,7	32,2	57,5	30,0	603,2
2017	213,9	7,6	254,3	35,3	57,0	30,4	598,5
2018	222,6	7,2	260,9	36,6	64,7	30,5	622,6
2019	235,7	7,3	271,2	34,1	69,5	31,9	649,7
2020	202,4	5,9	236,4	19,1	31,1	33,8	528,6
2021	264,8	8,5	288,9	23,6	59,3	35,8	680,8
2022	294,1	6,5	329,5	24,8	77,8	36,1	768,7
2023	281,0	5,5	326,9	25,3	76,1	36,3	751,1
2024	261,7	6,7	326,0	16,6	80,3	36,8	728,0
2025	262,5	7,0	314,7	14,8	82,0	36,6	717,6
2026	269,4	7,0	320,3	12,5	84,9	36,8	730,9
2027	274,5	7,1	325,9	12,6	87,8	36,9	744,7
2028	280,9	7,1	332,5	13,0	91,1	37,1	761,8
2029	286,4	7,1	337,4	12,5	94,1	37,2	774,7
2030	292,1	7,1	343,0	11,5	97,3	37,4	788,3
2031	297,7	7,0	348,6	10,5	100,4	37,5	801,6
2032	304,5	7,0	355,3	9,3	104,0	37,6	817,6
2033	309,8	6,9	360,1	7,9	107,3	37,6	829,6
2034	316,1	6,9	366,1	7,8	110,9	37,7	845,6
2035	323,3	6,9	372,8	7,5	115,2	37,8	863,5
2036	331,5	7,0	380,7	7,7	120,0	37,8	884,7
2037	338,2	6,9	386,6	7,2	124,3	37,8	901,0
2038	345,9	6,9	393,6	7,0	129,2	37,8	920,4
2039	353,7	7,0	400,8	7,0	134,2	37,8	940,5
2040	362,7	7,0	409,1	6,8	139,7	37,8	963,2

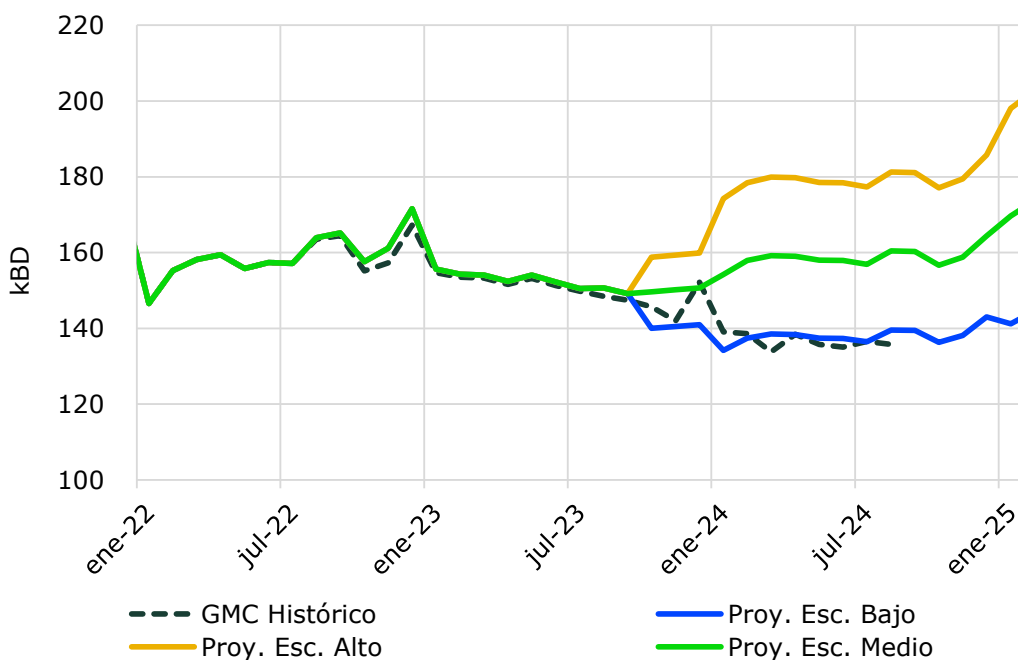
Tabla A2- 13: Escenario medio de proyección agregada de demanda combustibles líquidos (unidades energéticas)

Anexo 3: Comparación de las proyecciones anteriores de la UPME vs. datos reales e históricos.

A continuación, se comparan los escenarios de proyección de demanda de combustibles líquidos publicados en julio del año 2022⁷⁰ con las cantidades de este combustible que efectivamente fueron demandadas por los diversos agentes y sectores desde tal publicación.

A3-1 Gasolina Corriente.

La Gráfica A3- 1 compara los escenarios de proyección antes citados con el consumo real, evidenciándose que para el año 2023 y 2024 el consumo real fue cercano al escenario bajo de proyección. Para el periodo agosto de 2023 a agosto de 2024 se tiene una desviación media de cerca de 9% entre el consumo real y el escenario medio de proyección.



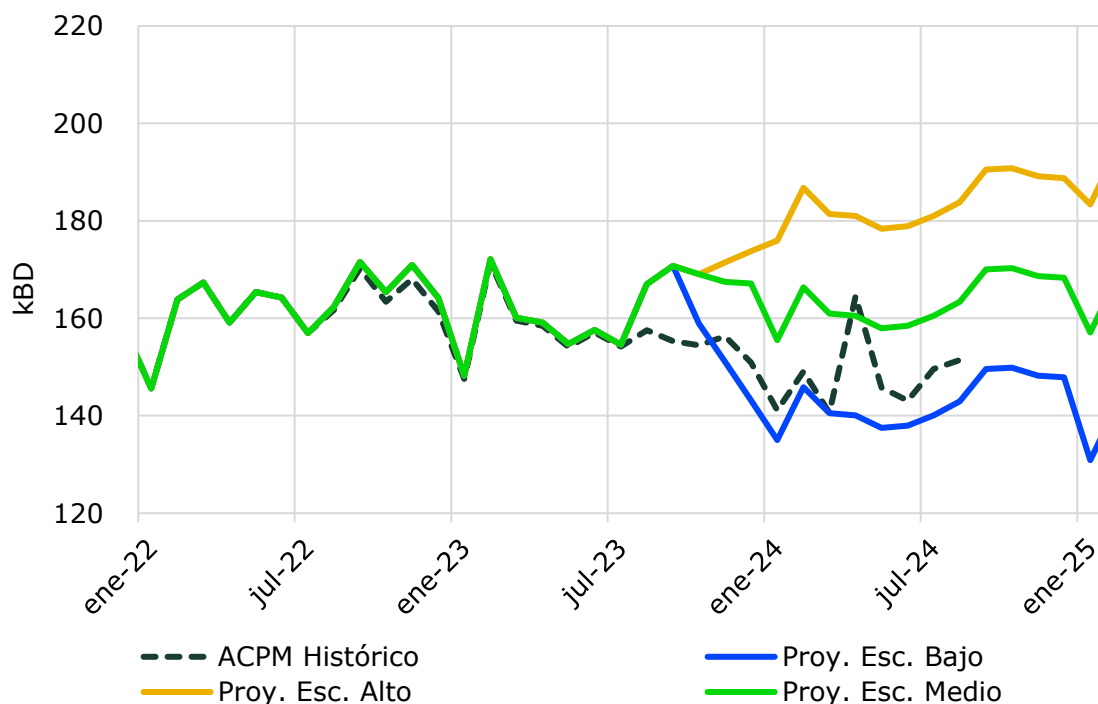
Gráfica A3- 1: Comparación entre los escenarios de proyección de gasolina corriente 2023 y el consumo real.

Fuente: UPME y SICOM.

⁷⁰ <https://www1-upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

A3-2 Combustible Diésel

La Gráfica A3- 2 compara los escenarios de proyección antes citados con el consumo real, evidenciándose que estos escenarios fueron sistemáticamente inferiores al combustible Diésel efectivamente consumido. Para el periodo noviembre de 2023 a noviembre de 2024 se tiene una desviación media de cerca de 8% entre el consumo real y el escenario medio de proyección.

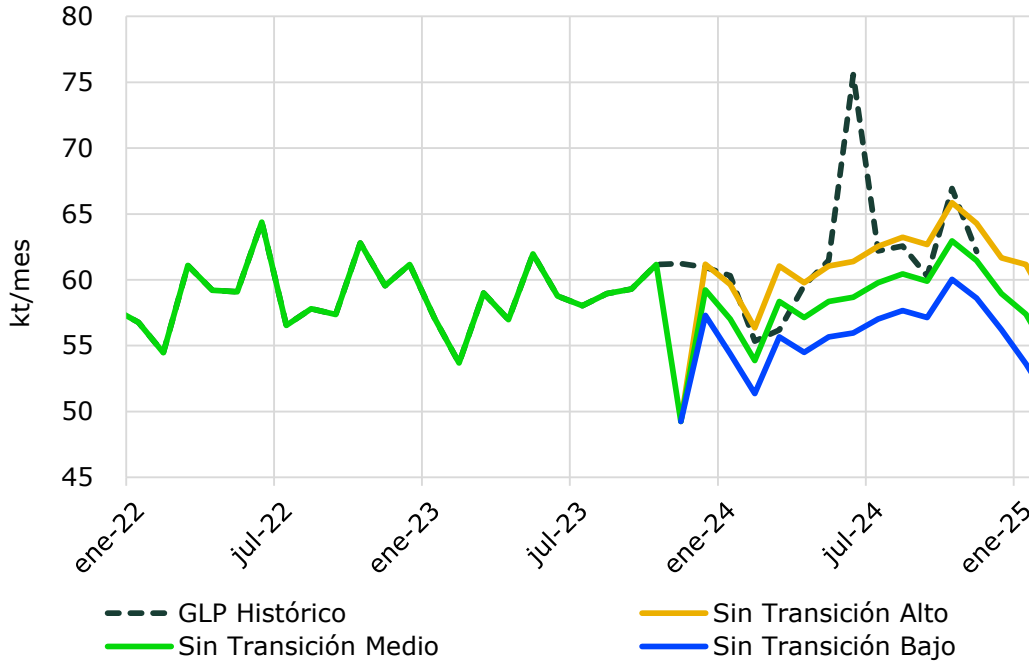


Gráfica A3- 2: Comparación entre los escenarios de proyección de ACPM 2023 y el consumo real

.Fuente: UPME y SICOM.

A3-3 Gas Licuado de Petróleo – GLP

La Gráfica A3- 3 compara los escenarios de proyección antes citados con el consumo real, evidenciándose el GLP efectivamente consumido estuvo dentro estos escenarios. Para el periodo noviembre de 2023 a noviembre de 2024 se tiene una desviación media de cerca de 7% entre el consumo real y el escenario medio de proyección.

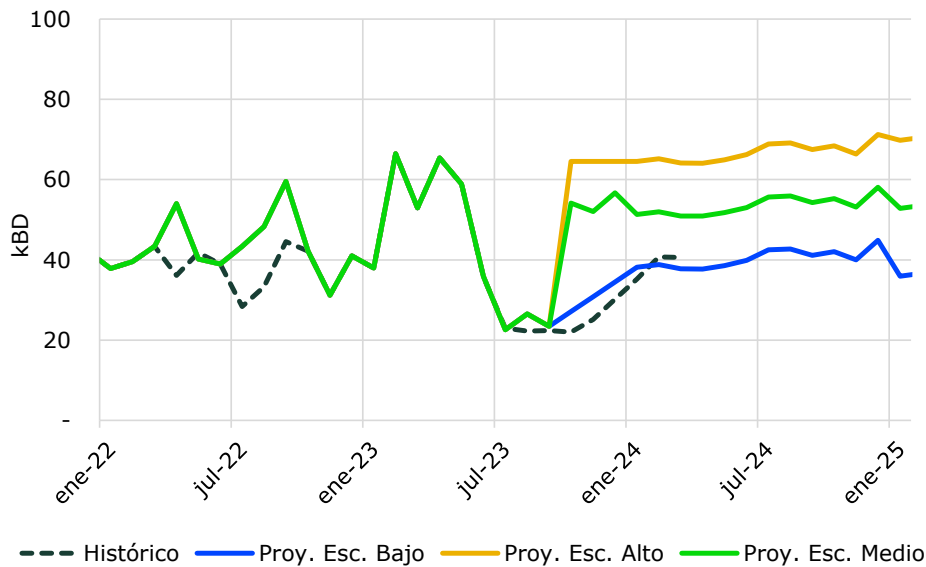


Gráfica A3- 3: Comparación entre los escenarios de proyección de GLP 2023 y el consumo real.

Fuente: UPME y SUI-SSPD.

A3-4 Jet Fuel

La Gráfica A3- 4 compara los escenarios de proyección antes citados con el consumo real, evidenciándose que tales escenarios fueron en general superiores al Jet Fuel efectivamente consumido. Para el periodo octubre de 2023 a marzo de 2024 se tiene una desviación media de cerca de 57% entre el consumo real y el escenario medio de proyección.

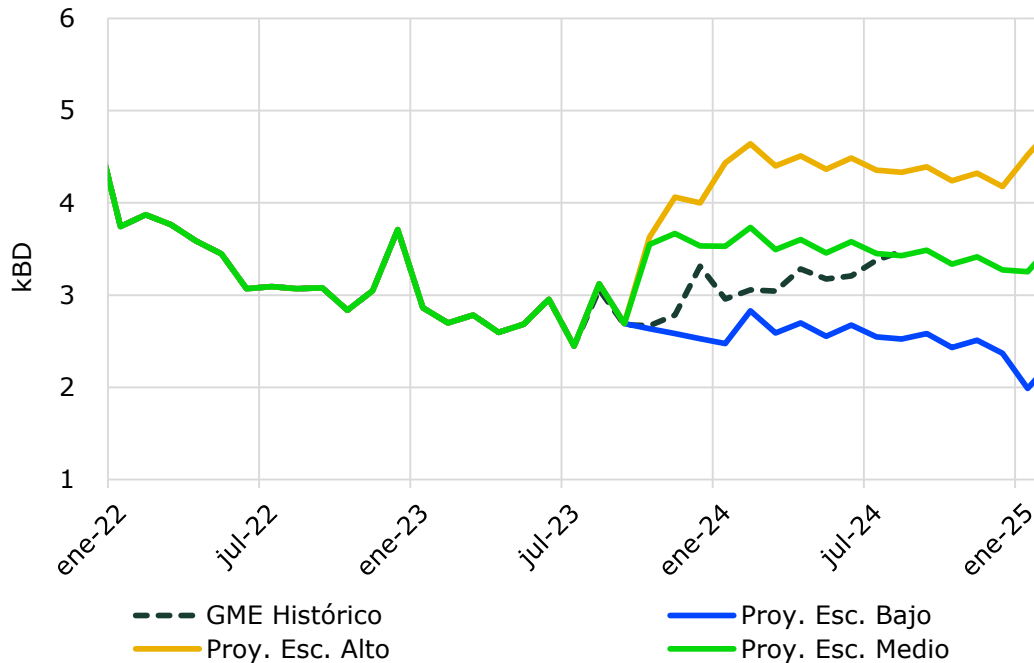


Gráfica A3- 4: Comparación entre los escenarios de proyección de Jet Fuel 2023 y el consumo real

Fuente: UPME y SICOM.

A3-5 Gasolina Extra

La Gráfica A3- 5 compara los escenarios de proyección antes citados con el consumo real, evidenciándose que tales escenarios fueron en general inferiores a la gasolina extra efectivamente consumida. Para el periodo agosto de 2023 a agosto de 2024 se tiene una desviación media de cerca de 14% entre el consumo real y el escenario medio de proyección.



Gráfica A3- 5: Comparación entre los escenarios de proyección de gasolina extra y el consumo real

Fuente: UPME y SICOM.

