



Unidad de Planeación
Minero Energética



ABR
20
25

Plan indicativo de
Abastecimiento capítulo

Gas Licuado del Petróleo





Unidad de Planeación
Minero Energética



© UPME

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

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

Ministro de Minas y Energía

Edwin Palma Egea

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector de Hidrocarburos

Mauricio Andrés Palma Orozco

Colaboradores UPME

Eider Camilo Quintana

Ivonn Mariño Higuera

Grigory Ibrahim Massy

Carlos Salomón Sáenz

Lina Marcela Gómez

César Augusto Pineda

Nashla González Cleves

Raúl Báez Delgado

Kelly Andrea Toro

Adriana Barrera Castro

Sandra Milena Álzate

Lina Castellanos Uribe



Tabla de Contenido

1. MARCO NORMATIVO	8
2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL GLP	5
2.1. Consumo energético actual	5
2.2. Entorno Internacional del GLP	8
2.1.1. Oferta internacional de GLP	9
2.1.2. Demanda internacional de GLP	13
2.1.3. Mercado internacional de GLP	16
2.3. Perspectivas del mercado mundial de GLP	18
3. ENTORNO NACIONAL DEL GLP	23
3.1. Oferta nacional de GLP	24
3.1.1. Producción nacional de GLP	24
3.1.2. Importaciones de GLP	29
3.1.3. Calidad del GLP nacional	30
3.1.4. Calidad del GLP importado	31
3.2. Consumo nacional de GLP como servicio público domiciliario	33
3.2.1. Consumo histórico de GLP	34
3.2.2. Consumo histórico de GLP por región	38
3.2.3. Consumo histórico de GLP por zonas	40
3.2.4. Consumo de GLP per cápita	42
3.2.5. Sustitución de Leña y otros CIAC por GLP	43
3.3. Consumo de GLP en otros usos	48

3.3.1.	GLP en transporte	49
3.3.2.	GLP en generación eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI).....	51
3.3.3.	GLP en generación térmica	53
4.	ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA.....	55
4.1.	Declaración de producción de GLP	55
4.2.	Escenarios de oferta de GLP	59
4.2.1.	Escenario de Oferta 1: Tendencial.....	60
4.2.2.	Escenario de Oferta 2: Cobertura	62
4.2.3.	Escenario de Oferta 3: Optimista.....	64
4.2.4.	Escenarios de oferta consolidados	66
4.3.	Escenarios de demanda de GLP.....	69
4.3.1.	Escenario de Demanda 1: Tendencial.....	71
4.3.2.	Escenario de demanda 2: Cobertura	73
4.3.3.	Escenario de demanda 3: Crecimiento.....	76
4.3.4.	Escenarios de demanda consolidados	78
5.	BALANCE DE GLP.....	83
6.	TRANSPORTE DE GLP EN COLOMBIA	88
6.1.	Transporte terrestre.....	88
6.2.	Transporte por ductos	90
6.3.	Transporte Fluvial.....	92
6.4.	Transporte Marítimo	93
7.	PRECIOS DE GLP	95
7.1.	Precios internacionales del GLP	96

7.1.1.	Análisis de información para la proyección de los precios internacionales de GLP - Referencia Mont Belvieu.....	99
7.1.2.	Resultados de proyección precios internacionales de GLP	101
7.2.	Precios nacionales del GLP.....	103
7.2.1.	Resultados de proyección precios nacionales de GLP	107
8.	SIMULACIÓN DE INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GLP..	108
8.1.	Insumos para la creación del modelo	108
8.2.	Objetivos del modelo de simulación.....	111
8.3.	Estructura general del modelo	112
8.4.	Componentes principales del modelo de simulación	113
8.5.	Descripción de la metodología de simulación	116
8.6.	Análisis de Abastecimiento	119
8.6.1.	Supuestos modificables del despacho de GLP.....	119
8.6.2.	Estimación de costos de la red de transporte.....	120
8.6.3.	Resultados de simulación por escenario analizado.....	121
8.6.3.1.	Escenario de simulación 1: Oferta 1 (Tendencial) Vs. Demanda 2 (Cobertura)	122
8.6.3.2.	Escenario de simulación 2: Oferta 2 (Cobertura) Vs. Demanda 2 (Cobertura)	126
8.7.	Análisis de confiabilidad	130
8.7.1.	Escenarios de Contingencia (N-1)	131
8.7.2.	Cálculo del Volumen Esperado de Demanda No Abastecida	131
8.7.3.	Dimensionamiento de Almacenamientos Estratégicos empleando el modelo de simulación	134
8.7.4.	Recomendaciones según el modelo de simulación	136
9.	ALMACENAMIENTOS ESTRATÉGICOS.....	138
9.1.	Metodología para la Determinación de los AE de GLP.....	139

10. COSTOS INDICATIVOS PARA ALTERNATIVAS DE INFRAESTRUCTURA DE GLP ...	144
10.3. Almacenamiento de GLP.....	144
10.4. Costos de racionamiento de GLP	146
11. CONCLUSIONES Y MENSAJES FINALES.....	148
BIBLIOGRAFÍA.....	152

GLOSARIO

Análisis y estudio del GLP: Elementos con componente de confiabilidad y sus documentos complementarios relacionados al GLP, que hacen parte del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME. (Decreto 1310 de 2024)

Almacenamiento de respaldo de la demanda: Corresponde al volumen mínimo de GLP como producto almacenado según lo establecido por la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la modifique o sustituya para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público domiciliario en cada territorio insular en donde se preste el servicio, en el evento en que por cualquier causa se presenten inconvenientes de transporte de este combustible hacia el territorio insular. Para el caso del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina corresponde a lo previsto en la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la adicione, modifique o sustituya. (Resolución MME 40246 de 2016)

AutoGLP: Gas Licuado de Petróleo (GLP) utilizado específicamente como carburante o combustible en vehículos automotores de circulación terrestre, de conformidad con la definición que establezca el Ministerio de Minas y Energía. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Centro poblado: Concepto construido por el DANE con fines estadísticos, para la identificación y localización geográfica de núcleos o asentamientos de población. Se define como una concentración mínima de veinte viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área resto municipal o en un área no municipalizada (corregimiento departamental). Contempla los núcleos de población de los corregimientos municipales, inspecciones de policía y caseríos. Dicha concentración presenta características tales como la delimitación de vías vehiculares y peatonales.

Comercializador minorista: Actividad que consiste en la entrega de GLP en cilindros en el domicilio del usuario final o en expendios. Incluye la compra del producto envasado mediante contrato exclusivo con un distribuidor, cuando aplique, el flete del producto en cilindros, la celebración de los contratos de servicios públicos con los usuarios y la atención comercial de los usuarios. Cuando la comercialización de GLP se realiza a través de redes locales de gasoductos está sujeta a la Resolución CREG 011 de 2003, o aquella que la modifique o sustituya.

Costo de racionamiento de GLP: El costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice. (Estudio Técnico de la UPME, 2016)

Distribución a granel del GLP: A través de tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales. Es la actividad que comprende las actividades de: i) Compra del GLP en el mercado mayorista con destino al usuario final, ii) flete desde los puntos de entrega directa del producto o los puntos de salida del sistema de transporte hasta las plantas de envasado, iii) envasado de cilindros marcados, y iv) operación de la planta de envasado correspondiente. Comprende además las actividades de flete y entrega de producto a granel a través de tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales y de venta de cilindros a través de Puntos de Venta. (CREG, Resolución CREG 023 de 2008)

Gas combustible: Aquellos compuestos orgánicos formados principalmente por carbono e hidrógeno que conforman al Gas Natural - GN y al Gas Licuado del Petróleo - GLP. Es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527, o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Gas Natural (GN): Es una mezcla de gases cuyo principal componente es el metano, seguido de otros gases como el etano, el dióxido de carbono y el vapor de agua, en pequeñas cantidades. (Art 2, Ley 2128 de 2021).

Gas Natural Licuado (GNL): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya temperatura se reduce a través de un proceso de criogenia y se almacena térmicamente. (Art 2, Ley 2128 de 2021).

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituidos principalmente por propano y butano, extraídos del procesamiento del gas natural y refinamiento del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, conocido como Gas Natural, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia, para ser utilizado como combustible en vehículos automotores. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Líquidos de Gas Natural (NGL, por sus siglas en inglés): Hidrocarburos líquidos extraídos del gas natural, incluyendo etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) y pentanos+ (C_5H_{12} y superiores).

NautiGLP: Gas Licuado de Petróleo - GLP utilizado específicamente como carburante o combustible en embarcaciones marítimas o fluviales a motor, de conformidad con la definición que establezca el Ministerio de Minas y Energía. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Planta almacenadora de GLP: infraestructura física mediante la cual un comercializador mayorista puede recibir GLP, directamente por tubería bajo el sistema de trasiego o por otro sistema que se requiera implantar para garantizar el suministro por parte de los grandes comercializadores, con el fin de almacenarlo y suministrar a granel a los distribuidores de GLP. (Res. MME 40246 de 2016)

Plan de Continuidad de Combustibles Líquidos: Expedido por el Ministerio de Minas y Energía y se construye a partir de los proyectos que adopte el plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos de la UPME. (Artículo 2.2.1.1.2.2.1.6. Decreto 1073 de 2015)

Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos: Contendrá el listado de proyectos y servicios elegibles y requeridos para asegurar el abastecimiento. y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo, así como sus esquemas y periodo de remuneración, los tiempos requeridos para su planeación, ejecución y puesta en operación. Dicho plan deberá tener en cuenta, con la mejor información disponible: las proyecciones de niveles de oferta y demanda de crudo, de combustibles líquidos derivados del petróleo y de biocombustibles, las condiciones actuales de la infraestructura de la cadena de abastecimiento. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad en que se delegue esta función, establecerá los demás criterios que se deberán tener en cuenta en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, y desarrollará lo necesario para la implementación de estos, incluyendo todo lo requerido para el desarrollo de los proyectos allí adoptados y su esquema de remuneración. (Artículo 2.2.1.1.2.2.1.6. Decreto 1073 de 2015)

Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP: Contendrá el análisis y estudio del Gas Licuado de Petróleo - GLP- Y en su componente de confiabilidad o sus documentos complementarios, identificará las zonas para la construcción y/o ampliación de infraestructura de almacenamiento estratégico en el país, las zonas para la construcción de infraestructura nueva, existente o existente con necesidad de obra y que haya sido construida mediante convocatorias o el mecanismo de asignación que haga sus veces, priorizando las zonas de frontera, para el Gas Licuado del Petróleo - GLP, en función de la capacidad de almacenamiento y el inventario requerido, así como de los puntos críticos de abastecimiento y confiabilidad que defina el Ministerio de Minas y Energía. Es un componente de Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, (Artículo 2.2.2.7.1.3., Decreto 1073 de 2015)

Planta envasadora de GLP: Infraestructura física, comprendida en un solo predio, que cumple con lo establecido en la resolución 40247 de 2016, usada para envasar GLP en cilindros, para cargar cisternas y carrotanques destinados a servir tanques estacionarios en los domicilios de usuarios finales. (Res. MME 40247 de 2016)

Oferta Pública de Cantidades: La comercialización en el mercado mayorista del GLP en Colombia se encuentra regulada en su integridad por la Resolución CREG 053 de 2011, en virtud de la cual Ecopetrol ostenta la calidad de comercializador mayorista de GLP y debe realizar la declaración de las cantidades de GLP que comercializa, semestralmente, a la CREG.

Sistema Único de Información: Sistema oficial del sector de servicios públicos domiciliarios del país que recoge, almacena, procesa y publica información reportada por parte de las empresas prestadoras y entidades territoriales; la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, según la Ley 689 de 2001, tiene la responsabilidad de establecerlo, administrarlo, mantenerlo y operarlo para que sirva de referencia verdadera para el sector de servicios públicos domiciliarios del país.

Tanque estacionario: Recipiente utilizado para contener GLP, que por su tamaño y peso permanece fijo en su sitio de emplazamiento, y cuyas características son las establecidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Transporte de GLP: actividad complementaria al servicio público domiciliario de GLP, que se realiza por poliductos, propanoductos, vehículos-tanque y planchones en el caso de transporte fluvial, para el suministro de GLP al por mayor a granel, y llega hasta las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas. (Resolución CREG 074 de 1996)

Siglas

AEO:	Perspectiva Energética Anual, por sus siglas en inglés (Annual Energy Outlook)
AIE:	Agencia Internacional de Energía
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BPD:	Barriles por día
BRENT:	Petróleo de referencia europea
Btu:	Unidad Térmica Británica, por sus siglas en inglés (British Thermal Unit)
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CIAC:	Combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DOE:	Departamento de Energía de Estados Unidos
EDS:	Estación de servicio
ETPAGN:	Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural
EIA:	Administración de Información Energética de Estados Unidos
FNCER:	Fuentes no convencionales de energía renovable
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GNCV:	Gas Natural Comprimido Vehicular
GNL:	Gas Natural Licuado
IPSE:	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
kg:	kilogramos
kt:	kilotoneladas
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MTPA:	Millones de toneladas métricas por año
MT:	Millones de toneladas
NGL:	Líquidos de gas natural, por sus siglas en inglés (Natural gas liquids)
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SUI:	Sistema Único de Información de la SSPD
OPC:	Oferta Pública de Cantidades de GLP con precio regulado
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PAGN:	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
PCH:	Pequeñas centrales hidroeléctricas
PIACL:	Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
PIAGLP:	Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo

PIB:	Producto Interno Bruto
PND:	Plan Nacional de Desarrollo
PNSL:	Plan Nacional de Sustitución de Leña
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNT:	Sistema Nacional de Transporte
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STEO:	Perspectivas energéticas a corto plazo (Short Term Energy Outlook)
t:	Tonelada métrica
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
VSS:	Viviendas sin servicio
WTI:	West Texas Intermediate
WLGA:	World Liquid Gas Association
ZNI:	Zonas No Interconectadas

Índice de gráficos

Gráfico 1-1. Directrices según Decreto 1135 de 2022 y 1281 de 2020.	11
Gráfico 1-2. Consideraciones generales al PIAGLP.....	12
Gráfico 1-3. Línea del tiempo normativa a la planeación indicativa del abastecimiento de GLP	5
Gráfico 2-1. Cambio anual en el consumo de energía primaria	6
Gráfico 2-2. Consumo mundial de energía primaria por fuente de energía en 2023	7
Gráfico 2-3. Producción mundial de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	10
Gráfico 2-4. Producción mundial de GLP en 2024, por fuente.....	10
Gráfico 2-5. Distribución regional a nivel internacional de producción de GLP.....	11
Gráfico 2-6. Producción de GLP en Latinoamérica 2014-2024 (Millones de toneladas/año)	11
Gráfico 2-7. Principales países productores de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	12
Gráfico 2-8. Consumo de GLP por país, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)	14
Gráfico 2-9. Consumo internacional de GLP en petroquímica 2014-2024 (Millones de toneladas/año) .	14
Gráfico 2-10. Consumo internacional de GLP por sector en 2024	15
Gráfico 2-11. Consumo histórico de GLP en transporte a nivel internacional, 2014-2024 (Millones de toneladas por año).....	16
Gráfico 2-12. Exportación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)	17
Gráfico 2-13. Importación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)	17
Gráfico 2-14. Proyección de consumo de GLP por sector, 2024-2040.....	21
Gráfico 3-1. Producción nacional histórica de GLP por tipo de fuente	25
Gráfico 3-2. Producción histórica de GLP a partir de fuentes nacionales	27
Gráfico 3-3. Distribución de producción histórica de GLP entre Ecopetrol y otros agentes	28
Gráfico 3-4. Importación histórica de GLP (Toneladas/año).....	30
Gráfico 3-5. Calidad de las principales fuentes de GLP en 2024.....	32
Gráfico 3-6. Consumo histórico de GLP 2014-2024 (Toneladas/año)	34
Gráfico 3-7. Participación sectorial en consumo de GLP 2014-2024 (Toneladas/año).....	35
Gráfico 3-8. Consumo histórico de GLP por sectores (%).....	36
Gráfico 3-9. Consumo histórico de GLP por cilindros, tanques estacionarios y redes (Toneladas/año)....	37
Gráfico 3-10. Comparativo del consumo de GLP según presentación entre 2014 vs. 2024	37
Gráfico 3-11. Consumo de GLP por departamento, 2014 Vs. 2024 (Toneladas por año).....	38
Gráfico 3-12. Consumo de GLP en cilindros y tanques, por departamento en 2024 (Toneladas/año)	39
Gráfico 3-13. Consumo de GLP por redes de distribución, por departamento en 2024	40
Gráfico 3-14. Participación zonal de cilindros y tanques estacionarios en el consumo de GLP en cilindros y tanques estacionarios en 2024 (%).....	41
Gráfico 3-15. Participación zonal de GLP por redes de distribución en el consumo de GLP en 2024 (%)	41
Gráfico 3-16. Consumo de GLP per cápita por departamento en 2024.....	42
Gráfico 3-17. Población que depende principalmente de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar por departamento (% y No. de habitantes). 2023.	45
Gráfico 3-18. Viabilidad técnica para la sustitución de combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes. 2023.....	46
Gráfico 3-19. Generación en ZNI por tipo de energético en 2024	52

Gráfico 4-1. Comparativo del Potencial de Producción de GLP entre 2020 y 2024.....	56
Gráfico 4-2. Comportamiento PTDV vs PP.....	57
Gráfico 4-3. Comportamiento anual del PTDV.....	58
Gráfico 4-4. Comportamiento del PTDV por fuente, 2024-2028.....	59
Gráfico 4-5. Escenario de Oferta 1 - Tendencial.....	61
Gráfico 4-6. Escenario de Oferta 2 - Cobertura.....	63
Gráfico 4-7. Escenario de Oferta 3 - Optimista.....	65
Gráfico 4-8. Descripción de escenarios de oferta GLP 2025-2034.....	66
Gráfico 4-9. Escenarios de Oferta de GLP, 2024-2034 (Toneladas/mes).....	68
Gráfico 4-10. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 1 - Tendencial.....	72
Gráfico 4-11. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 2 - Cobertura.....	74
Gráfico 4-12. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 3 – Crecimiento.....	77
Gráfico 4-13. Descripción escenarios de demanda de GLP 2025-2034.....	78
Gráfico 4-14. Consolidado de escenarios de demanda de GLP, 2025-2034.....	79
Gráfico 4-15. Proyección nodal en el Escenario de Demanda 2.....	81
Gráfico 4-16. Participación regional en la proyección del Escenario de Demanda 2.....	82
Gráfico 5-1. Balance consolidado PIAGLP 2025-2034.....	83
Gráfico 5-2. Balance entre escenarios de Oferta 1 Vs. Demanda 1, 2 y 3.....	84
Gráfico 5-3. Balance entre escenarios de Oferta 2 Vs. Demanda 1, 2 y 3.....	85
Gráfico 5-4. Balance entre escenarios de Oferta 3 Vs. Demanda 1, 2 y 3.....	85
Gráfico 7-1. Evolución del precio del petróleo – Nov 2018 a May 2024.....	97
Gráfico 7-2. Precios históricos de referencia Mont Belvieu.....	98
Gráfico 7-3. Variaciones precios Brent y Propano.....	98
Gráfico 7-4. Proyección de precios anuales ajustados a partir de AEO2023.....	102
Gráfico 7-5. Proyección de precio de GLP de referencia internacional.....	102
Gráfico 7-6. Precios de GLP por campo nacional.....	103
Gráfico 7-7. Precio máximo regulado GLP de Refinerías.....	104
Gráfico 7-8. Precio máximo regulado GLP de otros campos nacionales.....	105
Gráfico 7-9. Proyección de precios de GLP por campo nacional.....	107
Gráfico 8-1. Población por departamento (Millones de habitantes por departamento), 2024.....	109
Gráfico 8-2. Demanda de GLP por departamento (2024).....	110
Gráfico 8-3. Demanda per cápita de GLP por departamento (2024).....	110
Gráfico 8-4. Nodos de oferta y demanda UPME.....	111
Gráfico 8-5. Ubicación espacial de nodos – modelo de simulación PIAGLP 2025.....	116
Gráfico 8-6. Rutas optimizadas – modelo de simulación PIAGLP 2025.....	117
Gráfico 8-7. Diagrama de flujo de la herramienta de modelación PIAGLP.....	118
Gráfico 8-8. Costo flete de GLP por carretera vs. distancia de carreteras.....	121
Gráfico 8-9. Despacho de GLP por nodos de oferta en el escenario 1 de simulación (kt/mes).....	122
Gráfico 8-10. Nodos de demanda más afectados por DNA/ Escenario 1 de simulación.....	124
Gráfico 8-11. Rutas con mayor volumen agregado de GLP movilizado en el período 2025-2034 - Escenario 1 de simulación.....	125
Gráfico 8-12. Despacho de GLP por nodos de oferta en el Escenario 2 de simulación.....	127

Gráfico 8-13. Las 10 Rutas UPME más utilizadas para el escenario 2 de simulación.....	129
Gráfico 8-14. Elementos fallidos (nodos de demanda y/o tramos) con mayor aporte a VEDNA en 2025-2034.....	132
Gráfico 8-15. Elementos fallidos (nodos de demanda y/o tramos) con mayor No. de nodos afectados en 2025-2034.....	133
Gráfico 8-16. Evolución de VEDNA por región.....	133
Gráfico 10-1. Componentes CAPEX Almacenamiento de GLP.....	145

Índice de tablas

Tabla 3-1. Número de hogares a sustituir por GLP para el horizonte 2025 – 2034.....	44
Tabla 3-2. Departamentos con viabilidad técnica para sustituir uso de leña y otros CIAC por GLP según el PNSL (2023).....	47
Tabla 4-1. Ampliación de capacidad de importación de Okianus, a corto y mediano plazo.....	62
Tabla 4-2. Ampliación de capacidad de importación a largo plazo.....	64
Tabla 4-3. Comparación de escenarios de oferta de GLP.....	67
Tabla 4-4. Nodos de oferta PIAGLP 2025.....	69
Tabla 4-5. Metodología y variables para la proyección tendencial de la demanda de GLP.....	71
Tabla 4-6. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 1 (Tendencial).....	72
Tabla 4-7. Proyección demanda de GLP en Transporte.....	73
Tabla 4-8. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 2.....	75
Tabla 4-9. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 2 (Cobertura).....	75
Tabla 4-10. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 3.....	77
Tabla 4-11. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 3 (Crecimiento).....	78
Tabla 4-12. Nodos de demanda UPME.....	79
Tabla 4-13. Distribución nodal de la demanda - Escenario 2 (kt por año).....	81
Tabla 6-1. Tarifas de transporte de GLP por ductos, vigentes a partir de marzo 15 de 2025.....	90
Tabla 7-1. Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP.....	99
Tabla 7-2. Supuestos generales de la metodología para proyección de precios de suministro de GLP.....	101
Tabla 8-1. Nodos de oferta modelo de simulación PIAGLP 2025.....	113
Tabla 8-2. Nodos de demanda – modelo de simulación PIAGLP 2025.....	113
Tabla 8-3. Cantidades abastecidas por cada nodo de oferta.....	123
Tabla 8-4. Nodos de demanda más afectados por DNA/ Escenario 1 de simulación.....	124
Tabla 8-5. Participación de las rutas en el Escenario 1 de simulación.....	126
Tabla 8-6. Participación de los nodos de oferta en el Escenario 2 de simulación.....	127
Tabla 8-7. Nodos con mayor demanda atendida (Toneladas) - Escenario 2 de simulación.....	128
Tabla 8-9. Almacenamientos estratégicos según modelo de simulación PIAGLP 2025.....	137
Tabla 9-1. Almacenamientos Estratégicos por región.....	140
Tabla 10-1. CAPEX Almacenamientos de GLP por región.....	145

INTRODUCCIÓN

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) desempeña un papel estratégico en el sistema energético de Colombia debido a su versatilidad, facilidad de transporte y menor costo e impacto ambiental frente a otros combustibles líquidos. Este recurso, ampliamente utilizado en todo el país, es vital en zonas rurales y de difícil acceso, donde otras fuentes de energía presentan mayores limitaciones logísticas, operativas y/o financieras para su implementación, y contribuye significativamente a la meta de generar progresivamente menos emisiones de gases de efecto invernadero, al reemplazar combustibles más contaminantes como la leña y el carbón, en el marco de la implementación de la transición energética nacional.

En un contexto de creciente demanda y limitaciones en la producción nacional, el presente Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo – PIAGLP, elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, presenta un análisis detallado sobre las diversas variables que afectan el sector con el objetivo de brindar recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía - MME, en función del fortalecimiento del abastecimiento y la confiabilidad de este energético, en el mediano y largo plazo, bajo el marco de la seguridad energética nacional.

Es así como este documento propone alternativas de oferta que conllevan a un crecimiento de este energético desde diversas fuentes de suministro incluyendo la importación, como medida para asegurar la cobertura de la demanda nacional. De esta manera, se desarrollaron tres escenarios de oferta buscando brindar perspectivas de crecimiento a nivel nacional complementado con la infraestructura de importación existente y proyectos que se encuentran en desarrollo por parte del sector privado. El primer escenario considera las cantidades totales de GLP disponible para la venta (PTDV) según la Declaración de Producción 2024-2028 realizada por los agentes productores y comercializadores; el segundo escenario incorpora nueva oferta a partir del Potencial de Producción (PP) y ampliaciones en la capacidad actual de importación en diferentes etapas; y por último, el tercer escenario contempla cantidades adicionales de GLP provenientes de áreas con prospectiva geológica favorable para la producción de gas natural rico en componentes livianos, y una fase adicional de ampliación de las capacidades de importación hacia el mediano plazo, sin embargo, es importante destacar que estas cantidades no se incluyeron dentro del ejercicio de simulación por la incertidumbre actual asociada a su materialización.

Se estima que a nivel de oferta nacional agregada en el período 2025-2034, entre los tres escenarios establecidos, se contará con cantidades totales de entre 52.323 toneladas/mes para el escenario base a 126.000 toneladas/mes para el escenario de mayor oferta.

Los escenarios de proyección de demanda tienen como punto de partida el comportamiento histórico de consumo y se proyectan bajo diferentes perspectivas de crecimiento, a través de supuestos particulares en los que las necesidades de GLP aumentan tanto en el servicio público domiciliario debido al crecimiento tendencial y considerando el cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros CIAC – PNSL, así como, en sectores como el transporte, la generación de energía eléctrica tanto en Zonas No Interconectadas como en el Sistema Interconectado Nacional. De esta manera, el primer escenario de demanda se basa en la proyección del consumo histórico del GLP, asumiendo que continúa por la senda actual, es decir, no se considera la implementación de nuevas políticas públicas ni cambios tecnológicos que motiven de forma significativa el incremento en su consumo durante la próxima década; el segundo escenario se construye a partir del primer escenario y agrega una demanda adicional en los departamentos con mayor viabilidad técnica para la sustitución por GLP en el Plan Nacional de Sustitución de Leña, de igual forma, cuenta con la participación de este energético en el sector transporte, en generación de energía en ZNI y en generación térmica como combustible complementario al gas natural; por último, el tercer escenario 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.

A partir de estos escenarios de oferta y demanda de GLP se elaboraron los diferentes balances, los cuales conllevan a identificar la necesidad de complementar la oferta nacional con la infraestructura de importación existente y las ampliaciones anunciadas por los diferentes agentes de la cadena con el fin de cerrar la brecha de este energético y garantizar el abastecimiento de la demanda nacional. A partir de este balance, se desarrolló la simulación de transporte con el fin de plantear capacidades y ubicaciones óptimas para la implementación de almacenamientos estratégicos para mantener la estabilidad del sistema ante posibles restricciones insalvables en la oferta. Lo anterior, considerando que la mayoría del producto es transportado por carretera mediante vehículos con capacidades limitadas, y que, para el 2030, se proyecta que el 75% de la demanda nacional (47.000 toneladas) será abastecida con GLP importado desde Cartagena, se requeriría una logística de transporte más robusta, representando un alto riesgo ante eventos naturales o conflictos sociales que puedan afectar la operación desde este punto de suministro y, adicionalmente, es importante considerar los retos

en el suministro regional, teniendo en cuenta que los precios finales para el usuario de GLP pueden verse afectados como consecuencia de contar con un producto importado.

En este sentido, este documento busca proporcionar recomendaciones para la construcción de lineamientos de política pública bajo un marco integral para la planificación del sector del GLP, con el objetivo de brindar condiciones que garanticen el abastecimiento y confiabilidad del mercado interno, las cuales, a su vez, requieren de señales normativas, regulatorias y mecanismos que propicien las inversiones y ejecución de obras correspondientes. Dichas acciones son fundamentales para reducir los riesgos asociados a la concentración de la producción en determinadas regiones del país, la movilización y/o transporte del producto hacia los diferentes centros de consumo, el reconocimiento de excedentes de producción no planeados, entre otras. Lo anterior, partiendo de un análisis técnico detallado que permita anticipar las demandas futuras, identificar las oportunidades y desafíos que enfrenta Colombia para asegurar la sostenibilidad del GLP como recurso clave para la transición energética y el desarrollo nacional.

1. MARCO NORMATIVO

El Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP - PIAGLP, como instrumento de planeación, se desarrolla a partir de elementos normativos que se han ramificado, en gran medida, del Plan Indicativo de Abastecimiento Combustibles Líquidos - PIACL.

Históricamente, el empleo del GLP en Colombia se remonta desde la década de 1930, cuando de manera informal se distribuían cilindros con producto desde las refinerías de Barrancabermeja y Tibú¹. Como resultado de su precio competitivo y de la facilidad para transportarlo a cualquier ubicación dada su portabilidad, su uso se fue extendiendo a todo el territorio nacional con vocación para actividades de cocción, como una alternativa del carbón, la leña, el queroseno y la energía eléctrica, lo que conllevó a la definición de disposiciones legales concordantes como el Decreto 1056 de 1953, donde se declaró de utilidad pública a la industria del petróleo, incluyendo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

En línea con esta regulación, en el artículo 80 Constitución Política de 1991; se estableció el rol del Estado en la planeación, manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución, y enfatizó en su artículo 365 que “(...) *los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional(...)*”.

Posteriormente, por medio del artículo 4 de la Ley 142 de 1994 se estableció la esencialidad de los servicios públicos, entre ellos el servicio público domiciliario de gas combustible, reiterando en el numeral 8.2 del artículo 8, la competencia de la Nación para “*planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible*”.

Es entonces que, considerando las disposiciones plasmadas en la Ley 142 de 1994 en relación con las facultades conferidas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, se reguló el servicio público domiciliario del GLP, mediante Resolución CREG No. 74 de 1996², donde se estableció que “*la distribución de gases licuados del petróleo (GLP) y todas sus actividades complementarias, son un servicio público (...)*”, dentro de la categoría de gas combustible.

¹ Ministerio de Minas y Energía. 2024. Consulta del 15 de marzo de 2025. Disponible para consulta en: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

² Modificada por la Resolución CREG 96 de 1996, la Resolución CREG 146 de 1997, la Resolución CREG 131 de 2001 y la Resolución CREG 71 de 2002.

A partir del desarrollo normativo presentado, el GLP toma un rol dentro de las estrategias de ejecución de política pública, lo que se ve reflejado en el Plan Nacional de Desarrollo (DNP) aprobado por la Ley 812 de 2003 donde se promovió “(...) *la integración energética regional para energía eléctrica, gas natural y GLP, donde esta sea posible y/o la construcción de pequeñas centrales de gas domiciliario, en las ciudades capitales de los departamentos no interconectados (...)*”, toda vez que en el proceso de cocción este energético era más utilizado, y además, presentaba ventajas logísticas para su transporte a zonas de difícil acceso.

Posteriormente, el PND 2006-2010, adoptado mediante Ley 1151 de 2007, priorizó trabajar en la masificación del uso del GLP, sin afectar sus otros usos como el de la industria petroquímica.

Considerando el desarrollo normativo descrito, mediante Decreto 1617 de 2013³, se le otorga al Ministerio de Minas y Energía - MME, la función de “*adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles*”. Este ministerio, a su vez, y por medio del Decreto 1258 de 2013, hoy derogado por el Decreto 2121 de 2023, estableció como función de la Subdirección de Hidrocarburos de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, entre otras, el “(...) *elaborar los planes indicativos de abastecimiento de hidrocarburos con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía y proponer estrategias para satisfacer los requerimientos de la población*”.

Ahora bien, en el PND 2014-2018, adoptado mediante Ley 1753 de 2015, se asignó al MME como el encargado de expedir la reglamentación de “(...) *las condiciones de priorización en la utilización del GLP en situaciones de escasez, y en general la política energética aplicable al GLP en todo el territorio nacional*”, identificando la necesidad de establecer lineamientos en relación con el abastecimiento de GLP a través del Decreto 2251 de 2015⁴, instituyendo en términos de planeación las siguientes directrices:

- El MME declarará el inicio de un periodo racionamiento programado cuando se prevea que en futuro la oferta de GLP va a ser inferior a la demanda.
- Se prioriza el abastecimiento de GLP en periodo de racionamiento programado, una vez descontadas las cantidades mínimas de continuidad operativa de las refinerías.
- La UPME establecerá los costos de racionamiento de GLP, los cuales se calcularán por clase de usuarios y varios periodos de duración.

³ Decreto 1617 de 2013 Artículo 1°. Funciones: Modifíquese y adicionase el Artículo 2° del Decreto 381 de 2012, el cual quedará así: (...)“32.

⁴ Compilado en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

- La infraestructura para garantizar la seguridad de abastecimiento del GLP deberá ser contemplada en el PIACL.

Posteriormente, para el 2019, y mediante documento base del PND 2018-2022, adoptado mediante Ley 1955 de 2019⁵, se estableció que “la UPME con base en los lineamientos del MME, realizará cada dos (2) años el balance de oferta y demanda del GLP y combustibles líquidos con un horizonte de planeación de 10 años e identificará proyectos de infraestructura necesarios para garantizar la seguridad de su abastecimiento y confiabilidad”.

Para el año 2020, mediante Decreto 1281 de 2020⁶ se desarrollaron las disposiciones generales aplicables al PIACL, donde establece que a partir de los proyectos que adopte del PIACL de la UPME, el MME podrá expedir el *Plan de Continuidad*, así como el *Plan de Expansión de la Red de Poliductos* en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles.

En consideración de lo anterior, el PIACL contendrá el listado de proyectos y servicios, elegibles y requeridos, para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo, así como sus esquemas y período de remuneración, los tiempos requeridos para su planeación, ejecución y puesta en operación. Dicho plan deberá tener en cuenta, con la mejor información disponible: las proyecciones de niveles de oferta y demanda de crudo, de combustibles líquidos derivados del petróleo y de biocombustibles, así como las condiciones actuales de la infraestructura de la cadena de abastecimiento.

Es así como, en relación con la estructura del desarrollo e implementación del PIACL derivados del petróleo, el Decreto 1135 de 2022⁷, estableció las directrices descritas en el Gráfico 1-1.

Debido a la dinámica de evolución normativa descrita para el GLP, se ha identificado un desarrollo complementario dentro del PIACL para su planeación, teniendo en cuenta que las actividades de suministro, producción, almacenamiento y distribución a granel del GLP se efectúan en estado líquido, sin embargo, su empleo como servicio público domiciliario pertenece al mismo sector de gases considerados para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible⁸, toda vez que el GLP es y se consume en estado gaseoso bajo condiciones atmosféricas estándar.

⁵ Artículo 2 de la Ley 1955 de 2019 “El documento denominado Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022: Pacto por Colombia, pacto por la equidad (...) es parte integral del Plan Nacional de Desarrollo, y se incorpora a la presente Ley como un anexo”.

⁶ Compilado en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

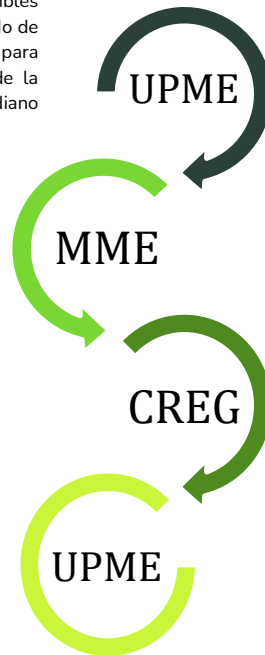
⁷ Compilado en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

⁸ (Corte Constitucional, 2020) Sentencia C-485/20. Bogotá D.C.

Gráfico 1-1. Directrices según Decreto 1135 de 2022 y 1281 de 2020.

1. Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL de la UPME. Contendrá el listado de **proyectos y servicios elegibles** y requeridos para asegurar el abastecimiento, y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo

3. Deberá expedir la regulación aplicable a la implementación y desarrollo de los planes de continuidad o de expansión de la red de poliductos, en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles



1. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad en que se delegue esta función, establecerá los demás criterios que se deberán tener en cuenta en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL.

2. El Ministerio de Minas y Energía podrá expedir el Plan de Continuidad, así como el Plan de Expansión de la Red de Poliductos en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles

4. Será responsable de la aplicación e implementación de los mecanismos abiertos y competitivos de selección, a los que se refiere este artículo. Así como de la identificación de los beneficiarios de cada proyecto.

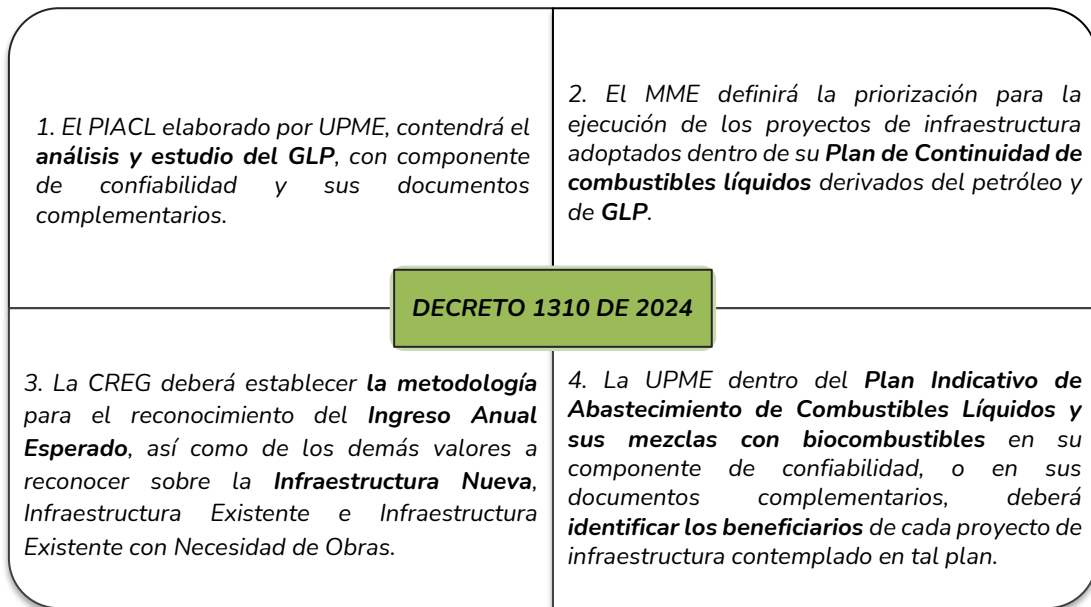
Fuente: Elaboración UPME considerando Artículo 4 Decreto 1135 de 2022 y Artículo 1 Decreto 1281 de 2020.

Esta asimilación de GLP como gas combustible, es reforzada por medio de la expedición de la Ley 2128 de 2021 en donde se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país, y en términos de su desarrollo establece a través de los artículos 3 y 4, directrices hacia el MME y entidades adscritas, para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible, así como adoptar una política pública que establezca las condiciones para promover la masificación del uso de gas combustible como eje de la transición energética.

Partiendo de lo anterior, si bien dicha evolución normativa del GLP describe amplitud de definiciones, y generaliza la planeación del GLP en estudios y análisis que hacen parte del PIACL, es en el Decreto 1310 de 2024⁹, donde se sustraen indicaciones específicas al PIAGLP, las cuales se presentan en el Gráfico 1-2 y Gráfico 1-3.

⁹ Modifica el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, en lo relacionado con el almacenamiento estratégico de combustibles líquidos, sus mezclas con biocombustibles y el Gas Licuado de Petróleo (GLP). Su objetivo principal es garantizar la seguridad energética nacional y asegurar un suministro continuo de estos combustibles, especialmente en zonas de frontera.

Gráfico 1-2. Consideraciones generales al PIAGLP



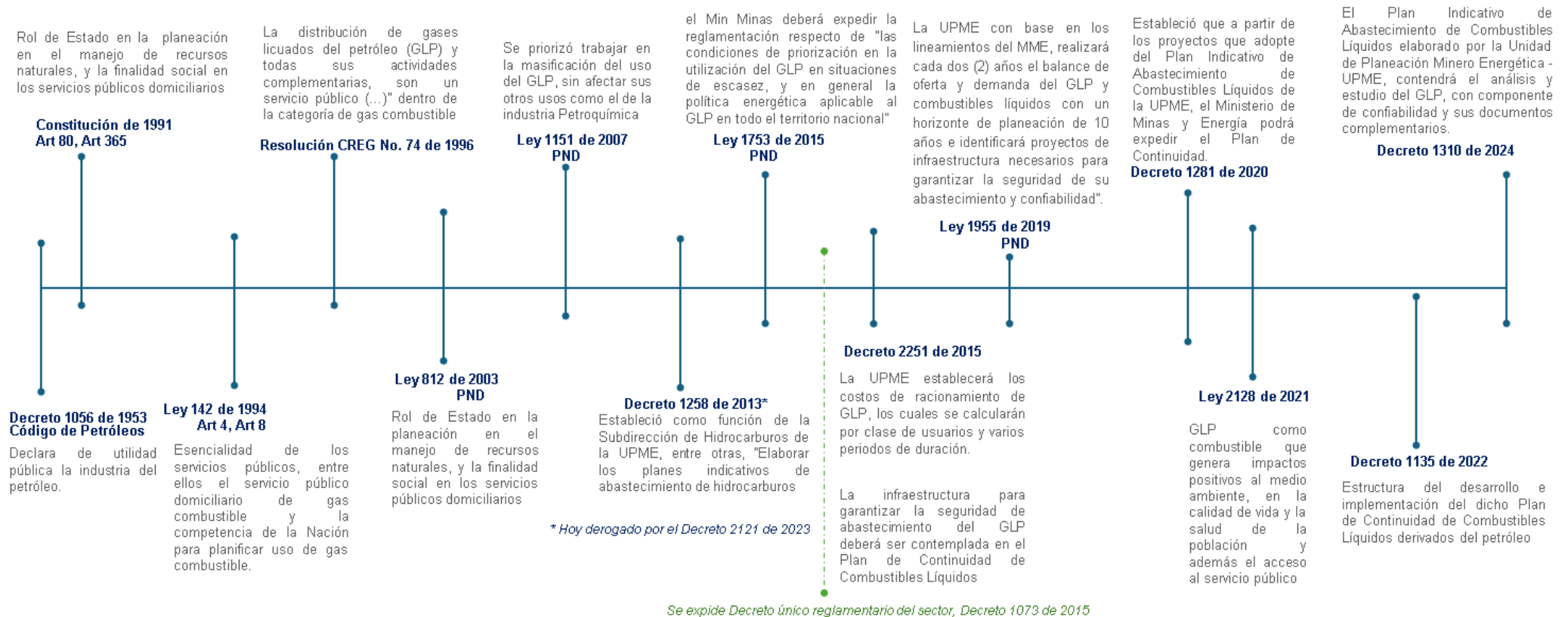
Fuente: Elaboración UPME con base en el Decreto 1310 de 2024.

Dado que la infraestructura para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del GLP debe estar contenida en el PIACL, se entiende entonces que el PIACL contendrá el análisis y estudio del GLP en su componente de confiabilidad o sus documentos complementarios, en atención a las funciones conferidas a la UPME.

En conclusión, la UPME en ejercicio de sus funciones dentro del PIACL, desarrolla el estudio y análisis del GLP, teniendo en cuenta la participación de las autoridades y agentes involucrados que confluyen en el marco institucional vigente, y se nutre de elementos normativos objeto de planeación, presentados en el *Anexo 1-Elementos normativos objeto de planeación al abastecimiento del GLP*, con la finalidad de propender por el abastecimiento planificado en términos de disponibilidad y suministro de GLP, “...como combustible que genera impactos positivos al medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población mediante el acceso al servicio público”¹⁰

¹⁰ Artículo 1, Ley 2128 de 2021.

Gráfico 1-3. Línea del tiempo normativa a la planeación indicativa del abastecimiento de GLP



Fuente: Elaboración UPME

2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL GLP

Este capítulo presenta una perspectiva general del mercado internacional del GLP, identificando las regiones que lideran su producción y consumo a nivel global. Por un lado, la oferta mundial de GLP está influenciada por factores tan diversos, como la capacidad de procesamiento de gas, la calidad y composición del gas húmedo que sirve de fuente, así como las inversiones en proyectos de exploración y producción de petróleo que proyectan futuras reservas; en este aspecto, Estados Unidos se destaca como el principal productor de GLP.

Por otra parte, la demanda mundial de GLP enfrenta desafíos a largo plazo, previendo una disminución de su consumo en sectores como la agricultura, la industria y el transporte, como resultado de la adopción de políticas gubernamentales que promueven una mayor electrificación y uso de energías renovables en la matriz energética mundial. Sin embargo, como se presentará a continuación, se espera que el uso de GLP en el sector petroquímico experimente un crecimiento progresivo hasta el año 2033, debido al rápido desarrollo de esta industria en la región Asia-Pacífico, especialmente en China.

2.1. Consumo energético actual

Según análisis del Instituto Goddard de Investigaciones Espaciales (GISS) de la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA)¹¹, con un incremento de 1,55 °C en la temperatura promedio global, 2024 se registró como el año más cálido en la historia moderna del planeta. Este comportamiento, no sólo ha aumentado la creciente presión política para reducir las emisiones de carbono, provocando profundos cambios en el mercado energético global, sino que demanda que la necesidad de diversificar las fuentes de suministro energético, que aseguren la seguridad energética, se acelere.

De acuerdo con *The Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024*, en 2023¹² el consumo mundial de energía primaria creció un 2,2% en comparación con 2022, alcanzando un

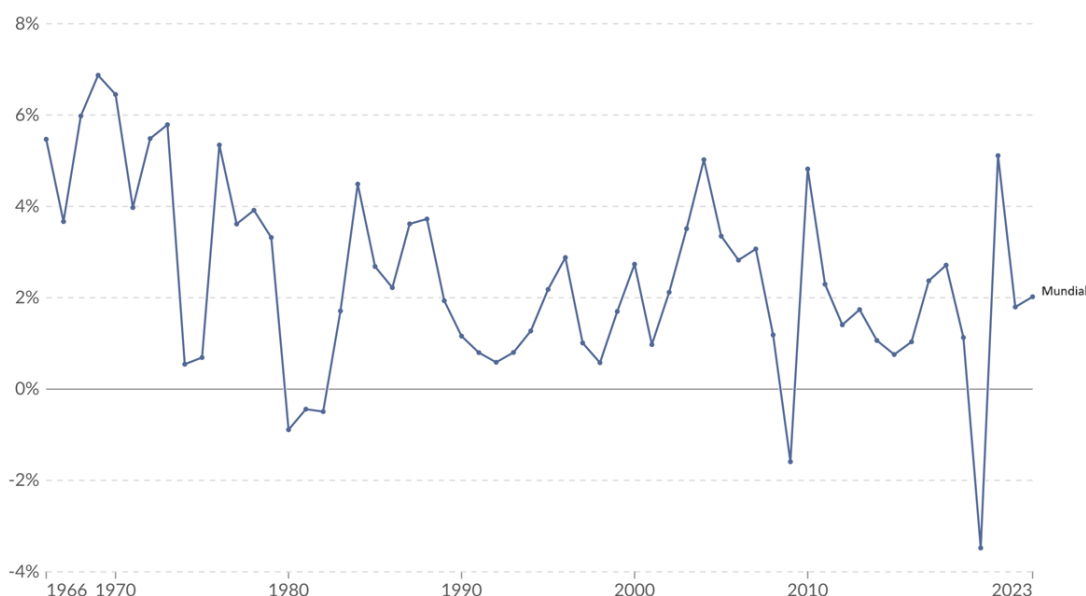
¹¹ Bardan, R. (2025, enero 10). Aumentan las temperaturas: La NASA confirma que el 2024 fue el año más cálido registrado. Disponible para consulta en: <https://www.nasa.gov/news-release/aumentan-las-temperaturas-la-nasa-confirma-que-el-2024-fue-el-ano-mas-calido-registrado/>

¹² Datos de consumo mundial de energía primaria de 2024 podrán ser consultados en *The Global Energy Review 2025* disponible en <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025> o en *The 74th annual edition of The Statistical Review of World Energy*, que será publicado el 26 de junio de 2025.

récord histórico de 620 EJ¹³ y superando ampliamente el promedio anual de incremento del 0,6% observado en la última década.

El sistema energético se ha transformado drásticamente desde la Revolución Industrial. Desde entonces, se observa que la demanda de energía está en constante transformación a medida que las personas mejoran su calidad de vida y las poblaciones aumentan. De manera que, si esta demanda no se compensa con mejoras en la eficiencia energética, el consumo energético mundial seguirá creciendo año tras año, lo que dificulta el desafío de la transición hacia la producción de energía con bajas emisiones de carbono.

Gráfico 2-1. Cambio anual en el consumo de energía primaria



Fuente: Tomada y modificada de OurWorldinData.org/energy | CC BY; datos de U.S. Energy Institute – Statistical Review of World Energy (2024)

En el Gráfico 2-1 se muestra cómo ha ido cambiando el consumo energético mundial de un año a otro, siendo el cambio expresado como porcentaje del consumo del año anterior. Se observa que el consumo mundial de energía ha aumentado casi todos los años desde la década de los 60, a excepción de la crisis del petróleo entre 1973-1979, la crisis financiera en 2009 y la pandemia del Covid-19 en 2020.

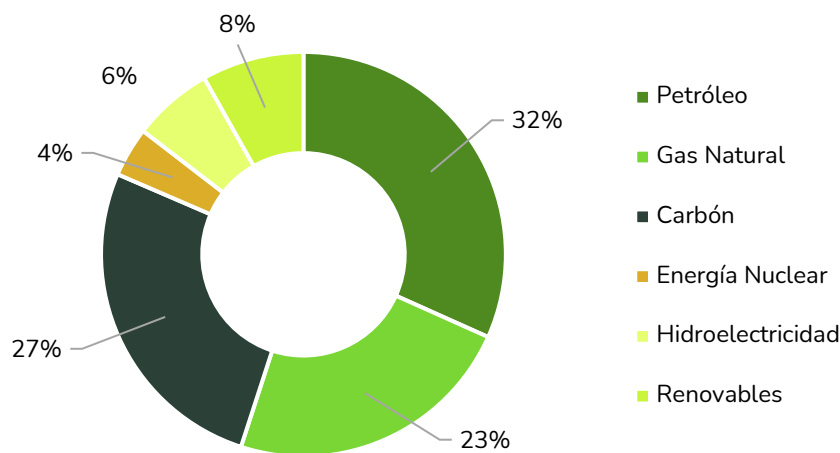
Por otro lado, el consumo de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) como porcentaje de energía primaria se redujo 0,4% en comparación con 2022, representando el 82%

¹³ 1 exajoule (EJ) equivale a 1×10^{18} Joules, y es una medida de cantidad de energía igual a 947,8 TBtu o 277,8 TWh. Fuente: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/unit-convert>

en 2023, mientras que la participación de las energías renovables incluyendo hidroelectricidad fue del 14%; la energía nuclear tuvo una participación del 4% de la energía primaria consumida, manteniendo los mismos niveles de consumo que en 2022.

El Gráfico 2-2 presenta la composición del consumo mundial de energía primaria durante el 2023 por tipo fuente de energía:

Gráfico 2-2. Consumo mundial de energía primaria por fuente de energía en 2023



Fuente: Elaboración UPME con datos de The Energy Institute

Aunque durante los últimos años se ha contado con importantes avances relacionados con la implementación de energías renovables, especialmente en energía eólica y solar, el consumo de combustibles fósiles alcanzó nuevamente cifras máximas a nivel mundial. En particular, se destacan las siguientes estadísticas al respecto¹⁴:

- En 2024, la producción global de petróleo crudo alcanzó un récord de 103,3 millones de barriles/día, que representa un incremento de 390 mil barriles por día en comparación con 2023, siendo Estados Unidos la principal fuente de crecimiento, con un promedio de 13,2 millones de barriles diarios en 2024¹⁵.
- Según datos preliminares, el consumo mundial de gas natural creció 2,8% en 2024 (115 bcm) superando el 2% de crecimiento promedio entre 2010-2020 y cubriendo el 40% del aumento de la demanda energética mundial; así mismo, para 2025, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), proyectó un aumento de la demanda mundial de gas natural impulsada por el crecimiento de los mercados

¹⁴ Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024), 73er edition.

¹⁵ U.S. Energy Information Administration, Diciembre 2024. Short-Term Energy Outlook.

asiáticos¹⁶. Estados Unidos se consolida como el mayor productor de gas natural, aportando al mercado mundial cerca del 25% de la demanda mundial.

- En 2023, por primera vez el consumo de carbón en India superó al de Europa y Norteamérica juntos; en Estados Unidos, el consumo de carbón ha estado en declive desde 2008 y en Europa, su demanda cayó 22% en 2023 y 19% en 2024¹⁷. Pese a lo anterior, en el año pasado, el consumo de carbón a nivel mundial alcanzó un máximo histórico con 8.787 millones de toneladas, siendo empleado en las industrias de hierro/acero y generación de electricidad principalmente en China, India y Vietnam.
- Se estima que en 2024¹⁸, las emisiones de gases de efecto invernadero derivados del uso de energía, procesos industriales, quema y fugas de metano, excedieron las 41,6 Gton de CO₂e¹⁹ a nivel mundial, excediendo los niveles alcanzados en 2023, de 40,6 Gton CO₂e.

Frente al GLP, un análisis del contexto internacional es requerido para realizar una comparación con la realidad nacional colombiana, de manera que a continuación, se presenta un breve análisis tanto de su oferta como su demanda, previo a la revisión y análisis del entorno nacional.

2.2. Entorno Internacional del GLP

Según estimaciones de *World Liquid Gas Association* o WLGA, para el periodo entre 2010 y 2019 la demanda de GLP creció ininterrumpidamente a un promedio de 3% por año; en 2020, sin embargo, ese crecimiento se detuvo como resultado de la crisis sanitaria y económica generada por la pandemia del Covid-19 que, aunque impactó la demanda del GLP con menor severidad que lo hizo con la demanda de otros derivados del petróleo, generó una reducción de su consumo en 1,3% durante ese año.

Su notable flexibilidad para ser empleado, tanto en sectores energéticos como no energéticos fue uno de los factores que hicieron posible que la demanda de GLP se mantuviera, pues su consumo experimentó un incremento significativo debido al aumento de actividades domésticas durante los confinamientos. Así mismo, su uso en la industria petroquímica se intensificó, alcanzando una demanda superior a 90 millones de toneladas en 2022, incremento relacionado con su papel crucial como materia prima para la producción de empaques, equipos médicos y

¹⁶ Internacional Energy Agency – Gas Market Report, Q1 – 2025.

¹⁷ Internacional Energy Agency – Coal Mid-Year Update, Julio 2024

¹⁸ Global Carbon Budget, disponible para consulta en: <https://globalcarbonbudget.org/fossil-fuel-co2-emissions-increase-again-in-2024/>

¹⁹ CO₂e – Dióxido de carbono equivalente.

productos esenciales como mascarillas y guantes, elementos indispensables para manejar la emergencia sanitaria.

Para el 2021, el GLP demostró ser un producto resiliente y su demanda global se recuperó a niveles de 2% más altos que en 2020, alcanzando 333 millones de toneladas al año; en 2022, cuando la inflación mundial se disparó y el producto interno bruto global se debilitó, la demanda de GLP llegó a 342 millones de toneladas anuales, impulsada por los flujos de líquidos de gas natural desde los campos de *shale gas* en Estados Unidos y la creciente producción de GLP en el Medio Oriente.

Por otro lado, el conflicto Rusia – Ucrania en 2022 trajo consigo nuevos horizontes geopolíticos y macroeconómicos en el mercado global de la energía; en Europa, donde se limitó la compra de crudo y productos refinados rusos mediante sanciones por parte de la Unión Europea, se continuó negociando en libertad el GLP, por lo que la demanda en Europa se mantuvo por el rango de 35 millones de toneladas anuales, aun considerando los altos pero más competitivos precios con respecto al gas natural, lo cual alentó a usar el GLP como combustible de respaldo, en su lugar.

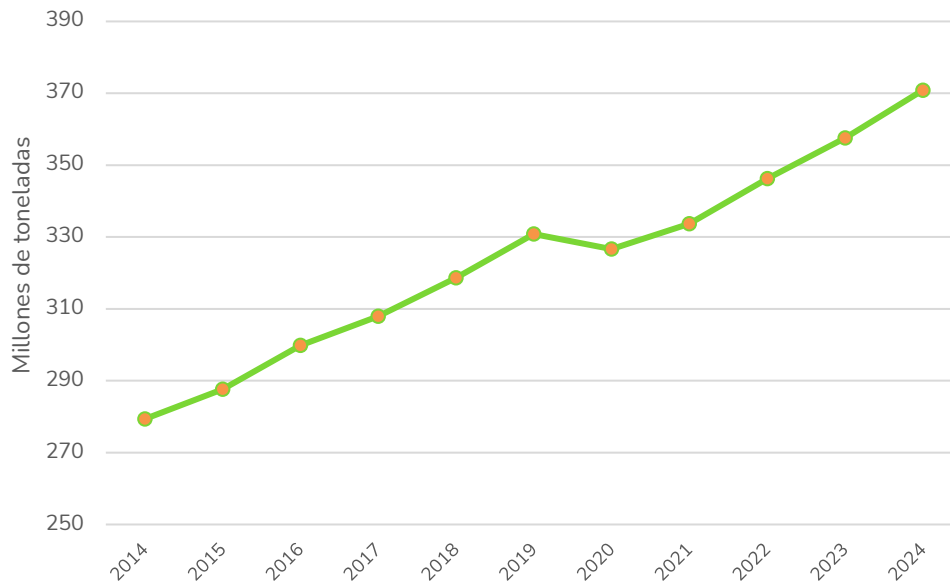
2.1.1. Oferta internacional de GLP

El GLP a nivel global se obtiene principalmente durante la explotación de hidrocarburos, como resultado del procesamiento del gas asociado a yacimientos de crudo y/o de gas rico en condensados, o mediante la refinación de crudo. Ambas formas dependen principalmente del grado de inversión realizado en proyectos a largo plazo, bien sea para explorar y explotar crudo, gas asociado, gas húmedo o bien, para ampliar la capacidad de refinación existente.

Según cifras del Argus LPG Analytics²⁰, la producción mundial de GLP en 2024 presentó un aumento de 3,71% en comparación con 2023, cerrando en casi 371 millones de toneladas anuales (Gráfico 2-3), producción derivada principalmente del procesamiento de gas natural (66%) y el restante (34%), obtenido en refinería (Gráfico 2-4). Se estima que 2025 alcance el orden de 382 millones de toneladas/año, manteniendo la relación de 66/34, según la fuente de producción.

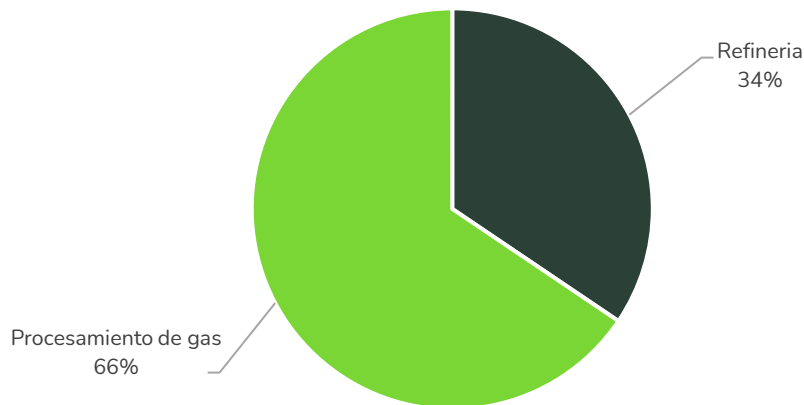
²⁰ ARGUS, Long-Term Global LPG Fundamentals – enero de 2025

Gráfico 2-3. Producción mundial de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

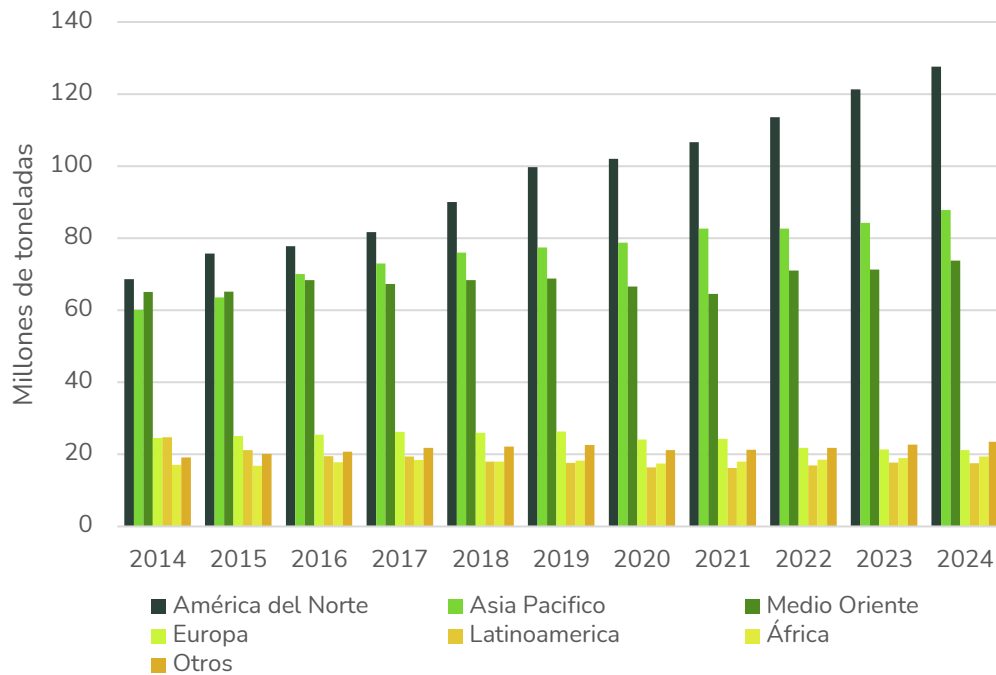
Gráfico 2-4. Producción mundial de GLP en 2024, por fuente



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

El Gráfico 2-5 presenta las principales regiones productoras de GLP, correspondientes a América del Norte, Asia y Medio Oriente, donde se encuentran los mayores países productores de GLP: Estados Unidos, China, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos.

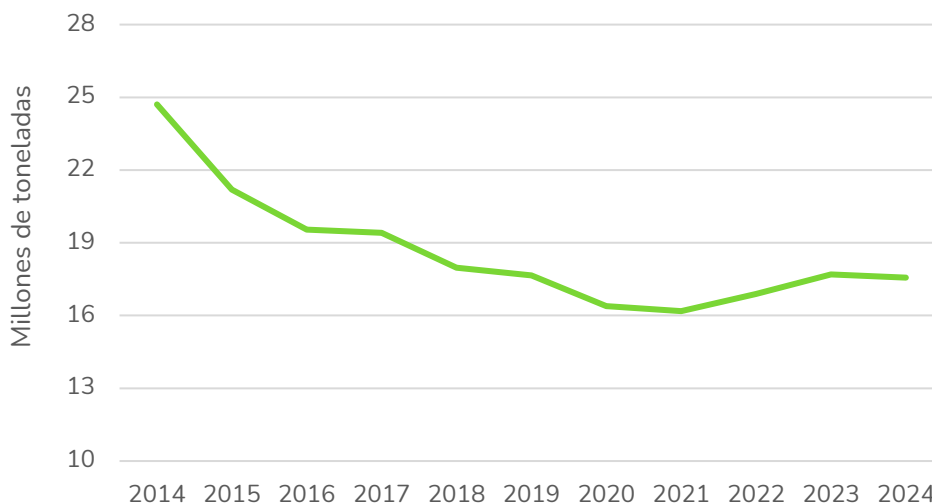
Gráfico 2-5. Distribución regional a nivel internacional de producción de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

En relación con la producción de GLP en Latinoamérica, la misma ha presentado tendencia a la baja desde 2014 con un decrecimiento de 3% promedio anual, registrando una producción de 17,6 millones de toneladas en 2024, cuando en 2014 se registraba producciones que sumaban más de 24 millones de toneladas (Gráfico 2-6).

Gráfico 2-6. Producción de GLP en Latinoamérica 2014-2024 (Millones de toneladas/año)

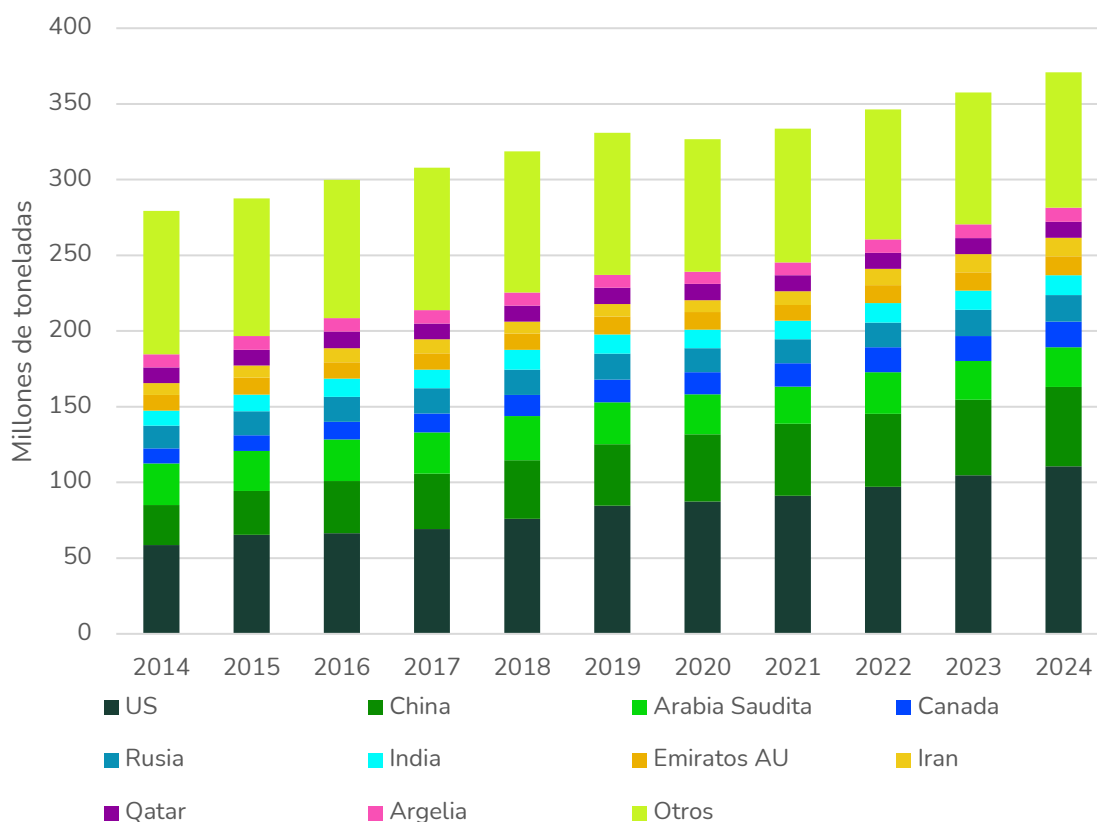


Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

En el Gráfico 2-7 se destacan los 10 países que más han producido GLP durante la última década siendo Estados Unidos, Irán y China, los que más han incrementado su producción en los últimos 2 años, con aumentos anuales promedio de 6,72%, 5,72% y 4,20%, respectivamente.

En el caso de Estados Unidos, aunque la recuperación de los niveles de producción de crudo ha sido lenta desde la pandemia del Covid-19, la producción de líquidos de gas natural (NGL, por sus siglas en inglés) ha estado creciendo de manera constante y en 2022, la producción de GLP aumentó un 6,6% hasta alcanzar un máximo histórico de 97 millones de toneladas/año, aportando cerca de un 30% de la producción global de GLP en ese año, del cual un 90% se produjo como resultado del procesamiento de gas natural. Esto, en general, ha sido posible gracias a la producción de volúmenes, cada vez mayores, de líquidos de gas natural provenientes de yacimientos no convencionales y que, como consecuencia, hicieron posible que Estados Unidos se haya convertido en el principal exportador de GLP del mundo. Lo anterior, apoyado por la rápida ampliación de la infraestructura exportadora para atender inicialmente los mercados de México, el Caribe, Centro y Suramérica, para luego incursionar en el mercado asiático, con la ampliación del Canal de Panamá.

Gráfico 2-7. Principales países productores de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Desde 2020 de hecho, Estados Unidos surte a China y Europa, fortaleciendo su rol como un exportador clave para esas regiones; en 2023 presentó un incremento destacado, cerrando en 104,7 millones de toneladas/año producidas y en 2024, nuevamente superó esta cifra con una producción total de 110,7 millones de toneladas.

China, por su parte, sigue siendo el segundo mayor productor de GLP a nivel mundial, contribuyendo con el 15% de la oferta mundial en 2024, superando los 52 millones de toneladas anuales, que refleja un incremento del 4,9% en comparación con 2023, cifras derivadas totalmente de operaciones de refinería, las cuales han crecido a medida que se incrementan las importaciones de GLP desde Estados Unidos a la región asiática.

Arabia Saudita, siendo el tercer productor más grande a nivel mundial, aportó 26 millones de toneladas anuales en 2024, es decir, un 7,5% de la producción global de GLP. Esta cifra representa un incremento del 2,4% frente a la producción de 2023, produciendo 26 millones de toneladas/año, cifra superior que la producción de los demás países que continúan en la lista de los mayores productores de GLP, pues Canadá, que es el 4to mayor productor, aporta cerca de 16,9 millones de toneladas/año.

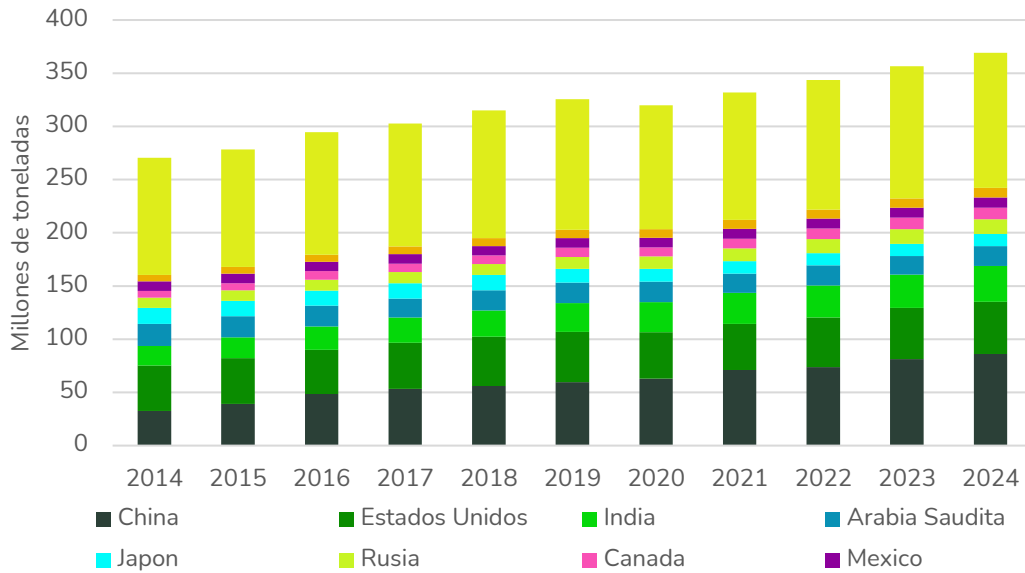
2.1.2. Demanda internacional de GLP

De acuerdo con los datos de la WLGA, se estima que el consumo global de GLP aumentó en 98 millones de toneladas entre 2014 y 2024; para 2024, superó los 369 millones de toneladas, presentando un crecimiento anual aproximado de 3,57% con respecto 2023, que registró un consumo de 356,5 millones de toneladas.

Frente a los países que más consumen GLP, el Gráfico 2-8 presenta a China como el líder del mercado mundial con una demanda de 86,2 millones de toneladas/año, es decir, un 23,4% del consumo global total de GLP en 2024; aunque, durante la pandemia del Covid-19, su demanda se limitó considerablemente debido al lento crecimiento económico durante ese periodo, en 2021 se incrementó cerca del 13% con respecto a 2020, siendo de 71 millones de toneladas/año, crecimiento motivado por una mayor demanda de energía y la introducción de nuevas plantas de deshidrogenación de propano (PDH)²¹ como valor agregado a su industria petroquímica. Desde entonces, ha aumentado su demanda en una tasa del 6,7% promedio anual.

²¹ Una planta de deshidrogenación de propano o PDH por sus siglas en inglés, es una instalación industrial que convierte propano en propileno mediante un proceso químico llamado deshidrogenación, y que tradicionalmente se realizaba en refinerías mediante el craqueo de la nafta.

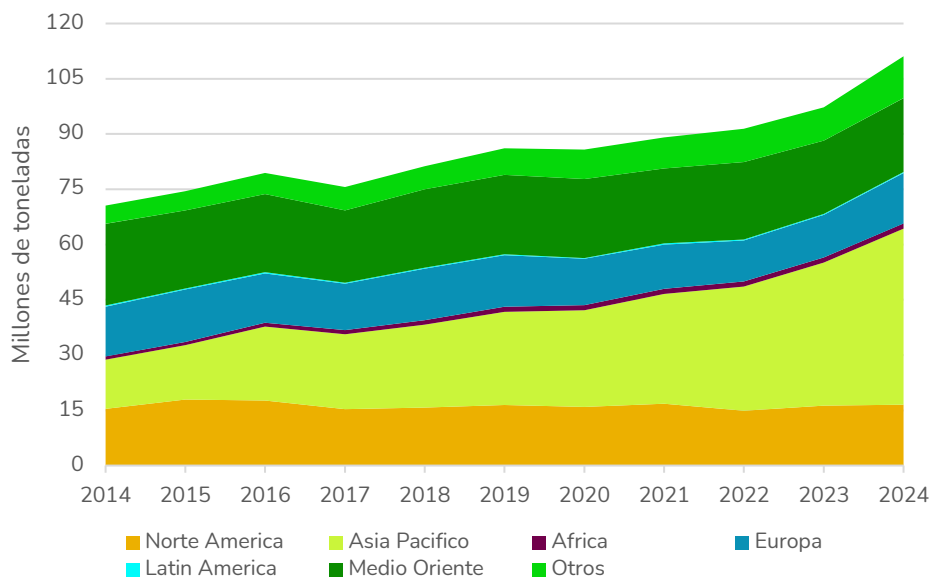
Gráfico 2-8. Consumo de GLP por país, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

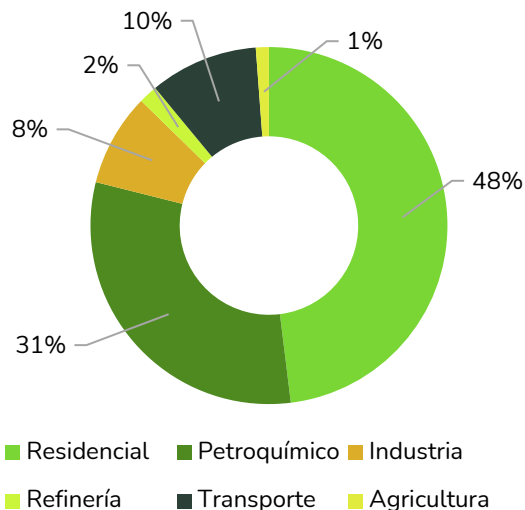
En línea con esto, a nivel sectorial, la participación del GLP en petroquímica ha evolucionado substancialmente desde el año 2000, cuando se usaba principalmente en América del Norte, debido a la producción local a partir del procesamiento de gas. Sin embargo, en 2014, la demanda mundial del sector superó los 70 millones de toneladas y en 2024 sobrepasó los 111 millones de toneladas (Gráfico 2-9).

Gráfico 2-9. Consumo internacional de GLP en petroquímica 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Gráfico 2-10. Consumo internacional de GLP por sector en 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Este comportamiento ha convertido a la petroquímica en el segundo mercado mundial más importante del GLP, luego del sector residencial, que registra un consumo de 134 millones de toneladas, representando el 36.5% de la demanda global y alrededor del 60% en Latinoamérica, con un consumo de más de 18 millones de toneladas en el último año (Gráfico 2-10).

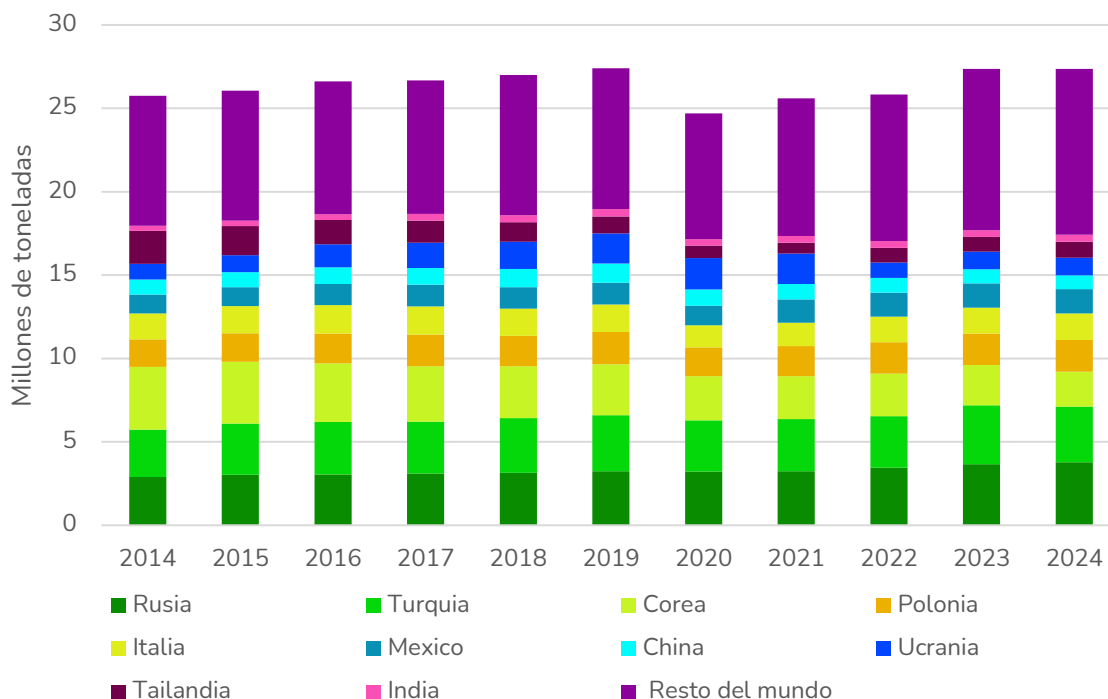
Medio Oriente, por ejemplo, es un caso donde se prevé que el crecimiento de la demanda esté dominado por el consumo de GLP para la producción de petroquímicos, por su intención de diversificar su economía más allá de la exportación de crudo. Esta estrategia implica una mayor inversión en infraestructura petroquímica para aprovechar el GLP como materia prima. Otro caso es Europa, donde la incorporación de la planta de deshidrogenación de propano (PDH) de Polska en 2023, ha impulsado la demanda química de propano, incrementando la capacidad de producción de propileno en la región. En América Latina, el uso de GLP para la producción química representa menos del 3% de la demanda total de GLP, lo que indica disponibilidad para un potencial crecimiento en este sector, en el cual la región podría beneficiarse de inversiones en infraestructura petroquímica que permitan aprovechar el GLP como materia prima, diversificando la industria química.

Estas tendencias regionales destacan la creciente importancia del GLP en la industria petroquímica global, con variaciones en su adopción y aplicación según las características y estrategias económicas de cada zona.

Por otro lado, el transporte se ubica como el tercer sector que más consumió GLP en 2024 ya que se posiciona a nivel internacional como una alternativa ambientalmente efectiva frente a los combustibles tradicionalmente usados para este fin, contando al cierre de 2023 con un consumo

de casi 27 millones de toneladas (Gráfico 2-11), realizado por 27,4 millones de vehículos y más de 79 mil estaciones de servicio operando a nivel mundial, siendo Rusia, Turquía, Corea, Polonia y China, los países que más lo consumen, representando en conjunto, el 47% del consumo global²².

Gráfico 2-11. Consumo histórico de GLP en transporte a nivel internacional, 2014-2024 (Millones de toneladas por año)



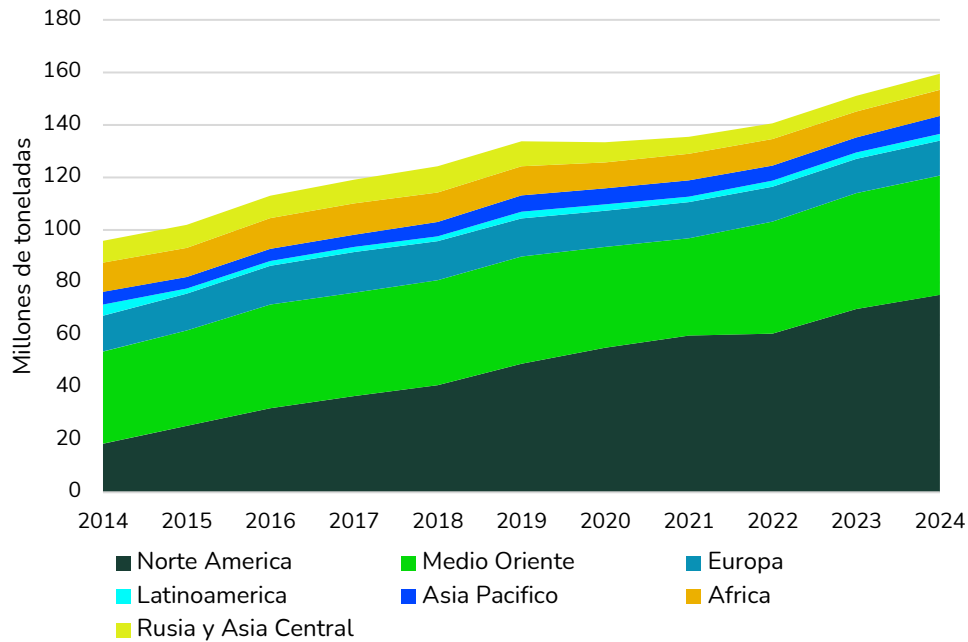
Fuente: Elaboración UPME con datos Argus Media Group 2025

2.1.3. Mercado internacional de GLP

En términos regionales, Norte América es la región que más exportaciones registró en 2024 con un total de 75 millones de toneladas, presentando un superávit comercial de 70 millones de toneladas. Estados Unidos participa con cerca de 69 millones de toneladas exportadas e importando apenas 4,7 millones de toneladas en el último año. Medio Oriente es la segunda región que más exporta GLP con 45,4 millones de toneladas y junto con África, que exporta cerca de 10 millones de toneladas al año, presentan balance positivo del lado de las exportaciones. Las regiones de Europa, Latinoamérica y Asia Pacífico en cambio, importan cantidades significativamente mayores frente a las que exportan.

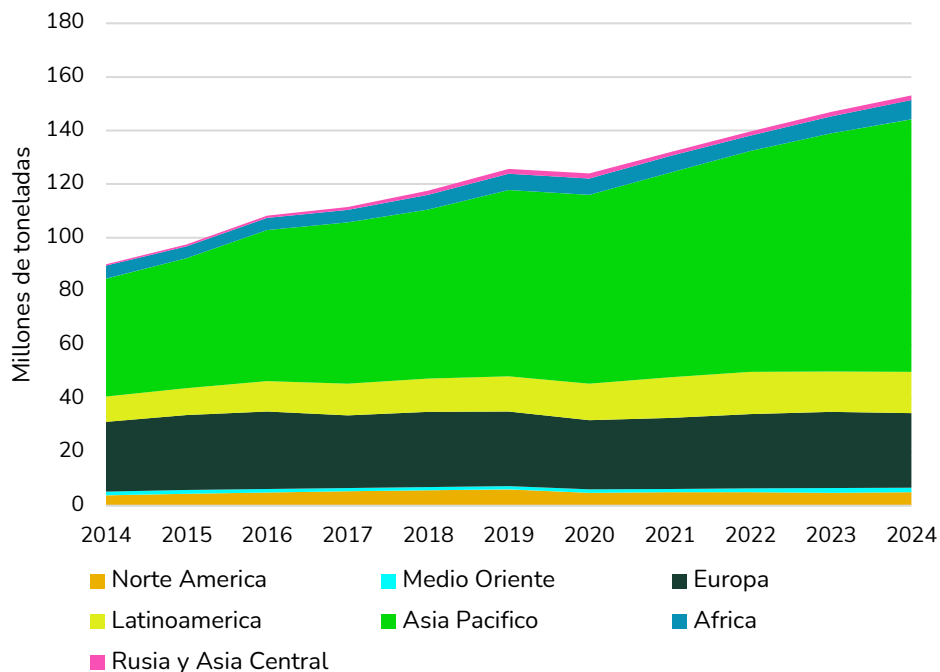
²² Autogas Incentive Policies, WLGA, 2023 Update.

Gráfico 2-12. Exportación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Gráfico 2-13. Importación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

En este aspecto, se destaca la tendencia al alza de las importaciones de la región Asia-Pacífico, la cual en los últimos 10 años ha incrementado la importación de GLP un 114%, pasando de importar 44 millones de toneladas de GLP en 2014 a 94 millones de toneladas en 2024.

Aunque Rusia y Asia Central son también regiones que han incrementado sustancialmente sus importaciones de GLP (un 239%) pasando de 500 mil toneladas a 1,7 millones de toneladas, las cifras no son significativas en relación con las de otras regiones importadoras. Latinoamérica, por su parte, presenta un incremento acumulado de 63% en las cantidades que importa, presentando necesidades de GLP de origen internacional de al menos 15 millones de toneladas a 2024. En el caso de Colombia, el análisis de la importación de GLP se encuentra detallado en el Capítulo 3.

2.3. Perspectivas del mercado mundial de GLP

A nivel global, se espera que para 2040 haya un crecimiento en la producción de GLP superando los 400 millones de toneladas anuales, considerando una tasa de crecimiento promedio anual del 0,8% para el período 2025-2040 según datos de la WLGA. Esto, como resultado de la continuidad en la explotación de campos de producción de gas, futuros desarrollos de yacimientos no convencionales, incremento del GLP producido en refinerías y nuevos proyectos de GNL. Todo esto incrementaría la disponibilidad del GLP a nivel internacional.

Se espera que Estados Unidos siga siendo el mayor productor de GLP a nivel mundial, a partir de operaciones de procesamiento de gas, que es la fuente del 90% de su producción, con un crecimiento anual promedio del 1% y correspondiente a 123,8 millones de toneladas/año hacia 2040.

China se mantendría como el segundo mayor productor de GLP a nivel mundial, aunque considerando el déficit de 29 millones de toneladas promedio anual al que se enfrenta desde 2021, mantendrá también su rol como principal importador hacia 2033, teniendo en cuenta su prioridad por el crecimiento económico sobre la descarbonización.

En cuanto a la demanda de este energético, se presentan varios retos a largo plazo. Se estima, un crecimiento de la demanda mundial anual promedio de GLP de 1,29% hasta el año 2032. Luego de este año, se proyecta un decrecimiento promedio anual de 0,81% hasta 2040. Cifras que coinciden con un escenario donde la competencia con el gas natural y las energías renovables hacen posible el desplazamiento del GLP en mercados ya maduros y/o saturados, como es el caso de India.

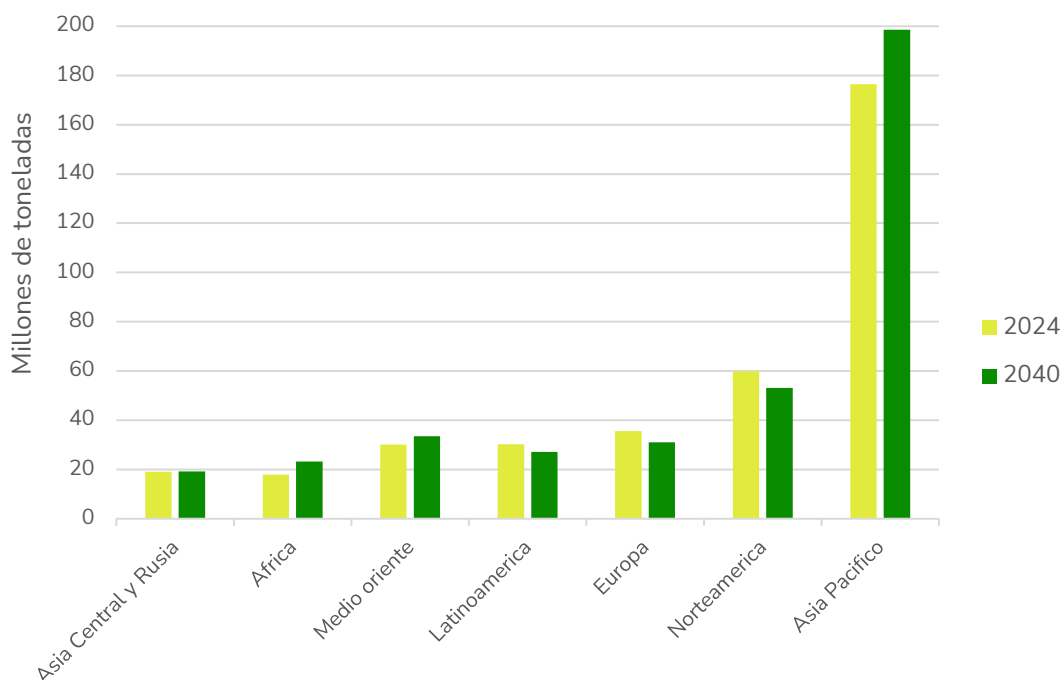
Asia seguirá siendo el motor del crecimiento de las importaciones de GLP. En la Gráfico 2-9 se presenta el pronóstico de consumo para el 2040²³, donde se espera un aumento en la producción

²³ Argus Media Group en Long-Term Global LPG Fundamentals – enero de 2025

global de 26,9 millones de toneladas en el periodo 2025-2040, soportado especialmente por el consumo de la región de Asia - Pacífico, con una tasa de crecimiento promedio anual de 5,9% hasta 2032, alcanzado para este año su pico de consumo, seguido por un decrecimiento promedio anual de 0,87% hasta 2040; le sigue el aumento de la demanda en África con una tasa de crecimiento promedio anual de 1,66% dentro del periodo 2025-2040.

En el caso de Latinoamérica, se estima que la demanda de GLP se mantenga en alrededor 30 millones de toneladas/año en la década del 2030, siendo dominada por el consumo residencial y considerando un escenario donde la demanda del AutoGLP aumente a corto plazo a 3 millones de toneladas por año.

Gráfico 2-13. Proyección de consumo de GLP, 2024-2040 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

A nivel sectorial, se estima que el consumo residencial en zonas urbanas decrecerá a un ritmo promedio del 1,08% en los próximos diez años, toda vez que se están desarrollando cada vez más alternativas energéticas que eventualmente pueden desplazar al GLP en la cocción de alimentos y/o la calefacción. En contraste, el empleo del GLP en el sector petroquímico tendrá una tasa de crecimiento promedio del 2,8% proyectándose como el sector con mayores expectativas hasta aproximadamente 2033, año en que el consumo se estabiliza.

Se prevé que la demanda global de propileno, que ha crecido a una tasa de 3,6%, equivalente a 5,3 millones de toneladas/año, seguirá creciendo debido al mayor uso de etano a nivel mundial, lo que ha ocasionado que las plantas craquedoras con vapor hayan reducido su producción de

propilenos y, por ende, se haya incentivado la construcción de plantas exclusivas para la creación de propileno o plantas de deshidrogenación o PDH (por sus siglas en inglés) en Estados Unidos y Canadá.

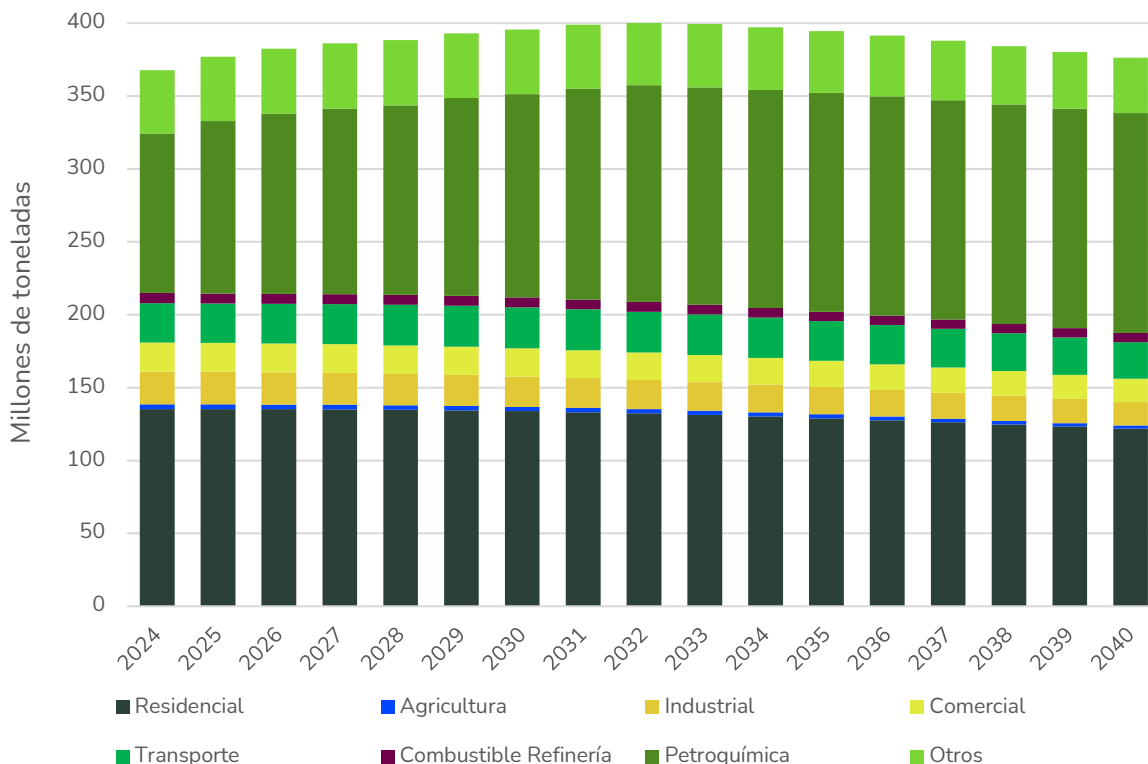
Así mismo, Estados Unidos se mantendrá como uno de los mayores consumidores de GLP requiriendo cerca de 42 millones de toneladas hacia 2040, de manera que, al contar con una producción que supera más del triple de sus requerimientos internos, contará con la más alta disponibilidad de exportación entre todos los productores de GLP, esto sin considerar el comportamiento estacional de los inviernos estadounidenses que en los últimos años no han demandado el exceso de producto interno promoviendo el crecimiento de sus inventarios; por lo anterior, se prevé que las inversiones en procesamiento de gas y las expansiones de la capacidad de terminales de exportación para proveer GLP a países claves en la región Asia – Pacífico, continuará dándose.

En cuanto al mercado latinoamericano, este seguirá presentando un consumo estable, abasteciéndose principalmente de las exportaciones de Estados Unidos; también se espera que se mantengan las exportaciones de países como Australia, Rusia y Canadá hacia el mercado de Asia pacífico, pues cuentan con ubicaciones estratégicas que les favorecen para trasladar cargamentos de GLP hacia dicho mercado.

Por otra parte, se estima un aumento y como consecuencia, una mayor complejidad en el comercio de GLP a nivel mundial, toda vez que, las ampliaciones del canal de Panamá han afectado las principales rutas desde Medio Oriente y el Golfo de los Estados Unidos hacia Asia Pacífico, junto con los movimientos hacia Europa, lo que incrementa la proporción de movimientos globales de este energético.

Las exportaciones de Estados Unidos continuarán impactando el mercado internacional creciendo continuamente afectando la estabilidad de los precios hacia la baja; si bien, en 2022 los precios subieron conforme aumentaron los del crudo desde 2014, en relación con la nafta, el GLP se debilitó con proporciones de propano/nafta y butano/nafta de 0,89 y 0,94 respectivamente, en comparación con las relaciones de 0,98 y 0,97 presentadas en 2022; cabe resaltar que sin un aumento de la demanda de productos petroquímicos, existe el riesgo de que los precios de la nafta y el GLP caigan aún más, ya que ambos combustibles compiten por un consumo limitado. Así las cosas, se prevé que la capacidad de exportación de GLP de los Estados Unidos se mantenga estable en los escenarios de mediano y largo plazo, lo que implica que la importación de GLP requerida por Colombia para atender la demanda nacional principalmente provenga de ese país.

**Gráfico 2-14. Proyección de consumo de GLP por sector, 2024-2040
(Millones de toneladas/año)**



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

A largo plazo también se espera que la mejora de la eficiencia equipos y el cumplimiento de los objetivos de descarbonización contribuyan a la reducción de demanda de combustibles fósiles para el transporte; no obstante, para el GLP, se estima que el crecimiento continúe, especialmente en la industria petroquímica y en los potenciales mercados residenciales de zonas rurales y de difícil o nulo acceso a servicios públicos, donde el GLP por su portabilidad, seguridad y facilidad de uso, sea una alternativa de consumo y bienestar.

En el sector transporte se estima una disminución del consumo de GLP a partir de 2030, con un decrecimiento de 1,4% promedio anual, motivado principalmente por las políticas adoptadas por varios gobiernos dentro del marco de la penetración de energías renovables en el sector transporte. De forma similar ocurre con los sectores de agricultura, industria y comercio, los cuales también tendrían tasas negativas de crecimiento en los próximos 10 años.

Como se describió anteriormente, en la siguiente década se estima un crecimiento en el procesamiento de gas y en el sector petroquímico hasta alcanzar 48 y 41 millones de toneladas respectivamente, hacia 2035. La mayoría de los proyectos para impulsar el procesamiento de gas, previstos para los próximos 5 años, tienen diferentes fines, desde expansiones para incrementar las exportaciones de gas natural licuado o desarrollos para garantizar el gas natural

para el sector eléctrico, hasta los esfuerzos en reducir la quema y liberación de gas natural a la atmósfera. Todo lo anterior con el mismo resultado: incremento acelerado de la producción de GLP.

Se espera que la demanda siga aumentando a medida que el mercado residencial de India crece, pero considerando la declinación en los mercados de Europa y Asia, se estima una caída general del sector a partir de 2028.

En este contexto, el equilibrio entre la oferta y la demanda internacional de GLP cobra una relevancia estratégica, especialmente para mercados como el colombiano. Las proyecciones globales apuntan a un crecimiento sostenido en el consumo de GLP, impulsado por su versatilidad como energético de transición y su adopción en sectores residenciales, industriales y de transporte. Este dinamismo, sin embargo, plantea desafíos, ya que el aumento en la demanda internacional podría ejercer presión al alza sobre los precios de importación, afectando la competitividad del mercado nacional. A pesar de ello, la creciente oferta global proyectada, respaldada por inversiones en infraestructura y producción en países exportadores, podría convertirse en un incentivo para garantizar una mayor disponibilidad del producto para el país²⁴.

²⁴ Datos y graficas correspondientes a este capítulo se encuentran en el Anexo 2 – Entorno Internacional del GLP 2024

3. Entorno Nacional del GLP

La industria nacional del GLP data de las cantidades marginales que eran producidas en las Refinerías de Tibú y Barrancabermeja²⁵ hacia los años 30 del siglo pasado. Posteriormente, fue adquiriendo mayor participación como energético para cocción doméstica, lo que se derivó en la creación y expedición de la regulación para el funcionamiento de su propio mercado, dando origen, en la década de los 50, a los primeros poliductos y propanoductos construidos para atender las necesidades industriales y residenciales del centro del país. Esto, a su vez dio paso a la construcción de plantas de almacenamiento y envasado de GLP, infraestructuras operadas por los comercializadores mayoristas.

En términos de abastecimiento y confiabilidad, desde hace varios años el mercado nacional del GLP se viene enfrentando un escenario deficitario, dado que la oferta nacional ha resultado insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda. Este déficit se ve agravado por la declinación natural de los campos de producción de hidrocarburos y la reducción de la oferta proveniente de las refinerías, lo que plantea desafíos significativos a mediano y largo plazo.

Ante este contexto, la UPME, en su ejercicio de planeación contempla diferentes proyecciones del comportamiento del mercado en un horizonte de 10 años, considerando los principales factores técnicos y logísticos que actualmente afectan la disponibilidad del GLP.

El análisis presentado a continuación, fue desarrollado con base en datos oficiales provenientes de las siguientes fuentes:

- Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).
- Información de las Ofertas Públicas de Cantidades (OPC) declaradas por Ecopetrol.
- La Declaración de Producción de GLP (DP) presentada por los agentes al Ministerio de Minas y Energía (MME).
- Información logística del sector, reportada por los comercializadores mayoristas.

El enfoque técnico propuesto permitirá evaluar las implicaciones del déficit actual de producto y valorar las necesidades, los desafíos y oportunidades que el sector enfrentará en el horizonte

²⁵ Ministerio de Minas y Energía, 2024. Consulta del 15 de marzo de 2025. Disponible para consulta: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

2025-2034, proporcionando una base de referencia para la formulación de estrategias que contribuyan a mejorar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento del GLP en el país.

Es importante señalar que, en la revisión de las cantidades de GLP producidas y el consumo reportado por los agentes ante la SSPD, se ha observado un desbalance entre ambas fuentes, siendo mayor el consumo que la suma de la producción e importación que se reporta, hecho que se ha puesto en manifiesto en los diferentes espacios desarrollados con los agentes del sector y entidades del estado, y que trae consigo un particular desafío teniendo en cuenta que esta información es la base para la asignación de las cantidades de GLP producidas por Ecopetrol mediante las OPC. De igual forma, en el *“Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados relevantes y Fallas de Mercado”*²⁶, contratado por la CREG, se menciona lo siguiente al respecto: *“...se identificaron agentes que reportan información duplicada o inflada sobre ventas en el SUI para conseguir más producto de precio regulado, esto ocurre principalmente en los periodos que se toman en cuenta para la asignación de la OPC, generando una ventaja competitiva desleal...”*. De ser así, esto generaría una distorsión tanto en el proceso de asignación de cantidades de GLP por OPC, como de la proyección de demanda realizada por la UPME, siendo este, uno de los principales insumos para la planeación. Se requiere, entonces, un mecanismo a nivel de política pública y/o regulatoria que permita realizar mayor vigilancia y control sobre el comportamiento antes descrito.

3.1. Oferta nacional de GLP

A continuación, se analiza la evolución histórica que ha tenido la oferta nacional de GLP, considerando diversos factores que han moldeado su disponibilidad y consumo en el país. Para ello, se presenta las características de la producción nacional y el papel que han jugado las importaciones, las cuales se han dado de manera esporádica desde 2005 pero que, a la fecha, se han transformado en necesarias para complementar la oferta interna. Se realiza un comparativo la calidad del GLP de producción nacional con el importado y finalmente, se evalúa el comportamiento del consumo del GLP, tanto como servicio público domiciliario, como también en otros sectores clave como el transporte y la generación en zonas no interconectadas y termoeléctricas que alimentan el Sistema Nacional Interconectado (SIN).

3.1.1. Producción nacional de GLP

La producción de GLP en Colombia, al igual que a nivel mundial, se origina a partir de dos fuentes principales:

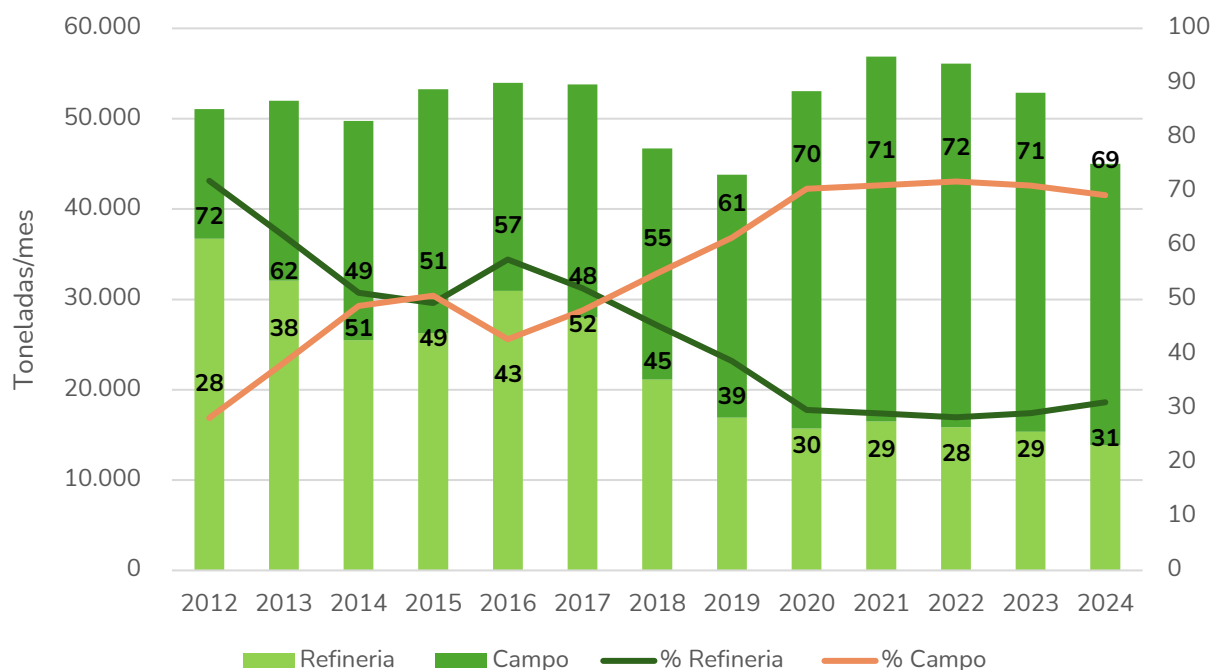
²⁶ Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS.

- En las refinerías de crudo, donde el GLP se genera como subproducto de los procesos petroquímicos. En el contexto nacional, se hace referencia a los procesos llevados a cabo en las Refinería de Cartagena y de Barrancabermeja.
- En los campos de producción de hidrocarburos en los que, mediante el tratamiento del gas natural húmedo, se extraen los componentes más pesados, entre ellos el GLP.

Antes de 2005, Ecopetrol era el único productor de GLP en Colombia, situación que cambió con la entrada en producción del campo Rancho Hermoso²⁷, ubicado en el departamento de Casanare. Posteriormente, entre 2009 y 2011, comenzó la producción en los campos Corcel, La Punta y Dina, y se sumó la producción del campo Cusiana, la cual transformó significativamente el panorama de la oferta de GLP en el país.

En el Gráfico 3-1 se puede observar la producción histórica de GLP en los últimos 10 años, periodo en el cual la producción de GLP en Colombia ha mostrado un comportamiento estable, con algunas fluctuaciones significativas en los años 2018 y 2019, donde se alcanzaron mínimos históricos de 46.722 toneladas/mes y 43.792 toneladas/mes respectivamente.

**Gráfico 3-1. Producción nacional histórica de GLP por tipo de fuente
(Toneladas mensuales/año)**



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

²⁷ Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Evaluación integral de prestadores ECOPETROL S.A. – GLP, IN-F-003 V1 de 2014.

Se destaca que, en 2012, el 72% de la producción nacional de GLP provenía de las refinerías, mientras que el 28% restante, de campos de hidrocarburos. Para el año 2024, esta proporción se ha invertido completamente, y los campos de hidrocarburos entregan el 69% del GLP producido en el país, mientras que las refinerías aportan únicamente el 31%. Este cambio que se atribuye principalmente a dos factores:

- La entrada en operación de plantas de procesamiento de GLP, que dio lugar al aumento de producción desde los campos Cupiagua y Floreña, que han incrementado sustancialmente la oferta de GLP proveniente del tratamiento de gas natural húmedo.
- La reducción progresiva de la producción de GLP en la refinería de Barrancabermeja, la cual ha disminuido su participación relativa en el mercado debido a ajustes en sus procesos internos y a una menor disponibilidad de este energético, para el mercado doméstico.

La producción de GLP entre 2014 y 2024 presenta una reducción total de 9,53%, a pesar del ingreso de GLP proveniente del campo Cupiagua desde 2018, y a que la producción de la refinería de Cartagena, en los últimos 5 años, ha mantenido un desempeño constante.

El aporte a la producción a partir de los campos se han mantenido por el orden de las 25 mil toneladas/mes desde 2014, y aunque creció en 2020 a 37.350 toneladas/mes y luego, en el periodo 2021-2022 a 40 mil toneladas/mes, desde 2023 no supera las 37 toneladas/mes; este comportamiento que afecta de manera importante a la producción total de GLP, es atribuida principalmente al menor aporte de GLP por parte del campo Cusiana, cuya declinación natural seguirá impactado negativamente la oferta disponible del energético.

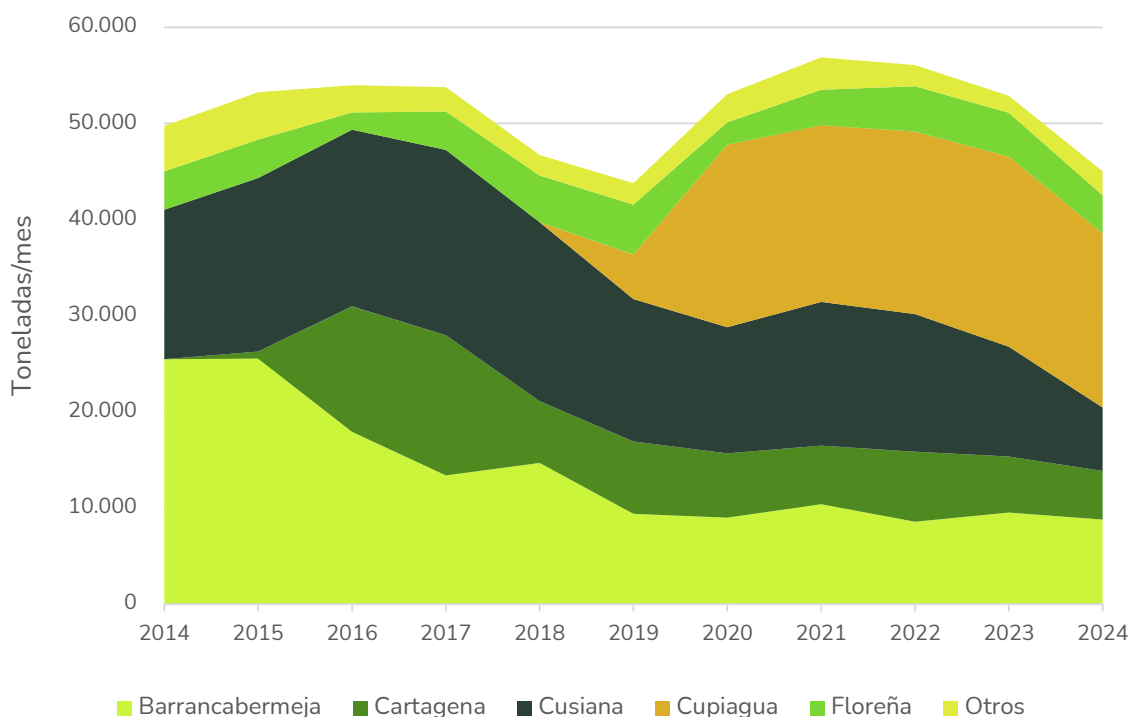
Lo anterior, sumado a la reducción paulatina de las cantidades de GLP disponibles para la venta por parte de la Refinería de Barrancabermeja que desde 2015, han ocasionado un mercado deficitario, que ha obligado al país a recurrir progresivamente a importaciones, teniendo en cuenta que el consumo ha venido en ascenso, como será detallado en el numeral 3.2. del presente capítulo.

Como se ha descrito, el aporte de GLP ha mostrado una variación significativa a lo largo del tiempo según la fuente de producción, reflejando cambios estructurales en la dinámica de suministro en Colombia, tal como se puede observar en el Gráfico 3-2²⁸.

²⁸ La producción de los campos Capachos, Toqui-Toqui, Dina, La Punta, Payoa, Corcel, Buenavista, Rancho Hermoso, La Cañada y las estaciones Tocaría, La Gloria y Apiay se agrupa en "Otros" en el Gráfico 3-2.

Es importante señalar que la información reportada por parte de los comercializadores mayoristas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es limitada, ya que se enfoca exclusivamente en el GLP como servicio público domiciliario. Por lo tanto, consumos significativos de GLP para otros usos como la *co-dilución de crudos pesados*²⁹ no son incluidos en estos reportes; este es el caso del GLP producido en el campo Apiay, donde a pesar de producir cantidades del orden de 750 toneladas promedio/mes en 2024, son contabilizadas como “Producción comprometida” y no como “Disponibile para la venta” en la Declaración de Producción, y por lo tanto no aparecen en el SUI. En consecuencia, el histórico de producción de GLP destinado para otros usos y necesario para el análisis de la oferta es limitado.

**Gráfico 3-2. Producción histórica de GLP a partir de fuentes nacionales
(Toneladas producidas promedio mes/año)**

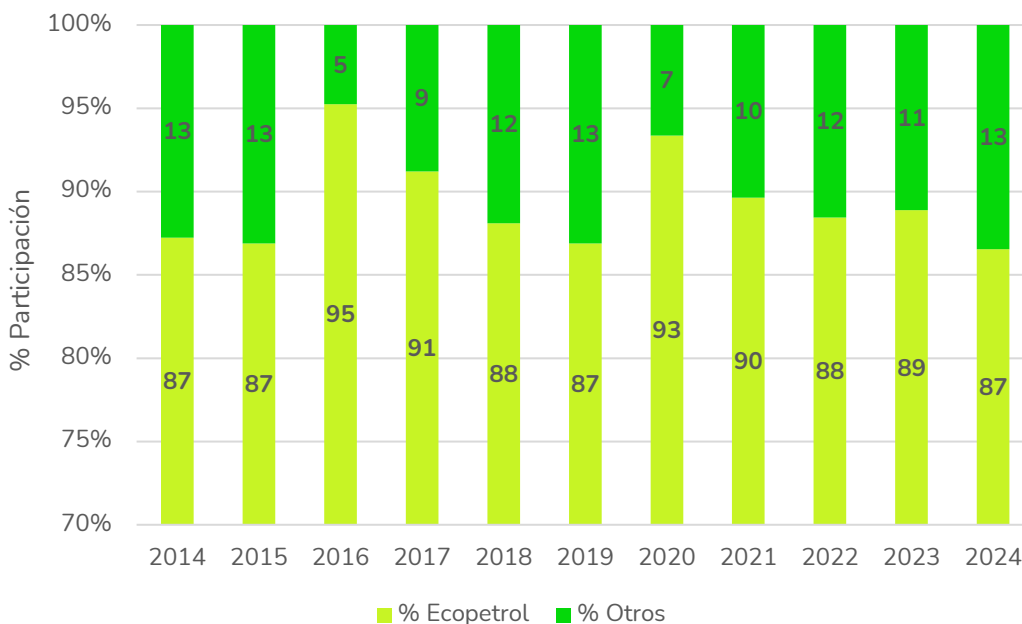


Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

De acuerdo con la información presentada, históricamente Ecopetrol ha mantenido una posición dominante de la producción en Colombia, participando en promedio con el 90% del agregado nacional durante los últimos 10 años, tanto de sus refinerías como de sus campos de hidrocarburos. Sin embargo, otras compañías han comenzado a contribuir al mercado con cantidades significativas de GLP desde sus contratos de producción de hidrocarburos e importaciones para cubrir la demanda no satisfecha.

²⁹ Proceso en el que se inyecta GLP al crudo pesado para alcanzar las condiciones óptimas, para su transporte a través de los oleoductos y/o poliductos.

Gráfico 3-3. Distribución de producción histórica de GLP entre Ecopetrol y otros agentes



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

En línea con lo anterior, para el año 2023, estos nuevos productores alcanzaron una participación del 11%, operando principalmente los denominados “campos menores” de hidrocarburos. Este aporte, aunque aún es limitado, refleja el potencial de diversificación de la oferta nacional de GLP, que podría contribuir a reducir el déficit de abastecimiento y fortalecer la competitividad del sector en el mediano plazo.

Según los reportes de los productores de GLP a la SSPD, en 2023, la mayor concentración de la producción nacional se encuentra en los Llanos Orientales, en el llamado Tren del Piedemonte Llanero, conformado por los campos Cusiana, Cupiagua y Floreña (68% del total), en el departamento de Casanare, seguido de las refinerías de Barrancabermeja (18%) y Cartagena (11%).

Esta acumulación de la oferta en la región del Casanare genera un aspecto crítico en el análisis de abastecimiento, ya que las fallas propias de la operación o las afectaciones que se puedan generar sobre las vías terrestres empleadas para la internación del producto hacia otras regiones del país, podrían generar fuertes restricciones a la demanda, las cuales difícilmente podrían ser sustituidas con alguna otra fuente nacional, adicional a la tendencia a la baja de las producciones que estos campos presentan conforme se van depletando los yacimientos.

3.1.2. Importaciones de GLP

Hasta el año 2016, las importaciones de GLP en Colombia, según los datos reportados en el SUI, eran ocasionales y realizadas exclusivamente por Ecopetrol, como respuesta a contingencias operativas, fallas en el proceso de las refinerías o campos productores. Sin embargo, en la medida en que la producción del campo Cusiana se redujo, seguido de la salida de operación del campo Floreña en el segundo semestre de 2016 y a medida que los aportes de las refinerías de Barrancabermeja y del campo Apiay se hicieron limitadas, un grupo privado de inversionistas denominado G5 y conformado por las organizaciones Almagas, Chilco, Colgas, Montagás y Vidagas³⁰, a partir del año 2017, comenzó a realizar importaciones regulares de GLP a través del Puerto de Cartagena, operado por Okianus, con el objetivo de cubrir el déficit de la oferta nacional.

Posteriormente, en 2019 se incrementó la actividad de importación por parte del sector privado, mediante la apertura de una segunda terminal de importación, también ubicada en Cartagena, por parte del operador portuario Plexaport, dada la disminución continua de la producción nacional de GLP, de manera que las importaciones experimentaron un incremento significativo, superando las 100 mil toneladas anuales por primera vez, ese año.

En los años siguientes, los agentes privados han mantenido su actividad importadora en el rango de entre 8.000 a 47.000 toneladas/año, mientras que Ecopetrol importó pequeñas cantidades en 2021 y en 2022, pero no reportó importaciones en 2020 ni en 2023.

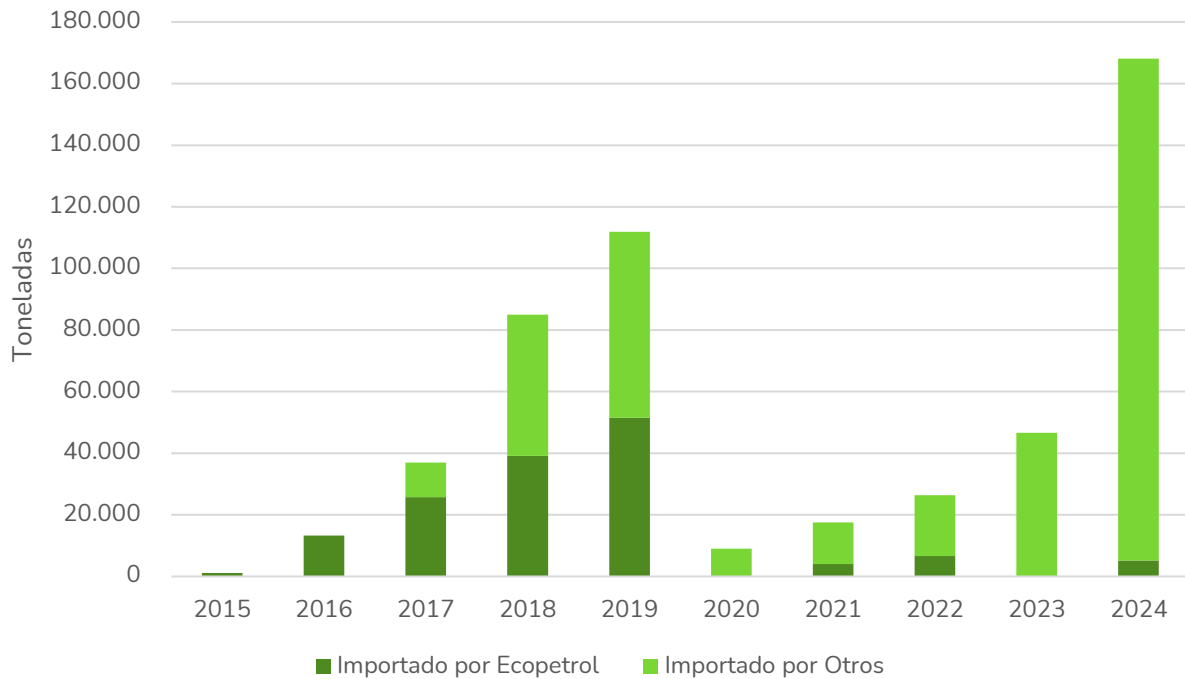
En 2024, sin embargo, las cantidades importadas de GLP alcanzaron la cifra más alta de la historia; cerca de 163.000 toneladas fueron importadas solamente por el sector privado, siendo Ecopetrol el responsable de importar alrededor de 5.220 toneladas en el último año.

Según se observa en el Gráfico 3-4, en 2018, las importaciones realizadas por los agentes privados a través de los puertos de Okianus y Plexaport representaron el 54% del total importado, mientras que el restante 46% fue importado por Ecopetrol.

Actualmente y según información de los agentes privados, se están llevando a cabo ampliaciones de la capacidad de importación, las cuales serán detalladas en el numeral 4.2.2 del presente documento.

³⁰ Gasnova, Informe GLP 2023; disponible para consulta en: <https://www.gasnova.co/informe-anual-del-glp-2023-2024/>

Gráfico 3-4. Importación histórica de GLP (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

3.1.3. Calidad del GLP nacional

Según el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 40246 de 2016 por la cual se expide el Reglamento Técnico aplicable al recibo, almacenamiento y distribución de gas licuado de petróleo-GLP en el país, se define al GLP como una “...mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo... [Estos hidrocarburos] ...gaseosos en condiciones atmosféricas, se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión... [y están constituidos] ...principalmente por propano (C3) y butano (C4).”

También indica que el GLP “...clasificado en función de sus propiedades físico-químicas, debe cumplir con las especificaciones de calidad contenidas en la norma NTC 2303...”. Esta norma se basa en el estándar ASTM³¹ D1835, e indica que la calidad del GLP se divide según el tipo de aplicación. Sin embargo, la regulación actual de la calidad del GLP no establece límites específicos para el contenido de olefinas ni para las proporciones de propano o butano requeridas para ningún uso en particular ni para las prácticas de aseguramiento de la calidad (QA) y Control de la calidad (QC) del GLP³².

³¹ASTM: American Society for Testing and Materials

³²Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda., Definición de criterios de confiabilidad en el Subsector de combustibles líquidos y GLP, 2023.

Según estimaciones realizadas con base en la información reportada por los comercializadores mayoristas a la SSPD³³, la composición del GLP ofrecido por Ecopetrol varía según su origen:

- En los campos del piedemonte llanero, como Cusiana y Cupiagua, el contenido de propano (C3) es similar, con valores de 49% y 48%, respectivamente, mientras que el contenido de butano (C4) es del 49%, ubicándolos en un rango intermedio en comparación con las refinerías.
- La refinería de Barrancabermeja presenta la composición más heterogénea entre las fuentes principales, con un bajo contenido de propano (28%) y butano (35%), pero un nivel significativamente alto de olefinas (34%).
- Por su parte, la refinería de Cartagena se distingue por su contenido elevado de propano (91%) y un bajo porcentaje de butano (3%), con olefinas en niveles mínimos del 5%.

Estos patrones de composición están influenciados por las características y procesos internos de cada fuente. En la refinería de Barrancabermeja, la menor calidad del GLP generado está relacionada con los cambios en la dieta de crudo³⁴, que ha transitado de crudos livianos y medianos a crudos pesados provenientes de los llanos orientales. Por otro lado, en la refinería de Cartagena, las mejoras introducidas durante su modernización han permitido alcanzar un nivel de conversión de hasta el 97,5% del barril de crudo, lo que ha resultado en un GLP de alta calidad, con un elevado contenido de propano y bajas olefinas³⁵.

3.1.4. Calidad del GLP importado

Según el análisis de la información reportada por los agentes a la SSPD³⁶, los puntos de importación en Colombia reportan una calidad promedio de 61% de propano (C3) y 36% de butano (C4) para el año 2023, sin presencia de olefinas. La calidad del GLP importado varía según las especificaciones del producto que negocian las empresas en el mercado internacional y depende de la demanda específica.

³³ De acuerdo con la Circular conjunta SSPD-CREG No. 002 de 2016 (Modificada por la No. 004 de 2016)- Anexo B, los comercializadores mayoristas deben reportar a la SSPD la calidad del GLP entregado, de manera mensual, en el formato B.7. Calidad del producto entregado.

³⁴ En el contexto de la industria del petróleo y gas, la “dieta de crudo” se refiere a los requisitos de calidad que debe cumplir el petróleo crudo antes de ser procesado en una refinería o vendido a un cliente.

³⁵ Las olefinas son los compuestos que tienen al menos un doble enlace de Carbono-Carbono o Alquenos el porcentaje de olefinas para esta revisión se estableció como la suma de C3e y C4e (propileno, 1-buteno, iso-butileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno, 1,3-butadieno).

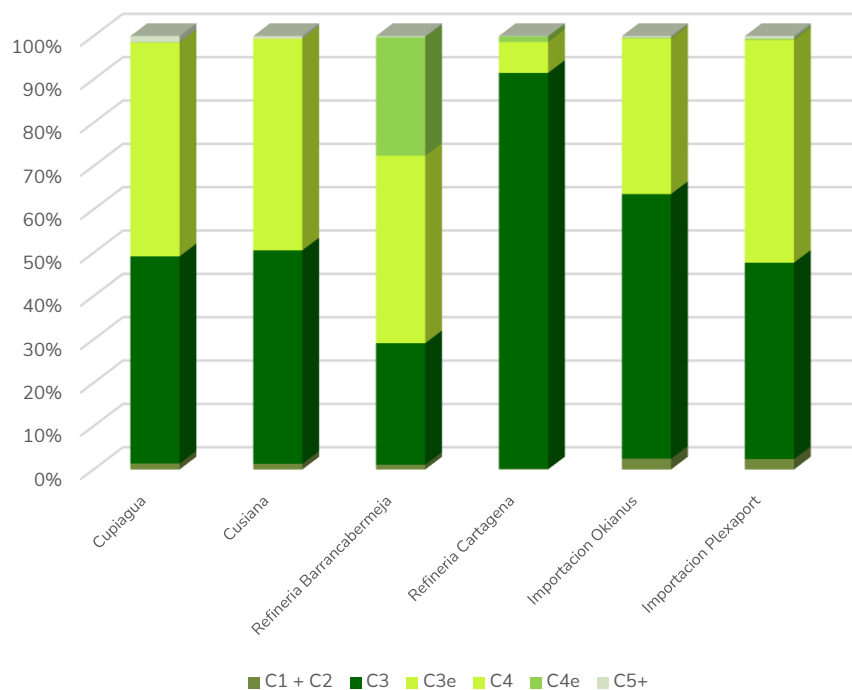
³⁶ Información reportada por los agentes a las Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mediante el formato B7 - Calidad del Producto Entregado.

A diferencia de la oferta nacional, cuya calidad está condicionada por la composición del gas del cual se origina o por los procesos operativos implementados en refinería, la calidad del GLP importado ofrece mayor flexibilidad en su empleo, pues se adapta mejor a los requerimientos del mercado y/o a la regulación aplicable vigente.

En el Gráfico 3-5, se presentan los promedios de calidad reportados por los agentes a la SSPD, agrupando los componentes de la siguiente manera³⁷:

- C1 y C2: Metano, Etano y Etileno
- C3: Propano
- C3e: Propileno
- C4: iso-Butano y N-Butano
- C4e: 1-buteno, iso-butileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno, 1,3-butadieno
- C5+: C5 y componentes más pesados.

Gráfico 3-5. Calidad de las principales fuentes de GLP en 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Formato B7

³⁷ Datos y graficas correspondientes a este capítulo se encuentran en el Anexo 3 – Producción nacional GLP.

3.2. Consumo nacional de GLP como servicio público domiciliario

De acuerdo con la información reportada en el SUI³⁸ de la SSPD, el consumo de GLP³⁹ 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.
- **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 educativo⁴⁰.

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.

³⁸ Información reportada en el SUI y tomada de la bodega de datos O3 herramienta institucional de la SSPD.

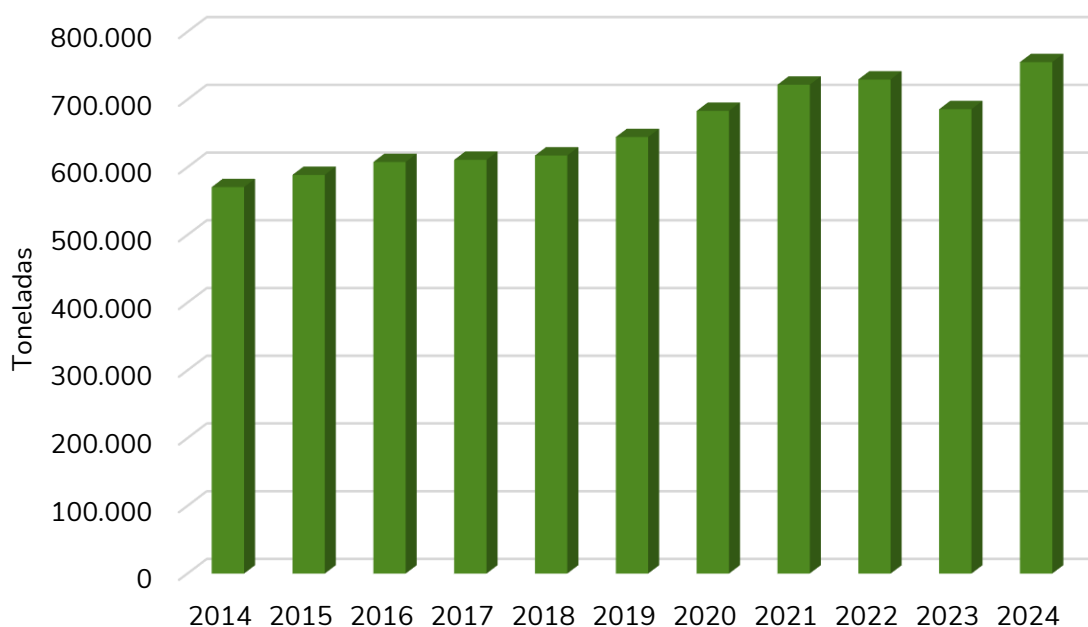
³⁹ Datos y graficas correspondientes a este capítulo se encuentran en el *Anexo 4 – Consumo histórico de GLP*.

⁴⁰ 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.

3.2.1. Consumo histórico de GLP

En 2014 el consumo promedio mensual de GLP fue de 47.549 toneladas/mes e incrementó a una tasa promedio anual de 2,92% en 10 años, alcanzando las 62.932 toneladas/mes en 2024, para completar un consumo total anual de 755.178 toneladas, reflejando un incremento del 10,14% en comparación con 2023.

Gráfico 3-6. Consumo histórico de GLP 2014-2024 (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

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*⁴¹. En este aspecto, es preciso mencionar que actualmente son beneficiarios de subsidios por parte del Gobierno Nacional las comunidades indígenas y usuarios de estratos 1 y 2 en los departamentos de Caquetá, Nariño, Putumayo, San Andrés, Providencia y Santa Catalina; de igual forma, los usuarios de los municipios del Cauca que hacen parte de las Áreas Protegidas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, con jurisdicción en el Macizo Colombiano⁴².

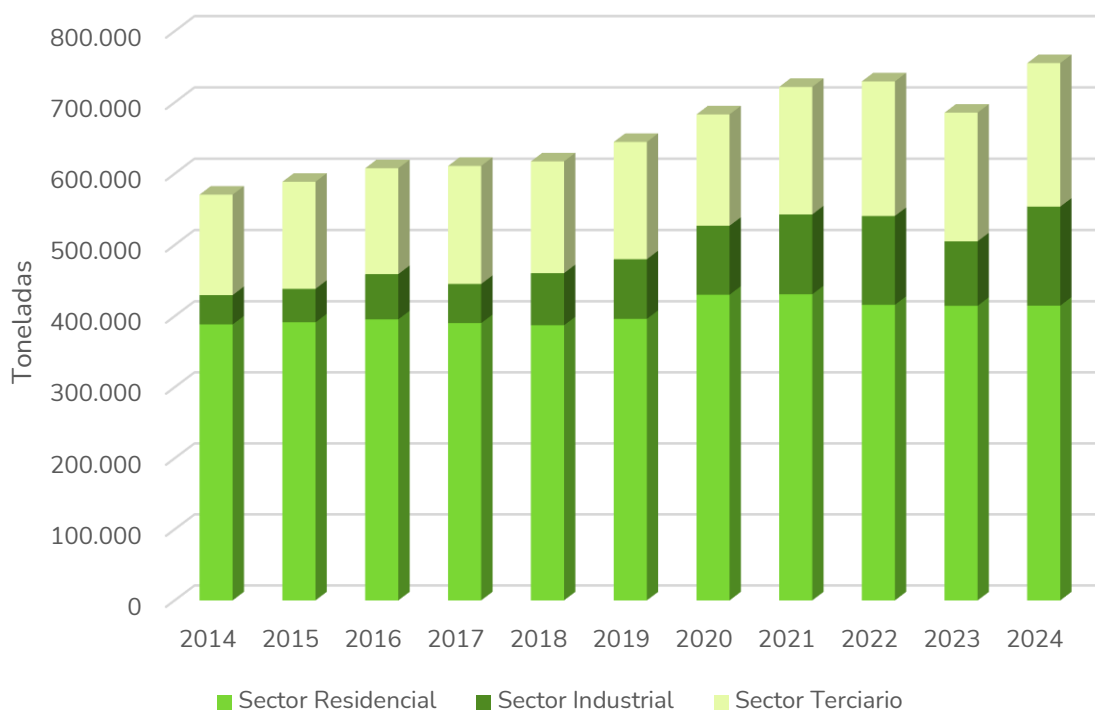
⁴¹ Decreto No. 2195 de 2013 “por el cual se establece el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido por cilindros”, para el cual se expidieron los parámetros generales para su otorgamiento en la Resolución 90502 de abril de 2014.

⁴² Resolución 40720 de 2016, modificada por la Resolución 40079 del 31 de enero de 2017 y la Resolución 40873 de 2019.

Al referirse al consumo sectorial, para efectos del análisis de la información, los sectores comercial, oficial y especial se consolidaron en uno solo como sector terciario, considerando además de su afinidad respecto al uso del energético, que la participación en el consumo nacional del GLP, por parte de los sectores oficial y especial, es muy inferior en comparación con el consumo en los sectores comercial, residencial e industrial.

En línea con lo anterior, el principal consumidor de GLP durante los últimos 10 años ha sido el sector residencial, donde por su portabilidad, el GLP se ha consolidado como una solución viable y eficiente para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua, especialmente en áreas donde resulta más complejo el abastecimiento de otros combustibles; sin embargo, los sectores que han jalonado el crecimiento de la demanda en la última década han sido el industrial y el terciario, que son los que reportan mayor crecimiento promedio en la década (15,22% y 3,87% respectivamente), como se observa en la Gráfico 3-7.

Gráfico 3-7. Participación sectorial en consumo de GLP 2014-2024 (Toneladas/año)

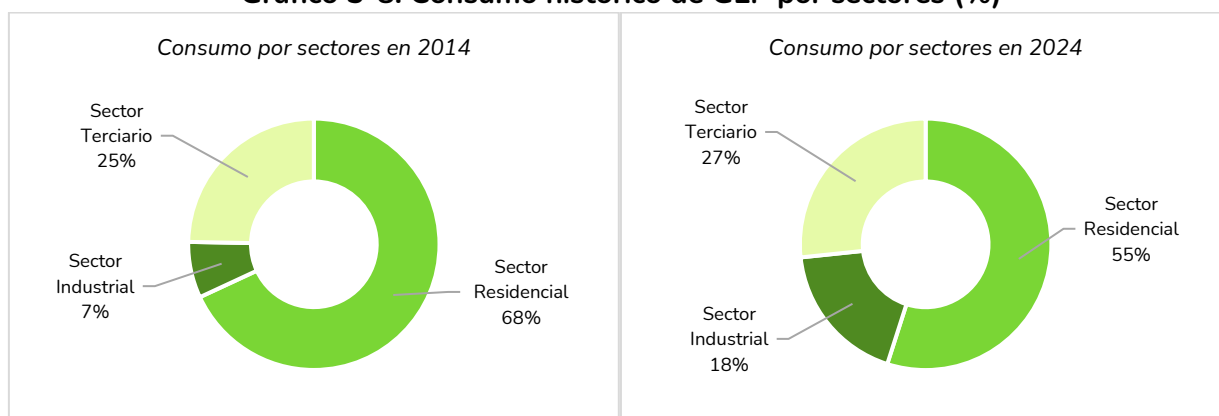


Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

En 2014 el consumo del sector residencial alcanzó las 388.502 toneladas/año, mientras que en 2024 alcanzó las 414.894 toneladas/año. De manera que, en el 2014, el 68% del consumo anual de GLP en Colombia fue causado por el sector residencial, seguido por el sector terciario con un 25% (conformado por el sector comercial en un 99%), que consumió alrededor de 140.910 toneladas y el sector industrial, con 7% del consumo anual, correspondiente a 41.181 toneladas.

En 2024, en cambio, la participación del sector residencial se redujo sustancialmente y representó el 55% del consumo total de GLP, toda vez que en la última década se ha ampliado el camino para el ingreso de otras alternativas energéticas en la cocción de alimentos y el calentamiento doméstico de agua, los cuales han limitado el crecimiento de GLP para este sector⁴³ y en cambio, se ha impulsado 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, haciendo que estos sectores representen el 27% (201.327 toneladas) y el 18% (138.957 toneladas) del consumo total nacional, respectivamente.

Gráfico 3-8. Consumo histórico de GLP por sectores (%)



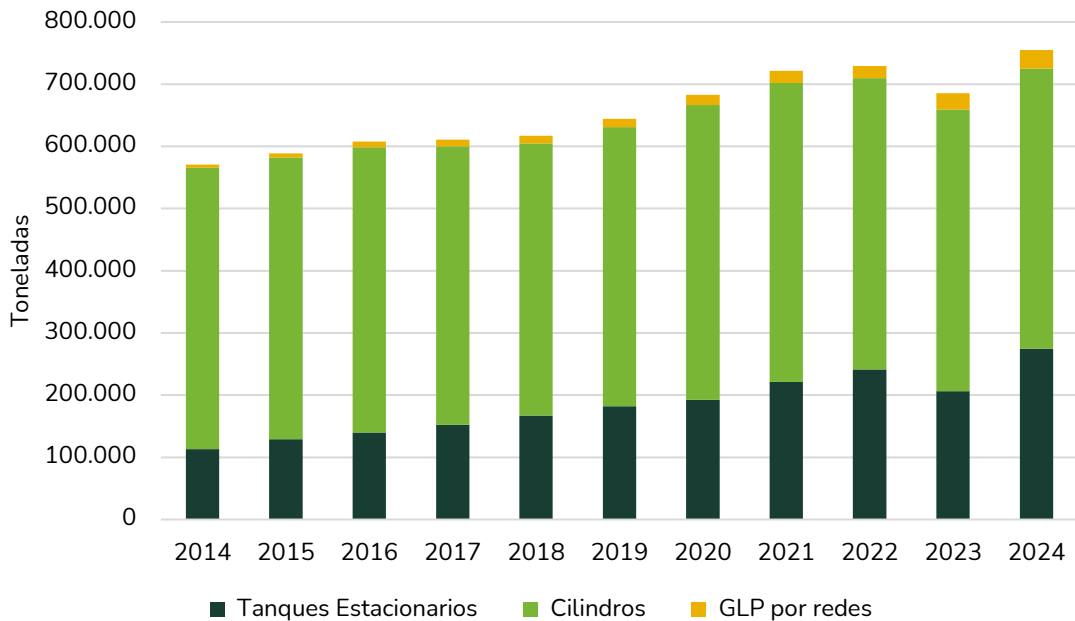
Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

Por otro lado, según la presentación o instalación donde se atiende al usuario final, la venta de GLP a través de cilindros continúa siendo el mecanismo mediante el cual, más GLP se distribuye en el país. En 2014, el consumo nacional en cilindros era de 452.371 toneladas/año, mientras que en tanques estacionarios era de 113.109 toneladas/año y en almacenamientos conectados a redes de distribución era de 5.112 toneladas/año.

En 2024, la venta de GLP en cilindros no presentó mayor variación, reportando 450.020 toneladas/año; en cambio, la venta de GLP a través de tanques estacionarios aumentó significativamente un 143% con respecto a 2014, siendo de 274.985 toneladas anuales.

⁴³ 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%.

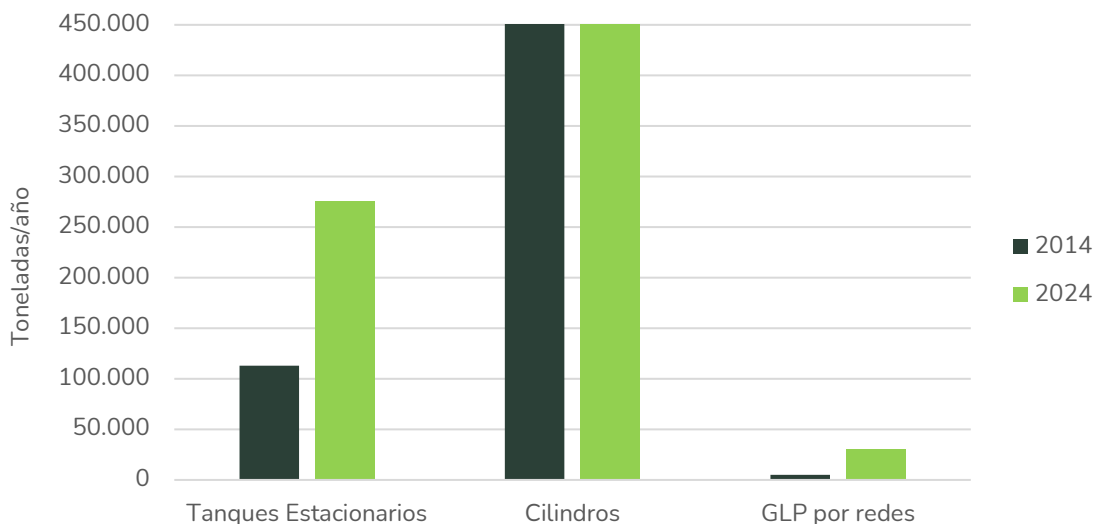
Gráfico 3-9. Consumo histórico de GLP por cilindros, tanques estacionarios y redes (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

Los usuarios de almacenamientos conectados a redes que pertenezcan a los estratos 1,2 y 3, reciben subsidios al consumo, de manera que actualmente es el canal de mayor crecimiento pues presenta un aumento considerable de 490,2% desde 2014, registrando un total de 30.172 toneladas comercializadas por este medio en 2024. Aun así, sigue siendo la modalidad en la que menos GLP se comercializa en el país.

Gráfico 3-10. Comparativo del consumo de GLP según presentación entre 2014 vs. 2024 (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

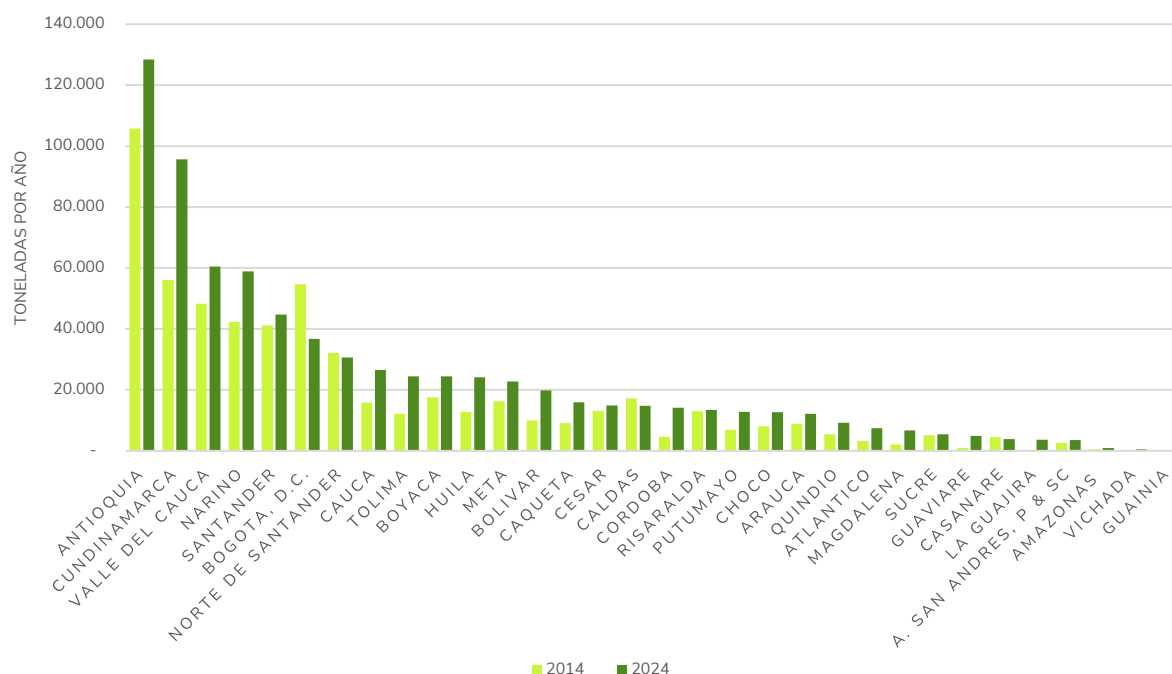
Cabe mencionar que el consumo en cilindros no goza de ningún tipo de subsidio en los departamentos diferentes a los 6 contemplados dentro del Plan Piloto para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros antes mencionado y esto podría ser una razón para que la comercialización de éste energético por este medio no presente crecimiento.

3.2.2. Consumo histórico de GLP por región

A pesar de las limitaciones logísticas en la cadena de transporte que afronta el sector del GLP, éste cuenta con una cadena de distribución altamente eficiente que le permite llegar a 1.050 municipios, equivalentes al 95% del país, siendo uno de los servicios públicos domiciliario que presenta mayor cobertura geográfica en la actualidad⁴⁴.

Los departamentos que más consumieron GLP en 2024, en orden descendente, fueron: Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca, Nariño, Santander, Bogotá, Norte de Santander, Cauca, Meta, Tolima, Huila y Meta que superaron las 20.000 toneladas/año (Gráfico 3-11).

Gráfico 3-11. Consumo de GLP por departamento, 2014 Vs. 2024 (Toneladas por año)



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

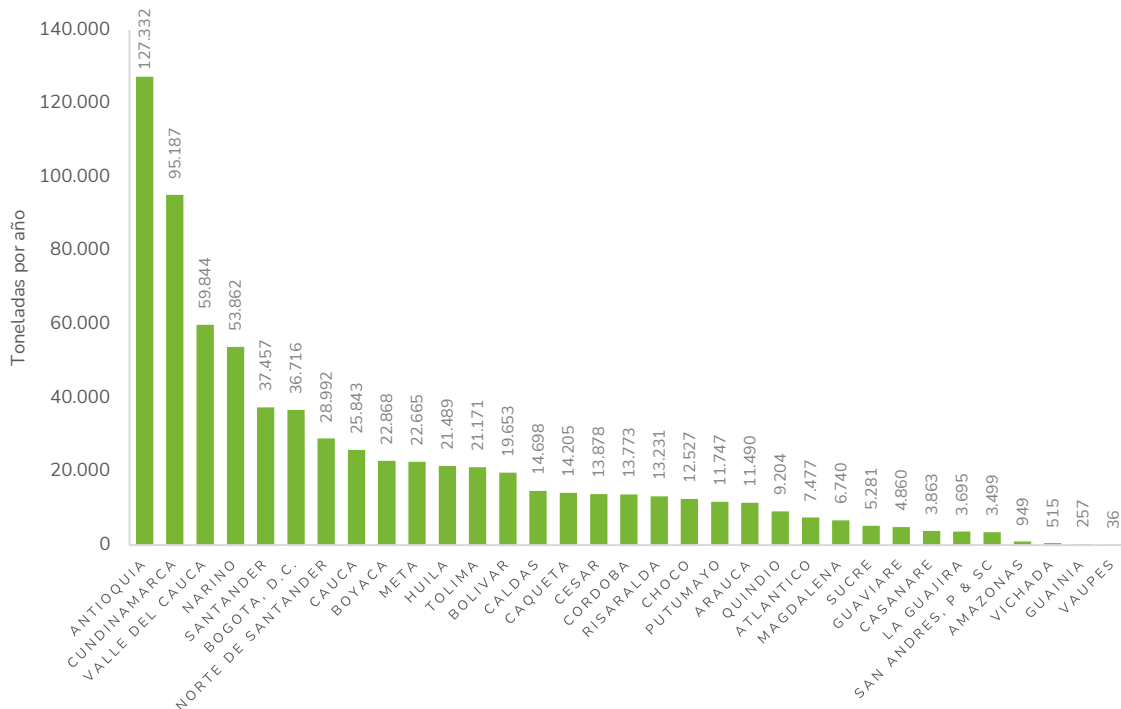
⁴⁴ (Zuleta, 2023)

Según la información reportada por las empresas distribuidoras y comercializadoras al SUI, Antioquia históricamente ha sido el principal departamento consumidor de GLP, registrando un consumo total de 105.786 toneladas anuales en 2014 (considerando GLP en cilindros, GLP en tanques estacionarios y GLP en almacenamientos conectados a redes de distribución), frente a 128.448 toneladas en 2024, presentando un incremento promedio anual de aproximadamente 21,42% en los últimos 10 años.

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 95.703 toneladas, un 70,6% más que en 2014, año en el cual el consumo fue de 56.098 toneladas. 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 (Gráfico 3-12).

Gráfico 3-12. Consumo de GLP en cilindros y tanques, por departamento en 2024 (Toneladas/año)

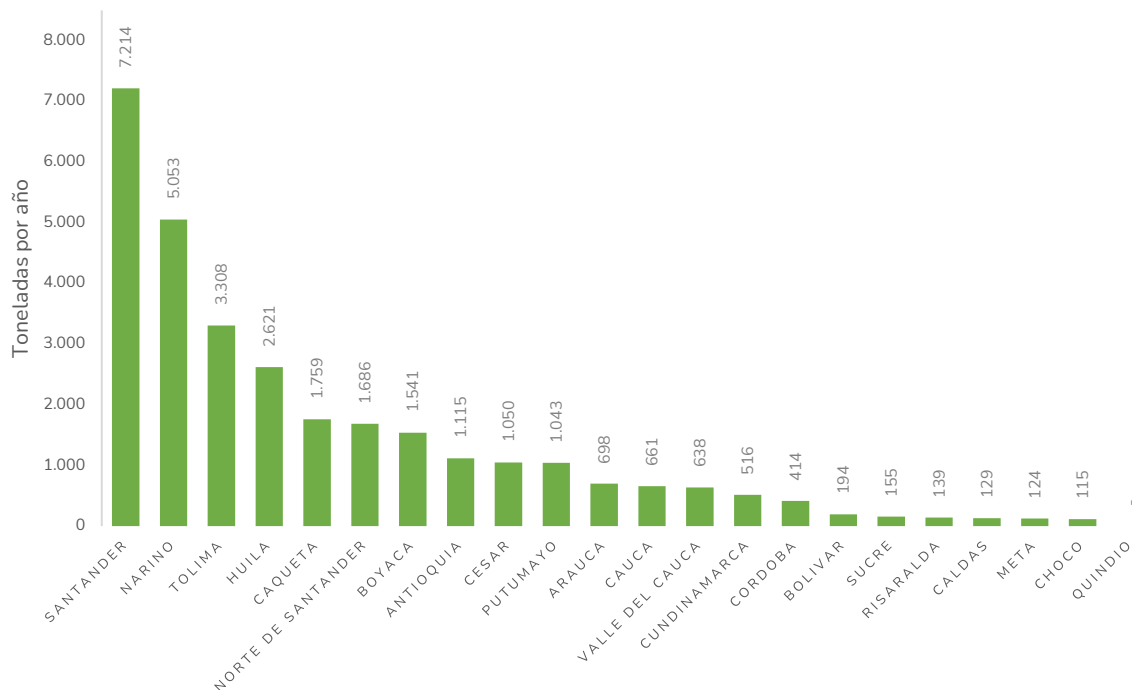


Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

Frente al consumo de GLP por almacenamientos conectados a redes de distribución, el departamento que registró mayores valores en 2024 fue Santander con 7.214 toneladas/año, seguido por Nariño con 5.053 toneladas/año, Tolima con 3.308 toneladas/año, Huila con 2.621

toneladas/año y Norte de Santander con 1.686 toneladas/año. En total, existen 22 departamentos a la fecha, donde hay servicio de GLP a través de almacenamientos conectados a redes de distribución (Ver Gráfico 3-13).

Gráfico 3-13. Consumo de GLP por redes de distribución, por departamento en 2024 (Toneladas por año)



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

3.2.3. Consumo histórico de GLP por zonas

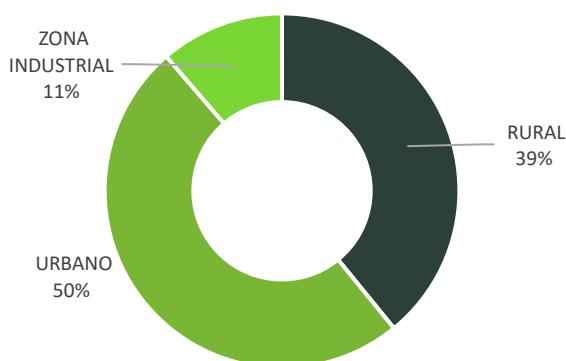
Para analizar el comportamiento del consumo de GLP por zonas, se revisa la información disponible de acuerdo con una de las clasificaciones que presenta el SUI, donde desde 2017, las ventas de GLP en cilindros y tanques estacionarios se clasifican en las zonas Urbana, Rural e Industrial; y las ventas de GLP por redes de distribución, se clasifican en Centro Poblado⁴⁵, Urbano y Rural.

La demanda actual de GLP por cilindros y tanques estacionarios se encuentra concentrada en las zonas urbanas del país en un 50%, mientras el 39% pertenece a las zonas rurales; en las zonas industriales se registra una demanda del 11%, como se muestra en el Gráfico 3-14.

⁴⁵ Definido como una concentración mínima de veinte viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área resto municipal o en un área no municipalizada (corregimiento departamental). Contempla los núcleos de población de los corregimientos municipales, inspecciones de policía y caseríos.

En 2024, el consumo de GLP por medio de cilindros y tanques estacionarios en las zonas urbanas fue el mayor en los departamentos de Antioquia, San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Atlántico, Bogotá y Caquetá, mientras que el consumo rural, en cambio, fue mayor en los departamentos de Amazonas, Arauca, Bolívar, Boyacá y Caldas. El consumo de GLP en la zona industrial fue representativo en Bogotá y Santander, lugares donde dicha zona correspondió a la segunda con mayor consumo. Guainía fue el único departamento que no registró consumo de GLP en esta zona en 2024.

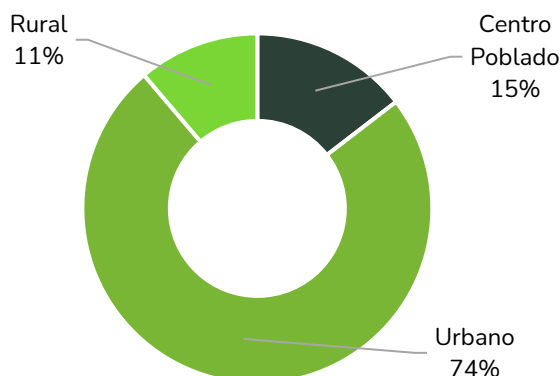
Gráfico 3-14. Participación zonal de cilindros y tanques estacionarios en el consumo de GLP en cilindros y tanques estacionarios en 2024 (%)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

Por otro lado, el consumo de GLP a través de almacenamientos conectados a redes de distribución por zonas en 2024 se desarrolló según lo observado en el Gráfico 3-15.

Gráfico 3-15. Participación zonal de GLP por redes de distribución en el consumo de GLP en 2024 (%)



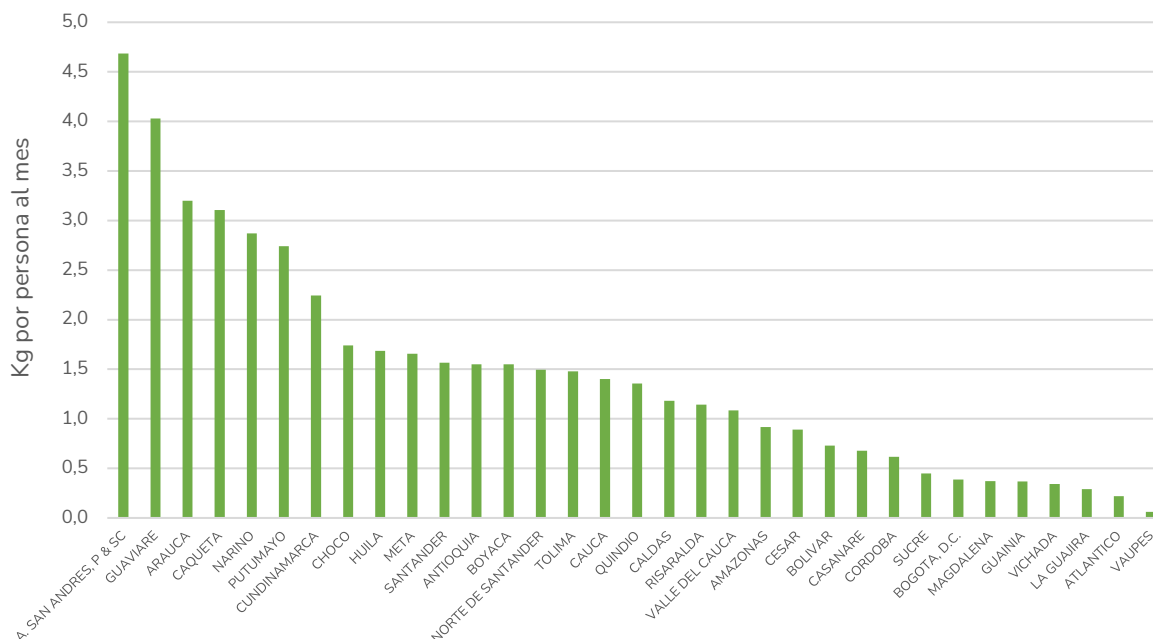
Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

En todos los departamentos donde actualmente se consume GLP por redes, el mayor consumo se registra en zona urbana a excepción de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca que consumieron más GLP en Centros Poblados; en Córdoba y Huila consumieron más GLP en zona rural. Quindío fue el único departamento de los que cuentan con este servicio por redes de distribución, que no registró consumo de GLP a través de esta modalidad en 2024.

3.2.4. Consumo de GLP per cápita

Considerando la proyección de población por departamento realizada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE con base en el último censo poblacional realizado en 2018, el consumo nacional per cápita para 2024 fue 1,19 kg de GLP por persona al mes, siendo significativamente menor al de países como México, Ecuador o Chile donde presentan consumos per cápita del orden de 5,7 kg, 5,6 kg y 5 kg⁴⁶ respectivamente, cifras que reflejan la madurez del mercado en la región, donde se emplea ampliamente en diferentes sectores. Así mismo, es importante resaltar que el consumo per cápita promedio en Latinoamérica es considerablemente mayor que la tasa mundial de unos 18 kilogramos por persona.⁴⁷

**Gráfico 3-16. Consumo de GLP per cápita por departamento en 2024
(kilogramos por persona al mes)**



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI y DANE

⁴⁶ Asociación iberoamericana de entidades reguladores de la energía. Regulación económica Gas licuado, www.ariae.org

⁴⁷ S&P Global Commodity Insights, 2024.

Según el Plan Nacional de Sustitución de Leña - PNSL (2023)⁴⁸, el GLP es utilizado por cerca del 20,9% de los hogares colombianos, principalmente para la cocción de alimentos, lo que indica que el consumo per cápita es mayor en los departamentos donde no hay otro combustible o fuente de energía que sea una alternativa más fácil o más eficiente que el GLP, como es el caso del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, que presenta el mayor consumo per cápita con 4,68 Kg de GLP/mes. Guaviare reporta un consumo per cápita importante de 4,03 Kg GLP/mes. Arauca y Caquetá le siguen, con un consumo per cápita de 3,20 y 3,11 Kg GLP/mes respectivamente.

Los departamentos de Guainía, Vichada, La Guajira y Vaupés presentan consumos per cápita bajos debido al alto consumo de leña y otros CIAC, principalmente madera y carbón de leña empleados para la cocción de alimentos. Cabe mencionar que en Vichada y Guainía hay consumo de gas natural en baja medida, mientras que no es empleado en Vaupés.

Cabe mencionar que la densidad poblacional de los departamentos mencionados puede impactar en buena medida este indicador, ya que una mayor densidad poblacional suele generar una mayor demanda de recursos y/o servicios, lo que puede afectar la disponibilidad y acceso a los mismos. En este caso, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina presenta una densidad poblacional alta (1.612.171 habitantes/km²) frente a la que presentan los departamentos de La Guajira (39.685 hab./km²), Vichada (0,714 hab./km²), Guainía (0,527 hab./km²) o Vaupés (0,543 hab./km²)⁴⁹.

3.2.5. Sustitución de Leña y otros CIAC por GLP

De acuerdo con los análisis de viabilidad técnica efectuados en el marco del Plan Nacional de Sustitución de Leña – PNSL (2023), se ha priorizado al GLP en redes y cilindros, como la principal y mejor alternativa⁵⁰ 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

⁴⁸UPME, 2023. Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. Disponible para consulta en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

⁴⁹Geoportal DANE, <https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/sociedad/cnpv-2018/?t=4.456007353293281&lg=-73.2781601239999&z=6>. Fecha de consulta: 21 de marzo de 2025.

⁵⁰ 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>

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.

Tabla 3-1. Número de hogares a sustituir por GLP para el horizonte 2025 – 2034

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario de Referencia (ER)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	22.000	22.000	22.000	22.000
Escenario de Tendencia Media (ETM)	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Escenario de Trayectoria Actual (ETA)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000

Fuente. UPME. Subdirección de Hidrocarburos. Plan Nacional de Sustitución de Leña. Marzo 2025

Como se ilustra en la Tabla 3-1, el Documento Complementario del PNSL (2025)⁵¹ proyecta un esquema de sustitución en tres escenarios, donde el Escenario de referencia o ER contempla una sustitución de por lo menos 120.000 de 300.000 hogares en el horizonte de 2025-2030; el Escenario de Tendencia Media o ETM, proyecta impactar a por lo menos 60.000 de 225.000 hogares; y en el Escenario de Trayectoria Actual o ETA, proyecta llegar a 30.000 hogares con GLP de 112.500 hogares considerados.

De acuerdo con lo anterior, para el cumplimiento de estas metas se cuenta con el “Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos por Energéticos de Transición de Gas Combustible para la Cocción de Alimentos, para la entrega de los subsidios al consumo de gas combustible a los beneficiarios del Programa y se dictan otras disposiciones” a través de la Resolución MME 40165 de 2024⁵², donde se definen las actividades desarrolladas para la cofinanciación y ejecución de proyectos destinados a la construcción de infraestructura requerida, conexiones e instalaciones internas así como para el otorgamiento de subsidios que permitan sustituir CIAC por energéticos de transición, a través de diferentes alternativas para los beneficiarios correspondientes. En este sentido, la resolución ajusta la definición de gas combustible, de la siguiente manera:

“...Gas combustible: Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (Gases Manufacturados, Gas Natural -GN y Gas Licuado de Petróleo -GLP), obtenido de la gasificación de combustibles fósiles o de la gasificación de biomasa y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC 6465:2020 “Gases de ensayo,

⁵¹ UPME, 2025. Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. Disponible para consulta en:

<https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

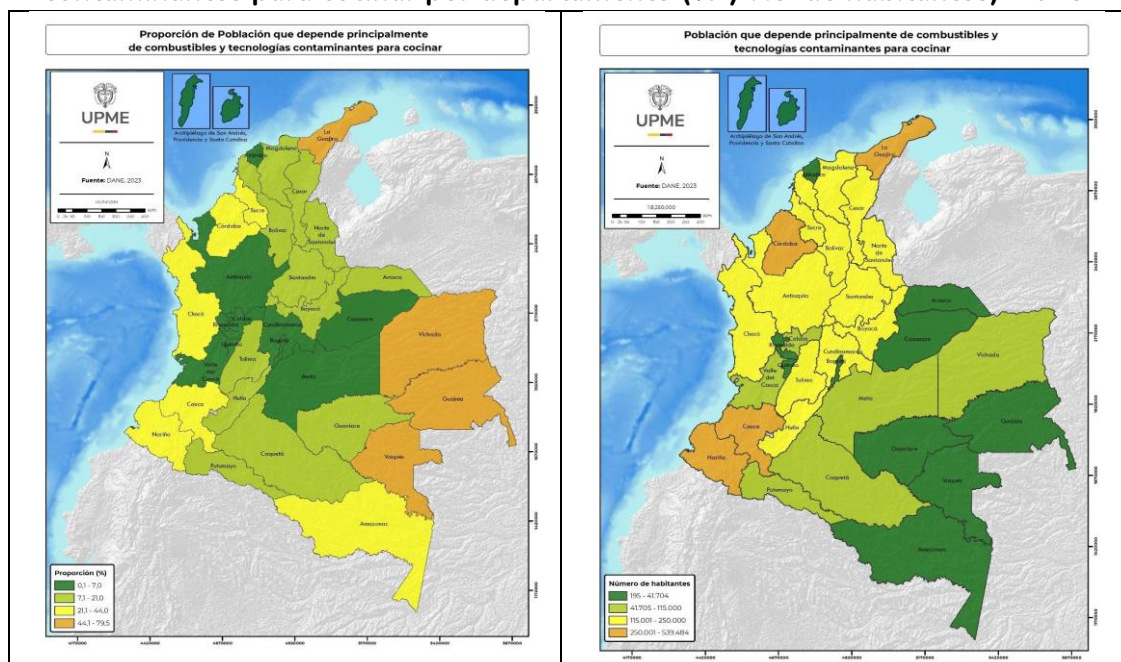
⁵² MME, Resolución 40165 de 2024. Disponible para consulta en: [https://www.suin-juriscol.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30051673?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](https://www.suin-juriscol.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30051673?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)

presiones de ensayo y categorías de los artefactos”, o de la Norma Europea EN 437:2018. Incluye: hidrógeno, mezcla de hidrógeno/gas natural, biogás, biometano, syngas y biosyngas. Esta definición aplica para los diferentes usos del gas combustible, independientemente de que sea finalmente utilizado o no para combustión...”

Así mismo, se destaca que para la implementación del Plan de Sustitución de leña y otros CIAC por GLP, se considera la participación de subsidios al consumo de GLP por redes, suministrados por el gobierno nacional a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que cubre los subsidios del servicio público domiciliario de gas combustible por red de tubería a los usuarios de menores ingresos, de conformidad con lo señalado en el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994, y los recursos para subsidios al consumo de GLP en cilindros, conforme a lo definido en el Decreto número 2195 de 2013 y la Resolución 40720 de 2016, siendo estos beneficios adicionales en el marco del PNSL.

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 (Gráfico 3-17).

Gráfico 3-17. Población que depende principalmente de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar por departamento (% y No. de habitantes). 2023.

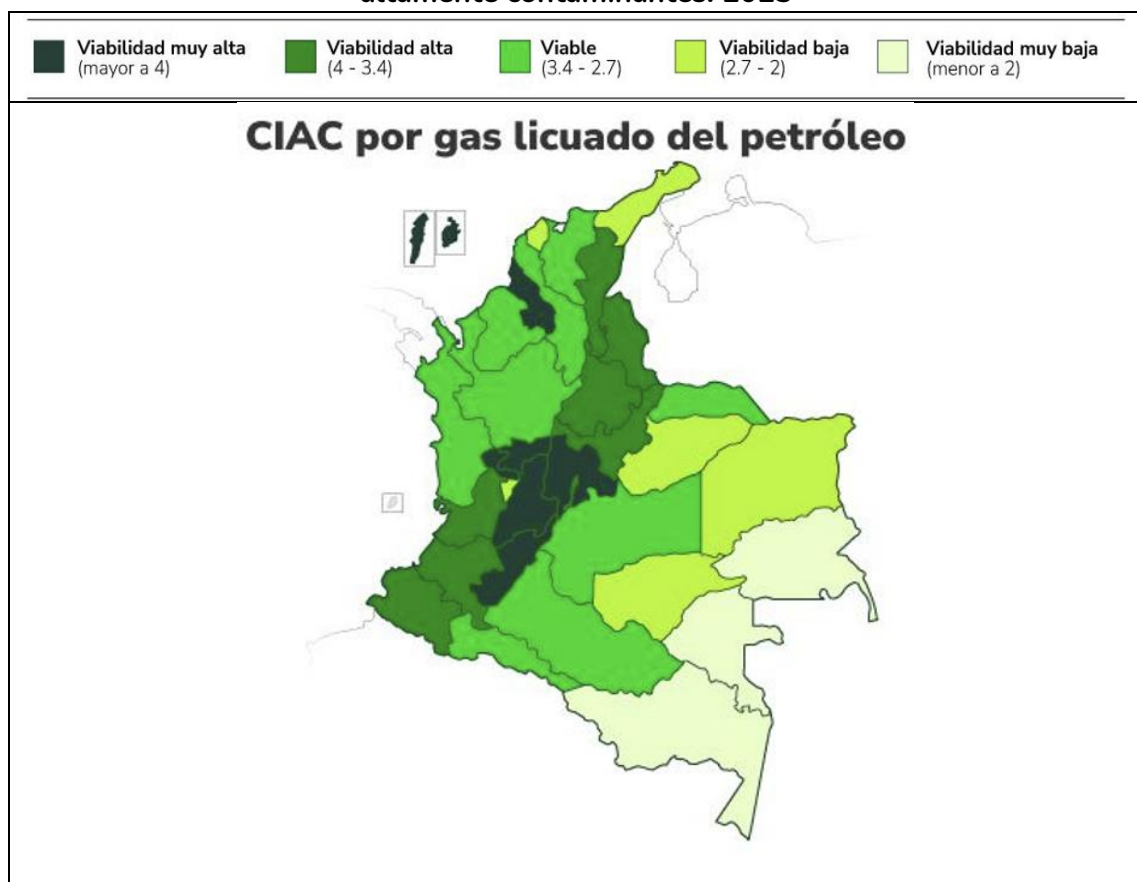


Fuente: Elaboración UPME, con información tomada de Encuestas de Calidad de Vida (DANE, 2023). Plan Nacional de Sustitución de Leña (2025).

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 CIAC usados para cocinar, 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 los departamentos indicados en la Tabla 3-2.

Los departamentos con alta viabilidad técnica para hacer la sustitución por GLP cuentan con infraestructura y presencia de empresas del servicio público de GLP bien sea a través de una cadena de atención y distribución minorista sólida, como de plantas de almacenamiento mayorista o almacenamientos conectados a redes de distribución establecidas, lo cual facilita la ampliación de cobertura de este. Por el contrario, los departamentos con bajo o muy bajo nivel de viabilidad técnica para la ampliación de cobertura de GLP, por lo general, no cuentan aun con la infraestructura ni vías de transporte necesarias para facilitar el abastecimiento de GLP.

Gráfico 3-18. Viabilidad técnica para la sustitución de combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes. 2023



Fuente: Elaboración UPME. Plan Nacional de Sustitución de Leña, 2025.

Tabla 3-2. Departamentos con viabilidad técnica para sustituir uso de leña y otros CIAC por GLP según el PNSL (2023)

Departamento	Muy alta viabilidad	Alta viabilidad	Viable	Viabilidad baja o muy baja
Amazonas				X
Antioquia			X	
Arauca			X	
Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina	X			
Atlántico				X
Bolívar			X	
Boyacá		X		
Caldas	X			
Caquetá			X	
Casanare				X
Cauca		X		
Cesar		X		
Choco			X	
Córdoba			X	
Cundinamarca	X			
Guainía				X
Guaviare				X
Huila	X			
La Guajira				X
Magdalena			X	
Meta			X	
Nariño			X	
Norte de Santander			X	
Putumayo			X	
Quindío				X
Risaralda	X			
Santander		X		
Sucre	X			
Tolima	X			
Valle del Cauca		X		
Vaupés				X
Vichada				X

Fuente. UPME. Subdirección de Hidrocarburos. Plan Nacional de Sustitución de Leña, 2023.

En este punto, es importante contemplar aspectos que afectan directamente el nivel de sustitución como el hecho de que los hogares que deseen sustituir su actual combustible deben contemplar la inversión en una estufa, un cilindro y los accesorios asociados, así como en

recargas continuas de cilindros, y estos costos pueden resultar prohibitivos para las familias con mayor escasez de recursos.

Así mismo, vale la pena considerar algunas oportunidades de mejora identificadas por el Programa de Sustitución, los cuales se deben fortalecer para lograr una implementación exitosa del mismo:

- Apoyo y acompañamiento en la difusión e implementación del programa en el territorio.
- Optimización de los tiempos de desembolsos de los subsidios al consumo y al kit de sustitución.
- Mantener y fortalecer la política de subsidio al consumo de GLP.
- Crear estrategias con los fabricantes para asegurar disponibilidad de los kits de sustitución.
- Mejora la logística en el monitoreo y seguimiento de la implementación del Programa de Sustitución.

3.3. Consumo de GLP en otros usos

Además del tradicional uso doméstico, industrial y comercial, como servicio público domiciliario, el GLP en Colombia está avanzando en otros usos como combustible para automotores y en soluciones de generación de energía en zonas no interconectadas, ya sea como sustituto del diésel o como respaldo de fuentes renovables no convencionales, dada su versatilidad y accesibilidad; incluso, se ha considerado en generación térmica que se destina al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A continuación, se presenta un estimado 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 involucrados⁵³, 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.

⁵³ IPSE, XM, GASNOVA, AGREMGAS.

Finalmente, es preciso mencionar que, aunque la industria petroquímica a nivel internacional es un sector que está empleando el GLP de manera progresiva, la industria nacional no registra consumos en los últimos años, registrando su último consumo hacia 2009 y, por lo tanto, su aporte a la demanda no se considera significativo por el momento.

3.3.1. GLP en transporte

En Colombia, mediante la Ley 1753 de 2015⁵⁴ 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 aplicables⁵⁵ y desde entonces, el consumo de AutoGLP y Nautiglp (este último, destinado a aplicaciones marítimas) ha mostrado una “activación”, 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 servicio⁵⁶ de AutoGLP en el país desde 2022, mismas que se ubican en las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Medellín, Cúcuta, Fusagasugá, Soledad, Pasto y Cali.

Por otro lado, en relación con el NautiGLP, definido por la Ley 2128 de 2021⁵⁷, 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 NautiGLP emite un 60% menos de óxido de nitrógeno y un 15% menos de dióxido de azufre⁵⁸. 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.⁵⁹

⁵⁴ Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

⁵⁵ 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 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.

⁵⁶ 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://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://comcecolombia.com/wp-content/uploads/2024/08/Revista-EDS-Premium-No-48.pdf>

⁵⁷ “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura de gas combustible en el país” - <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168087>

⁵⁸ (Zuleta, 2023)

⁵⁹ FENOGE. 26 de enero de 2024. MME y FENOGE lanzan dos programas de energía sostenible en el Pacífico colombiano. Disponible para consulta en: <https://fenoge.gov.co/minenergia-y-fenoge-lanzan-dos-programas-de-energia-sostenible-en-el-pacifico-colombiano/>

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.

Cabe mencionar que, a la fecha, se cuenta con dos formas de distribución de AutoGLP: i) agentes del sector del GLP convienen el uso de un área asignada dentro del predio de una estación de servicio (EDS) e incorporan una isla de AutoGLP para ofrecerlo como un producto más, ofrecido por la EDS; y ii) la misma EDS realiza esa adecuación y compra el GLP a un distribuidor mayorista de GLP. En ambos casos, la EDS figura como un usuario más de la cadena de prestación del servicio de GLP siendo registrado el tanque estacionario como una venta más del segmento de granel, pero su prestación al usuario final se surte bajo el régimen de combustibles líquidos⁶⁰. 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.

Según información suministrada por agentes del sector⁶¹, 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.

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. Dentro de las expectativas a corto plazo, 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.

⁶⁰ De acuerdo con el “Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado”. Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS.

⁶¹ Respuestas a solicitud de información por parte de la UPME, Radicado No.: 20241700073171.

Es importante tener en cuenta que para masificar el uso de GLP en transporte, es necesario implementar políticas públicas que hagan posible la superación de diversos retos, como la creación de una red de talleres de conversión aliados del mismo modo que sucede con el GNV, y que permitan incrementar el número de conversiones de vehículos; construcción y/o habilitación de estaciones de servicio para su suministro en lugares donde no haya presencia de GNCV, pero que a la vez permitan ampliar las zonas donde los vehículos que lo empleen, puedan movilizarse; todo esto, teniendo en cuenta que el monto de inversión requerida para implementar una estación de AutoGLP puede llegar a ser mucho menor que la inversión necesaria para configurar una estación de GNCV⁶².

De igual forma, sería necesario sostener su competitividad frente a otros combustibles, bien sea manteniendo las mismas condiciones de subsidio para todos los combustibles cuyo precio es afectado por precios internacionales o bien, incluyendo al GLP en algún tipo de mecanismo de control de precios. Actualmente, en algunos casos, las EDS apoyan la financiación para la conversión de vehículos y/o el distribuidor mayorista de GLP otorga un bono para cofinanciarla mediante un esquema parecido al utilizado para masificar el GNCV. Según el *“Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado”*⁶³ contratado por la CREG, se menciona lo siguiente al respecto: *“La competencia directa al Autoglp está determinada por las EDS que distribuyen gasolina motor y el gas natural vehicular y como competencia potencial las EDS y otros sitios que prestan el servicio de recarga a los vehículos eléctricos... a pesar de que ya existen EDS en funcionamiento, la constitución de los talleres de conversión ha sido muy lenta. Esto no permite que evolucione a los niveles que el sector inversionista esperaba...”*.

De igual forma para el NautiGLP, para el cual es necesario continuar con la promoción de programas de sustitución de motores desde ambos sectores, público y privado, considerando que la conversión a NautiGLP requiere de la compra de un motor 0 horas y, por lo tanto, los niveles de inversión inicial son más altos para los usuarios finales.

3.3.2. GLP en generación eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI)

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia corresponden a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), conforme a lo

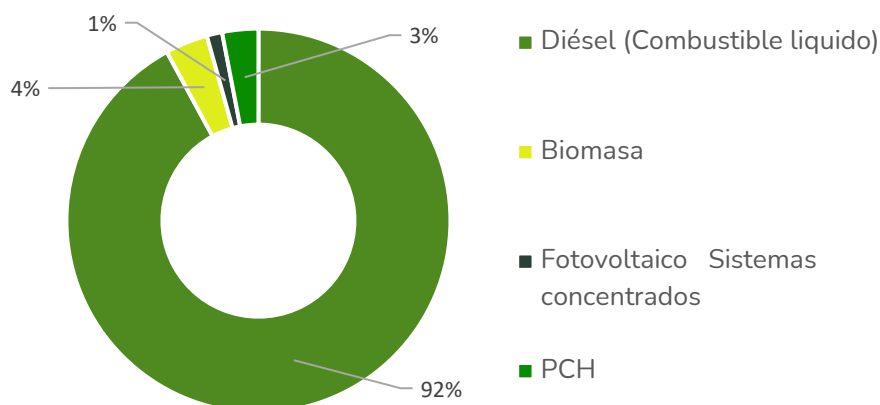
⁶² Universidad de los Andes – Facultad de Economía. Marzo de 2023. Zuleta, Hernando. AutoGLP, Transición Energética y efectos distributivos.

⁶³ Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado. Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS.

establecido en el Artículo 1 de la Ley 855 de 2003⁶⁴. Representan el 53% del territorio nacional por municipio y abarcan el 4% de la población. Existen localidades pertenecientes a las ZNI que disponen del servicio de energía eléctrica, de manera permanente o parcial, y también existen localidades que no disponen de este servicio, las cuales en su mayoría se ubican en zonas geográficamente aisladas.

En las ZNI que tienen cobertura de energía eléctrica, la generación se fundamenta principalmente en fuentes fósiles que corresponden a la capacidad instalada de equipos de generación con diésel y, en menor proporción, a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), siendo la biomasa la de mayor participación (Gráfico 3-19) comparado con la solar fotovoltaica o las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH); en el caso de los sistemas fotovoltaicos, debido a su confiabilidad, también se emplea diésel como combustible de respaldo.

Gráfico 3-19. Generación en ZNI por tipo de energético en 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos del IPSE a 31 agosto de 2024

Teniendo en cuenta que el Plan Nacional de Desarrollo – PND (2018-2022)⁶⁵ sentó las bases para el empleo de GLP en la generación de energía eléctrica en los municipios que hacen parte de las ZNI y la Ley 2128 de 2021⁶⁶, dio los lineamientos para la priorización y asignación de recursos a proyectos de sustitución de diésel por gas combustible, el GLP podría contribuir a la generación eléctrica de estas zonas, bien sea como combustible principal o como energético de respaldo de las FNCER.

⁶⁴ Ley 855 de 2003, por la cual se definen las Zonas No Interconectadas ZNI.

⁶⁵ <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/Paginas/plan-nacional-de-desarrollo-2018-2022.aspx>

⁶⁶ “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura de gas combustible en el país” - <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168087>

Según el IPSE⁶⁷, actualmente la generación eléctrica con GLP en ZNI presenta los siguientes obstáculos que no han permitido un avance significativo en su implementación:

- **Accesibilidad y distribución:** en zonas donde se ubican usuarios dispersos, la distribución de GLP puede ser limitada tanto por el transporte como por las vías lo que dificulta su acceso a las comunidades.
- **Costo:** aunque el GLP puede ser más económico que otros combustibles, la inversión inicial de los equipos y en la instalación limitan el acceso para familias de bajos ingresos.
- **Seguridad:** existe preocupación sobre la seguridad en el manejo y almacenamiento del GLP y sería necesario que sean socializados los mecanismos que aseguren un manejo seguro del mismo por parte de los usuarios finales.
- **Apropiación social:** el débil conocimiento sobre el uso eficiente del GLP puede limitar su adopción y generar resistencia en comunidades que no están familiarizadas con sus beneficios. Es necesario invertir en programas de educación y capacitación para asegurar que los usuarios comprendan cómo funciona su cadena de valor y a manejar el GLP adecuadamente.
- **Impacto sociocultural:** tal como ocurre con la inercia a continuar el uso de leña y otros combustibles contaminantes en la cocción de alimentos y calentamiento de agua, en algunas comunidades en ZNI, el uso del GLP puede ser visto como una alteración de prácticas tradicionales, lo que puede generar resistencia cultural a su uso.
- **Otros:** si bien las plantas de generación con GLP tienen ventajas comprobadas a comparación de las plantas diésel, en las ZNI no han sido muy bien aprovechadas debido a las limitaciones en el conocimiento técnico frente a su operación y mantenimiento, aspecto ya superado con la experiencia, en el caso de las plantas de generación con diésel.

3.3.3. GLP en generación térmica

Un generador térmico se define como una persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al SIN, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.⁶⁸

⁶⁷ Respuesta del IPSE a inquietudes UPME en el marco de la elaboración del Plan de Abastecimiento de GLP, derivadas en reunión del 30 de septiembre de 2024. Radicado No. 20251110078362.

⁶⁸ Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. Generador Térmico. Disponible en: <https://www.bmbec.com.co/registro-ante-el-gestor/participantes/generador-t%C3%A9rmico>

Según la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado del Petróleo - AIGLP⁶⁹, para mediados de 2022 se esperaba la construcción de trece (13) plantas termoeléctricas en el país donde al menos tres fueran abastecidas con GLP. Sin embargo, según datos de XM⁷⁰, a la fecha de publicación del presente documento, se cuenta con una única planta de generación térmica que reporta consumo de GLP, 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 para cumplir sus obligaciones de energía en firme. 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.

Por otro lado, para la proyección anual de consumo GLP por concepto de ampliaciones de plantas y/o sustitución del combustible original a GLP se toman los supuestos de expansión futura de generación según el Centro Nacional de Despacho (CND), que solo consideran aquellos proyectos con aceptación de punto de conexión según lo establecido en la resolución CREG 075 de 2021. En ese horizonte, y según datos de XM⁷¹, 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 GLP.⁷²

⁶⁹ 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/>

⁷⁰ <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=InformacionTipoCombustibleMID>

⁷¹ Respuesta a solicitud de información a XM por parte de la UPME, radicada bajo el número 202444028977-3.

⁷² 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.

4. Escenarios de Oferta y Demanda

El análisis realizado sobre los mecanismos de oferta existente y la evolución del consumo histórico de GLP a nivel nacional, presentados en el capítulo anterior, aportan los fundamentos necesarios para un diagnóstico integral del abastecimiento actual y futuro del GLP en el país. La siguiente fase se orienta al planteamiento de los escenarios de oferta y demanda para un horizonte no inferior a 10 años, como insumos para realizar el balance correspondiente, el cual permita dimensionar las necesidades de infraestructura que garanticen el abastecimiento y confiabilidad de este servicio para el país.

4.1. Declaración de producción de GLP

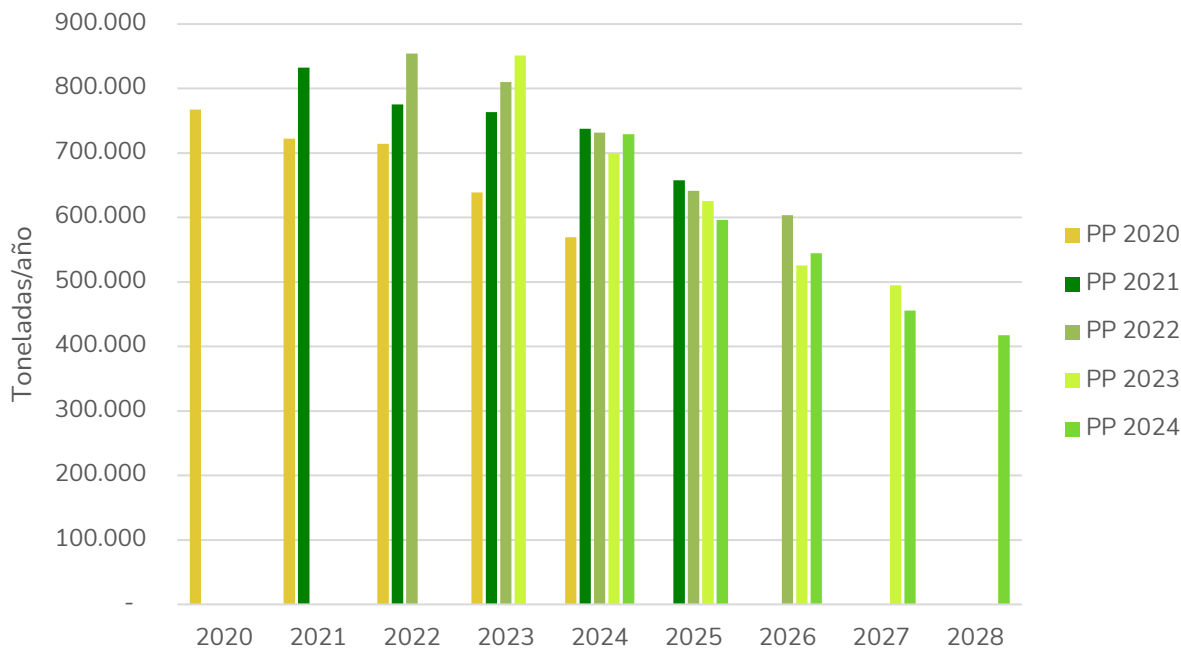
El análisis de las perspectivas de oferta se fundamenta en la Declaración de Producción de GLP (DP)⁷³, definida mediante la Resolución MME 40694 de 2016 y modificada posteriormente por la Resolución MME 41248 de 2018, la cual indica que los agentes productores e importadores de GLP deben reportar al Ministerio de Minas y Energía, las cantidades proyectadas de GLP que puede ofrecer al mercado colombiano para un horizonte de cinco años. Esta declaración incluye variables clave por fuente, como el Potencial de Producción (PP), las cantidades comprometidas mediante contratos y el consumo operativo interno. Cabe aclarar que, aunque la DP también reporta cantidades proyectadas para importación, en el análisis a desarrollar sólo se consideran capacidades totales instaladas en infraestructura existente o proyectada y, por lo tanto, los valores relacionados en la DP para esta variable no se tienen en cuenta. Estas cifras se expresan en toneladas métricas, unidad utilizada para los análisis presentados en este capítulo, ya sea en escala mensual o anual, según se requiera.

Las últimas cinco declaraciones de producción registradas (2020-2024) revelan una tendencia decreciente en el Potencial de Producción (PP): En 2020, la tasa promedio anual de declinación era del 5%. En 2023, las cantidades reportadas presentaban una estabilidad relativa frente a las proyecciones de años anteriores, lo cual sugiere la implementación de estrategias para recuperar volúmenes adicionales de GLP, mitigando parcialmente el impacto de la declinación natural de las fuentes, sin embargo, la reducción se incrementó a un 9% en 2024. Así, por ejemplo, el Potencial de Producción (PP) proyectado desciende de 830.000 toneladas a 729.000 toneladas para el primer año, reflejando una reducción significativa en comparación con declaraciones previas. Este comportamiento se debe, principalmente, a la declinación natural de los campos productores, cuyos yacimientos reducen progresivamente su capacidad de producción de gas,

⁷³MME, Declaración de Producción de Gas Licuado de Petróleo. Disponibles para consulta a través de: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

conforme avanzan las etapas de explotación, siendo el caso más crítico el del campo Cusiana, cuya producción proyectada para 2024 se redujo en un 30% respecto a 2023.

Gráfico 4-1. Comparativo del Potencial de Producción de GLP entre 2020 y 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos de la Declaración de Producción 2024-2028, MME

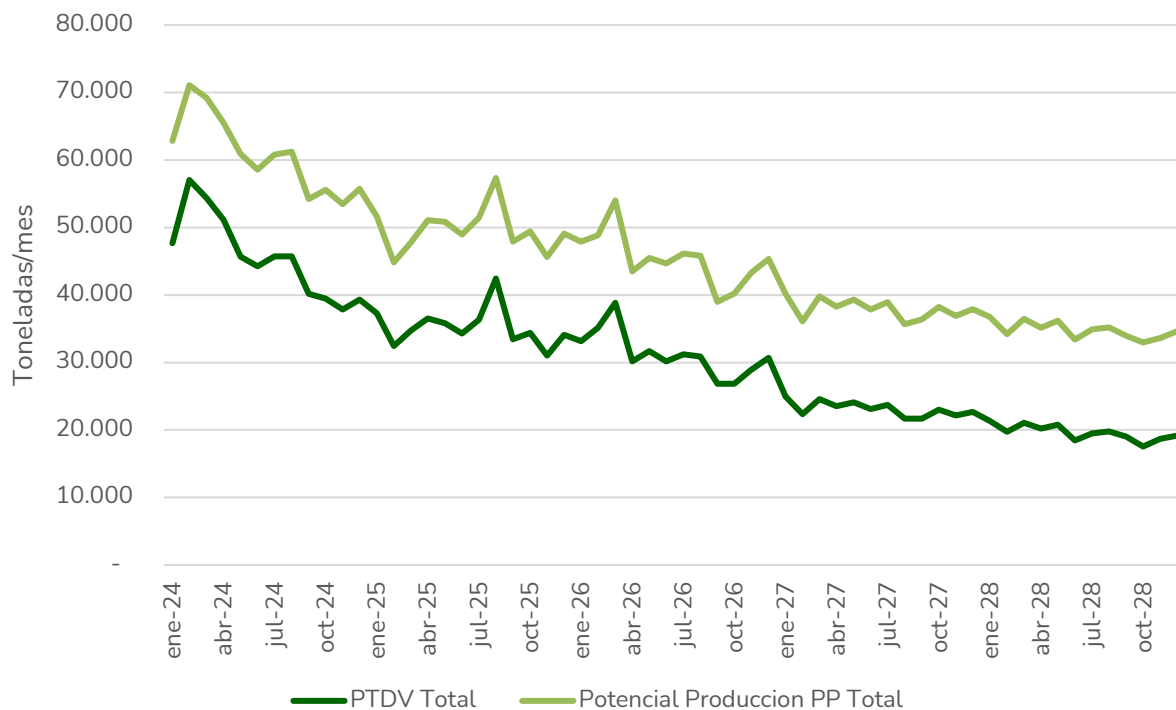
El Potencial Total Disponible para la Venta (PTDV), representa las cantidades de GLP que los productores estiman que pueden comercializar al mercado, tras descontar las cantidades comprometidas por contratos de suministro y el GLP requerido para consumo interno. En los primeros meses de 2024, se reportan valores cercanos a cero para la PTDV, dado que estas cantidades ya están asignadas a través de las OPC, las cuales son mecanismos regulados por la CREG para la venta de GLP con precio regulado⁷⁴ y que en la actualidad tienen una vigencia de sólo 6 meses.

Como se muestra en la Gráfico 4-2, la relación entre el PP y el PTDV es simétrica, y las diferencias principales se atribuyen al GLP que se emplea para operación del campo. Este consumo, utilizado principalmente para generación eléctrica de uso interno del campo y/o co-dilución de crudo, alcanza un promedio nacional de 14.700 toneladas/mes y se concentra en infraestructuras como las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como en los campos Cusiana, Cupiagua, Dina y Apiay.

⁷⁴ Figura que, actualmente, sólo le aplica a Ecopetrol.

En este punto, se destaca que el campo Apiay produce cerca de 750 toneladas promedio/mes de GLP, pero no destina ninguna cantidad al servicio público domiciliario, pues lo emplea en su totalidad como diluyente para crudos pesados, teniendo en cuenta los ahorros económicos que se pueden lograr, al reemplazar la nafta con GLP para este fin.

Gráfico 4-2. Comportamiento PTDV vs PP



Fuente: Elaboración UPME con datos del DP - MME

Por lo anterior, se asume que la oferta definitiva comercializada por los productores no incluye el GLP empleado en operación, y dado que el comportamiento de la OPC es comparable al de la PTDV, el siguiente análisis se centra en esta variable, como referencia más representativa de la realidad comercial actual.

La PTDV reportada en la Declaración de Producción publicada mediante la Resolución No. 00663 de 2024, muestra un decrecimiento más acelerado que el Potencial de Producción, con una tasa promedio anual del 11%, frente al 9% observado en el PP. Este comportamiento obedece particularmente a la reducción de las cantidades disponibles para la venta de los campos de producción; sin embargo, los operadores mantienen estable el consumo de GLP destinado a la operación.

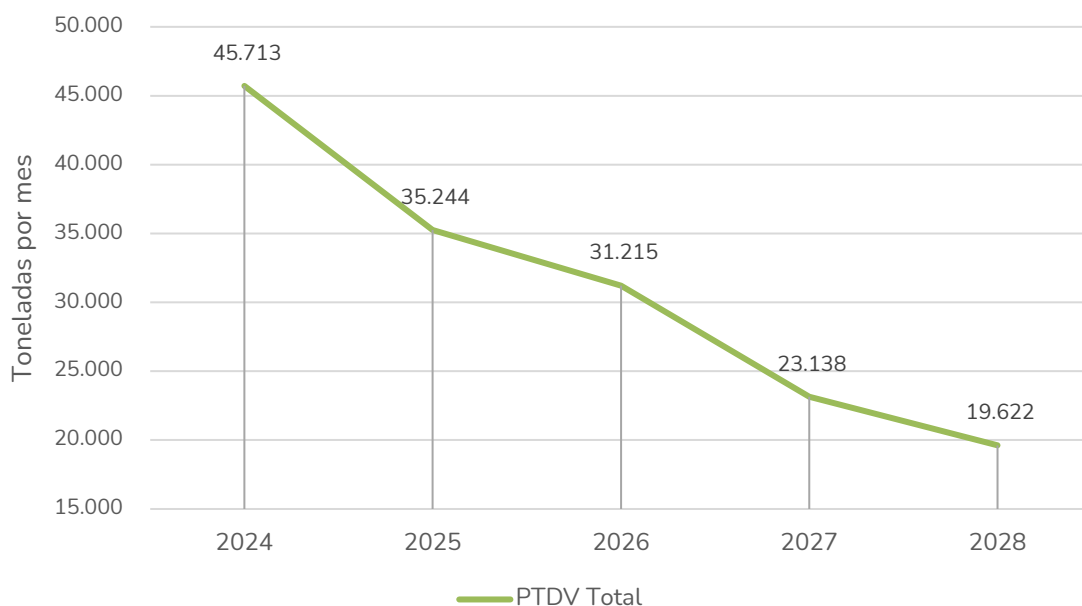
Esta tendencia evidencia cómo la declinación de la producción de GLP, sumada al mantenimiento de los niveles de GLP de operación, impacta directamente en la oferta destinada al mercado

nacional y subraya la necesidad de medidas que optimicen el uso del GLP producido localmente, para garantizar un abastecimiento más eficiente en los próximos años.

Como se observa en la Gráfico 4-3, las principales fuentes de producción nacional de GLP muestran un descenso general en las cantidades proyectadas a lo largo del tiempo:

- El campo Cusiana no reporta cantidades disponibles para la venta a partir de diciembre de 2026.
- El campo Cupiagua reducirá su producción en un 56% para 2028 reflejando una tendencia significativa de declinación.
- La refinería de Barrancabermeja registra una disminución del 44% en su producción a partir de enero de 2027, atribuida al uso creciente de GLP en la producción de olefinas para mejorar la calidad del combustible.

Gráfico 4-3. Comportamiento anual del PTDV⁷⁵



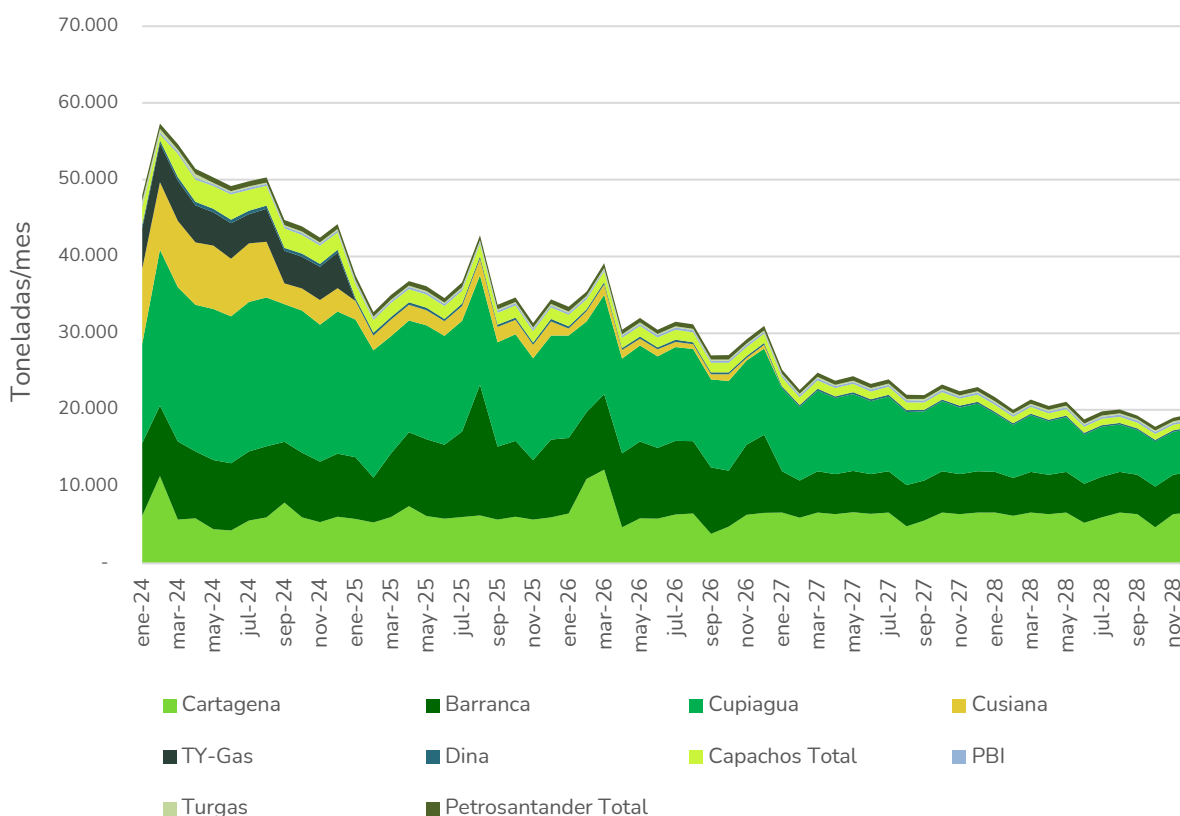
Fuente: Elaboración UPME con datos del DP – MME

Sumado a lo anterior, no se reportan cantidades de PTDV provenientes del campo Buenavista, aunque estas se consideran en el análisis debido a que se asumen destinadas al servicio público domiciliario mediante contratos preexistentes.

⁷⁵ Resolución MME No. 00663 de 2024. Disponible para consulta en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.minenergia.gov.co/documents/12126/Resoluci%C3%B3n_5-2024-000663Jul0324.pdf

En cuanto a la producción de GLP proveniente de los campos Capachos y Floreña, no se reportan cantidades disponibles en la Declaración de Producción 2024-2028. Se asume que la producción de estos activos se encuentra vinculada a contratos de suministro que concluyen en periodos específicos, de los cuales la UPME no tiene conocimiento particular. Por otra parte, se presume que las condiciones actuales para ofertar GLP tras la finalización de dichos contratos dificultan la proyección de oferta futura por el operador, especialmente en el caso del campo Floreña, que aportó el 8% de la producción nacional de GLP en 2024.

Gráfico 4-4. Comportamiento del PTDV por fuente, 2024-2028



Fuente: Elaboración UPME con datos del DP – MME

4.2. Escenarios de oferta de GLP

La definición de los escenarios de oferta es fundamental para los análisis a desarrollar a nivel de balance y modelamiento del sistema de suministro y transporte, toda vez que, resulta necesario establecer las condiciones más favorables para asegurar el abastecimiento y confiabilidad del sector, evaluando en primer lugar, hasta que período y en qué proporción, la oferta nacional permite cubrir la demanda (situación que debe considerar la declinación natural de los campos de producción y las particularidades operativas asociadas a las refinerías), y por

otra parte, valorar si las capacidades actuales y proyectadas de importación por los agentes privados resultan suficientes para enfrentar los desafíos derivados de una oferta limitada desde fuentes nacionales.

Para la proyección de oferta del presente análisis se toma como principal fuente de información la Declaración de Producción (DP) 2024-2028 del Ministerio de Minas y Energía, publicada mediante Resolución MME 663 de 2024 el 3 de julio de 2024⁷⁶. Adicionalmente, se toman en cuenta las OPC publicadas por Ecopetrol⁷⁷, información obtenida de consultorías realizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH respecto a recursos potenciales de GLP a partir de análisis prospectivos, datos de capacidades de importación actuales proporcionados por los agentes importadores⁷⁸ e información pública sobre proyectos futuros de importación relacionados hasta la fecha.

Por otra parte, si bien los análisis del Plan Indicativo de Combustibles Líquidos -PIACL 2025-2040⁷⁹, asumen unos rendimientos operativos superiores a los estimados a través de la DP para la producción de GLP desde las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, estas cantidades no necesariamente suelen ser comercializadas hacia la demanda nacional, ya que operativamente se requieren para el desarrollo de otros procesos al interior de las plantas, mejoramiento y mezcla con crudos o para su transporte, entre otros. Por tal motivo, a nivel de oferta desde refinerías se mantienen los valores declarados por Ecopetrol en la DP para los escenarios de oferta del PIAGLP.

Este enfoque garantiza el uso de la información institucional más reciente y confiable, permitiendo realizar un diagnóstico robusto en relación con el abastecimiento y confiabilidad en el horizonte de planeación.

4.2.1. Escenario de Oferta 1: Tendencial

Este escenario se presenta como la proyección más probable en el corto plazo, teniendo en cuenta las cantidades que se ofrecen al mercado en la actualidad.

⁷⁶Disponible para consulta en: https://www.minenergia.gov.co/documents/12126/Resoluci%C3%B3n_5-2024-000663Jul0324.pdf

⁷⁷Para más información de las OPC, dirigirse a:
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/sondeosyofertas/ofertas-informacion-comercial/glp>

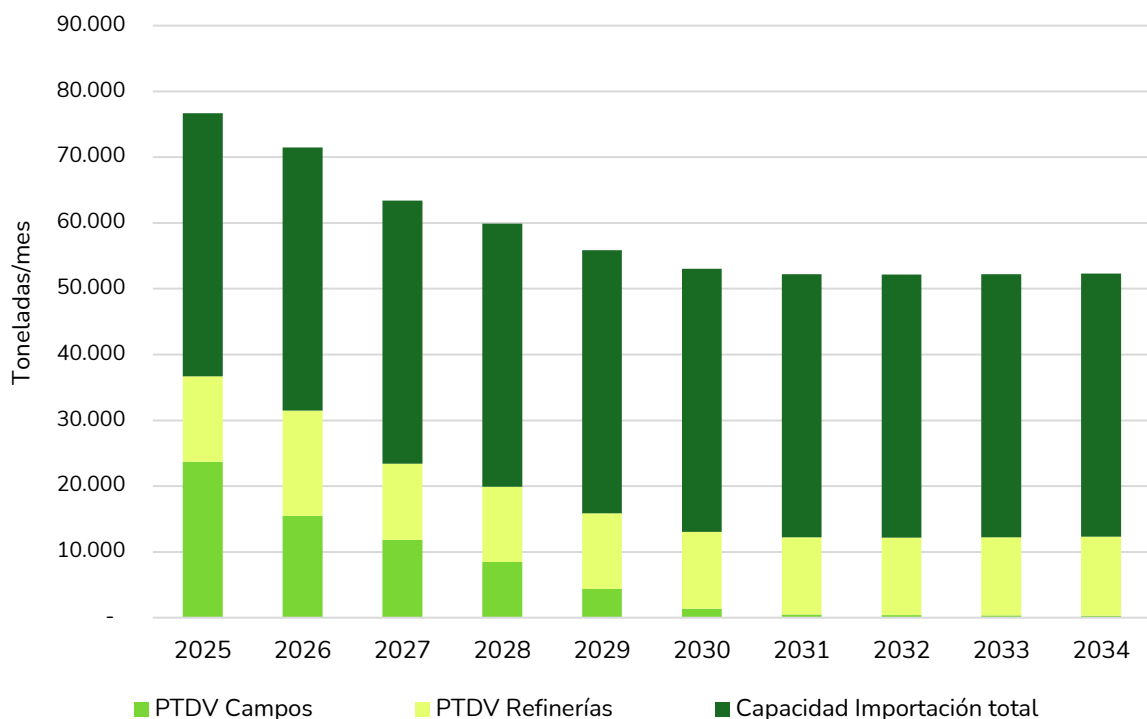
⁷⁸ Respuesta a requerimiento UPME No. 20241700197281.

⁷⁹ UPME, 2025. Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL. Disponible para consulta en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/piacl/>

Para la elaboración del escenario de Oferta 1 se partió de las siguientes consideraciones:

- Reemplazo de las cantidades reportadas como PTDV para 2024 y los primeros 8 meses del 2025 de acuerdo con la última OPC reportada por Ecopetrol, en el entendido que son las cantidades que efectivamente salen al mercado por medio de contratos de suministro.
- La PTDV del campo Buenavista fue sustituida con la PP debido a que no reportan consumo en operaciones y se entiende que son cantidades comprometidas con contratos que van a abastecer la demanda.
- Los reportes de la producción comprometida de GLP del Bloque Las Monas hasta 2025 se asumen como PTDV debido a que se dirigen en su totalidad para atender la demanda.
- Se considera la capacidad máxima de importación declarada por los agentes, asumiendo su disponibilidad para la demanda nacional, siendo de 20.000 toneladas/mes en el puerto de Okianus y 20.000 toneladas/mes en el puerto de Plexaport, infraestructura de importación con la que se cuenta a la fecha ubicada en la ciudad de Cartagena.
- A partir de las tendencias de la DP 2024, que corresponden a la planeación para el periodo 2024-2028, se proyectaron las cifras para el intervalo faltante entre 2029 y 2034, mediante una extrapolación lineal de los datos.

Gráfico 4-5. Escenario de Oferta 1 - Tendencial



Fuente: Elaboración UPME

4.2.2. Escenario de Oferta 2: Cobertura

Este escenario emplea el PP reportado en la Declaración de Producción 2024-2028, representando un escenario con mayor potencial de para la oferta nacional del energético comparado con el Escenario de Oferta 1, en términos de la cantidad de GLP disponible para el mercado.

Para la elaboración de la proyección de este escenario, se asume que todas las cantidades de GLP estarían disponibles para la demanda nacional, es decir, de los valores reportados no se contemplan cantidades de GLP destinadas para co-dilución de crudo pesado (las cuales serían reemplazadas con nafta por parte del productor/transportador) y que el GLP utilizado como combustible para generación eléctrica o para operación de los mismos campos, sería sustituido por gas natural, otro combustible o alguna fuente de energía renovable no convencional.

Adicionalmente, se incluyen las capacidades actuales y futuras de proyectos de ampliación y nueva infraestructura de importación de GLP anunciados por inversionistas en el corto y mediano plazo, ubicados en Cartagena.

Las consideraciones asumidas frente a este tema son las siguientes:

- Se cuenta con el 100% del Potencial de Producción (PP) reportado para refinерías y campos de producción de hidrocarburos.
- Se mantiene la capacidad máxima de importación actual declarada por los agentes, correspondiente a 40.000 toneladas/mes por parte de los puertos de Okianus y Plexaport (cada uno actualmente puede importar 20.000 toneladas/mes) con disponibilidad para la demanda nacional.
- Se incorpora la ampliación de la capacidad de importación en la terminal portuaria Okianus en Cartagena proyectada por el operador de infraestructura, en dos fases como se describe en la Tabla 4-1⁸⁰.

Tabla 4-1. Ampliación de capacidad de importación de Okianus, a corto y mediano plazo

Proyecto	Capacidad adicional	Fecha de entrada en operación	Capacidad total Okianus, luego de la ampliación
Okianus - Fase 1	6.000 toneladas/mes	Septiembre/ 2025	26.000 toneladas/mes
Okianus - Fase 2	3.000 toneladas/mes	Octubre/2026	29.000 toneladas/mes

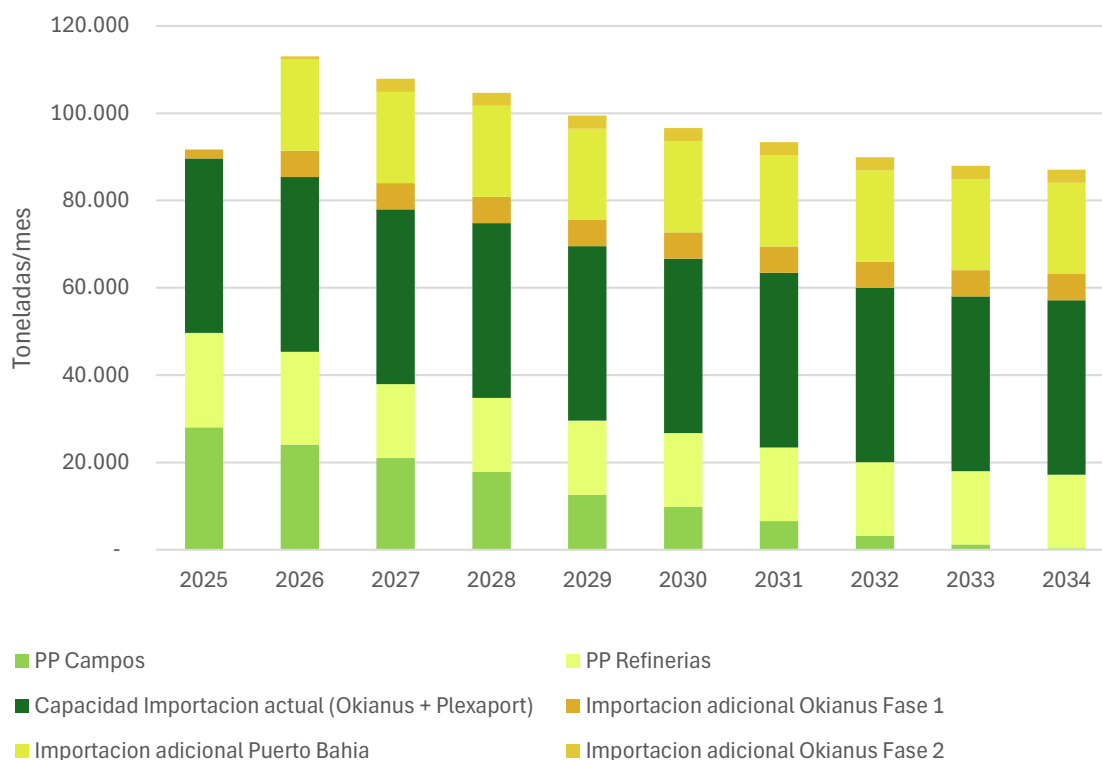
Fuente: Elaboración UPME

⁸⁰ Respuesta a requerimiento UPME No. 20241700197281.

- Se considera la entrada en operación de nueva infraestructura de importación en la terminal portuaria Puerto Bahía en Cartagena con disponibilidad para toda la demanda nacional, la cual contaría inicialmente con una capacidad estimada de 20.900 toneladas/mes a partir de enero de 2026⁸¹.

Como se muestra en el Gráfico 4-6, la oferta del escenario No. 2 – Cobertura, en agregado, es superior a la oferta del escenario No. 1 – Tendencial, gracias a la incorporación de infraestructura de importación adicional y mayor oferta nacional. Sin embargo, persiste una tendencia decreciente en el tiempo, atribuida a la declinación natural de los campos de producción de hidrocarburos, que como se mencionó anteriormente, representan las fuentes de GLP más significativas a nivel nacional.

Gráfico 4-6. Escenario de Oferta 2 - Cobertura



Fuente: Elaboración UPME

⁸¹GASCO. Empresas GASCO firma acuerdo para establecer el segundo puerto de importación en Colombia. Disponible para consulta en: <https://www.empresasgasco.com/noticias/empresas-gasco-firma-acuerdo-para-establecer-el-segundo-puerto-de-importacion-de-gas-en-colombia/>; Frontera Energy, 22 de julio 2024. Frontera announces agreement between Puerto Bahia and GASCO to pursue LPG Project in Cartagena, Colombia. Disponible para consulta en: <https://fronteraenergy.mediaroom.com/2024-07-22-Frontera-Announces-Agreement-Between-Puerto-Bahia-and-GASCO-To-Pursue-LPG-Project-in-Cartagena,-Colombia>; Sociedad Portuaria Puerto Bahía, 22 de julio de 2024. Frontera Energy anuncia un acuerdo entre Puerto Bahía y GASCO para llevar a cabo un proyecto de GLP en Cartagena, Colombia. Disponible en <https://puertobahia.com.co/uncategorized/frontera-energy-anuncia-un-acuerdo-entre-puerto-bahia-y-gasco-para-llevar-a-cabo-un-proyecto-de-glp-en-cartagena-colombia/>

Este escenario plantea la posibilidad de incrementar las cantidades de GLP destinadas al mercado, mediante la optimización de procesos en refinerías y campos, de manera que serían necesarias señales regulatorias a nivel de estructura tarifaria o reglas de comercialización de GLP que viabilicen económicamente dichos cambios, considerando que actualmente la vigencia de la OPC es de 6 meses y que la regulación vigente contempla un mecanismo de OPC adicional, sobre el cual se valora al GLP a un 50% del precio máximo regulado, lo cual pareciera no incentivar a los comercializadores mayoristas a ofrecer cantidades adicionales de GLP al mercado nacional, aun cuando puedan tener excedentes.

Por otra parte, la concentración de las importaciones en Cartagena genera desafíos logísticos para internar y/o transportar el producto a los principales centros de consumo en el resto del país, ubicados hacia el interior, así como la necesidad de considerar infraestructura alterna en el Pacífico colombiano, como una medida adicional dirigida a asegurar la confiabilidad. Al respecto, resulta conveniente el planteamiento de alternativas para flexibilizar la entrega de GLP proveniente de campos, en diferentes puntos a los asignados en las OPC y con ello, contar con un mecanismo controlado para asignar volúmenes disponibles en fuentes diferentes a la contratada.

4.2.3. Escenario de Oferta 3: Optimista

Este escenario considera la totalidad de las cantidades descritas en la Oferta 2 añadiendo parte de las cantidades estimadas en el estudio preliminar *“Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socioambiental y económica del gas húmedo (GLP) en Colombia como combustible de transición energética”*, elaborado por la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) en convenio con la ANH y Min Ciencias, especialmente las provenientes de gas natural rico en componentes livianos. Las consideraciones asumidas para este escenario incluyen:

- Cantidades del Escenario de Oferta 2 como base.
- Se incorpora la ampliación de la capacidad de importación en la terminal portuaria Okianus a mediano plazo (Fase 3), descrita en la Tabla 4-2:

Tabla 4-2. Ampliación de capacidad de importación a largo plazo

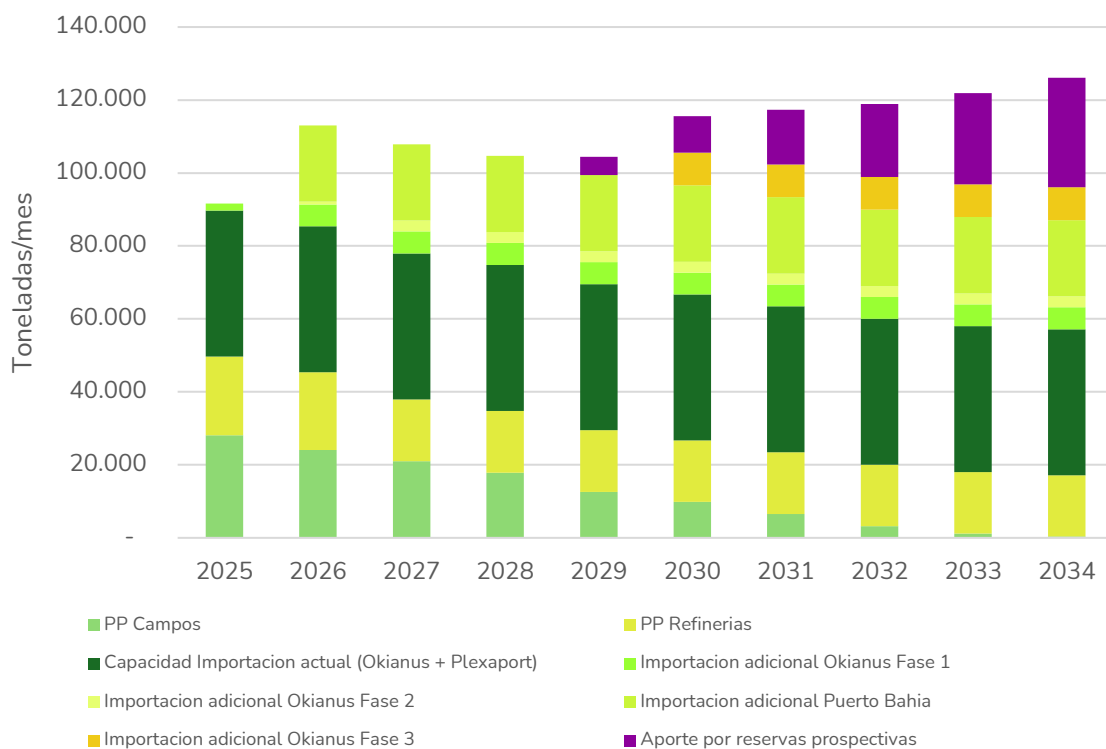
Proyecto	Capacidad adicional	Fecha de entrada en operación	Capacidad total Okianus, luego de la ampliación
Okianus - Fase 3	9.000 toneladas/mes	Enero 2030	38.000 toneladas/mes

Fuente: Elaboración UPME

- Se incorporan progresivamente cantidades estimadas a partir del estudio de recursos prospectivos “*Yet To Find*”, en el cual se calculan aproximadamente 177 millones de toneladas de gas húmedo original en sitio, ubicadas principalmente en las cuencas Llanos-Piedemonte, Cordillera Oriental y Valle Medio del Magdalena.

Para esta variable, se asume un tiempo promedio de 5 años desde la exploración hasta la explotación de un yacimiento a nivel continental, y se proyecta una entrada gradual de 5.000 toneladas/mes a partir de enero de 2029, las cuales se incrementan por año en esa misma cantidad, llegando a un aporte de 30.000 toneladas/mes en 2034, cantidades que reemplazarían parcialmente el GLP perdido por la declinación natural de los campos maduros.

Gráfico 4-7. Escenario de Oferta 3 - Optimista



Fuente: Elaboración UPME

Como se observa en el Gráfico 4-7, las cantidades proyectadas adicionales a las previstas en el Escenario de Oferta 2 podrían complementar la oferta a partir de 2029, ayudando a mitigar parcialmente el déficit de los campos maduros del Piedemonte Llanero. De igual forma, se precisa que los recursos adicionales descritos no corresponden a nuevas áreas con prospectiva geológica favorable para la producción de gas rico en componentes livianos, sino que partirían de áreas ya asignadas en contratos de exploración y explotación vigentes; así mismo, son de carácter teórico y su real aprovechamiento requiere de esfuerzos conjuntos entre el sector

público y privado para llevar a cabo las inversiones requeridas. De otra parte, esta prospectividad deberá ser revisada posteriormente por la ANH para establecer con mayor detalle el nivel de avance alcanzado, el estado de las inversiones pactadas y las posibles contingencias a superar. Además, se sugiere integrar incentivos particulares para que los operadores adelanten actividades de desarrollo de estos recursos, teniendo en cuenta que estas áreas tienen una vocación hacia gas natural y livianos, elementos esenciales para una transición energética organizada.

Finalmente, la incorporación de estas cantidades no sería suficiente por sí sola para reemplazar la necesidad de importación de GLP, de manera que, en un escenario combinado, entre estos volúmenes, la infraestructura de importación actual y las ampliaciones proyectadas, se prevé una oferta total superior a las 100.000 toneladas/mes a partir de enero de 2029.

4.2.4. Escenarios de oferta consolidados

A continuación, se presenta una síntesis de los escenarios de oferta propuestos, resaltando que, en todos los casos se incluye de forma agregada potencial nacional y capacidades de importación actual y futura, según las proyecciones informadas por los agentes productores y comercializadores de GLP.

Gráfico 4-8. Descripción de escenarios de oferta GLP 2025-2034

<p>Escenario de oferta 1: Tendencial</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidades del PTDV según DP 2024, donde las cantidades de 2024 y enero-agosto de 2025 fueron reemplazadas por OPC. • Capacidad actual de importación: 40.000 ton/mes.
<p>Escenario de oferta 2: Cobertura</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidades del PP según DP 2024, considerando todas las fuentes reportadas. • Capacidad actual de importación: 40.000 ton/ mes. • Capacidades adicionales de importación proyectadas por agentes a corto y mediano plazo.
<p>Escenario de oferta 3: Optimista</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidades del Escenario de Oferta 2. • Capacidades adicionales de importación proyectadas por agentes a largo plazo. • Potencial prospectivo de GLP en las cuencas On-Shore, estimadas por la ANH.

Fuente: Elaboración UPME

En los tres escenarios de oferta presentados en el Grafico 4-8, se proyectó la oferta para un horizonte de 10 años, acorde con el periodo de análisis de este documento. En el caso de la Refinería de Cartagena y la Refinería de Barrancabermeja, se asumió un comportamiento estable, utilizando como referencia los datos reportados en los dos últimos años de la DP⁸². En cuanto a los campos de hidrocarburos, se proyectó una tendencia de declinación, siguiendo los patrones observados en los reportes de los productores, hasta su agotamiento o hasta alcanzar el año 2034.

Para las proyecciones de cada escenario, los reportes relacionados con la producción de GLP desde los campos fueron tratados como una sola corriente, sumando las cantidades de propano y butano. De manera similar, las cifras reportadas para el campo Capachos se consolidaron, sumando ambos valores. En el caso de los campos que no presentan cantidades proyectadas, se asumió un valor cero para los años posteriores a 2028. Finalmente, las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV) que se encuentran registradas en la DP, no se incluyeron en ninguno de los escenarios proyectados, y en su lugar, se consideró la capacidad máxima de los puntos de importación para realizar los cálculos, en cada caso.

El enfoque planteado permite realizar un análisis integral de la oferta disponible, considerando tanto las fuentes nacionales como las capacidades de importación, y resaltan la importancia de la planificación estratégica para garantizar el abastecimiento continuo y la confiabilidad de GLP en los próximos años. A continuación, se presenta la Tabla 4-3 que contiene la descripción de los 3 escenarios de oferta de GLP considerados.

Tabla 4-3. Comparación de escenarios de oferta de GLP

OFERTA	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
PTDV	Si ⁸³	N/A	N/A
PP	N/A	Si	Si
Capacidad de importación existente a enero 2025	40.000 ton/mes	40.000 ton/mes	40.000 ton/mes
Ampliación Punto de Importación de Okianus⁸⁴	N/A	Fase 1: 6.000 ton/mes (septiembre de 2025) Fase 2 :3.000 ton/mes (octubre de 2026)	Fase 1: 6.000 ton/mes (septiembre de 2025) Fase 2 :3.000 ton/mes (octubre de 2026)

⁸² Respuesta de Ecopetrol a inquietudes UPME en el marco de Plan de Abastecimiento de GLP, derivadas en reunión del 8 de noviembre de 2024.

⁸³ Para el periodo de enero-agosto de 2025, se tienen en cuenta las cantidades de la OPC en lugar de las cantidades de PDTV.

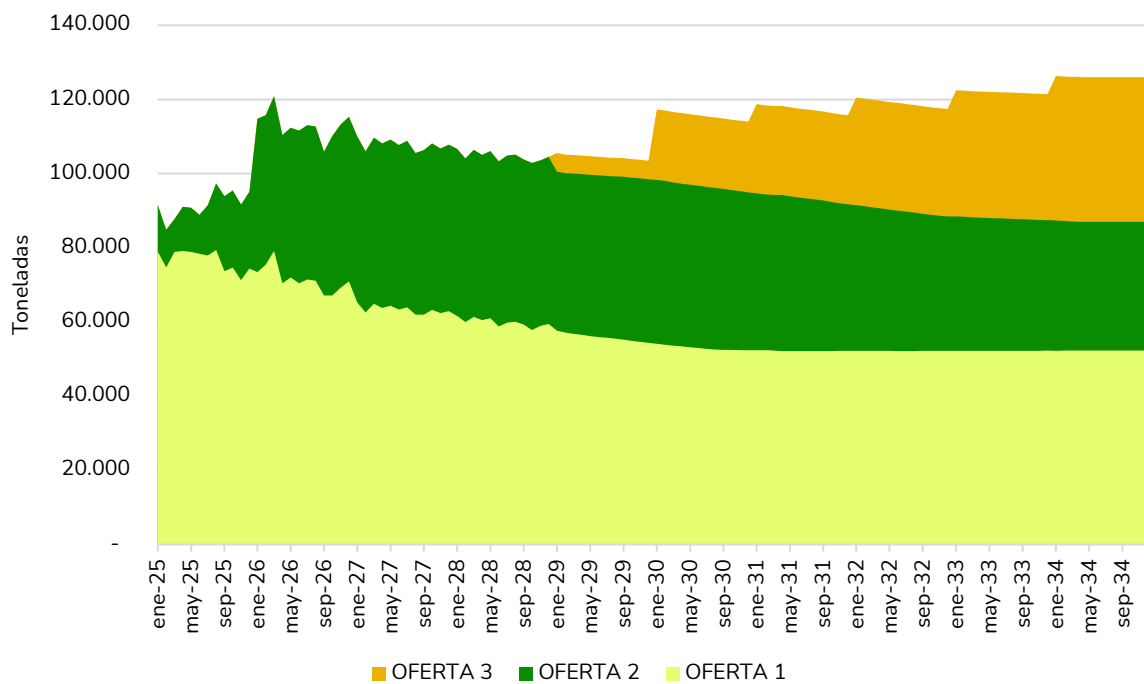
⁸⁴ Las cantidades indicadas para las fases de ampliación del punto de importación de Okianus son complementarias, es decir, la fase 1 agrega 6.000 ton/mes a la capacidad de importación, la fase 2 agrega 3.000 ton/mes y en la fase 3 se amplía 9.000 ton/mes, de tal manera que, en octubre de 2026 Okianus cuente con una capacidad de importación total de 29.000 ton/mes y en enero de 2030, de 38.000 ton/mes.

OFERTA	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
			Fase 3: 9.000 ton/mes (enero de 2030)
Entrada en operación de Punto de Importación Puerto Bahía	N/A	20.900 ton/mes (enero de 2026)	20.900 ton/mes (enero de 2026)

Fuente: Elaboración UPME

Igualmente, se presenta en el Gráfico 4-9, la consolidación de todos los escenarios planteados anteriormente.

Gráfico 4-9. Escenarios de Oferta de GLP, 2024-2034 (Toneladas/mes)



Fuente: Elaboración UPME

Se observa que a medida que se acerca el final del horizonte de evaluación, la oferta nacional proveniente de campos disminuye hasta el punto de que la PP llega a 358 toneladas/mes; por otro lado, la oferta nacional de refinerías también disminuye progresivamente alcanzado cifras máximas de 16.806 toneladas/mes en el escenario de oferta 3 - Optimista. La capacidad de importación, en cambio, claramente se va incrementando año tras año en virtud de las ampliaciones proyectadas por los agentes, llegando al máximo de 78.900 toneladas/mes, a partir de enero de 2030.

En el documento *Anexo 5 – Escenarios de proyección de oferta PIAGLP*, se presentan los datos considerados en la elaboración de los tres escenarios antes presentados.

La proyección de los escenarios de oferta se estimó adoptando una distribución nodal de acuerdo con la ubicación de las principales fuentes nacionales de GLP y los puntos de importación existentes a finales de 2024; estos últimos se agregaron en un único nodo de oferta. A continuación, se muestra la configuración establecida para el modelo elaborado:

Tabla 4-4. Nodos de oferta PIAGLP 2025

Nodo	Fuente de oferta
1	Campo Cusiana
2	Campo Cupiagua
3	Refinería de Barrancabermeja
4	Refinería de Cartagena
5	Campo Dina
6	Campo Floreña
7	Campo Apiay
8	Campo Capachos
9	Campo Toqui – Toqui
10	Campo Payoa
11	Campo Buenavista
12	Punto de Importación Cartagena

Fuente: Elaboración UPME

4.3. Escenarios de demanda de GLP

Como antecedentes de referencia sobre la estimación de demanda de este energético, se parte de las conclusiones del documento *Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP*, publicado por la UPME en 2019⁸⁵, donde para el escenario medio de proyección, se estimó un crecimiento de la demanda de GLP de 1,5% promedio anual, para el periodo 2018 – 2035, esperando que el sector residencial se mantuviera como el principal consumidor de GLP, con una participación del 33%.

Por otra parte, según el documento “*Proyección de demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036*”⁸⁶, el consumo de GLP presentaría una tendencia creciente, con una tasa de crecimiento promedio anual del orden del 2,2% en el mediano plazo.

⁸⁵ UPME, 2019. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo (GLP). Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP.pdf

⁸⁶ UPME, 2022. Proyección de demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036.

Disponible para consulta en:

https://repositoriobi.minenergia.gov.co/bitstream/handle/123456789/2860/Informe_proyeccion_demanda_energetic os.pdf

En tercer lugar, en el *Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052*⁸⁷, se considera que a partir de 2025 la participación del GLP como combustible para calor directo en áreas urbanas disminuiría en todos sus escenarios,⁸⁸ mientras que para el sector residencial en áreas rurales su consumo crecería entre un 8-32% para 2050, como consecuencia de un mayor uso como sustituto de la leña y otros combustibles altamente contaminantes.

A partir de las diferencias observadas en la literatura descrita, se consideró 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 tres escenarios de referencia, 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. Los datos de comportamiento histórico de la demanda de GLP se encuentran en Capítulo 3 del presente documento.

Los datos históricos de consumo de GLP provienen de fuentes oficiales, siendo el SUI de la SSPD, la principal fuente de información empleada. Para su conversión a unidades energéticas, téngase en cuenta que el GLP tiene un poder calorífico que puede variar por factores como la fuente de producción, composición, calidad de procesamiento, etc.; sin embargo, para la elaboración del presente análisis se consideró un valor promedio de 13,6 kWh/kg⁸⁹.

A continuación, se presenta la descripción y comportamiento estimado de cada escenario de demanda y posteriormente, en el Capítulo 5, se presenta el balance correspondiente para el periodo 2025-2034.

⁸⁷UPME, 2024. Plan Energético Nacional (PEN) 2022 – 2052. Disponible para consulta en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>

⁸⁸ Escenarios de consumo energético según el PEN 2022-2052: Actualización, Modernización, Inflexión, Disrupción y Transición Energética.

⁸⁹ El poder calorífico del GLP puede variar según la composición del gas, pero típicamente está en un rango de 12,8 a 13,9 kWh/kg. Para conversión a BTU, tener en cuenta que 1 kWh = 3.412 BTU.

4.3.1. Escenario de Demanda 1: Tendencial

Este escenario corresponde al escenario medio según el documento “Proyección de la demanda de Combustibles líquidos y GLP 2024-2038”⁹⁰ y se basa en la proyección del consumo histórico del GLP, asumiendo que continúa por la senda actual, es decir, no se considera la implementación de nuevas políticas públicas ni cambios tecnológicos que motiven de forma significativa el incremento en su consumo durante la próxima década.

La metodología de proyección se basa en la determinación de relaciones de la demanda de GLP con variables macroeconómicas nacionales, la cual se realiza en unidades de masa y con resolución mensual. La metodología detallada y modelos econométricos utilizados para la proyección de este escenario se describen en detalle en el documento antes mencionado.

La Tabla 4-5 presenta un resumen de la información utilizada como insumo para la proyección de demanda de GLP en su escenario base o tendencial.

Tabla 4-5. Metodología y variables para la proyección tendencial de la demanda de GLP

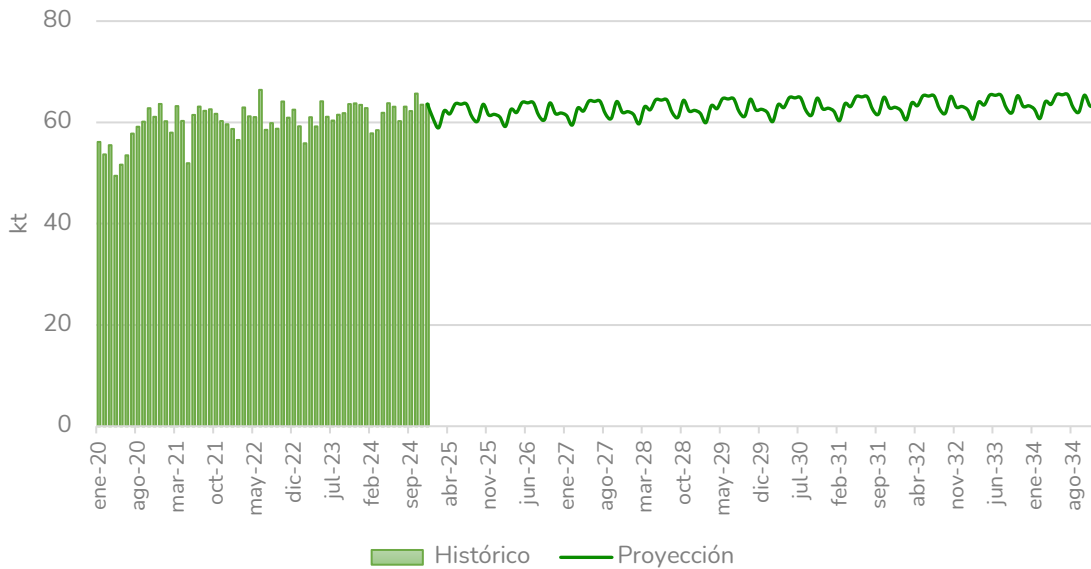
Insumos históricos	Fuente	Metodología
Consumo histórico mensual y departamental de GLP, en cilindros, tanques y redes, de enero 2009 a diciembre 2024.	SUI-SSPD	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es la cobertura de GLP y la independiente es la cobertura de gas natural. Complementariamente, se proyecta la cobertura de los demás energéticos para cocción. El escenario de PNSL incluye la sustitución parcial de tal plan a GLP
Tipo de energético para cocción 2009-2023	ECV-DANE	
Datos históricos de población y viviendas ocupadas, con resolución municipal y anual 2009-2024	DANE	
Consumo histórico de gas natural y número de usuarios con resolución municipal y mensual.	SUI-SSPD	

Fuente: Elaborada con base en el documento de Proyección de la demanda de Combustibles líquidos y GLP 2024-2038, 2025.

⁹⁰ UPME, 2025. Proyección de la demanda de Combustibles líquidos y GLP 2024-2038. Disponible para consulta en: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

De acuerdo con la proyección para el escenario, la demanda total anual en el periodo entre 2025 y 2034 tendría un crecimiento total de 2,6%, pasando de 742,4 kt en 2025 a 764,4 kt en 2034, con el comportamiento observado en el Gráfico 4-10, alcanzando un crecimiento sostenido en la demanda agregada, de 63,7 kt/mes en 2034.

Gráfico 4-10. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 1 - Tendencial



Fuente: Elaboración UPME

Por otra parte, la Tabla 4-6 expone las tasas de crecimiento de la demanda a escala nacional y en resolución anual para 2 periodos históricos y 2 periodos proyectados, conforme las condiciones del escenario de demanda 1.

Tabla 4-6. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 1 (Tendencial)

Periodo	Crecimiento promedio anual	Crecimiento total periodo
2015-2019	2,64%	9,62%
2020-2024 ⁹¹	2,96%	9,03%
2025-2029	0,22%	1,64%
2030-2034	0,26%	0,95%

Fuente: Elaboración UPME

De acuerdo con estas estimaciones, el crecimiento promedio anual de consumo de GLP venía aumentado levemente entre 2015 y 2024, y aunque el crecimiento total del periodo fue mayor en 2015-19, en términos de cantidad, en el periodo de 2020-24 se consumió 3.623 kt, que

⁹¹La proyección realizada para el Escenario de Demanda 1, considera datos históricos de consumo de GLP como servicio público domiciliario a corte de agosto de 2024.

corresponde a 595 kt más que en el periodo anterior. Esto teniendo en cuenta los confinamientos por el Covid-19 y que la cadena de suministro de GLP no frenó sus actividades siendo considerado como un servicio esencial, ya que el consumo en los años 2020 y 2021 presentó crecimientos anuales de 6% y 5,9% respectivamente. Por otro lado, de acuerdo con los resultados de este escenario, para el periodo proyectado 2025-2034, se proyecta un crecimiento promedio anual del orden de 0,24% y un total de 2,95% para el período. Esto considerando que, a partir de 2022, el crecimiento anual en el consumo cayó a 0,9% y aunque mejoró en 2024 (1,5%) se prevé que el consumo no incremente más de 0,4% cada año.

En términos de planeación, este escenario será empleado como la referencia de menor demanda, considerando que representa la tendencia de los últimos años donde el mercado nacional ha sido particularmente deficitario.

4.3.2. Escenario de demanda 2: Cobertura

Este escenario parte de la proyección de la demanda del Escenario 1 o Tendencial y 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 numeral 3.2.5., Tabla 3-2); 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 este aporte a la demanda tendencial se consideró:

- Aporte a la demanda según Escenario de Tendencia Media (ETM) del PNSL (marzo 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 como base, las proyecciones de Argus Media Group en relación con el empleo de GLP en el sector “Transporte” en Colombia, el cual estima un crecimiento anual promedio superior al 50% en el periodo de estudio, de la siguiente manera:

Tabla 4-7. Proyección demanda de GLP en Transporte

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

Fuente: Argus Media Group

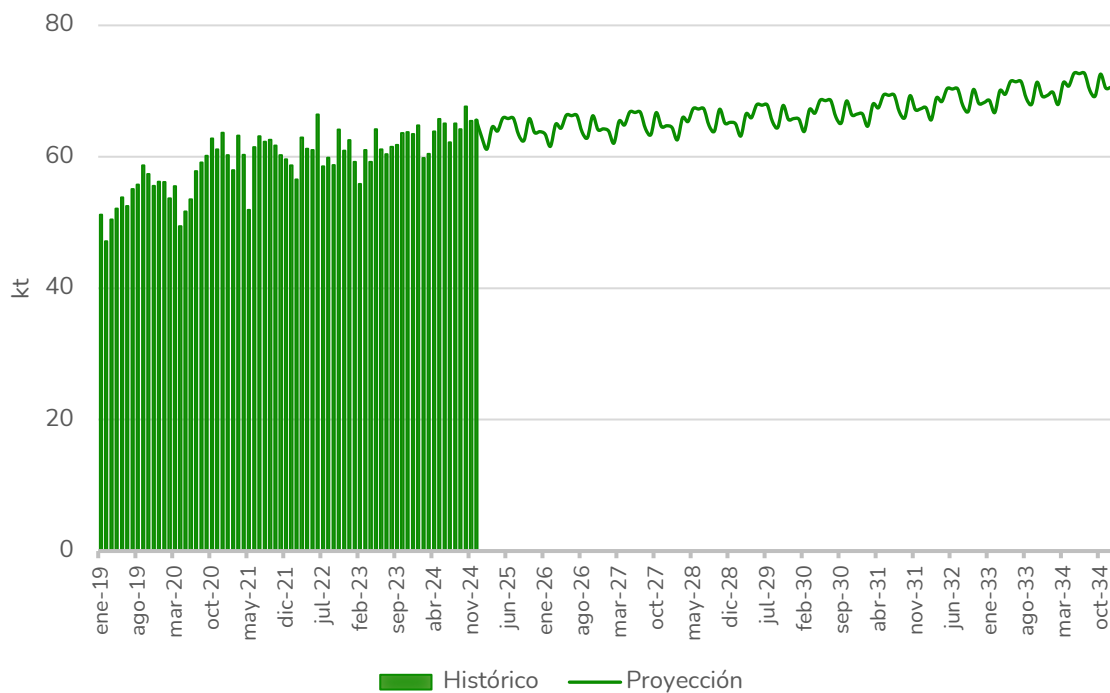
En este punto, cabe anotar que, aunque la tasa de crecimiento prevista por Argus Media Group es alta, las cantidades de GLP que se suman a la demanda no sobrepasan las 3,9 kt/mes en 2034.

- 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 segundo escenario, la demanda total anual alcanza las 850,8 kt en 2034, con una tendencia como la que se observa en el Gráfico 4-11.

Al igual que en el Escenario 1 o Tendencial, se observa un crecimiento sostenido en la demanda agregada, alcanzando una demanda promedio de 70,9 kt/mes en 2034.

Gráfico 4-11. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 2 - Cobertura



Fuente: Elaboración UPME

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 (ver Tabla 4-8):

Tabla 4-8. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 2

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
kt/mes, total	64,11	64,55	65,02	65,54	66,12	66,81	67,61	68,56	69,67	70,90
Servicio público domiciliario	61,88	62,16	62,44	62,70	62,93	63,17	63,38	63,57	63,75	63,89
PNSL	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Transporte	0,08	0,15	0,25	0,41	0,65	0,99	1,47	2,11	2,91	3,87
Generación en ZNI	1,89	1,98	2,07	2,17	2,28	2,39	2,50	2,62	2,75	2,88
Generación térmica	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Fuente: Elaboración UPME

La Tabla 4-9 expone las tasas de crecimiento de la demanda a escala nacional, conforme el Escenario de Demanda 2 - Cobertura. Se observa que para el periodo 2025-2034, se proyecta un crecimiento promedio anual de 1,01%, y un total de 10,60% para la década, el cual resulta positivo respecto a las alternativas de oferta a considerar.

Tabla 4-9. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 2 (Cobertura)

Periodo	Crecimiento promedio anual	Crecimiento total periodo
2015-2019	2,64%	9,62%
2020-2024 ⁹²	3,60%	12,44%
2025-2029	0,61%	3,13%
2030-2034	1,41%	6,14%

Fuente: Elaboración UPME

Este escenario de demanda es la principal referencia utilizada durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al considerarse como la mejor estimación del comportamiento de la demanda en el periodo 2025-2034, entre los escenarios planteados.

⁹²La 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 2024.

4.3.3. Escenario de demanda 3: Crecimiento

Este escenario 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. Además de considerar la demanda del escenario de demanda 1 o Tendencial, se incluye en este escenario lo siguiente:

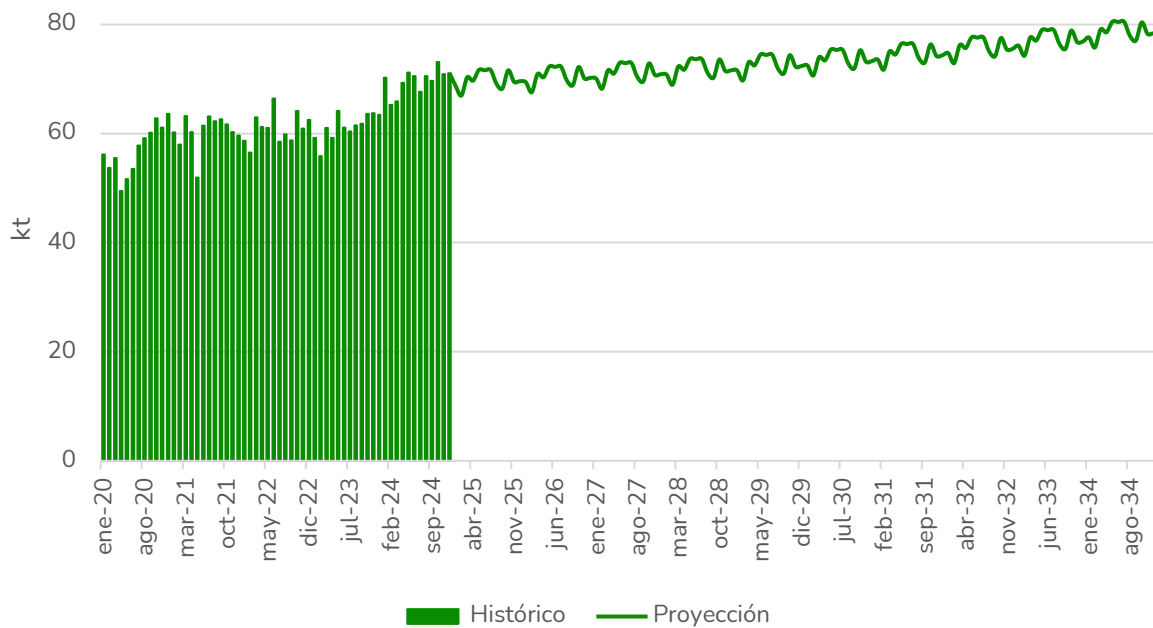
- Aporte a la demanda según Escenario de Referencia (ER) del PNSL (marzo 2025), donde se considera que en el periodo de 2025-2034 se sustituirán 20.000 hogares por año, lo que equivale a una demanda de 3,50 kt/año, teniendo en cuenta que el consumo de subsistencia por hogar es de 14,6 kg/mes de GLP.
- 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 2 - 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 tercer escenario, la demanda total anual en el periodo entre 2025 y 2034 tendría un crecimiento total de 12,6%, alcanzado las 944,6 kt en 2034, con una tendencia como la que se observa en el Gráfico 4-12.

Al igual que en los escenarios anteriores, 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 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 (ver Tabla 4-10):

Gráfico 4-12. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 3 – Crecimiento



Fuente: Elaboración UPME

Tabla 4-10. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 3

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
kt/mes, totales	69,89	70,51	71,18	71,90	72,68	73,59	74,66	75,85	77,21	78,71
Servicio público domiciliario	61,88	62,16	62,44	62,70	62,93	63,17	63,38	63,57	63,75	63,89
PNSL	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,32	0,32	0,32	0,32
Transporte	0,08	0,15	0,25	0,41	0,65	0,99	1,47	2,11	2,91	3,87
Generación en ZNI	5,66	5,93	6,22	6,52	6,83	7,16	7,51	7,87	8,25	8,65
Generación térmica	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98

Fuente: Elaboración UPME

La Tabla 4-11 expone las tasas de crecimiento de la demanda a escala nacional conforme el escenario de demanda 3 - Crecimiento. Bajo este escenario, para el periodo 2025-2034, se proyecta un crecimiento promedio anual (1,61%) mayor al de los demás escenarios de proyección de demanda, pero menor respecto a período anteriores.

Tabla 4-11. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 3 (Crecimiento)

Periodo	Crecimiento promedio anual	Crecimiento total periodo
2015-2019	2,64%	9,62%
2020-2024 ⁹³	3,60%	12,44%
2025-2029	2,58%	3,99%
2030-2034	1,61%	6,96%

Fuente: Elaboración UPME

4.3.4. Escenarios de demanda consolidados

En el Anexo 6 – Escenarios de proyección de demanda PIAGLP se presentan los datos considerados en la elaboración de los tres escenarios presentados, con resolución mensual y en kilotoneladas.

En el Grafico 4-13 se muestran los escenarios de demanda de manera consolidada y con resolución mensual. Se observa que, si bien hay incrementos de demanda entre los mismos, la tendencia de consumo es mayormente influenciada por el consumo del servicio público domiciliario.

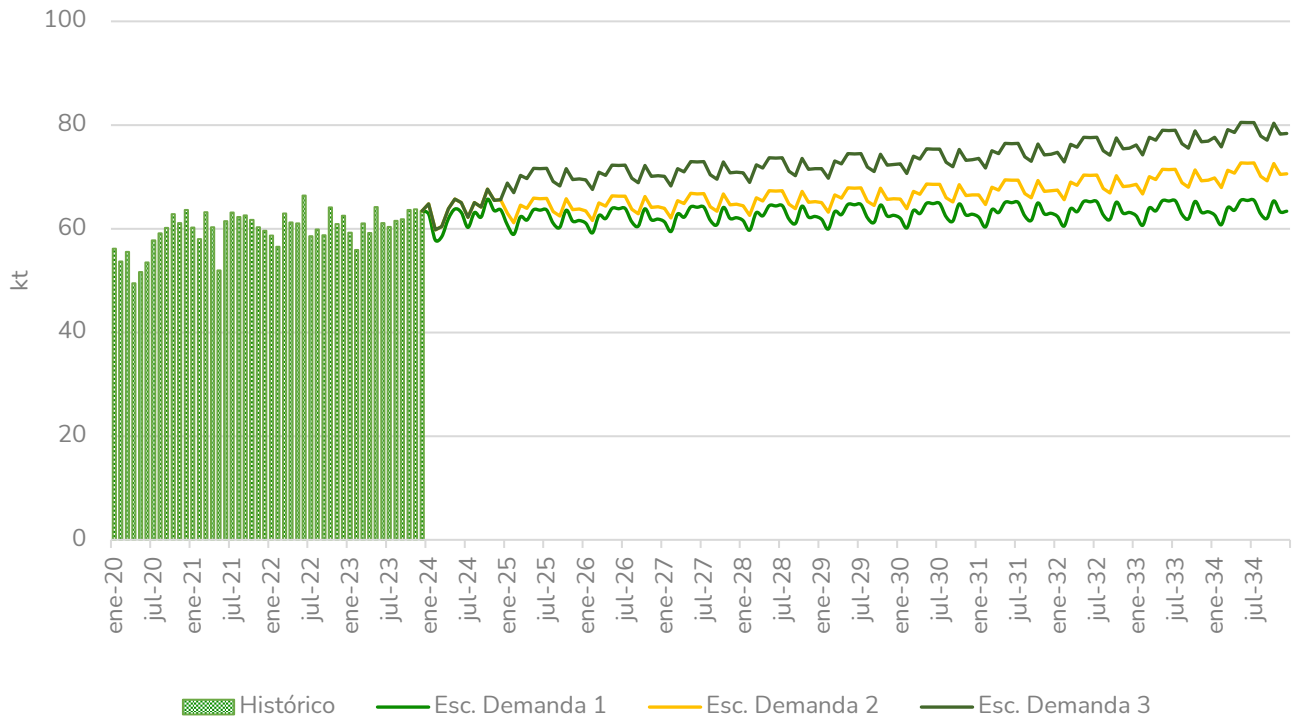
Gráfico 4-13. Descripción escenarios de demanda de GLP 2025-2034

Escenario de demanda 1: Tendencial	Tendencia de demanda de GLP, como servicio público domiciliario, según consumo histórico y estacionalidades identificadas por la UPME.
Escenario de demanda 2: Cobertura	Escenario de demanda 1 + Sustitución de leña y otros CIAC según el Escenario de Tendencia Media (ETM) del PNSL 2025 + AutoGLP/NautiGLP + Integración del GLP en un 20% de ZNI donde se emplea diésel + GLP empleado en generación térmica como combustible de
Escenario de demanda 3: Crecimiento	Escenario de demanda 1 + Sustitución de leña y otros CIAC según el Escenario de referencia (ER) del PNSL 2025 + AutoGLP/NautiGLP + Integración del GLP en un 60% de ZNI donde se emplea diésel + GLP empleado en generación térmica como combustible principal

Fuente: Elaboración UPME

⁹³La 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 2024.

Gráfico 4-14. Consolidado de escenarios de demanda de GLP, 2025-2034



Fuente: Elaboración Subdirección de hidrocarburos de la UPME

Las proyecciones de demanda se estimaron adoptando una distribución nodal de acuerdo con la ubicación de las plantas de almacenamiento y envasado de GLP existentes en el país, a finales de 2024, las cuales, en la mayoría de los casos, se ubican donde se concentra la demanda de GLP como servicio público domiciliario. En total se agregaron 141 plantas (almacenadoras y envasadoras) en 52 nodos de la siguiente manera:

Tabla 4-12. Nodos de demanda UPME

Departamento	Nodo UPME	Departamento	Nodo UPME
AMAZONAS	Leticia 1		Soacha 28
	Bello 3	BOGOTA, D.C.	Mosquera 23
	Bolombolo 6		Madrid 22
ANTIOQUIA	Caucasia 4	GUAINIA	Guaviare 30
	Marinilla 5	GUAVIARE	Guaviare 30
	Yarumal 7	VAUPES	Guaviare 30
	Apartadó 2	HUILA	Neiva 31
ARAUCA	Saravena 8		Pitalito 32
ARCH. SAN ANDRES, P Y SC.	San Andrés 9	META	Villahermosa 33
BOLIVAR	Cartagena 10		Villavicencio 34
ATLANTICO	Cartagena 10	VICHADA	Villavicencio 34
CORDOBA	Cartagena 10	NORTE DE SANTANDER	Cúcuta 39

Departamento	Nodo UPME	Departamento	Nodo UPME
SUCRE	Cartagena 10		Ocaña 40
BOYACA	Chiquinquirá 11	PUTUMAYO	Mocoa 41
	Sogamoso 12		Puerto Asís 42
	Sopo 13	QUINDIO	Armenia 52
	Tunja 14	RISARALDA	Pereira 43
CAQUETA	Florencia 16	SANTANDER	Cimitarra 45
CASANARE	Tauramena 18		Girón 44
	Yopal 17		Málaga 46
CAUCA	Olaya Herrera 37		
	Popayán 19	TOLIMA	Flandes 25
CUNDINAMARCA	Flandes 25		Ibagué 48
	La Mesa 26		Saldaña 49
	Madrid 22	VALLE DEL CAUCA	Cartago 50
	Mosquera 23		Yumbo 51
	Puerto Salgar 24	NARINO	El Espino 35
	Sopo 13		Espriella 36
	Ubaque 29		Olaya Herrera 37
	Villeta 27		Pasto 38
	Soacha 28	CALDAS	Manizales 15
LA GUAJIRA	Bosconia 20	CESAR	Bosconia 20
MAGDALENA	Bosconia 20	CHOCO	Quibdó 21

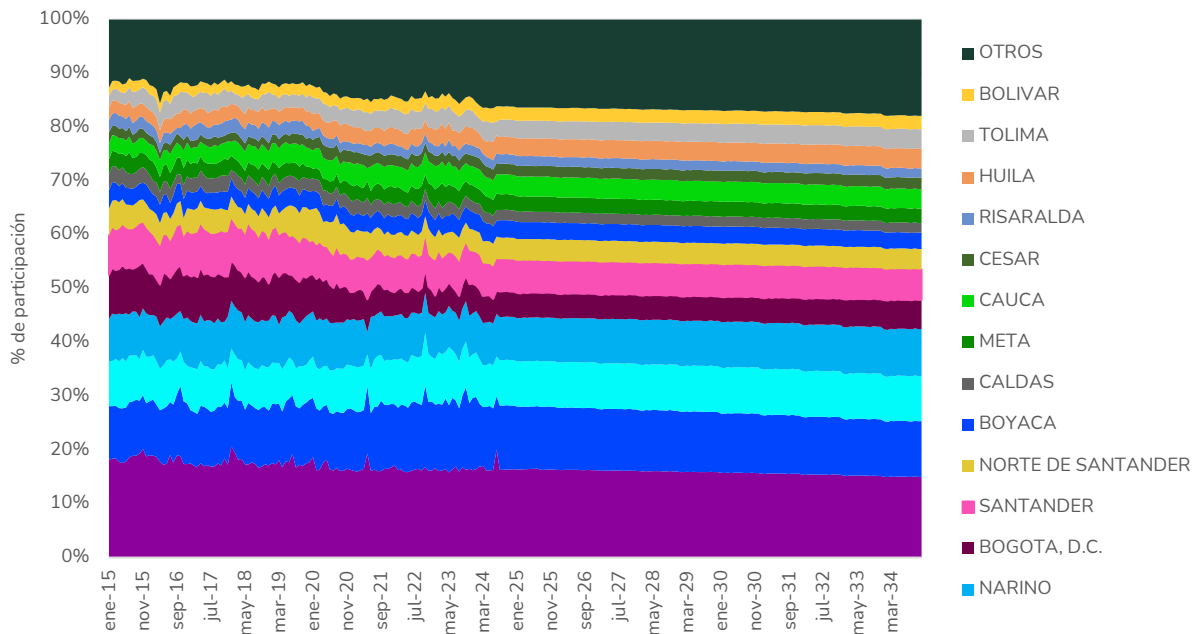
Fuente: Elaboración UPME

Como se observa en la Tabla 4-12, cada nodo contiene al menos una planta de envasado o almacenamiento mayorista, y entre los mismos se distribuye la demanda según la participación porcentual especificada para cada escenario, mismas que se encuentran detalladas en el Anexo 6 – Escenarios de proyección de demanda PIAGLP.

Teniendo en cuenta que el escenario de demanda 2 – Cobertura, representa la principal referencia para el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura a recomendar para el periodo 2025-2034, a continuación, se presentan los resultados del escenario de demanda 2 – Cobertura, a escala regional y nodal (Gráficos 4-15 y 4-16).

De acuerdo con la proyección, los nodos que más demanda atenderían en el periodo 2025-2034 serían, en orden descendente Yumbo-51, Pasto 38, Bello 3, Cartagena 10, Madrid 22 y Girón 44. El detalle de la demanda que atendería cada nodo en el periodo se presenta en la Tabla 4-13.

Gráfico 4-15. Proyección nodal en el Escenario de Demanda 2



Fuente: Elaboración UPME

Tabla 4-13. Distribución nodal de la demanda - Escenario 2 (kt por año)

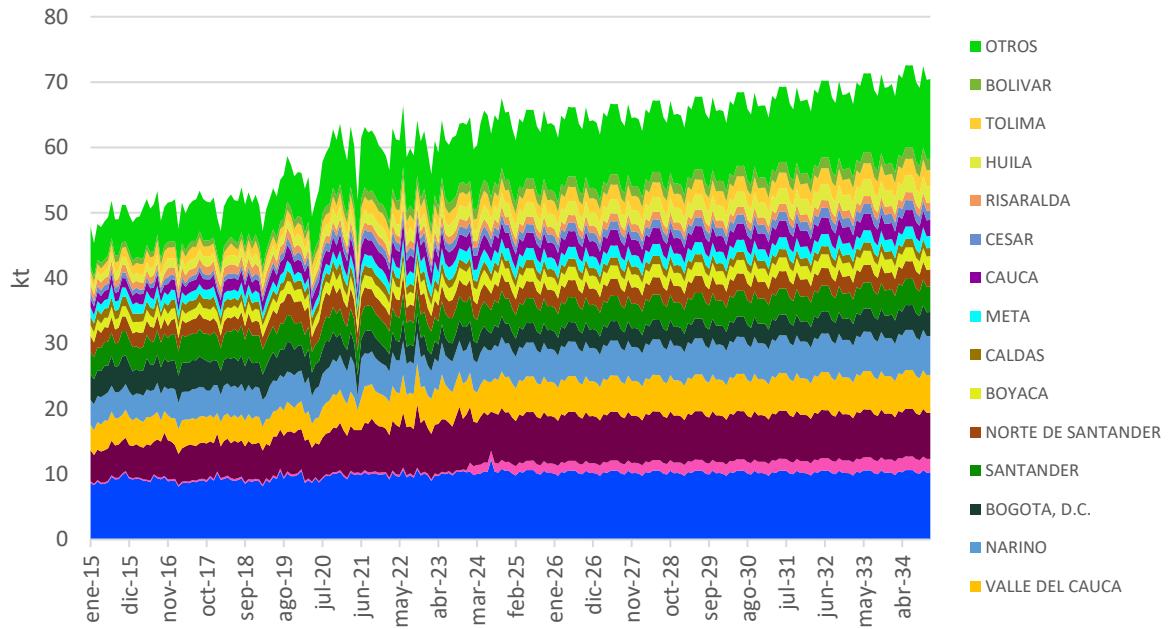
Nodos UPME	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Yumbo 51	57	58	58	59	59	59	60	60	60	61
Pasto 38	49	50	51	51	52	52	53	54	54	55
Bello 3	55	55	55	55	55	54	54	54	54	53
Cartagena 10	46	46	46	46	46	46	46	45	45	45
Madrid 22	40	40	40	40	40	39	39	39	39	39
Girón 44	38	38	38	39	39	39	39	39	40	40
Soacha 28	27	27	27	27	27	26	26	26	26	26
Puerto Salgar 24	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Popayán 19	26	26	26	27	27	27	27	27	28	28
Cúcuta 39	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Bosconia 20	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Mosquera 23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	22
Apartadó 2	23	23	23	23	23	23	23	22	22	22
Marinilla 5	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Bolombolo 6	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Manizales 15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Otros ⁹⁴	232	235	237	239	241	243	245	246	248	249
Total (kt)	2.768	2.772	2.776	2.780	2.784	2.787	2.790	2.793	2.796	2.798

Fuente: Elaboración UPME

⁹⁴ En "Otros" se agrupan los departamentos de Amazonas, Arauca, Atlántico, Caquetá, Casanare, Choco, Córdoba, Guainía, Guaviare, La Guajira, Magdalena, Putumayo, Quindío, Sucre, Vaupés y Vichada.

En línea con lo anterior, las regiones que más demanda de GLP presentarían en los próximos 10 años son: Cundinamarca, Antioquia, Nariño, Valle del Cauca, Bogotá, Santander, Norte de Santander y Tolima.

Gráfico 4-16. Participación regional en la proyección del Escenario de Demanda 2



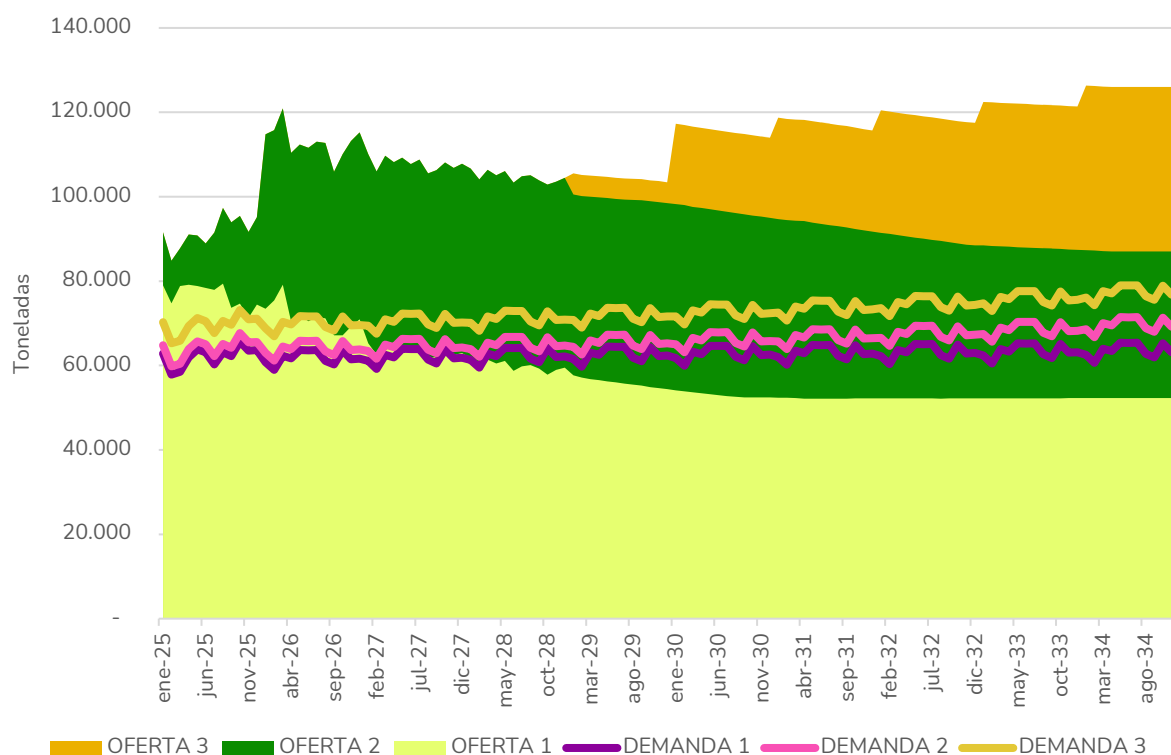
Fuente: Elaboración UPME

5. Balance de GLP

El objetivo de esta sección es analizar el nivel de estrechez en la cadena de suministro de GLP, bajo diferentes perspectivas de crecimiento tanto de la oferta como de la demanda mediante un balance general, en el cual no se consideran las restricciones o limitaciones asociadas a la logística de transporte, o a las condiciones particulares de distribución y/o comercialización de cada región de consumo. Ese análisis se adelantará posteriormente en el modelamiento del sistema propuesto a nivel de abastecimiento y confiabilidad.

A continuación, se presentan, las tendencias proyectadas de cada escenario de oferta y demanda, para visualizar las necesidades generales del sistema y plantear de manera preliminar acciones requeridas para garantizar el suministro hacia la demanda proyectada.

Gráfico 5-1. Balance consolidado PIAGLP 2025-2034

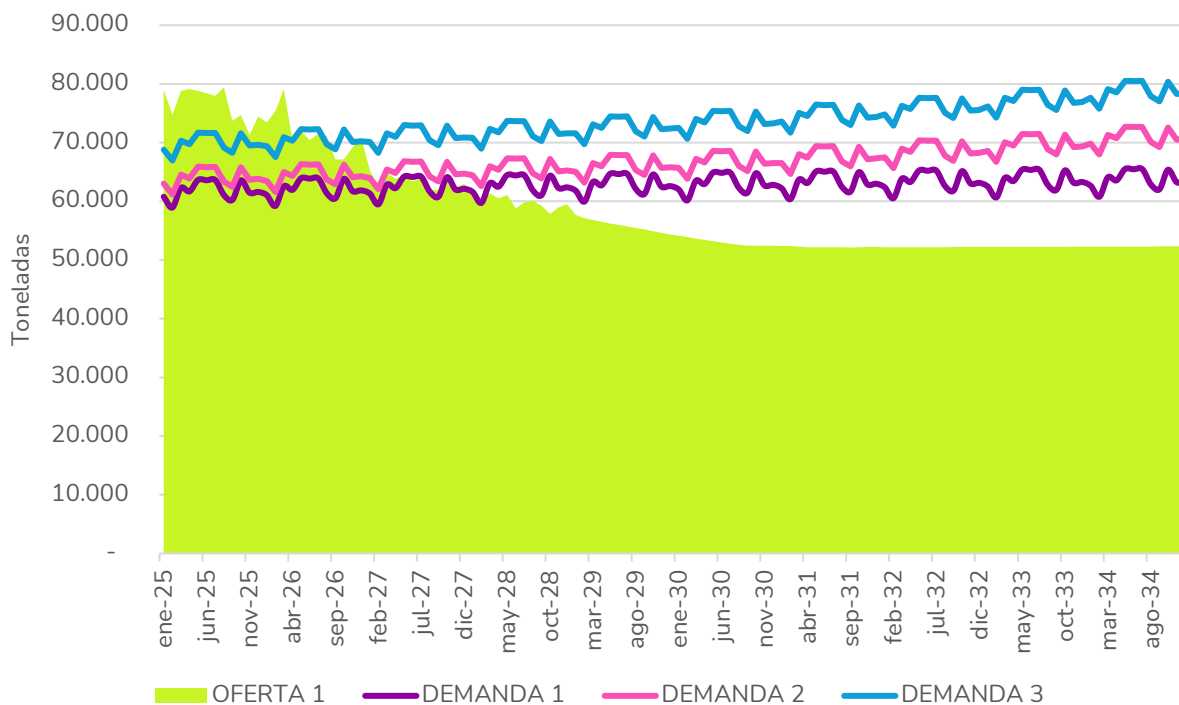


Fuente: Elaboración UPME

Se destaca que las ofertas mostradas en el balance son ofertas agregadas entre potencial de oferta nacional y la capacidad de importación instalada y proyectada a corto, mediano y largo plazo, de acuerdo con lo contemplado en cada escenario.

En primera instancia, se puede observar en el Gráfico 5-2 el contraste entre el escenario de oferta 1 (Tendencial) y todos los escenarios de demanda, lo cual revela una necesidad de abastecimiento proyectado para mayo de 2026 si se compara con el Escenario de Demanda 3 (Crecimiento) que presenta mayores exigencias y para junio de 2027 si el balance se hace con el Escenario de Demanda 1 (Tendencial), incluso si se hiciera uso de la máxima capacidad de importación actualmente disponible.

Gráfico 5-2. Balance entre escenarios de Oferta 1 Vs. Demanda 1, 2 y 3

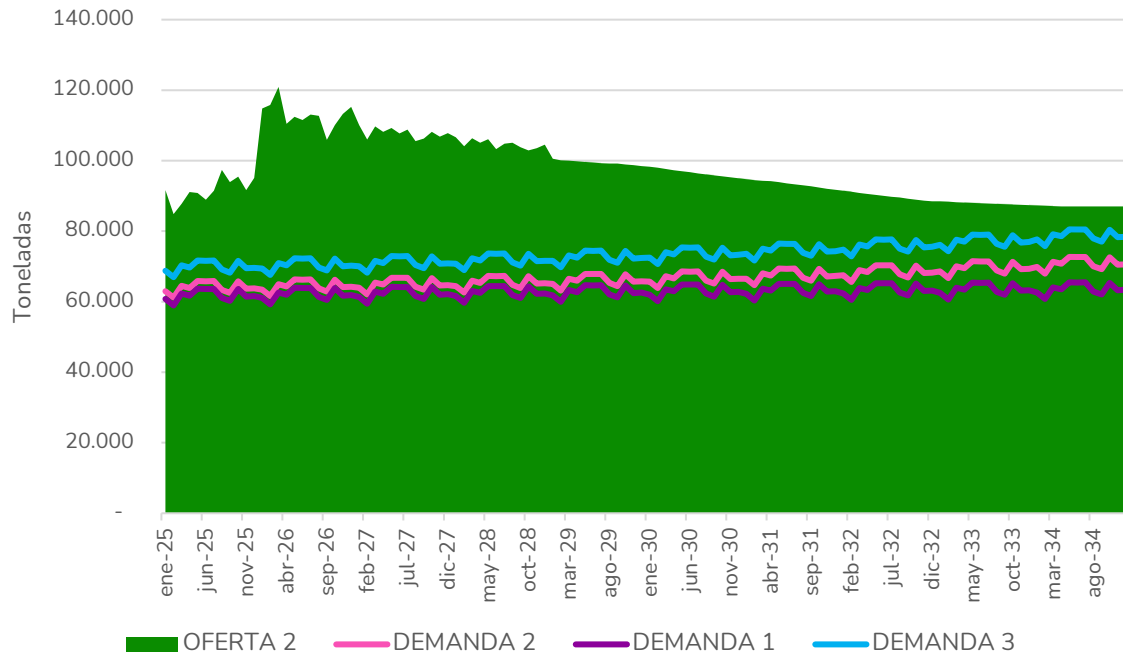


Fuente: Elaboración UPME

Así mismo, teniendo en cuenta que el Escenario de Demanda 2 (Cobertura) es la mejor estimación del comportamiento de la demanda en el periodo 2025-2034, al considerar el crecimiento en el consumo de GLP tanto en el servicio público domiciliario como en otros usos, se puede observar que el Escenario de Oferta 1 (Tendencial) necesita cantidades adicionales para lograr la cobertura de la demanda proyectada, presentando un punto crítico a partir de marzo de 2027.

Ahora bien, si consideramos el Escenario de Oferta 2 (Cobertura) que permite considerar mayor cantidad de GLP nacional y capacidades adicionales de importación de producto, debido a las ampliaciones a corto y mediano plazo de la infraestructura de importación actual, se observa que las necesidades de abastecimiento se contrarrestan. En el Gráfico 5-3 se muestra esta situación.

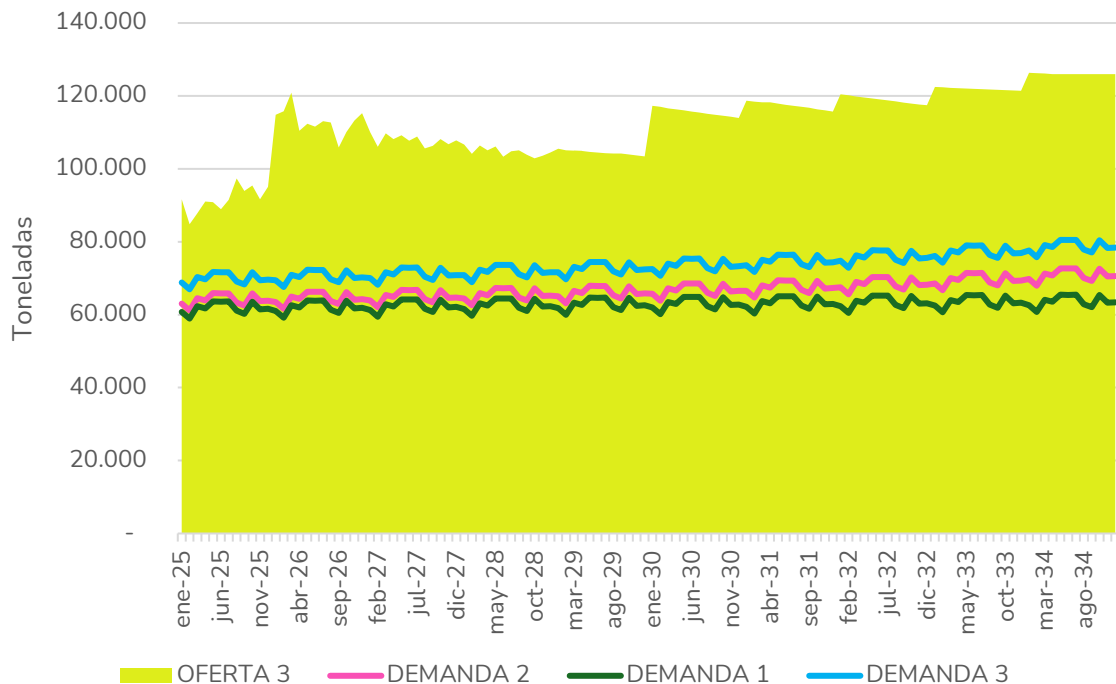
Gráfico 5-3. Balance entre escenarios de Oferta 2 Vs. Demanda 1, 2 y 3



Fuente: Elaboración UPME

Por último, al hacer la comparación entre el Escenario de Oferta 3 (Optimista) y los tres escenarios de demanda (Gráfico 5-4) se presenta el siguiente panorama:

Gráfico 5-4. Balance entre escenarios de Oferta 3 Vs. Demanda 1, 2 y 3



Fuente: Elaboración UPME

En este caso, se observa que la demanda nacional logra su cobertura y se contaría con excedentes en la oferta desde el 2025 de acuerdo con el Escenario de oferta 3 (Optimista) con incrementos en los años donde se agrega capacidad de importación o cuando se agrega cantidades a partir de recursos prospectivos de gas húmedo original en sitio.

Cabe resaltar que, ante la alta incertidumbre de sumar cantidades adicionales a la oferta nacional, ya sea provenientes de nuevos campos o debido a proyectos de recuperación mejorada en campos maduros, es indispensable añadir volúmenes de GLP importado a la cadena de suministro nacional, como antes se había indicado, ya sea mediante la ampliación de la infraestructura existente o la construcción de nuevas terminales de importación.

Con base en lo anteriormente expuesto, las recomendaciones de planeación contenidas en este documento, se basaron en la combinación del escenario de Oferta No. 2 (Cobertura) y el escenario de Demanda No. 2 (Cobertura), ambos con niveles de incertidumbre que representan el mejor comportamiento a lo largo del horizonte de planeación y están alineados con los objetivos de transición energética, utilizando el GLP como gas de transición en sustitución del uso de leña y Combustibles Ineficientes y Altamente Contaminantes (CIAC) para cocción y/o calefacción en hogares, y en la generación de energía para alimentar tanto el SIN como en ZNI.

Cabe mencionar que la ampliación de la infraestructura de importación que fue mencionada en el Capítulo 4, ya se encuentra en marcha y en cabeza de agentes privados del sector energético. Estas nuevas capacidades permitirían cubrir la necesidad de oferta nacional y abastecer toda la demanda proyectada hasta 2034, bajo el supuesto de que no se presenten problemas logísticos para la internación del producto desde los puertos en Cartagena y que las cantidades requeridas estén disponibles en el mercado internacional a precios competitivos, como se planteó en el Capítulo 2.

Como fue posible observar, en el escenario en el cual es necesario incluir cantidades de importación para lograr la cobertura de la demanda nacional, la estrechez en el balance para mediados de 2027 se logra mitigar. No obstante, es importante considerar los retos en el suministro regional, teniendo en cuenta que los precios finales para el usuario de GLP pueden verse afectados como consecuencia de contar con un producto importado.

Así mismo, es importante considerar que debido a que la mayoría del producto es transportado por carretera mediante vehículos con capacidades limitadas, y que, para enero de 2030, se proyecta que el 75% de la demanda nacional (47.000 toneladas) será abastecida con GLP importado desde Cartagena, se requeriría una logística de transporte más robusta, representando un alto riesgo ante eventos naturales o conflictos sociales que puedan afectar la

operación desde esta región. Estos análisis se presentan con mayor detalle en el siguiente capítulo.

Finalmente, cabe resaltar que si bien las capacidades actuales de importación, junto con las ampliaciones proyectadas, permiten mitigar la estrechez en el balance, el mercado nacional está expuesto a las fluctuaciones geopolíticas internacionales. Esto implica que la continuidad de la producción dependerá de la viabilidad económica de nuevos proyectos, los cuales también están sujetos al precio internacional del crudo. Además, al tratarse de un producto que, en su mayoría, proviene de la costa del Golfo de México, su disponibilidad puede verse afectada incluso por fenómenos climáticos como tormentas tropicales o huracanes (como ocurrió a finales de 2024) generando interrupciones o demoras temporales en ciertas épocas del año, por lo cual sería necesario contar con almacenamiento donde se pueda contemplar contar con inventarios.

6. Transporte de GLP en Colombia

Históricamente, el transporte de combustibles líquidos en Colombia ha sido multimodal y depende del destino final del producto. En el caso del GLP, actualmente se emplean diversas modalidades de transporte, incluyendo carretera, ductos, fluvial y marítimo, cada una con características específicas según la geografía y la infraestructura disponible en las diferentes regiones del país.

Así, el producto de la Refinería de Barrancabermeja se transporta por poliducto, y en los demás casos como ocurre con el GLP proveniente de la refinería de Cartagena y los campos de producción, por transporte terrestre mediante cisternas. Cuando el transporte por carretera no es viable, el GLP debe transportarse por vía fluvial o incluso aérea, como en el caso de Mitú y otras poblaciones aisladas.

Luego, si bien la cobertura del servicio en el país supera la de otros servicios públicos, en algunas zonas los costos de transporte encarecen el producto. Puede decirse entonces que el suministro, comercialización y distribución del GLP es una actividad organizada, con un sistema comercial sólido y con una multiplicidad de agentes de distribución y comercialización que llega a todos los departamentos del país.⁹⁵

A continuación, se presenta una descripción general de cada modalidad, su relevancia en el abastecimiento de la demanda nacional y las problemáticas que, en la actualidad, afectan la continuidad del servicio.

6.1. Transporte terrestre

Dentro de la cadena de suministro del GLP, el transporte por carretera es el método más utilizado y extendido en el territorio nacional, basado en el uso de camiones cisterna y/o carrotaques, que movilizan el producto desde los puntos de entrega⁹⁶ o puntos de importación⁹⁷ hacia las plantas de envasado o plantas de almacenamiento de los

⁹⁵ Contrato UPME 031 de 2019 con Consorcio Estrategia Rural Sostenible. *Realizar un estudio que permita formular un programa actualizado de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia, con los componentes necesarios para su ejecución.*

⁹⁶ Un punto de entrega es definido por la Resolución MME 40246 de 2016 como instalaciones de manejo y entrega de GLP requeridos para suministrar el producto a los compradores, las cuales pueden estar ubicadas, entre otros, en un punto de producción, en un punto de importación, en un punto de recibo de un ducto de transporte o en un punto de entrega de un ducto de transporte.

⁹⁷ Un punto de importación es definido por la Resolución MME 40246 de 2016 como punto de entrega para GLP importado, vinculado a una instalación para la importación de GLP.

comercializadores mayoristas que corresponden a puntos intermedios para su trasiego hacia otras presentaciones como cilindros o tanques estacionarios ubicados en el domicilio del usuario final. Aunque posteriormente el GLP puede realizar otro recorrido hasta los expendios, puntos de venta y los almacenamientos conectados a redes⁹⁸, o puede ser distribuido directamente en cilindros mediante vehículos repartidores, este análisis se centra en la logística desde la fuente hasta las instalaciones de almacenamiento mayorista y plantas de envasado, dado que las mismas conforman la infraestructura que centraliza el producto y desde allí se distribuye hacia los centros de demanda.

El almacenamiento de GLP es realizado por dos tipos de agentes, los comercializadores mayoristas y los distribuidores. Los comercializadores mayoristas almacenan el producto en plantas de almacenamiento, infraestructura que permite recibir el GLP directamente por tubería, con el fin de almacenarlo y suministrarlo a granel a carrotanques. Los distribuidores que recogen el producto directamente en las fuentes de producción o en las plantas de almacenamiento transportan el GLP a plantas de envasado en donde se llenan los cilindros y cisternas de pequeñas capacidades para la atención de los usuarios de tanques estacionarios ubicados en hoteles, centros turísticos, propiedades horizontales, unidades residenciales, entre otros.

El transporte terrestre se cobra por kilogramo de GLP transportado, considerando costos fijos (salarios, prestaciones, seguros), costos variables (combustible, lubricantes, mantenimiento) y otros costos asociados. Según información recopilada por los gremios del sector⁹⁹, periódicamente se registran interrupciones en carreteras que han afectado el abastecimiento de GLP. En su mayoría, estas interrupciones son de corta duración (menos de un día) y no suelen generar impactos significativos. Sin embargo, se han identificado tres rutas críticas que representan riesgos recurrentes para el suministro nacional:

- Ruta Cusiana - Pajarito – Sogamoso: Principal corredor vial para el abastecimiento de GLP en el centro y suroccidente del país, ya que moviliza las cantidades producidas en los campos del piedemonte llanero (Cusiana, Cupiagua y Floreña). Según el Instituto Nacional de Vías (INVÍAS)¹⁰⁰, este corredor presenta interrupciones frecuentes debido a factores geológicos y climáticos, ocasionando interrupciones y retrasos en el transporte por carretera. En caso de cierres, la única alternativa es evacuar el producto a través de Villavicencio o Guateque, lo que incrementa costos y tiempos de entrega.
- Ruta Panamericana a la altura de Rosas, Cauca: Este corredor es parte del sistema de carreteras que conecta el continente americano y atraviesa varios departamentos del

⁹⁸ Un almacenamiento conectado a redes de distribución es definido por la Resolución 40246 de 2016 como

⁹⁹ Respuesta a solicitud de información por parte de UPME, Radicado No. 20241700197281, 20241700201591.

¹⁰⁰ <https://www.invias.gov.co/index.php/sala/noticias/5379-por-caida-de-material-en-varios-sectores-del-corredor-vial-hay-cierre-total-de-la-transversal-del-cusiana-en-la-ruta-sogamoso-aguazul>

occidente colombiano. En el tramo que conduce a Valle del Cauca, Cauca y Nariño, las afectaciones en la vía son recurrentes, ya sea por cierres sociales o inestabilidades geológicas. Esto impacta directamente el suministro de GLP a Nariño, departamento que depende en gran parte de esta vía y que carece de una ruta alterna desde Yumbo, lo que lo hace altamente vulnerable. Este problema se abordará en el capítulo de Confiabilidad con Almacenamientos Estratégicos.

- GLP movilizado desde Cartagena: Cabe mencionar que, aunque la cantidad de producto movilizado desde este punto del país es importante, éste se moviliza tanto por vía terrestre como fluvial haciendo uso de diferentes corredores viables, que ofrecen diferentes alternativas ante eventuales contingencias.

6.2. Transporte por ductos

El transporte de GLP por ductos en Colombia se realiza a través de propanoductos que son ductos exclusivos para este energético o poliductos que también transportan otros combustibles líquidos. Actualmente, la CREG tiene tarifas aprobadas de transporte de GLP por ductos, todas operadas por CENIT y con capacidad de transporte vigente para los siguientes tramos¹⁰¹:

Tabla 6-1. Tarifas de transporte de GLP por ductos, vigentes a partir de marzo 15 de 2025

Trayecto	Tarifa total por tramo (\$/kg)	Tarifa total por tramo (\$/galón)
Galán – Puerto Salgar	145,51	302,89
Puerto Salgar - Cartago	246,54	513,20
Entregas en Manizales y Pereira	246,54	513,20
Por sitio de entrega	Tarifa total por tramo (\$/kg)	Tarifa total por tramo (\$/galón)
Puerto Salgar	145,51	302,89
Sebastopol	145,51	302,89
Chimita	99,31	206,72
Manizales	392,05	816,09
Pereira	392,05	816,09
Cartago	392,05	816,09

Fuente: CENIT

De otra parte, en Colombia existen dos propanoductos construidos:

¹⁰¹ CENIT, marzo 15 de 2015. Tarifas de Transporte de GLP por Ductos – mensuales vigentes a partir de marzo 15 de 2025. Disponible para consulta en: <chrome-extension://efaidnbnmnibpcajpcglclefindmkaj/https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2025/03/Publicacion-web-GLP-Marzo-25.pdf>

- **Galán-Sebastopol-Puerto Salgar:** De 8 pulgadas de diámetro y 257 km de longitud, utilizado para evacuar exclusivamente el GLP producido en la refinería de Barrancabermeja hasta Puerto Salgar.
- **Puerto Salgar-Mansilla:** De 8 pulgadas de diámetro y 105 km de longitud, actualmente hibernado debido a la entrada de oferta de GLP proveniente de Cusiana y Cupiagua, que ha desplazado su uso, priorizando el transporte por cisterna desde esa región.

Por otra parte, aunque existen tarifas aprobadas para el transporte de GLP a través del poliducto Puerto Salgar - Yumbo, desde julio de 2021, no se ofrece capacidad de transporte ni en este tramo, ni en Galán - Bucaramanga. De acuerdo con los actores de la cadena, las razones de esta decisión obedecen a:

- **Presión de vapor del GLP:** se argumenta que el riesgo operativo asociado a esta característica, sumado a la falta de volúmenes suficientes para realizar bacheos eficientes, impide la viabilidad técnica del transporte.
- **Competitividad de los costos:** Los comercializadores mayoristas indican que la tarifa del transporte por ducto es menos competitiva en comparación con el transporte por carretera. Esto asociado a la estructura tarifaria, la cual no ha sido actualizada en 15 años, y a la Estampilla de San Andrés, un cobro adicional que se aplica a todo el GLP transportado por ducto para financiar el abastecimiento de las islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

En la actualidad, el único ducto en operación para el transporte de GLP es el propanoducto Galán - Puerto Salgar, que conecta la refinería de Barrancabermeja con Puerto Salgar, por lo tanto, es el único al que se le aplica el cargo de la estampilla¹⁰², cargo que presenta riesgo de desfinanciarse debido a la disminución en la oferta proveniente de refinería, según la DP 2024-2028. Adicionalmente, según información de CENIT, se proyectan adecuaciones en este propanoducto para permitir el transporte de combustibles líquidos.

¹⁰² Se le conoce como estampilla de San Andrés, al cargo para la remuneración a la actividad de transporte y almacenamiento de respaldo a la demanda de GLP al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina regulada por la CREG, esta remuneración se establece como un cobro a la demanda continental de GLP por ductos, en otros términos, cualquier ducto que transporte GLP, ya sea propanoducto o poliducto, deberá pagar la estampilla según los términos de la CREG. Esta estampilla busca que el precio del GLP en la zona insular no sea tan elevado con respecto a los precios continentales, debido al alto costo del transporte marítimo a la isla, distribuyendo este costo entre la demanda insular y la demanda continental.

De implementarse estos cambios, sería necesario la habilitación de otro punto de entrega de GLP de la fuente de Barrancabermeja ya que en la actualidad se remite a la planta Puerto Salgar cuyas entregas se realizan a través del poliducto Galán – Salgar, ya que el uso de ductos para el transporte de GLP se descontinuaría por completo, lo que a su vez impactaría directamente el esquema de remuneración del transporte y almacenamiento de GLP en la región insular.

6.3. Transporte Fluvial

El transporte fluvial de GLP es una modalidad utilizada principalmente en regiones de difícil acceso por vía terrestre, empleando barcas y planchones adaptados para el transporte de GLP mediante Isotanques¹⁰³, así como embarcaciones cisterna para el traslado de producto a granel o en cilindros desde las plantas de envasado hasta los centros de consumo. Dentro del análisis realizado, se identificaron las siguientes rutas fluviales clave para el abastecimiento de GLP en el país:

- **Buenaventura – Guapi – Olaya Herrera:** Se identifican dos plantas de envasado en la costa pacífica con acceso exclusivo por vía fluvial, ubicadas en los municipios de Guapi (Cauca) y Olaya Herrera (Nariño). Según información suministrada por el operador de estas plantas, el transporte de GLP se realiza en embarcaciones cisterna propulsadas por remolcadores, que navegan desde Buenaventura a mar abierto. Estas embarcaciones tienen una capacidad aproximada de 68.000 kg de GLP y abastecen los tanques de almacenamiento de las plantas de envasado. La duración de cada trayecto es de aproximadamente 36 horas hasta Guapi y 48 horas hasta Olaya Herrera.
- **Puerto Asís – Leticia:** La planta de envasado de Leticia (Amazonas) depende exclusivamente del abastecimiento por vía fluvial. El producto es embarcado en el puerto fluvial de Puerto Asís (Putumayo) y transportado mediante embarcaciones cisterna y remolcadores a lo largo del río Putumayo, hasta conectar con el río Amazonas en San Antonio de Ica (Brasil), llegando finalmente a Leticia. El trayecto de ida tiene una duración aproximada de 11 días en invierno y recorre 2.000 km. Esta ruta presenta dificultades en la navegabilidad durante ciertos periodos de verano debido al bajo calado en algunos tramos, lo que incrementa los tiempos de transporte y afecta el normal abastecimiento de GLP. Considerando que Leticia es la capital del departamento y una zona de frontera con alta dependencia de este transporte, se evaluara la necesidad de un

¹⁰³Según Resolución CREG 50 de 2009 son recipientes utilizados para transportar líquidos a granel y que tienen las mismas medidas externas e infraestructura, para su manipulación y movimiento, que un contenedor estándar.

Almacenamiento Estratégico en dicha zona que permita mitigar las afectaciones derivadas de estas interrupciones.

- **Rutas fluviales en los Llanos Orientales:** En esta región, el GLP es transportado por vía terrestre inicialmente hasta Villavicencio, donde se encuentra la planta de envasado. Desde allí, los cilindros cargados son distribuidos para atender tres zonas específicas:
 - Vichada: Los cilindros se transportan por vía terrestre hasta Puerto Gaitán, donde son embarcados en el río Meta para su distribución en Puerto Carreño y áreas aledañas.
 - Guainía: El GLP envasado se traslada en camiones hasta San José del Guaviare, donde es embarcado en el río Guaviare para abastecer principalmente a Inírida.
 - Vaupés: Los cilindros se transportan por carretera hasta Calamar (Guaviare), donde son embarcados en el río Vaupés con destino a Mitú.

Si bien en este ejercicio de planeación el análisis de abastecimiento se limita hasta las plantas de envasado, en este caso particular se incluyó la revisión de estas tres capitales departamentales fronterizas, dado que presentan condiciones especiales de difícil acceso y su abastecimiento depende en gran medida de la continuidad de estas rutas fluviales.

- **Río Magdalena:** Actualmente, el transporte fluvial en el río Magdalena se utiliza principalmente para movilizar producto de Ecopetrol entre Cartagena y Barrancabermeja, sin registros de transporte de GLP para el servicio público domiciliario. No obstante, dada la creciente participación del GLP importado en el mercado nacional, se considera conveniente que comercializadores y transportistas evalúen la viabilidad de esta ruta como una alternativa adicional al transporte terrestre para la internación del producto importado.

6.4. Transporte Marítimo

El transporte marítimo de GLP en Colombia se desarrolla en dos ámbitos principales: cabotaje y tráfico internacional entre puertos. El primero corresponde a la distribución de GLP hacia la región insular de San Andrés, mientras que el segundo abarca la importación del producto por parte de los agentes de la cadena de suministro hasta los terminales ubicados en Cartagena. A continuación, se describen las principales características de cada uno de estos esquemas logísticos.

- **Ruta Cartagena – San Andrés, Providencia y Santa Catalina:** abastece de GLP a la región insular, partiendo desde la refinera de Cartagena en isotanques transportados por embarcaciones especializadas hasta la planta de envasado en San Andrés. Una vez en la isla, el GLP se distribuye en cilindros para consumo local y posteriormente se embarca nuevamente, ya envasado, con destino a Providencia y Santa Catalina. Este sistema de transporte cuenta con un subsidio dentro de su estructura tarifaria, financiado mediante el cobro de la Estampilla al Transporte de GLP por Ductos, lo que garantiza la sostenibilidad económica del suministro en la región.
- **Importación desde puertos internacionales:** En condiciones normales, la ruta más frecuente para el ingreso de GLP al país se origina en la costa del Golfo de México, donde el producto es transportado hasta los dos puertos de importación existentes en Cartagena. Para este proceso se utilizan embarcaciones especializadas en el transporte de combustibles, cuyo tamaño y capacidad varían en función de las necesidades logísticas y de las restricciones operativas de los terminales de recepción.

En circunstancias particulares, como la ocurrida cuando la vía Panamericana sufrió afectaciones severas por la caída de la banca en el sector de Rosas (Cauca) se ha registrado la importación de GLP a través del puerto de Tumaco, en el Pacífico colombiano, con el objetivo de atender la demanda de la región. Sin embargo, según información reportada por el operador logístico, este puerto no cuenta con infraestructura adecuada para recibir y almacenar directamente el producto desde los buques, lo que hace que el trasiego del GLP sea un proceso técnicamente complejo y económicamente costoso, debido a los tiempos prolongados de Stand-by de las embarcaciones.

Dada la creciente dependencia del GLP importado, es recomendable evaluar la optimización de la infraestructura portuaria en el Pacífico colombiano (Buenaventura, Tumaco) como una alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema de abastecimiento y reducir vulnerabilidades logísticas ante eventos que afecten el transporte terrestre en el suroccidente del país.

7. Precios de GLP

Los precios de los derivados del petróleo están estrechamente ligados al comportamiento del crudo. En este contexto, la interacción entre la oferta y demanda mundial del crudo juega un papel crucial en la definición de los precios internacionales del GLP.

En términos generales, un aumento en la demanda ejerce presión al alza sobre los precios, especialmente cuando la oferta es limitada o enfrenta restricciones para ajustarse rápidamente a las necesidades del mercado. Por su parte, la oferta tiene una relación inversa con los precios, cuando la disponibilidad de recursos energéticos aumenta, los precios tienden a disminuir, siempre que la demanda permanezca constante.

En el caso del crudo, su precio se encuentra influenciado en gran medida por el balance entre su oferta y demanda. Fluctuaciones en este equilibrio además de influir directamente en sus precios, también actúan como un canal que amplifica el impacto de diversos factores externos que van desde elementos de carácter geopolítico (sanciones económicas, conflictos internacionales, cambios en las políticas de exportación, etc.) y ambiental (restricciones vinculadas a la transición energética, fenómenos climáticos extremos) hasta la transformación de variables tecnológicas o regulatorias.

En el caso del GLP, su comercio mundial depende del precio del crudo, dinámicas geopolíticas y estrategias de abastecimiento. Es así como la creciente producción de GLP en regiones como Estados Unidos, Medio Oriente y Asia-Pacífico, junto con la evolución de los patrones de consumo en economías emergentes, ha redefinido su papel en la matriz energética global.

En este capítulo se presenta la proyección de precios del GLP de acuerdo con la actualización metodológica presentada en el “*Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050*”¹⁰⁴, en la que se introduce un enfoque integral que incorpora las expectativas del mercado energético nacional e internacional, con énfasis en el análisis de la oferta y la demanda como factores clave en su determinación. Cabe mencionar que esta proyección se basa exclusivamente en los precios de referencia de suministro, calculados en el nodo de demanda para lo cual se adiciona el respectivo precio de referencia de transporte y, por lo tanto, las proyecciones aquí planteadas no están relacionadas con el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), ni a

¹⁰⁴ UPME, 2025. *Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050*. Disponible para consulta en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/pppege/>

proyecciones de los componentes que lo conforman ni tampoco corresponden a proyecciones de tarifas para el producto como tal.

Así mismo, resulta necesario indicar que las proyecciones planteadas corresponden a estimaciones sujetas a la complejidad y dinámica del sector, lo que implica considerar un componente inherente de incertidumbre, donde su robustez depende de la disponibilidad y calidad de los datos utilizados, pero también de factores impredecibles, cuyos choques pueden alterar las sendas proyectadas. En particular, el análisis presentado emplea información con corte a junio de 2024.

Comprender las dinámicas internacionales es clave para interpretar cómo las tendencias globales afectan los mercados locales; dicho esto, en primera instancia se analizará los principales factores que determinan la estructura de precios del GLP en el mercado internacional para luego pasar al análisis en el mercado nacional.

7.1. Precios internacionales del GLP

Los precios del petróleo han experimentado importantes fluctuaciones a lo largo de los años, principalmente debido a conflictos geopolíticos entre países productores, los cuales afectan la oferta, así como las crisis económicas que impactan la demanda. Estos desequilibrios se transmiten rápidamente en el nivel de precios, generando alta volatilidad en los mismos.

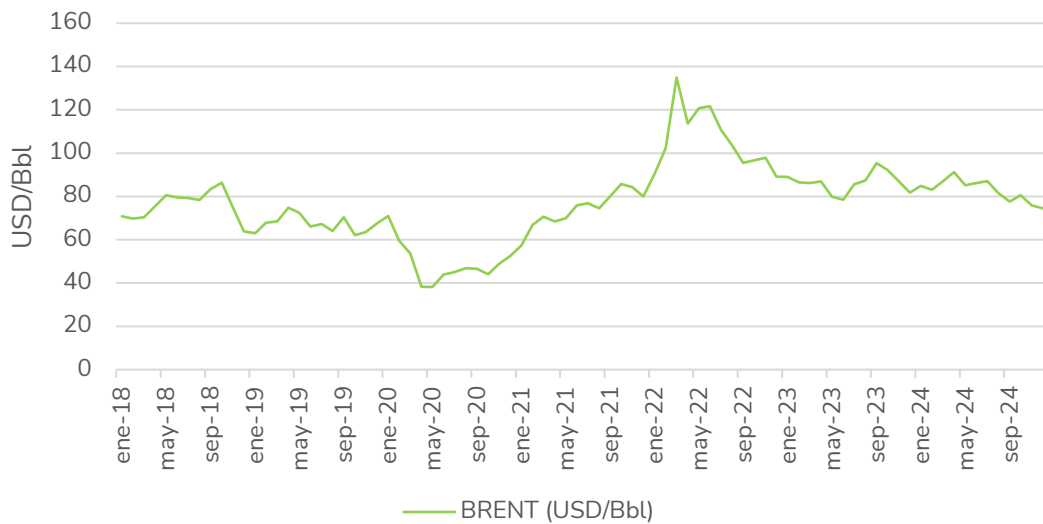
En términos de oferta, las decisiones en relación con las cuotas de producción por parte de los integrantes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo – OPEP, tienen un impacto decisivo en la dinámica de los precios internacionales del petróleo. Actualmente, los 12 países miembros concentran aproximadamente el 79,1% de las reservas probadas de crudo a nivel mundial, proporción que se incrementa al incluir a los países de la OPEP+¹⁰⁵. Otro factor relevante en términos de oferta está relacionado con la producción de petróleo y gas de lutita (shale oil y shale gas) en Estados Unidos, que ha transformado significativamente el panorama energético global, incrementando las reservas y desafiando el dominio de los productores tradicionales.

En términos de demanda, el crecimiento económico tanto de las principales economías del mundo, como de las economías emergentes como China e India, incentivan la necesidad de productos minero energéticos, según se establezca el consumo y se produzcan mejoras en eficiencia energética.

¹⁰⁵ Asociación que integra a los países que conforman la OPEP y a otros 10 grandes productores, dentro de los cuales, se encuentra Rusia y México.

En la Grafica 7-1 se puede ver la evolución de los precios del petróleo, donde se destaca el efecto del Covid-19 a partir de 2020 y el conflicto entre Rusia-Ucrania, que comenzó en 2022 y el cual provocó que países occidentales emitieran sanciones comerciales a Rusia, siendo uno de los mayores exportadores de petróleo y gas del mundo. Se observa como el corte del suministro de gas ruso a través del gasoducto *Nord Stream 1*¹⁰⁶, en un contexto ya complicado por la menor oferta como resultado de la pandemia, desató una crisis de abastecimiento en Europa sin precedentes, que intensificó el incremento de los precios del petróleo a mediados de 2022 cuando el crudo Brent¹⁰⁷ superó los 120 USD/bbl.

Gráfico 7-1. Evolución del precio del petróleo – Nov 2018 a May 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos de PLATTS

Si bien la oferta y la demanda recogen los efectos de los factores externos sobre los precios, otros elementos como la inversión, las tasas de interés, la tasa representativa del mercado y los asuntos de transición energética, son clave para realizar un análisis completo del contexto internacional del precio de los energéticos.

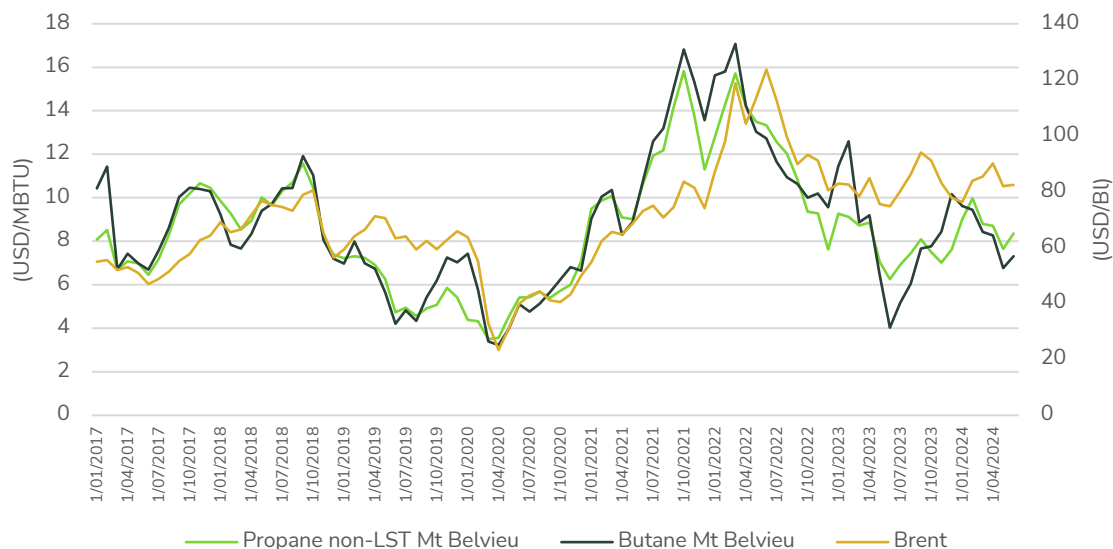
En el caso del GLP, debe considerarse la alta correlación entre los precios del propano/butano y el crudo Brent, ya que, al ser precisamente un producto compuesto en su mayoría por estos dos productos, las fluctuaciones en el precio del petróleo impactan directamente el valor de estos energéticos en los mercados internacionales y, por ende, afecta el precio internacional del GLP. El **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Gráfico 7-2 muestra la evolución de los precios del propano y butano de referencia Mont Belvieu desde enero de 2017 hasta abril de

¹⁰⁶ DW, 2024. *Sabotaje del Nord Stream: gas, política y Guerra*. Disponible para consulta en: <https://www.dw.com/es/sabotaje-del-nord-stream-gas-pol%C3%ADtica-y-guerra/a-69964557>

¹⁰⁷ El crudo Brent es el petróleo de referencia en el mercado europeo y una de las tres principales referencias para los inversores en petróleo (junto con el WTI y Dubai/Omán).

2024. También se incluyen los precios del crudo Brent, medidos en USD/Barril, como referencia clave para el análisis del mercado de hidrocarburos. La dinámica observada en la serie de precios evidencia una alta correlación entre los precios del GLP (propano y butano) y el Brent.

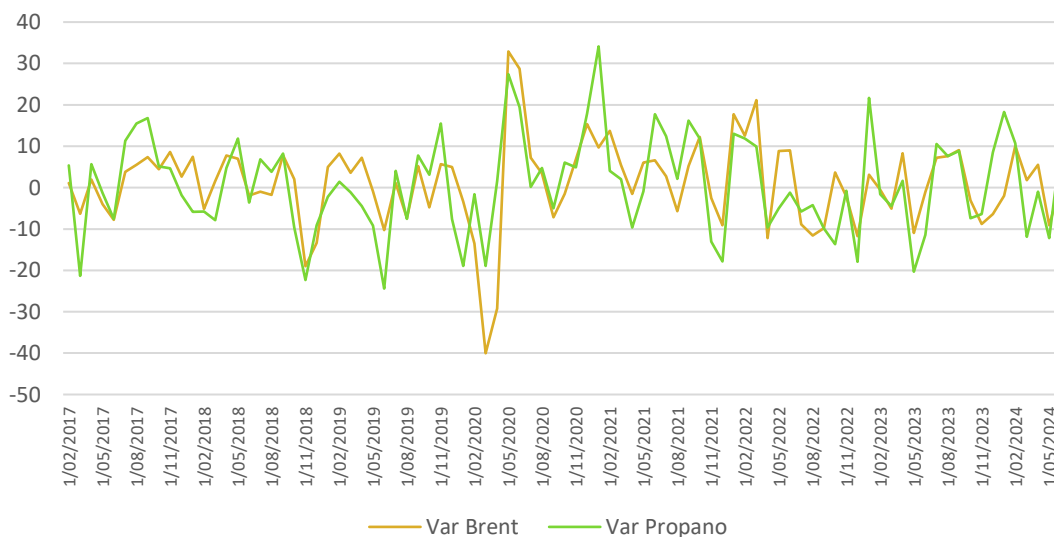
Gráfico 7-2. Precios históricos de referencia Mont Belvieu



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

El incremento del Brent por encima de los 100 USD/barril en 2022 impulsó los precios del propano y butano. Adicionalmente, el Gráfico 7-3 profundiza en esta relación, mostrando las variaciones mensuales de los precios del Brent y el propano Mont Belvieu, lo que permite evidenciar de manera más clara la dependencia del GLP con respecto a la evolución del crudo.

Gráfico 7-3. Variaciones precios Brent y Propano



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

7.1.1. Análisis de información para la proyección de los precios internacionales de GLP - Referencia Mont Belvieu

La Tabla 7-1 presenta el detalle de las variables consideradas por la metodología, bajo la cual se realizaron las proyecciones de precios de referencia de suministro de GLP, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 7-1. Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GLP	Propane non-LST Mt Belvieu	Mensual	2016-2024	USD/MBTU	PLATTS
	Butane non-LST Mt Belvieu				
	Tarifas de fletes				
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	2016-2024	USD/m3	DIAN
	Referencia de precios regulados de GLP	Único valor de referencia	jun-24	USD/gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Precio del petróleo de referencia Brent		Mensual	2016-2024	USD/BBL	PLATTS

Fuente: Elaboración UPME

Es clave tener en cuenta las siguientes consideraciones relevantes¹⁰⁸:

- Los supuestos planteados para la proyección de precios del GLP, considera las proyecciones de largo plazo de la EIA¹⁰⁹ y se basan principalmente en el comportamiento de los precios del petróleo.

¹⁰⁸ Corresponden a advertencias y aclaraciones metodológicas que deben ser tenidas en cuenta al interpretar los resultados de la proyección de precios. Estas incluyen limitaciones en la información utilizada, restricciones del modelo y factores externos que podrían afectar los resultados. Su propósito es delimitar el alcance de la metodología y garantizar una comprensión adecuada de los escenarios analizados.

¹⁰⁹ Las proyecciones de largo plazo de la EIA disponibles fueron elaboradas en 2023 con información de 2022, un periodo en el que los precios estuvieron influenciados por la crisis energética global, lo cual llevó a que las proyecciones se construyeran sobre niveles de precios excepcionalmente elevados. Desde la UPME se implementó

- La proyección se estima a precios constantes, por lo cual se debe determinar un periodo base; esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- Una variable importante en la proyección es la TRM ya que el GLP tiene precios de referencia en dólares. Se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica, con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.
- Se estiman los costos de transporte marítimo y seguros a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta la información dispuesta por subpartida arancelaria del GLP.

Se plantearon tres escenarios, cada uno de los cuales plantea unos supuestos clave que determinan los niveles de los precios estimados (Tabla 7-2).

- *El escenario de precios bajos de la EIA*, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 50 USD/Bbl en términos reales del 2022 para el año 2050. Este escenario considera factores que podrían resultar en una disminución significativa de los precios, como avances tecnológicos que reducirían los costos de producción y una menor demanda impulsada por políticas energéticas más estrictas.
- *En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo*, se espera una reducción de la producción tendiendo a un alza en los precios ya que la caída de la demanda no sería proporcional. Este escenario asume un crecimiento económico mundial estable de 1.95% y un precio del petróleo Brent alcanzando los 101 USD/Bbl a precios de 2022. Este escenario asume la continuación de las tendencias actuales sin cambios significativos en políticas o tecnologías.
- *El escenario de precios altos de la EIA* considera factores que podrían conducir a un aumento significativo en los precios del petróleo, como restricciones en la oferta o aumentos en la demanda global. Prevé un incremento del Brent llegando a los 190 USD/Bbl a precios de 2022.

un ajuste metodológico para empalmar estas proyecciones con los valores reales observados entre 2022 y la primera mitad de 2024. Para mayor detalle, consultar el *Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050*.

Tabla 7-2. Supuestos generales de la metodología para proyección de precios de suministro de GLP

Supuesto	Descripción
Tendencia a la baja en el corto plazo	Se espera una sobreoferta de petróleo a corto plazo como resultado de las inversiones que se han venido incrementando desde 2020; esta no será equiparada por la demanda debido, entre otras razones, a una proyección de menor demanda por parte de Estados Unidos y China, según el crecimiento moderado esperado de sus economías. Esto, para el corto plazo, supone una tendencia a la baja de los precios.
Precios constantes estimados en términos de diciembre de 2023	Las proyecciones se estiman a precios constantes con base en diciembre de 2023, de manera que sea posible hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
Perspectiva de TRM moderada	Se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios; estos serían los datos de devaluación considerados: <ul style="list-style-type: none"> ● 2005-2024 (Real): 0.8666 ● 2024-2050 (Proyectado): 0.3595

Fuente: Elaboración UPME con base en el Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050.

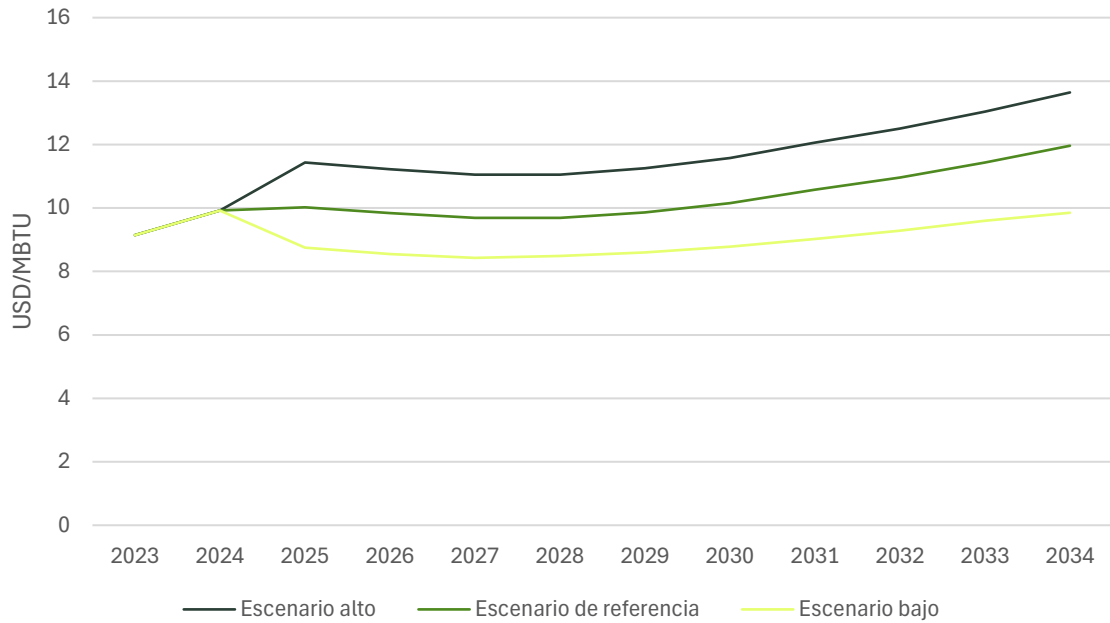
7.1.2. Resultados de proyección precios internacionales de GLP

La proyección de precios se realiza a partir del ajuste a la serie de la EIA de la cual se obtiene la serie anual a precios nominales en los tres diferentes escenarios planteados. De acuerdo con los niveles de la serie para cada año se mensualiza la proyección ajustada y se estiman los precios con base en los precios de diciembre de 2023 para facilitar la interpretación de su senda (Gráfico 7-4).

En el Gráfico 7-5 se observa en el periodo real de 2022 a primera mitad de 2024 un comportamiento descendente de los precios después de picos históricos observados durante el 2022. Podría hablarse de una estabilización a partir del año 2023, sin embargo, cuando se observan los precios históricos en la anterior sección, se evidencia un comportamiento cíclico, y marcado por las volatilidades del precio del petróleo.

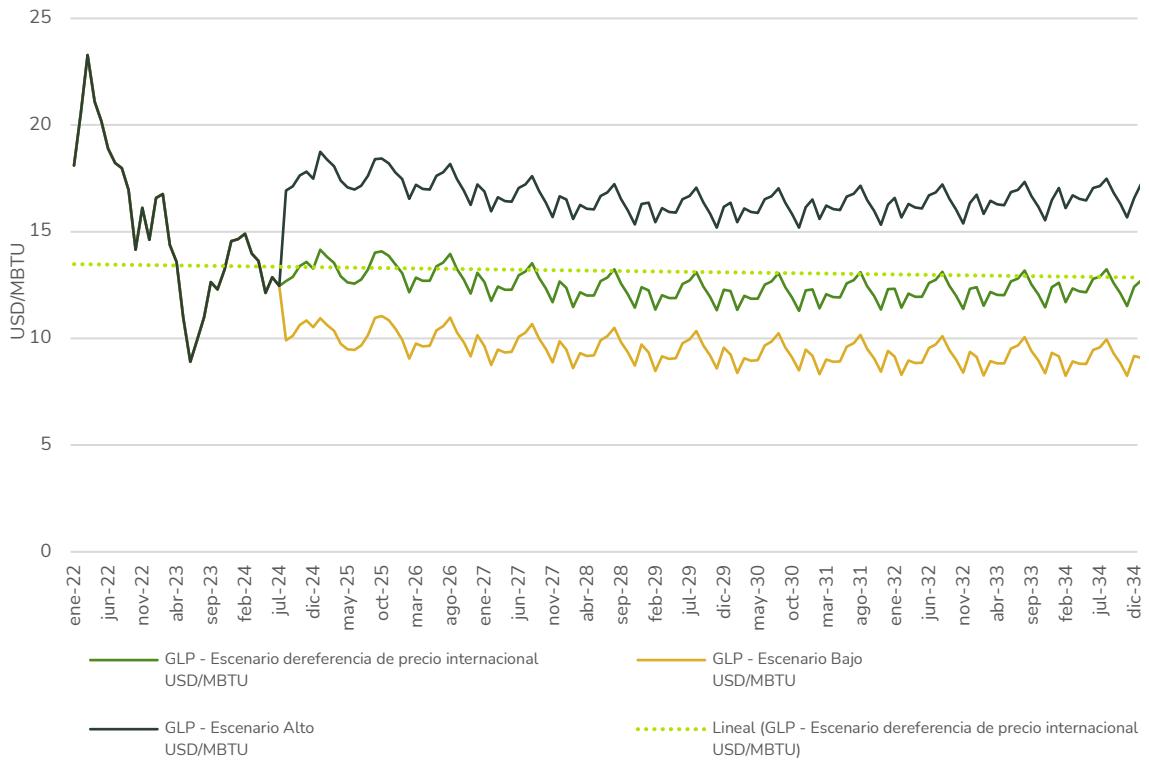
Para el escenario de referencia se prevé una tendencia a la baja. Para 2034 se proyecta un precio constante de 12,42 USD/MBTU, un 14,7% menor a los niveles de diciembre de 2023.

Gráfico 7-4. Proyección de precios anuales ajustados a partir de AEO2023



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 7-5. Proyección de precio de GLP de referencia internacional



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts y DIAN

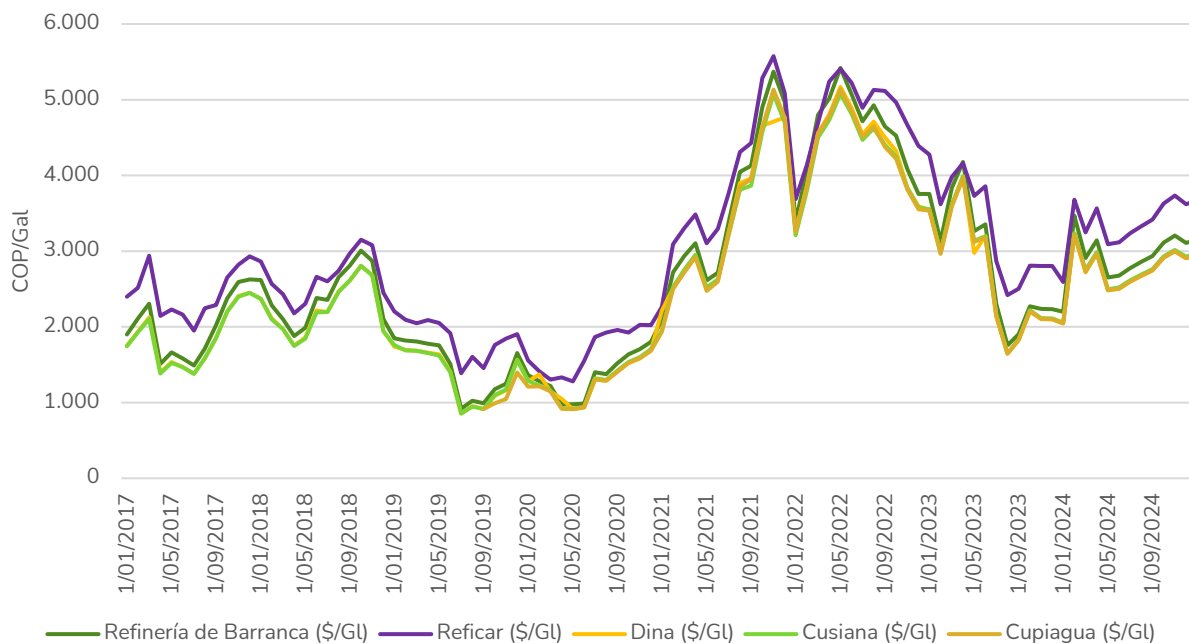
A partir de estas proyecciones, con base en su evolución, a continuación, se presentan los resultados de proyección de precios de los campos nacionales.

7.2. Precios nacionales del GLP

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, la CREG establece los mecanismos de la remuneración de las actividades de la cadena de suministro de GLP a través de los componentes de su tarifa, teniendo en cuenta que el costo de este energético involucra factores nacionales e internacionales. Cada uno de esos componentes cuenta con un tratamiento particular, bajo el *régimen de libertad regulada o libertad vigilada de tarifas*. Así mismo, cada actividad de la cadena de suministro es afectada por las variaciones mensuales del factor de ponderación de la cantidad de butano y propano en la mezcla de GLP, los precios internacionales de estos compuestos, y la tasa representativa del mercado.¹¹⁰

De manera que el precio del GLP en el país está influenciado por los costos de producción, costos de transporte y las fluctuaciones en los precios internacionales. Esto último, indica que la dependencia de las importaciones - teniendo en cuenta que actualmente el mercado de GLP en Colombia presenta un desbalance entre la oferta nacional y la demanda- hace al precio del GLP nacional más vulnerable a la volatilidad del mercado global.

Gráfico 7-6. Precios de GLP por campo nacional



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

¹¹⁰ SSPD, 2024. Boletín Tarifario Gas Licuado de Petróleo – Tercer Trimestre de 2024.

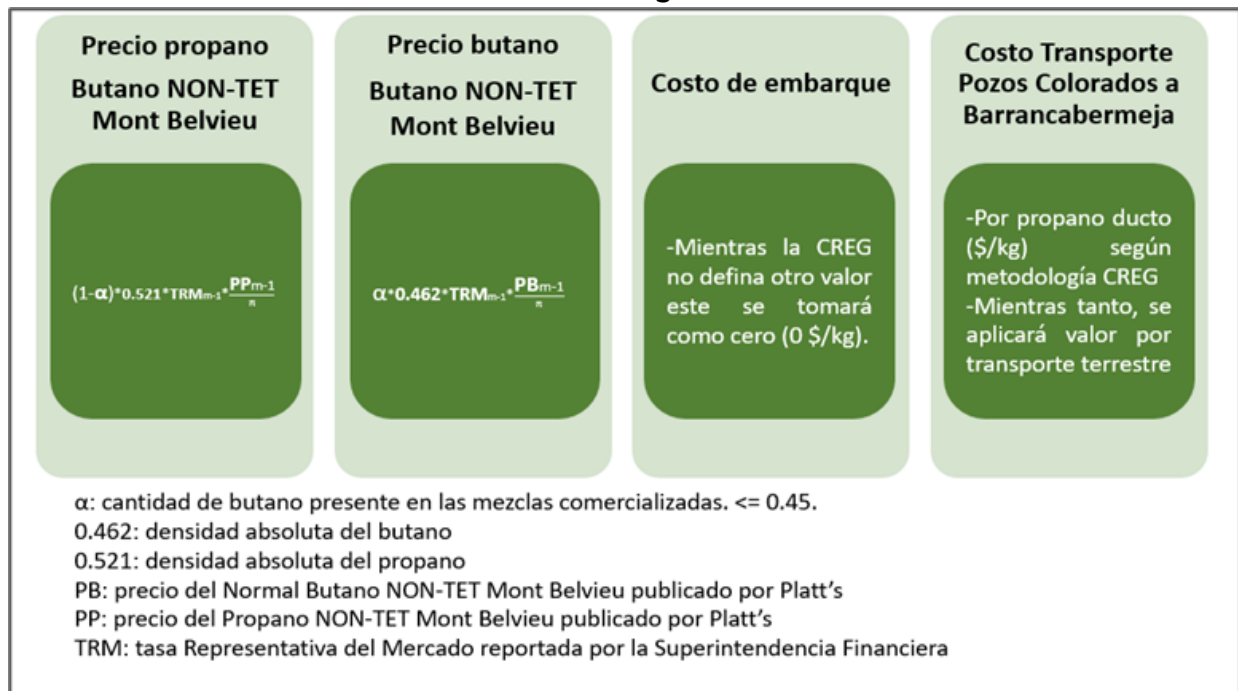
El Gráfico 7-6 muestra el comportamiento de los precios de las principales fuentes de producción de GLP en Colombia desde 2017.

Se evidencia que los precios históricos han seguido la tendencia de los precios internacionales del propano y el butano, y se comprueba la correlación de los precios de la refinería de Barrancabermeja con el precio del crudo Brent.

Se observa, además, la fuerte influencia del mercado internacional durante el periodo de finales de 2021, en el contexto de la crisis energética, pues los precios internos superaron los 5.000 COP/Gal. Tener en cuenta que las diferencias en el comportamiento del precio entre fuentes se presentan por la calidad del GLP que varía entre ellas, además de considerar que para la Refinería de Cartagena no se aplica transporte ni costo de embarque en puerto.

En el Gráfico 7-7 y Gráfico 7-8 se muestra el precio máximo de suministro para las diferentes fuentes nacionales de GLP.

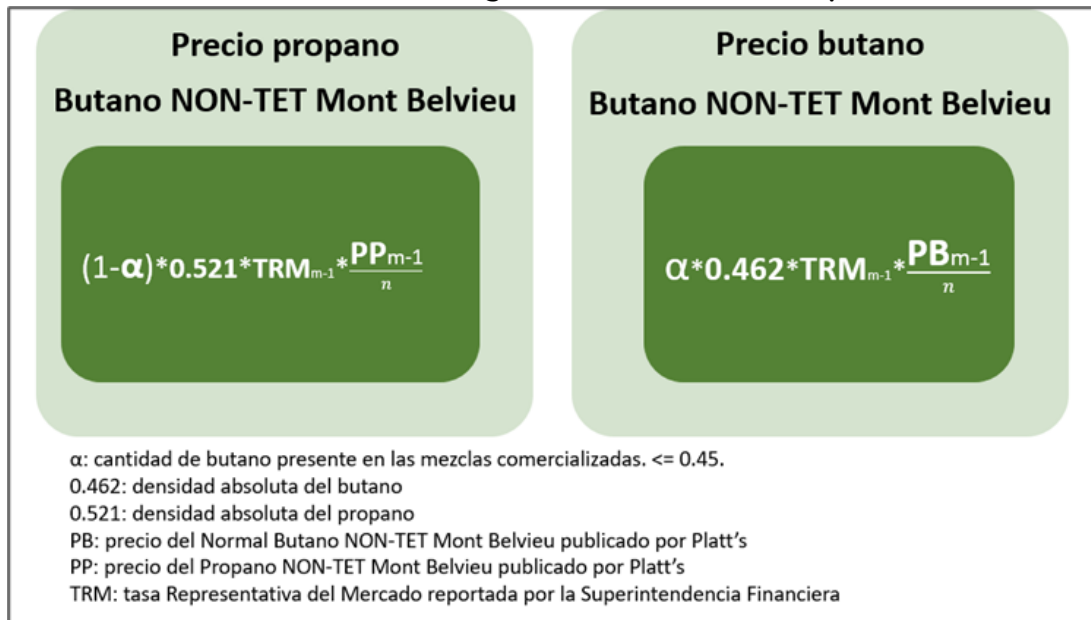
Gráfico 7-7. Precio máximo regulado GLP de Refinerías



Fuente: Elaboración UPME a partir de Resolución CREG 66 de 2007¹¹¹

¹¹¹ Aplica para Refinería de Cartagena sin componente de transporte pozos Colorados, y demás campos nacionales.

Gráfico 7-8. Precio máximo regulado GLP de otros campos nacionales



Fuente: Elaboración UPME a partir de Resolución CREG 66 de 2007

En materia regulatoria, el precio del suministro de GLP en Colombia se configura a través de la metodología adoptada por la CREG en un régimen de precio máximo regulado¹¹², bajo un régimen de libertad regulada. El precio para el producto proveniente de las principales fuentes de producción nacional, es decir, la Refinería de Barrancabermeja, la Refinería de Cartagena, Cusiana y Cupiagua se establece mediante el equivalente a la paridad de exportación.

Este precio de paridad de exportación se refiere al valor que un productor nacional recibiría si decidiera exportar su producto, en lugar de venderlo en el mercado interno. Este precio se calcula tomando como referencia los precios internacionales del combustible y restando los costos asociados al transporte y logística necesarios para llevar el producto desde el punto de producción hasta el puerto de exportación. De esta manera, se establece un precio interno que refleja el costo de oportunidad de exportar el combustible, incentivando a los productores a abastecer el mercado nacional cuando este precio es competitivo¹¹³.

En este punto, es importante mencionar que la CREG considera la posición dominante de Ecopetrol, como dueño de la mayoría de las fuentes productoras de GLP en el país, y somete dicha remuneración al régimen de libertad regulada. Para tal efecto, mediante Resolución CREG 088 de 2007 existen fórmulas tarifarias con base en las cuales Ecopetrol puede determinar el precio máximo que puede cobrar a los distribuidores que le compran el GLP, en función de su precio internacional en el mercado de Mont Belvieu, en el Golfo de México.

¹¹² Resolución CREG 66 de 2007, Resolución 45 de 2020 y Resolución 102 de 2020 y sus modificaciones.

¹¹³ <https://creg.gov.co/publicaciones/15052/como-se-determinan-las-tarifas-del-servicio-publico-domiciliario-de-glp>

Para determinar la fórmula tarifaria aplicable a Ecopetrol, la CREG además ha considerado:

- Siendo el GLP un producto altamente transable, es decir, se pone y vende fácilmente en cualquier mercado internacional en donde se negocie, los precios de su comercialización deben reflejar ese *costo de oportunidad* para el productor, de manera que estos mercados donde se negocia dan lugar al precio de transacción con base en la valoración que la demanda le da al producto y la cantidad de oferta disponible, y no con base en los costos de su producción.
- Si se remunera el GLP a Ecopetrol con base en sus costos de producción no se hubiese garantizado la existencia de una oferta nacional suficiente para atender la demanda de este combustible, pues en la medida en que el precio internacional sea mayor que su costo de producción, la mejor oportunidad hubiese sido la de vender el GLP fuera del país, ya que podría transarlo a un mayor precio.

En concordancia con lo anteriormente mencionado, la metodología propuesta considera el precio internacional del GLP en el mercado de Mont Belvieu, ubicado en el Golfo de México, y le resta los costos de transporte y embarque desde la refinería de Barrancabermeja hasta el puerto de Cartagena. Este cálculo asegura que los precios internos sean competitivos y reflejen las condiciones del mercado internacional, garantizando así la suficiencia financiera y la neutralidad en la distribución del GLP en el país.

Por otro lado, el precio de suministro de GLP proveniente de otras fuentes diferentes a nacional se rige en mercado de libertad vigilada. Tal es el caso del GLP que ingresa al país por medio de los actuales puertos de importación, ubicados en Cartagena, los cuales en 2024 aportaron el 54% del total del GLP.

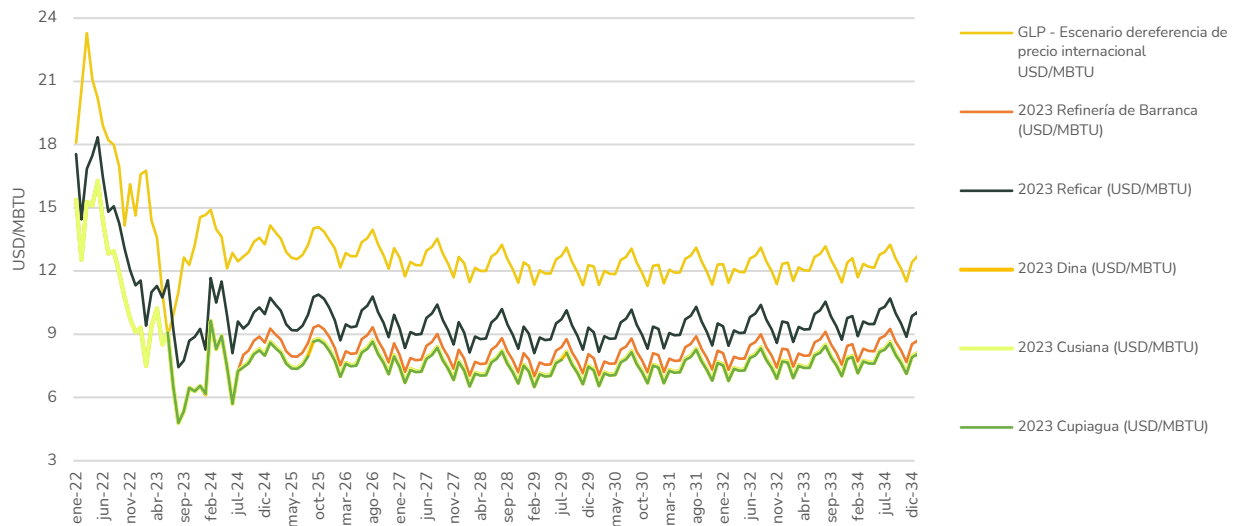
Es así como, para los escenarios de libertad vigilada, se configura el precio del producto en transacciones que tiene en cuenta directamente el precio de referencia en mercado internacional a través de mecanismos de negociación directa con el comercializador mayorista.

Las fuentes de precio libre usualmente toman como referencia el precio del GLP de las fuentes Cusiana/Cupiagua y le adicionan un valor fijo que varía entre los 300 y 1.000 COP por kg. En este apartado se realiza el análisis de los referentes internacionales y de los precios nacionales con el fin de realizar las proyecciones a partir de estos.

7.2.1. Resultados de proyección precios nacionales de GLP

En materia nacional, el Gráfico 7-9 muestra una tendencia de corrección en los precios nacionales durante 2023 y 2024 tras el pico de 2022, aunque con cierta volatilidad.

Gráfico 7-9. Proyección de precios de GLP por campo nacional



Fuente: PLATTS – Estimaciones UPME

Varios factores han contribuido a esta estabilización relativa: la corrección de los precios del petróleo a partir de la segunda mitad de 2022, disminución de precios debido a una mayor oferta global, el ajuste en las políticas de la OPEP+ y una menor demanda de combustibles ante temores de recesión global. Todo esto ha tenido un impacto directo en la reducción de los precios del GLP.

En general, los precios de los energéticos, expuestos a referentes internacionales y afectados por alzas históricas durante la reciente crisis energética, han comenzado a mostrar signos de alivio. Desde el año 2023, se ha observado una tendencia a la baja, impulsada por una combinación de mayores inversiones en infraestructura energética, una moderación en la demanda global y una reconfiguración de los mercados de suministro.

No obstante, a pesar de esta estabilización parcial, la volatilidad sigue siendo un factor clave en el sector energético. La evolución de los precios, tanto del petróleo como de sus derivados, dependerá de la interacción entre nuevas inversiones en producción y almacenamiento, la dinámica de la demanda y los factores geopolíticos, los cuales seguirán desempeñando un papel determinante en la configuración del mercado energético global.

8. Simulación de infraestructura de suministro y transporte de GLP

En este capítulo se presenta una descripción del modelo de simulación desarrollado por la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME, para respaldar las recomendaciones del Plan Indicativo de GLP en términos de la ubicación y el volumen óptimo de los almacenamientos estratégicos. El objetivo principal del modelo es garantizar la confiabilidad en el suministro de GLP ante posibles contingencias y escenarios de falla en las rutas o carreteras de referencia para la movilización del energético. Los detalles particulares de la formulación del modelo se pueden encontrar en el *Anexo 7 – Formulación matemática del modelo de simulación PIAGLP*.

Se busca garantizar un suministro continuo y confiable de GLP a nivel nacional, minimizando costos operativos y racionamientos, especialmente bajo contingencias como fallas viales o insuficiencias de suministro. Para ello, el modelo emplea datos espaciales, temporales y operativos que representan la red de transporte, incorporando nodos de oferta (campos de producción, puertos de importación y refinerías), nodos de demanda (plantas de envasado y almacenamiento) y rutas de transporte.

La selección de los escenarios de oferta y demanda considerados en el modelamiento propende analizar el nivel de estrés de la cadena de suministro de GLP y el potencial de déficit al que podría estar expuesta, bajo diferentes perspectivas de crecimiento. La descripción detallada de los escenarios de oferta y demanda se encuentra en el capítulo 4.

A continuación, se presentan los principales componentes, supuestos, metodología y resultados del modelamiento realizado.

8.1. Insumos para la creación del modelo

Las entradas del modelo corresponden a los datos históricos de consumo y oferta de GLP a nivel departamental, con el fin de identificar las zonas de mayor demanda de servicios. A partir de esta información y de acuerdo con la ubicación de las plantas de envasado de cilindros y plantas de almacenamiento de GLP existentes a 2024 en el país, se definieron los nodos de demanda UPME (Ver Tabla 4-12) que corresponden a puntos que agregan la demanda atendida por todas las plantas de almacenamiento y envasado en esa zona geográfica.

Aunque la cadena de suministro de GLP contempla otras instalaciones como almacenamientos conectados a redes, tanques estacionarios ubicados en el domicilio del usuario final, depósitos, expendios y puntos de ventas de cilindros, sólo se han considerado para la simulación, las instalaciones que cuentan con almacenamientos mayoristas de GLP que corresponden a las plantas de almacenamiento y a las plantas de envasado.

La demanda de almacenamientos conectados a redes de distribución y tanques estacionarios (GLP que no es envasado en cilindros) se contempla al partir del consumo histórico según el SUJ. A partir del análisis de la información de proyección de la población a 2024 y el consumo de GLP por departamento, se crearon los siguientes mapas de calor, que muestran la distribución preliminar de la demanda a nivel departamental.

Gráfico 8-1. Población por departamento (Millones de habitantes por departamento), 2024

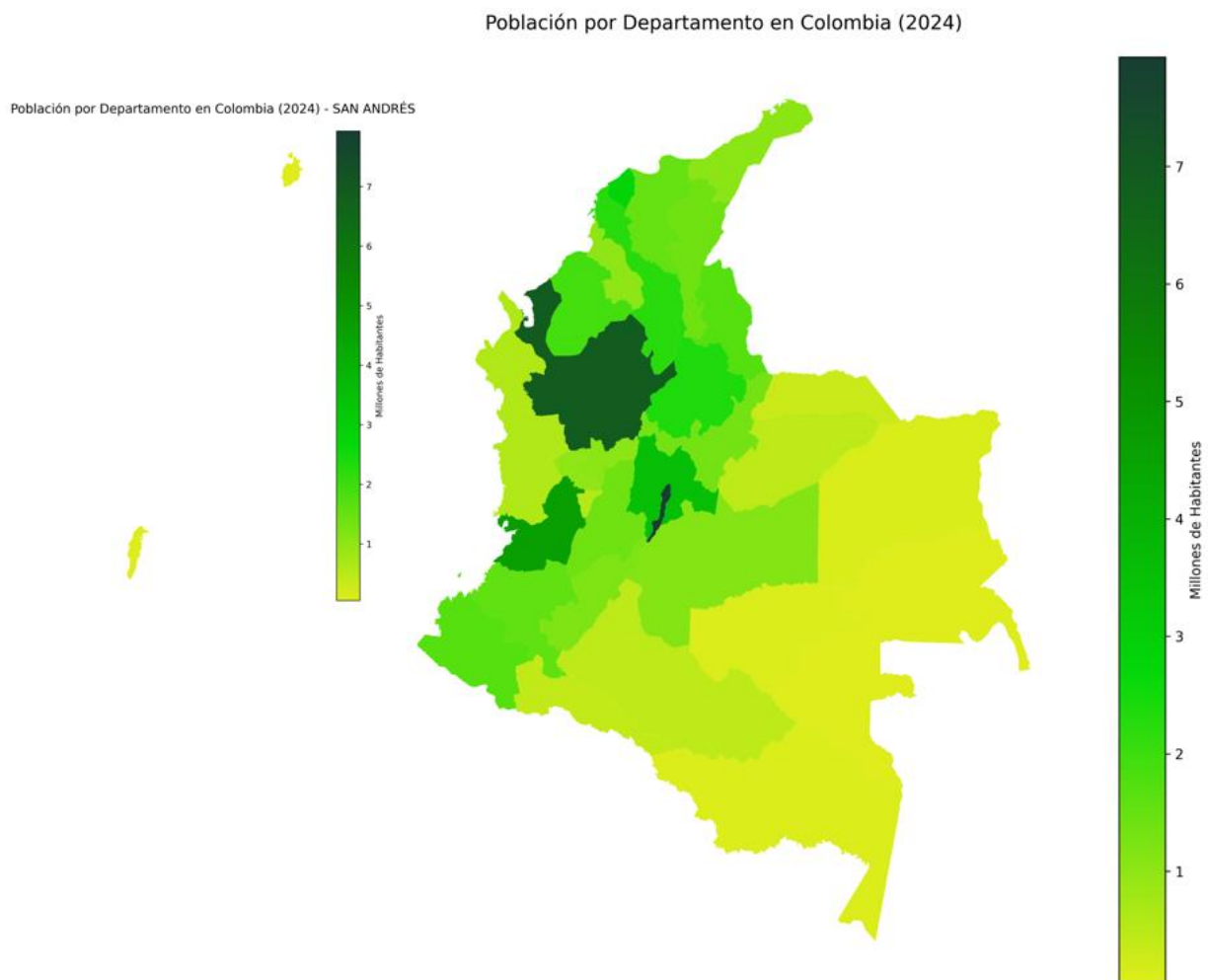
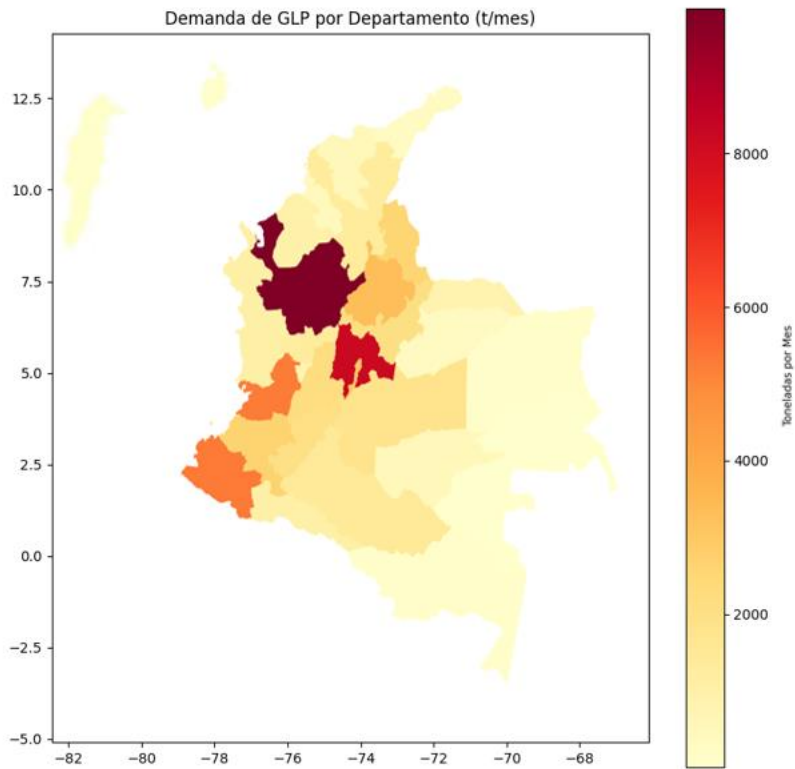
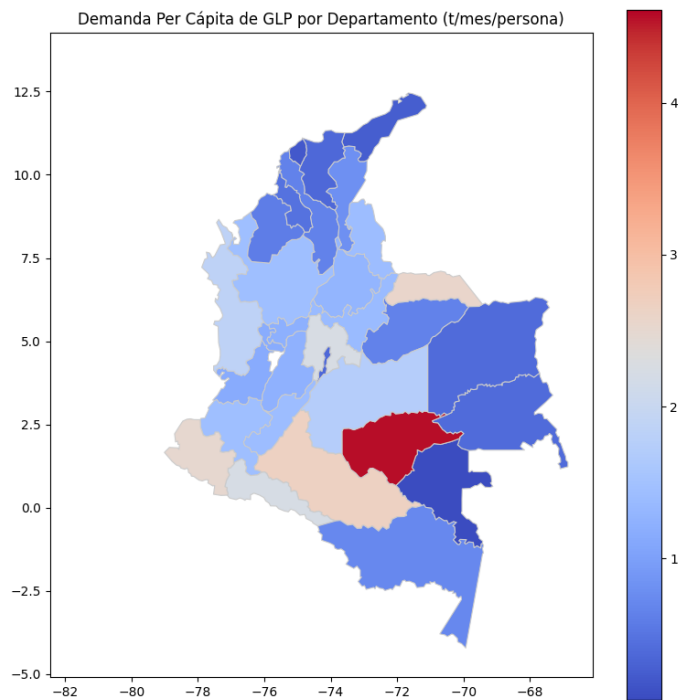


Gráfico 8-2. Demanda de GLP por departamento (2024)



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 8-3. Demanda per cápita de GLP por departamento (2024)

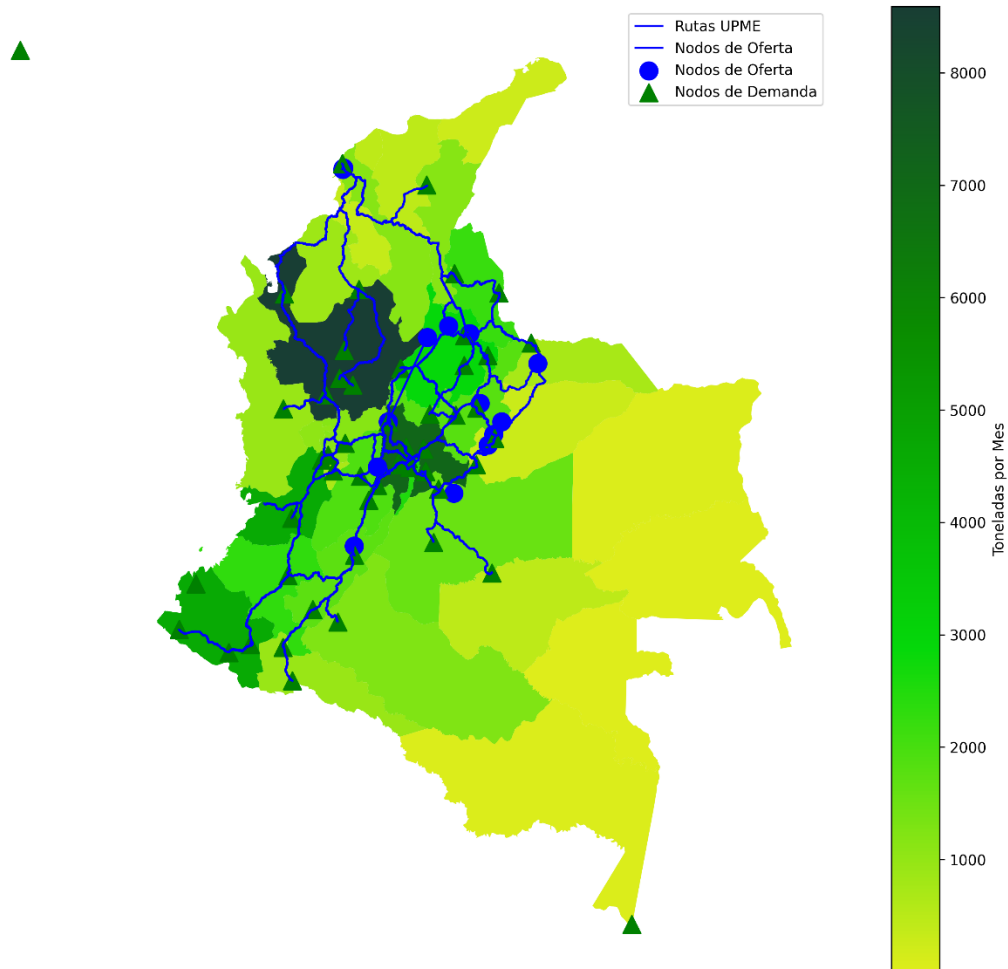


Fuente: Elaboración UPME

Por lo anterior, en el Anexo 8 - *Plantas almacenadoras y envasadoras de GLP 2024* se georreferenciaron cada una de las 141 plantas que se agruparon para formar los 52 nodos UPME (Ver Tabla 4-7 – Nodos de demanda). En cuanto a los nodos de oferta UPME son los mismos puntos de oferta detallados en el numeral 4.2.4 del presente documento, es decir las mismas fuentes de GLP con las que actualmente cuenta el país (ver Tabla 4-4). Estos se presentan junto con la infraestructura de logística y transporte de GLP vía propanoducto en el Gráfico 8-4.

Gráfico 8-4. Nodos de oferta y demanda UPME

Demanda de GLP por Departamento en Colombia (2024) - Mensual con Nodos y Vías



Fuente: Elaboración UPME

8.2. Objetivos del modelo de simulación

Como se planteó previamente, el objetivo general del modelo es identificar y caracterizar la estructura logística asociada a la cadena de suministro y transporte de GLP entre los principales

puntos de suministro, demanda y rutas de conexión, evaluando potenciales afectaciones al proceso y posibles soluciones que contribuyan a minimizar su ocurrencia e impacto.

Los objetivos específicos del modelo de simulación son:

- Optimizar los flujos de GLP entre nodos de oferta y nodos de demanda, minimizando costos de abastecimiento, transporte y racionamiento.
- Dimensionar y evaluar la robustez del sistema ante escenarios de contingencia, identificando fallas críticas sobre rutas y puntos de suministro.
- Determinar la ubicación y volumen óptimos de almacenamientos estratégicos para garantizar la confiabilidad del suministro, particularmente en regiones más vulnerables.

8.3. Estructura general del modelo

El modelo de simulación se desarrolló en lenguaje de programación Python¹¹⁴, aprovechando su flexibilidad para análisis de datos, optimización y visualización. La implementación se basa en una estructura modular que integra los siguientes elementos:

- Funciones de carga de datos desde una hoja de cálculo tipo Excel (datos/input_modelo.xlsx), donde se detallan la demanda proyectada, los costos y la infraestructura disponible.
- Optimización de flujos mediante un problema lineal resuelto con el solver linprog de la biblioteca SciPy¹¹⁵.
- Procesamiento y análisis de resultados, así como generación de reportes para cada escenario modelado.

Todas las fases del programa se ejecutan desde una función principal, la cual permite registrar el progreso y llevar su trazabilidad. La resolución empleada para el modelamiento de los datos es mensual y cubre un horizonte de proyección a partir de 2025 hasta el 2034, permitiendo capturar la estacionalidad en la oferta y la demanda de GLP para los próximos 120 meses.

¹¹⁴ Python, Características generales. Disponible para consulta en:

<https://docs.python.org/es/3.13/tutorial/index.html>

¹¹⁵ SciPy. Fundamental algorithms for scientific computing in Python. Disponible en: <https://scipy.org/>

8.4. Componentes principales del modelo de simulación

A continuación, se destacan los elementos principales del modelo:

- **Nodos de oferta:** Representan los puntos de producción de GLP, importación o centros principales de suministro (p.e., refinerías, campos de producción) listados según Tabla 4-4. Se identifican con la letra o y el número correspondiente. Ej.: o1, o2, o3... o12, tal como se muestra en la Tabla 8-1.

Tabla 8-1. Nodos de oferta modelo de simulación PIAGLP 2025

Nodo ID	Fuente de oferta
o1	Campo Cusiana
o2	Campo Cupiagua
o3	Refinería de Barrancabermeja
o4	Refinería de Cartagena
o5	Campo Dina
o6	Campo Floreña
o7	Campo Apiay
o8	Campo Capachos
o9	Campo Toqui – Toqui
o10	Campo Payoa
o11	Campo Buenavista
o12	Punto de Importación en Cartagena

Fuente: Elaboración UPME

Se aclara que el nodo de oferta o12 agrupa la oferta de GLP importado sin discriminar desde cual agente importador o infraestructura de importación proviene dicha oferta.

- **Nodos de demanda:** Agrupan a los principales centros de consumo, de acuerdo con las plantas de envasado y las plantas de almacenamiento de GLP existentes en el país. La demanda contemplada en estos nodos se encuentra alineada con la demanda derivada del consumo de GLP como servicio público domiciliario y otros usos considerados en el periodo de análisis y de acuerdo con el escenario de demanda simulado. Se identifican con la letra d y el número correspondiente. Ej.: d1, d2, d3... d52, de la siguiente manera:

Tabla 8-2. Nodos de demanda – modelo de simulación PIAGLP 2025

Nodo ID	Nodo UPME	Agrupa plantas de:
d1	Leticia 1	Amazonas
d2	Apartadó 2	Antioquia
d3	Bello 3	Antioquia
d4	Caucasia 4	Antioquia

Nodo ID	Nodo UPME	Agrupación de plantas:
d5	Marinilla 5	Antioquia
d6	Bolombolo 6	Antioquia
d7	Yarumal 7	Antioquia
d8	Saravena 8	Arauca
d9	San Andrés 9	Arch. de San Andrés, P y SC.
d10	Cartagena 10	Bolívar
d11	Chiquinquirá 11	Boyacá
d12	Sogamoso 12	Boyacá
d13	Sopo 13	Boyacá
d14	Tunja 14	Boyacá
d15	Manizales 15	Caldas
d16	Florencia 16	Caquetá
d17	Yopal 17	Casanare
d18	Tauramena 18	Casanare
d19	Popayán 19	Popayán
d20	Bosconia 20	Cesar
d21	Quibdó 21	Choco
d22	Madrid 22	Cundinamarca
d23	Mosquera 23	Cundinamarca
d24	Puerto Salgar 24	Cundinamarca
d25	Flandes 25	Cundinamarca y Tolima
d26	La Mesa 26	Cundinamarca
d27	Villeta 27	Cundinamarca
d28	Soacha 28	Cundinamarca
d29	Ubaque 29	Cundinamarca
d30	Guaviare 30	Guaviare
d31	Neiva 31	Huila
d32	Pitalito 32	Huila
d33	Villahermosa 33	Meta
d34	Villavicencio 34	Meta
d35	El Espino 35	Nariño
d36	EsPriella 36	Nariño
d37	Olaya Herrera 37	Nariño y Cauca
d38	Pasto 38	Nariño
d39	Cúcuta 39	Norte de Santander
d40	Ocaña 40	Norte de Santander
d41	Mocoa 41	Putumayo
d42	Puerto Asís 42	Putumayo
d43	Pereira 43	Risaralda
d44	Girón 44	Santander
d45	Cimitarra 45	Santander
d46	Málaga 46	Santander
d47	Pinchote 47	Santander
d48	Ibagué 48	Tolima
d49	Saldaña 49	Tolima
d50	Cartago 50	Valle del Cauca

Nodo ID	Nodo UPME	Agrupación de plantas de:
d51	Yumbo 51	Valle del Cauca
d52	Armenia 52	Quindío

Fuente: Elaboración UPME

Cabe mencionar que para efectuar la distribución de las plantas de envasado y/o plantas de almacenamiento en nodos de demanda la UPME se consideró criterios de ubicación, proximidad entre plantas y tamaño de centros de consumo, de tal manera hay casos donde 1 nodo de demanda puede agrupar las plantas de 2 departamentos. De igual forma, los nombres dados a los nodos UPME corresponden al nombre del centro de consumo que sirvió de punto de encuentro o agrupación de las plantas de envasado y/o almacenamiento agregadas y no necesariamente corresponde a la ciudad identificada.

Así mismo, es importante tener en cuenta que la demanda de GLP de los departamentos que no cuentan o contaban con plantas de envasado y/o plantas de almacenamiento a noviembre de 2024, es considerada al emplear los datos de consumo de GLP por departamentos según el SUI y otras fuentes de información como se explicó en el Capítulo 3, de manera que la misma fue distribuida en su totalidad entre los nodos de demanda antes referenciados.

- **Atributos temporales:** Cada nodo cuenta con la proyección de oferta y demanda dada en toneladas para cada periodo mensual de planeación, así como el costo de racionamiento¹¹⁶ asociado en (COP/ton) que mide el costo de la demanda insatisfecha y el costo de obtener GLP en el nodo de oferta en (COP/ton)¹¹⁷.
- **Rutas:** Cada ruta establecida representa una conexión principal entre un nodo de oferta con un nodo de demanda. Se tienen en cuenta variables como distancia en kilómetros, costos de transporte en COP por tonelada, capacidad disponible para el transporte en toneladas por ruta, duración estimada de los trayectos en horas, entre otros atributos de las rutas nacionales utilizando como principal fuente información, los datos del INVIAS.
- **Periodos de planeación:** El horizonte de planeación es de diez años (2025-2034) y está segmentado en periodos mensuales. El modelo se ejecuta para cada periodo, capturando la estacionalidad en la oferta y la demanda.

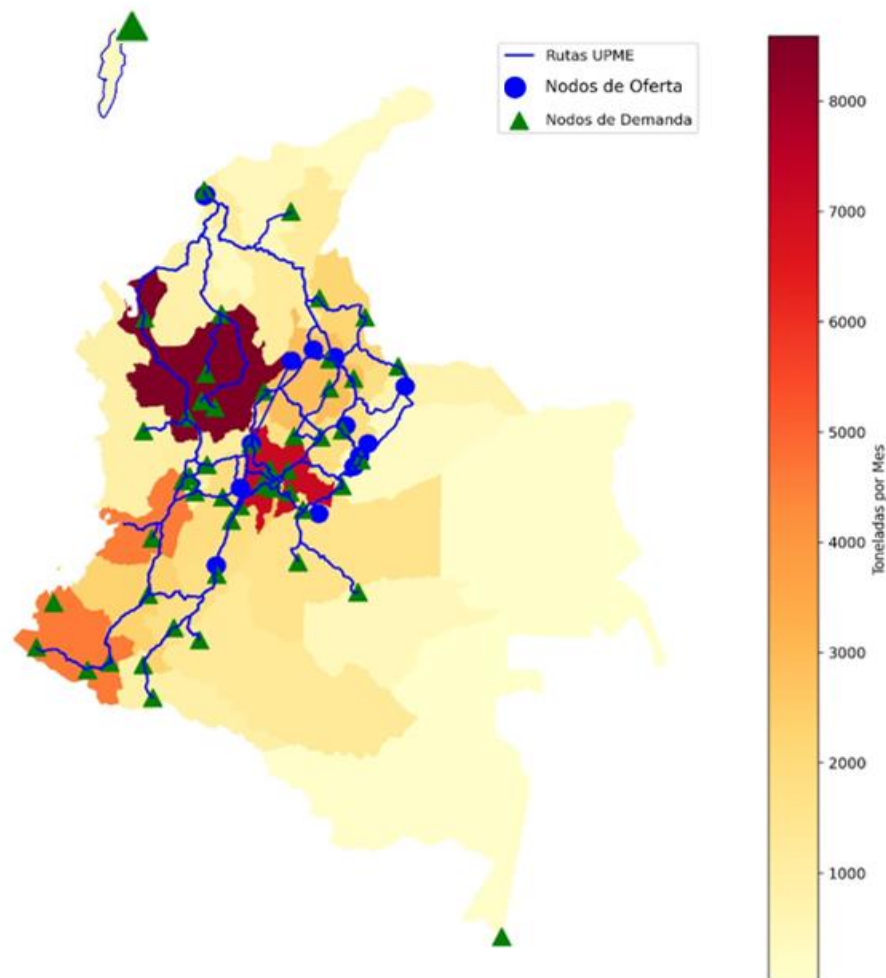
¹¹⁶ El costo de racionamiento se define como el costo económico promedio que la sociedad le asigna a la pérdida de bienestar general ocasionada por la limitación total o parcial en el acceso a un servicio, como el que se ocasiona al consumir una menor cantidad que la considerada como óptima de acuerdo con sus necesidades y las tarifas establecidas. Valorar el impacto económico que tiene una posible interrupción de la oferta energética de gas natural para diferentes niveles de racionamiento, es fundamental para la toma de decisiones de los diferentes sectores de demanda.

¹¹⁷ La tasa de cambio empleada para convertir USD a COP, teniendo en cuenta que la importación se negocia en USD y la proyección de precios internacionales también está en USD, fue de: 4.385,15 COP/USD.

La distribución de la oferta y la demanda de GLP en nodos UPME se presentó anteriormente en el Gráfico 8-4.

- **Definición de atributos:** Asignación de capacidades, costos, y proyecciones temporales a nodos y rutas.
- **Modelado matemático:** Planteamiento de ecuaciones de optimización, detalladas en el Anexo 7 – *Formulación matemática del modelo de simulación PIAGLP*.
- **Identificación de rutas críticas:** Uso de la API de Google Routes¹¹⁸ para analizar más de 600 alternativas de conexión, priorizando rutas con flujo óptimo, analizando distancias, costos y duraciones (Gráfico 8-6).

Gráfico 8-6. Rutas optimizadas – modelo de simulación PIAGLP 2025

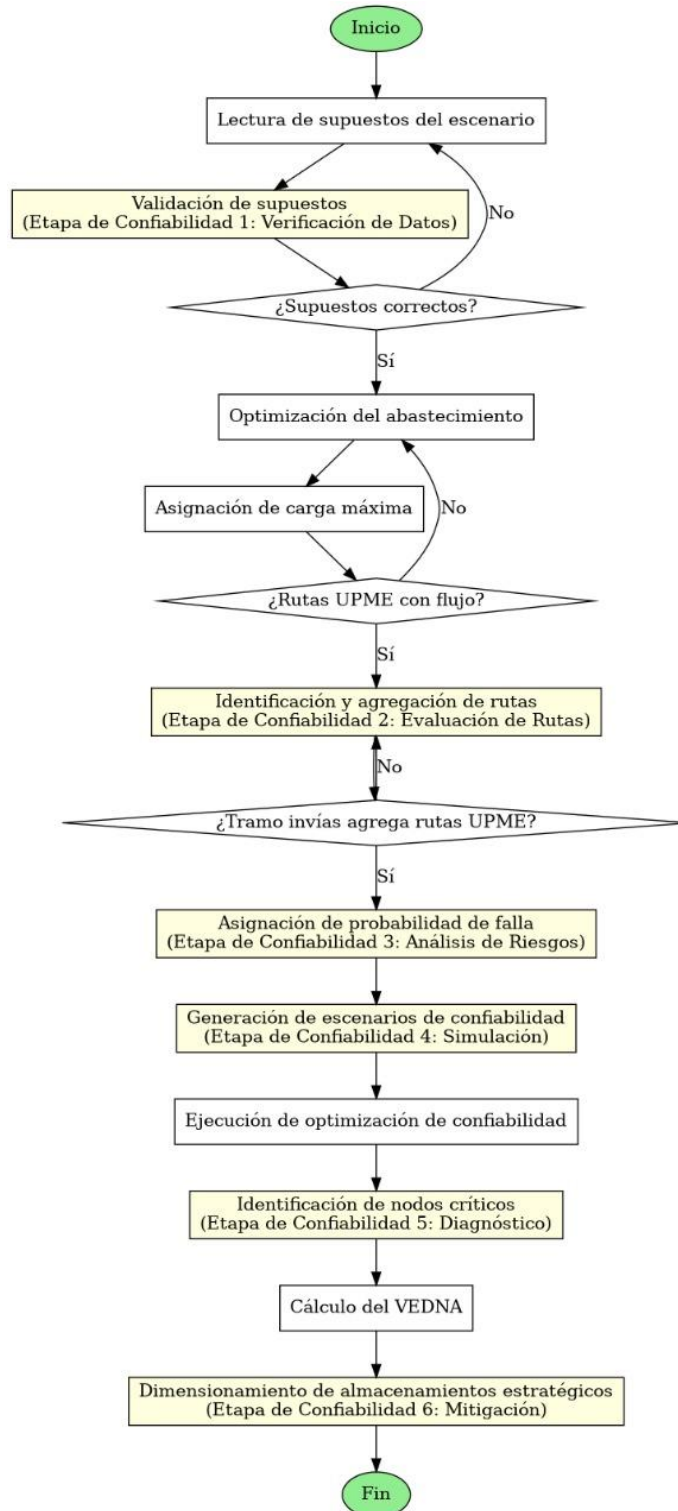


Fuente: Elaboración UPME

¹¹⁸ Google, Descripción general de la API de Routes, disponible para consulta en: <https://developers.google.com/maps/documentation/routes/overview?hl=es-419>

El diagrama de flujo según el Gráfico 8-7, describe la secuencia de procesos que emplea la herramienta para la ejecución del modelo.

Gráfico 8-7. Diagrama de flujo de la herramienta de modelación PIAGLP



Fuente: Elaboración UPME

8.6. Análisis de Abastecimiento

Esta sección presenta los resultados de las variables de decisión del modelo sin considerar contingencias, enfocándose en el análisis de los escenarios de Oferta 1 (Tendencial) y Oferta 2 (Cobertura) respecto al escenario de Demanda 1 (Tendencial), descritos previamente en el Capítulo 4; estas variables incluyen la cantidad despachada por cada nodo de oferta, la demanda abastecida y racionada, y las rutas con sus respectivos flujos óptimos de despacho de GLP por periodo.

8.6.1. Supuestos modificables del despacho de GLP

A continuación, se describen de manera detallada los principales supuestos que la herramienta de optimización utiliza para identificar las curvas de oferta y demanda seleccionadas para el escenario a simular y que sirven como base para ejecutar los cálculos correspondientes:

- **Nombre del escenario:** Hace referencia al nombre del escenario a simular dado por la selección de escenarios de oferta y demanda. Para términos del presente capítulo, *Escenario 1 de Simulación* está dado por la simulación de la Oferta 1 Vs. Demanda 2 y *Escenario 2 de Simulación*, por la simulación de la Oferta 2 Vs. Demanda 2.
- **Horizonte de planeación:** Desde enero de 2025 (enero de 2025) hasta diciembre de 2034 (diciembre de 2034), abarcando un total de 120 periodos de optimización.
- **Dimensión de la red:** Se incluyen 64 nodos (12 nodos de oferta y 52 nodos de demanda) y 624 rutas en la modelación, lo cual permite representar de forma amplia la infraestructura de transporte y las posibles alternativas para movilizar el GLP (Ver Gráfico 8-4 y Gráfico 8-6).
- **Tasa Representativa del Mercado (TRM):** Se adopta un valor de 4.385,15 COP/USD, empleado para la conversión de costos y la homogeneización de valores a lo largo de la simulación.
- **Costos de transporte:** el costo base por kilómetro en transporte por carretera se fija como referencia nacional los valores de 1,05 y 0,63 COP por kilómetro y se calcula a partir de una regresión lineal con datos de la CREG. Para el transporte fluvial, se tienen dos referencias de 4,42 COP y 35,87 COP por kilómetro. Se asume un incremento anual de 2% en el costo de transporte a lo largo del horizonte de análisis.

- **Tramo nacional de referencia:** Se utiliza el tramo nacional identificado por INVIAS como 2503, ubicado entre Mojarras y Popayán que es un tramo crítico de la Troncal de Occidente con una distancia de 121 km; a éste se le asigna una indisponibilidad de 8.3% que se estima como la duración acumulada de falla correspondiente a 10 meses en los últimos 10 años.

Este tramo pertenece a la “Ruta 25” según la nomenclatura de INVIAS la cual es referenciada como *La Vía Panamericana*. Su distancia total es de 1.570.6 km, desde Puente Internacional Rumichaca hasta Barranquilla, y se usa como parámetro de referencia para la calibración de probabilidad de falla.

- **Indisponibilidad histórica:** A partir de cálculos reportados por agentes del sector¹¹⁹ se estima un 8,33% de indisponibilidad promedio en los últimos diez años, de acuerdo con registros estadísticos de la vía Panamericana. En base a lo anterior, se calcula una tasa superficial de indisponibilidad de $4,63823 \times 10^{-5}$ por kilómetro, lo cual permite modelar posibles interrupciones en la red de transporte.

Estos supuestos constituyen la base de la formulación y permiten al modelo reflejar de forma coherente la operación real en el transporte de GLP, garantizando resultados más cercanos a las condiciones observadas en el sistema de suministro y transporte.

8.6.2. Estimación de costos de la red de transporte

Con los nodos de oferta y demanda ubicados, se definen las rutas UPME que los conectan. El uso de la API de Google Routes permite caracterizar de manera detallada las distancias y tiempos de las principales vías.

A partir de datos oficiales disponibles según la Circular CREG No. 57 de 2024¹²⁰ donde la CREG presenta distancias y costos estimados de movilización de GLP por carretera y ductos entre las diferentes fuentes de GLP y 1.124 municipios del país, se realizó una regresión lineal para relacionar la distancia recorrida y los costos de transporte para asignar un costo de referencia a cada ruta, como se muestra en el Gráfico 8-8. Los parámetros de la regresión lineal son la

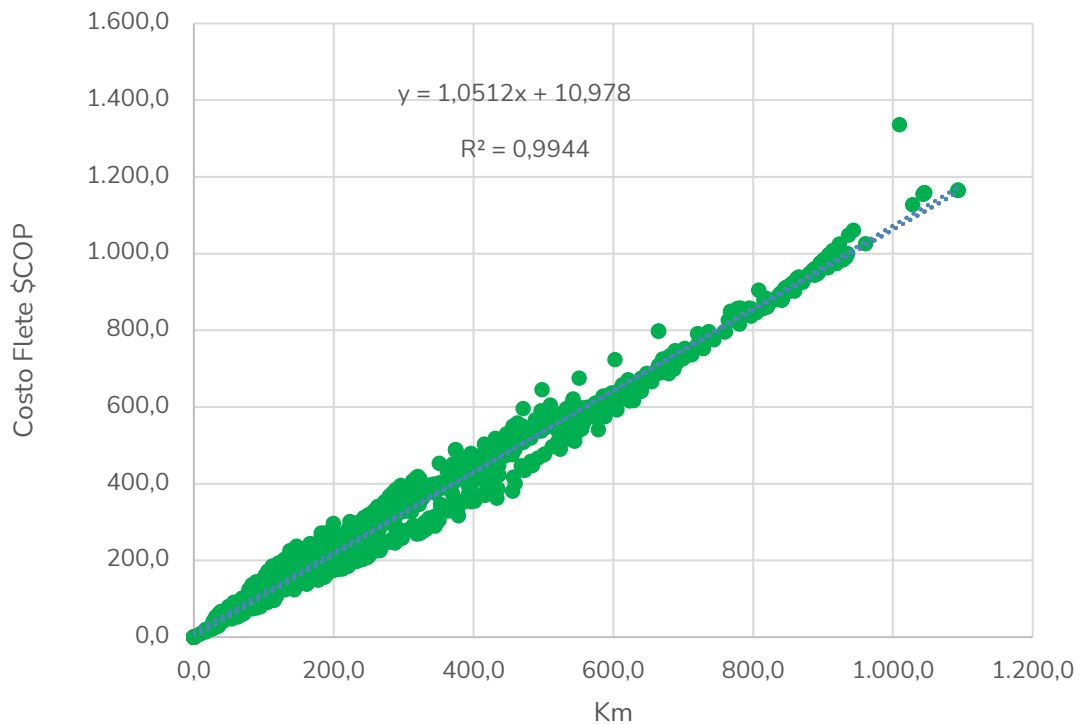
¹¹⁹ Respuesta a requerimiento de la UPME, No. de radicado: 20241700201591 de 16-10-2024

¹²⁰ Mediante la Circular CREG 057 de 2024 la CREG informa el listado de municipios que conforman las zonas de influencia para la OPC que cubre el periodo comprendido entre septiembre de 2024 y febrero de 2025. Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0057_2024.htm

pendiente (1,0512), b (10,978) y un error cuadrado medio igual a 0,9944. A partir de estos resultados se estima el costo de cada ruta UPME con su respectiva distancia.

El análisis descrito permitió definir costos de transporte por carretera de referencia en función de la distancia. En el caso de transporte fluvial se hace uso de la información disponible del transporte Puerto Asís-Leticia, criterio relevante en la minimización de costos del problema de optimización, el cual decide por cual ruta despachar GLP al menor costo.

Gráfico 8-8. Costo flete de GLP por carretera vs. distancia de carreteras



Fuente: Elaboración UPME con datos de la CREG – según Anexo de la Circular No. 057 de 2024

8.6.3. Resultados de simulación por escenario analizado

Esta sección presenta los resultados de la simulación para los dos escenarios de simulación modelados a partir de las proyecciones de oferta y demanda presentados en el Capítulo 4, sobre los cuales se realiza el análisis de abastecimiento de GLP.

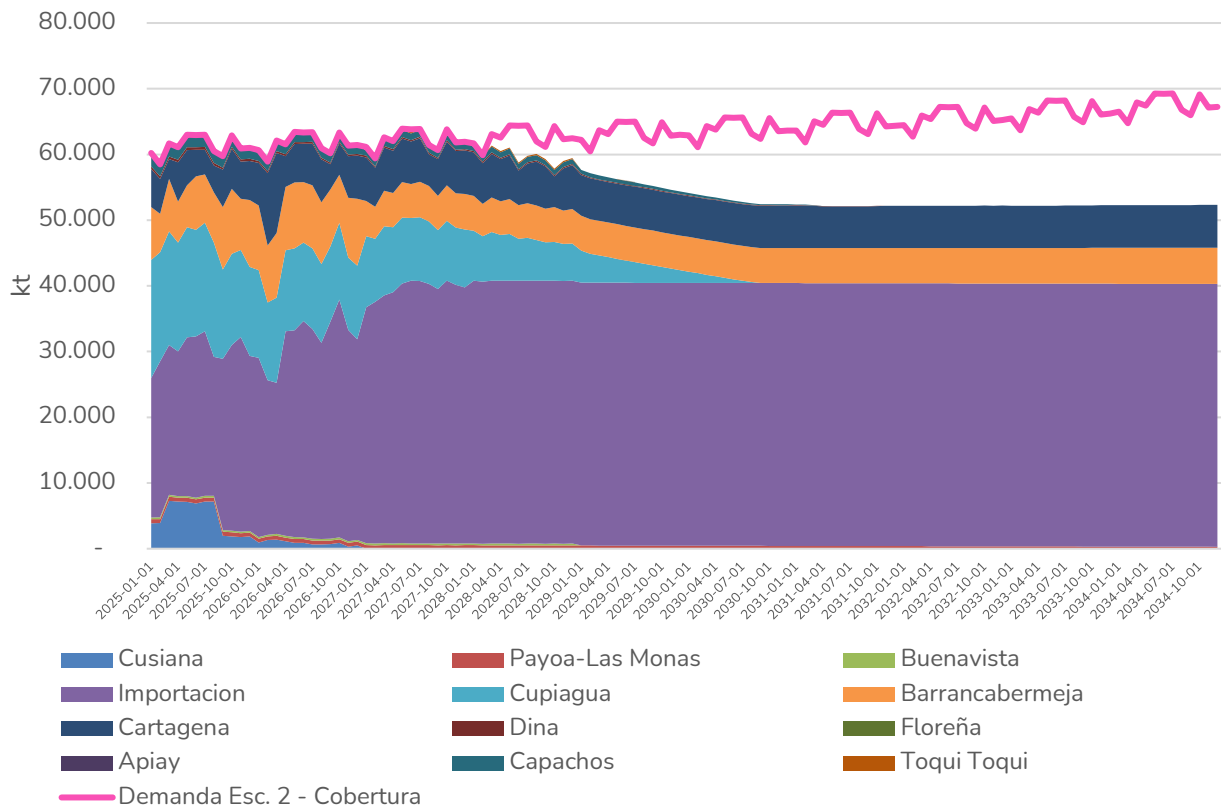
A continuación, se presentan los resultados obtenidos, resaltando las diferencias particulares en los supuestos de oferta y su impacto en la demanda de GLP.

8.6.3.1. Escenario de simulación 1: Oferta 1 (Tendencial) Vs. Demanda 2 (Cobertura)

Para este primer escenario de simulación se asumen las cantidades de la Oferta 1 (Tendencial) y la Demanda 2 (Cobertura). En el Gráfico 8-9 se ilustra la suma de los despachos mensuales de cada nodo de oferta (áreas apiladas) comparada con la curva total de demanda según los supuestos del Escenario de Demanda 2 (línea superpuesta).

En primer lugar, se identifica el despacho según nodo de oferta y la curva de demanda nacional con base en los supuestos del Escenario de Demanda 2 - Cobertura; se muestra los volúmenes de GLP despachados mensualmente, por cada nodo de oferta (del o1 al o12 según la Tabla 8-1), apilados para reflejar la contribución total de la oferta, resaltando que el modelo prioriza el despacho de oferta nacional junto con GLP importado hasta completar la demanda proyectada. La línea verde superpuesta representa el comportamiento de la demanda total de GLP en el horizonte de planeación.

Gráfico 8-9. Despacho de GLP por nodos de oferta en el escenario 1 de simulación (kt/mes)



Fuente: Elaboración UPME

Se observa que, durante 2025, 2026 y el primer semestre de 2027 la oferta apenas cubriría la demanda y a partir de junio de 2027 la demanda total (línea verde) superaría de forma creciente la oferta agregada estimada (áreas agrupadas), indicando con claridad la necesidad de incorporar fuentes adicionales de suministro de GLP para contrarrestar un horizonte deficitario.

Entre los nodos de oferta, el nodo de Importación Cartagena (o12), donde se concentran en la actualidad las capacidades instaladas de importación, se destaca como el mayor proveedor, contribuyendo con el 66,4% a la oferta total a lo largo del horizonte 2025-2034, mientras que otros nodos de La Refinería de Cartagena (o4), La Refinería de Barrancabermeja (o3), y Cupiagua (o2) aportarían el 11,1%, el 10,7% y el 8,5% respectivamente; el resto de los nodos aportan en conjunto el 3,36% restante.

A continuación, en la Tabla 8-3 se presentan las cantidades abastecidas por cada nodo de oferta:

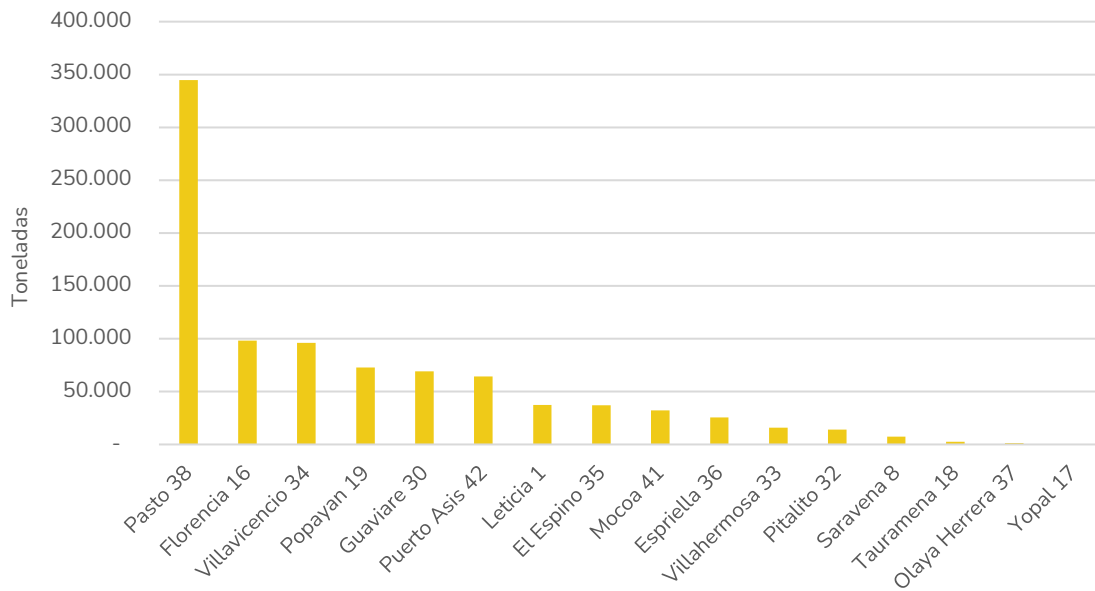
Tabla 8-3. Cantidades abastecidas por cada nodo de oferta

Nodo ID	Nombre del Nodo	Departamento	Oferta (Toneladas)	% de participación
o12	Importación	Bolívar	4.482.623	66,4%
o4	Cartagena	Bolívar	750.755	11,1%
o3	Barrancabermeja	Santander	719.478	10,7%
o2	Cupiagua	Casanare	574.185	8,5%
o1	Cusiana	Casanare	68.334	1,0%
o8	Capachos	Arauca	66.895	1,0%
o10	Payoa - Las Monas	Santander	54.694	0,8%
o5	Dina	Huila	15.992	0,2%
o11	Buenavista	Boyacá	12.864	0,2%
o9	Toqui Toqui	Tolima	8.256	0,1%
o6	Floreña	Casanare	-	0,0%
o7	Apiay	Meta	-	0,0%

Fuente: Elaboración UPME

Tras evaluar los resultados del déficit proyectado, se identifican los nodos de demanda con los mayores volúmenes de demanda no abastecida (DNA). Estos puntos reflejan las áreas donde la oferta disponible no cubre completamente la demanda proyectada, lo que indica la necesidad de estrategias específicas para mitigar el posible racionamiento, como el fortalecimiento de la oferta.

Gráfico 8-10. Nodos de demanda más afectados por DNA/ Escenario 1 de simulación



Fuente: Elaboración UPME

En el Grafico 8-10 se identifica el nodo Pasto 38 como el nodo de demanda más afectado con un 37,51% del total de la demanda nacional agregada estimada no abastecida en el horizonte de planeación. En la Tabla 8-2 se presenta el % de demanda no satisfecha para los 10 nodos de demanda más afectados, para todo el horizonte de planeación:

Tabla 8-4. Nodos de demanda más afectados por DNA/ Escenario 1 de simulación

Nodo ID	Nombre Nodo	Departamento	DNA (Toneladas)	% DNA
d38	Pasto 38	Nariño	344.600	37,51%
d16	Florencia 16	Caquetá	98.316	10,70%
d34	Villavicencio 34	Meta	96.131	10,46%
d19	Popayán 19	Cauca	72.705	7,91%
d30	Guaviare 30	Guaviare	69.184	7,53%
d42	Puerto Asís 42	Putumayo	64.248	6,99%
d1	Leticia 1	Amazonas	37.385	4,07%
d35	El Espino 35	Nariño	36.957	4,02%
d41	Mocoa 41	Putumayo	32.106	3,50%
d36	Espriella 36	Nariño	25.494	2,78%
d33	Villahermosa 33	Tolima	15.785	1,72%
d32	Pitalito 32	Huila	14.016	1,53%
d8	Saravena 8	Arauca	7.346	0,80%
d18	Tauramena 18	Casanare	2.586	0,28%
d37	Olaya Herrera 37	Nariño	1.283	0,14%
d17	Yopal 17	Casanare	460	0,05%

Fuente: Elaboración UPME

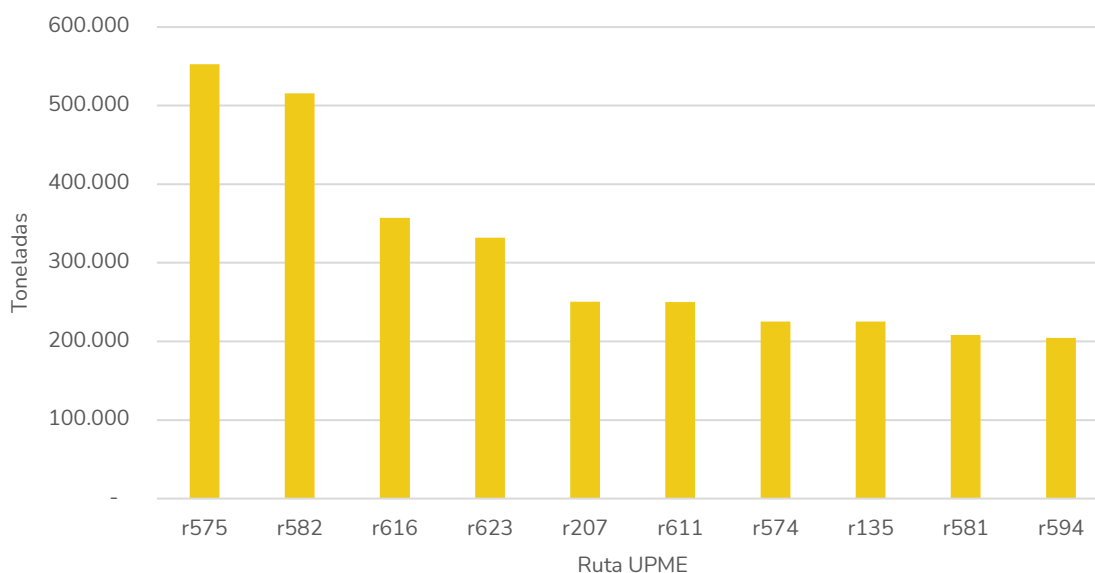
Los resultados encontrados evidencian la necesidad de aumentar la oferta de referencia a nivel nacional, dado el desabastecimiento promedio estimado de 10.095 toneladas/mes, a partir de junio de 2027.

Por otra parte, se identifica la vulnerabilidad particular de los nodos racionados asociada a su distancia respecto a los centros de suministro y al costo de transporte. A partir de estos hallazgos, esta vulnerabilidad será un criterio relevante en el análisis de confiabilidad para determinar la ubicación de los almacenamientos estratégicos.

A continuación, se analizan los flujos de GLP por ruta UPME con base en los resultados de la optimización. En total, se identifican 122 rutas principales dentro de la red de transporte para este escenario. El Gráfico 8-11 destaca las diez rutas UPME con mayor volumen movilizado a lo largo de todo el horizonte de planeación.

El detalle completo de los flujos por fecha y las rutas UPME para este escenario se presentan en el Anexo 9 – Resultados de Abastecimiento Escenario de Simulación 1.

Gráfico 8-11. Rutas con mayor volumen agregado de GLP movilizado en el período 2025-2034 - Escenario 1 de simulación



Fuente: Elaboración UPME

La Tabla 8-5 permite relacionar el origen y destino que conecta las 10 rutas en cuestión. Los resultados son consistentes con los análisis de oferta, los cuales asocian las rutas con mayor transporte de GLP con aquellas que tiene como nodo origen el de importación en Cartagena.

Tabla 8-5. Participación de las rutas en el Escenario 1 de simulación

Ruta ID	Nombre ruta	Distancia (KM)	Toneladas	% Flujo
r575	Importación - Bello 3	692	552.891	8,19%
r582	Importación - Cartagena 10	14	515.477	7,63%
r616	Importación - Girón 44	623	357.193	5,29%
r623	Importación - Yumbo 51	1.115	332.145	4,92%
r207	Cartagena - Yumbo 51	1.113	250.355	3,71%
r611	Importación - Cúcuta 39	709	249.893	3,70%
r574	Importación - Apartadó 2	443	225.445	3,34%
r135	Barrancabermeja - Neiva 31	347	225.234	3,33%
r581	Importación - San Andrés 9	-	208.000	3,08%
r594	Importación - Madrid 22	1.050	204.376	3,03%

Fuente: Elaboración UPME

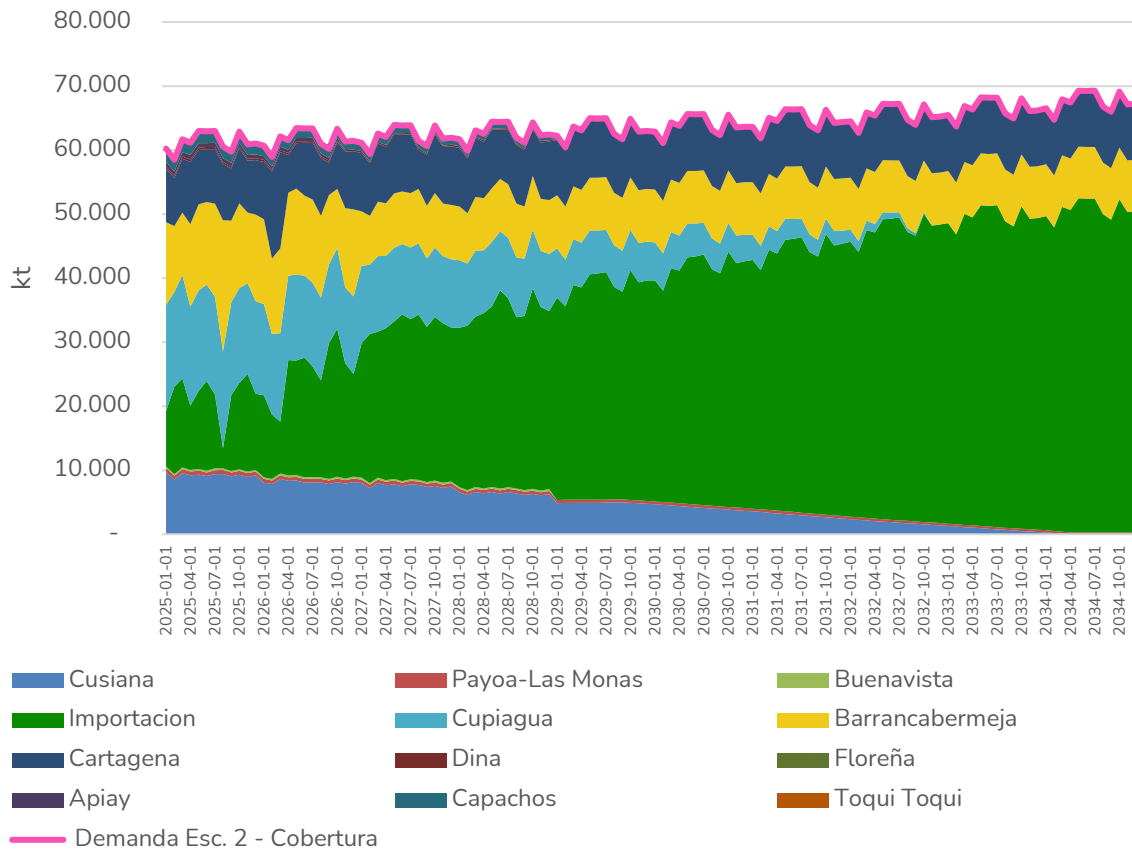
Por último, se detectan como nodos de demanda con mayor consumo abastecido a lo largo del horizonte de planeación son: Yumbo 51, Bello 3, Cartagena 10, Soacha 28, Girón 44 y Madrid 22.

El detalle completo de la demanda satisfecha por nodo UPME en el horizonte de planeación, para este escenario se presentan en el *Anexo 9 – Resultados de abastecimiento Escenario de Simulación 1*. En la medida en que la oferta no es suficiente para cubrir la demanda de todos los nodos del sistema a lo largo del período, aquellos más alejados respecto a centros de suministro no registran el total de consumo abastecido, como se podrá detallar en el siguiente escenario de simulación, para casos como los nodos de Nariño o Cundinamarca, por ejemplo.

8.6.3.2. Escenario de simulación 2: Oferta 2 (Cobertura) Vs. Demanda 2 (Cobertura)

Este escenario considera las cantidades de GLP definidas en los escenarios de oferta y demanda que conjugados hacen posible lograr una cobertura de las necesidades nacionales. Si bien puede alcanzar una mayor incertidumbre en el corto plazo respecto a la Oferta 1, permite evaluar de mejor forma el abastecimiento de la demanda a mediano y largo plazo. A continuación, se presenta el despacho asignado por nodo de oferta y se compara con la demanda proyectada en línea roja. El Gráfico 8-12 muestra que a lo largo de todo el periodo no se presenta déficit de abastecimiento. Incluso, hay excedentes de GLP superiores a la demanda.

Gráfico 8-12. Despacho de GLP por nodos de oferta en el Escenario 2 de simulación



Fuente: Elaboración UPME

Entre los nodos de oferta, el nodo de Importación Cartagena (o12), donde se concentran en la actualidad las capacidades instaladas de importación, se destaca como el mayor proveedor, contribuyendo con el 52,7% a la oferta total a lo largo del horizonte 2025-2034, mientras que otros nodos de La Refinería de Barrancabermeja (o3), La Refinería de Cartagena (o4) y Cupiagua (o2) aportarían el 14,2%, el 13,6% y el 10,1% respectivamente; el resto de los nodos aportan en conjunto el 9,43% restante.

A continuación, en la Tabla 8-3 se presentan las cantidades abastecidas por cada nodo de oferta:

Tabla 8-6. Participación de los nodos de oferta en el Escenario 2 de simulación

Nodo ID	Nombre del Nodo	Departamento	Oferta (Toneladas)	% de participación
o12	Importación	Bolívar	4.040.334	52,7%
o3	Barrancabermeja	Santander	1.092.714	14,2%
o4	Cartagena	Bolívar	1.043.719	13,6%
o2	Cupiagua	Casanare	772.759	10,1%
o1	Cusiana	Casanare	554.031	7,2%
o8	Capachos	Arauca	62.017	0,8%
o10	Payoa - Las Monas	Santander	54.740	0,7%

Nodo ID	Nombre del Nodo	Departamento	Oferta (Toneladas)	% de participación
o5	Dina	Huila	18.745	0,2%
o11	Buenavista	Boyacá	12.864	0,2%
o7	Apiay	Meta	12.499	0,2%
o9	Toqui Toqui	Tolima	8.256	0,1%
o6	Floreña	Casanare	-	0,0%

Fuente: Elaboración UPME

Tras evaluar los resultados, se confirma que en este escenario de simulación no existen nodos de demanda con demanda no abastecida (DNA), es decir la oferta considerada cubre completamente la demanda proyectada.

En la Tabla 8-7 se muestran los 10 nodos que concentran mayor demanda atendida, liderados por Yumbo 51, Bello 3, Pasto 38 y Cartagena 10, los cuales presentan una demanda abastecida superior a 500.000 toneladas. También participan de manera importante los nodos de Girón 44, Madrid 22, Soacha 28, Popayán 19, Cúcuta 39 y Puerto Salgar 24, pero estos no superan la cantidad antes mencionada.

Tabla 8-7. Nodos con mayor demanda atendida (Toneladas) - Escenario 2 de simulación

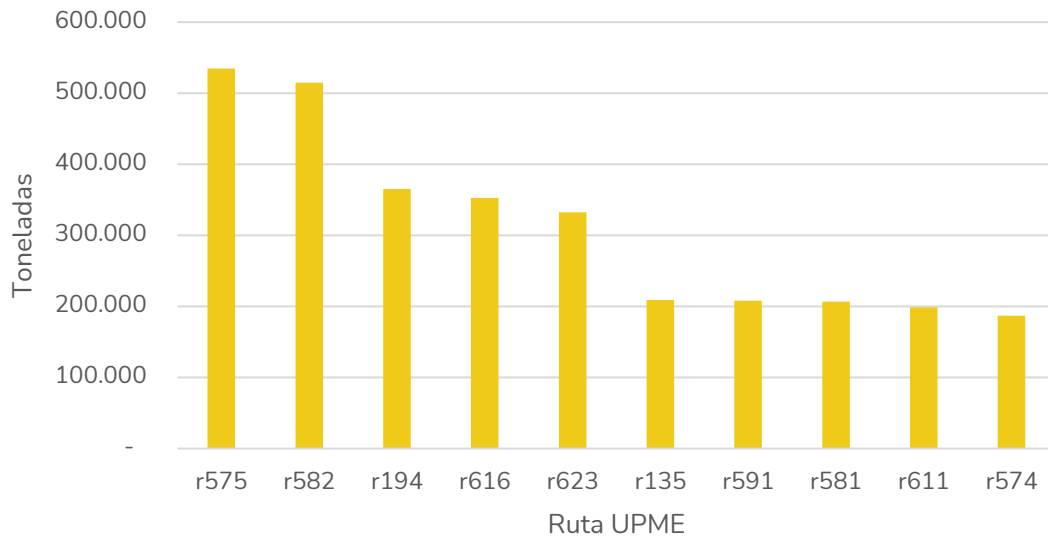
Nodo ID	Nombre Nodo	Departamento	Demanda abastecida (Toneladas)	% Demanda abastecida
d51	Yumbo 51	Valle del cauca	599.511	7,8%
d3	Bello 3	Antioquia	552.891	7,2%
d38	Pasto 38	Nariño	536.097	7,0%
d10	Cartagena 10	Bolívar	515.477	6,7%
d44	Girón 44	Santander	388.977	5,1%
d22	Madrid 22	Cundinamarca	280.730	3,7%
d28	Soacha 28	Cundinamarca	277.261	3,6%
d19	Popayán 19	Cauca	269.971	3,5%
d39	Cúcuta 39	Norte de Santander	263.867	3,4%
d24	Puerto Salgar 24	Cundinamarca	262.495	3,4%

Fuente: Elaboración UPME

Por otra parte, este escenario emplea 152 rutas UPME con flujos óptimos mayores a cero lo cual indica un mayor uso de rutas en comparación con el Escenario de simulación 1; esto concuerda con la distribución de aportes desde los nodos de oferta.

A continuación, se presentan las 10 rutas con mayor flujo de GLP en todo el horizonte, donde se destaca la ruta 575 (Importación Cartagena - Bello 3) con un transporte agregado de 534 mil toneladas de GLP.

Gráfico 8-13. Las 10 Rutas UPME más utilizadas para el escenario 2 de simulación



Fuente: Elaboración UPME

Este escenario destaca la importancia de contar con fuentes de oferta suficientemente robustas para reducir la vulnerabilidad, especialmente en los puntos con alta demanda.

La Tabla 8-8 permite relacionar el origen y destino que conecta las 10 rutas en cuestión. Los resultados son consistentes con los análisis de oferta, los cuales asocian, al igual que en el escenario 1 de simulación, las rutas con mayor transporte de GLP con aquellas que tiene como nodo origen el de importación en Cartagena.

Tabla 8-8. Participación de las rutas en el Escenario 1 de simulación

Ruta ID	Nombre ruta	Distancia (KM)	Toneladas	% Flujo
r575	Importación - Bello 3	692	534.519	6,97%
r582	Importación - Cartagena 10	14	514.733	6,71%
r194	Cartagena - Pasto 38	1516	365.431	4,76%
r616	Importación - Girón 44	623	352.815	4,60%
r623	Importación - Yumbo 51	1115	332.548	4,33%
r135	Barrancabermeja - Neiva 31	347	209.213	2,73%
r591	Importación - Popayán 19	1254	208.195	2,71%
r581	Importación - San Andrés 9	0	206.570	2,69%
r611	Importación - Cúcuta 39	709	198.451	2,59%
r574	Importación - Apartadó 2	443	186.732	2,43%

Fuente: Elaboración UPME

El detalle completo de la demanda satisfecha por nodo UPME en el horizonte de planeación, para este escenario se presentan en el *Anexo 10 – Resultados de Abastecimiento Escenario de Simulación 2*.

8.7. Análisis de confiabilidad

El análisis de confiabilidad desarrollado en esta sección busca garantizar la continuidad del suministro del GLP frente a posibles interrupciones en la red de transporte y los nodos de oferta. Este proceso identifica vulnerabilidades críticas en el sistema y determina volúmenes de almacenamiento estratégico necesarios para minimizar el impacto de dichas interrupciones.

La metodología empleada se basa en tres pilares fundamentales: la generación de escenarios de contingencia, el cálculo del Volumen Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA) y la estimación de los volúmenes de almacenamiento requeridos para mantener un nivel de servicio aceptable.

Para este análisis, se utiliza el *Escenario 2 de Simulación* como base, en el cual la demanda se abastece al 100%, empleando las curvas del Escenario de oferta 2 (Cobertura) y el Escenario de demanda 2 (Cobertura) como referencia. Este escenario refleja la actual realidad operativa del sistema de distribución, lo que permite dimensionar los almacenamientos estratégicos y sientan una base técnica para la planificación operativa y estratégica, orientando decisiones frente a la capacidad y ubicación de nuevos almacenamientos, nueva infraestructura de transporte o mejoras en ambos.

El enfoque adoptado no sólo destaca las vulnerabilidades en el abastecimiento considerando la red vial actual y los nodos de oferta, sino que también ofrece una metodología moldeada a los requerimientos de suministro que presenta el país. Al integrar los escenarios de contingencia, el cálculo del VEDNA y la formulación matemática (ver *Anexo 7 – Formulación matemática del modelo de simulación PIAGLP*), se logra generar sensibilidad al nivel de servicio esperado con el dimensionamiento del almacenamiento estratégico.

A continuación, se presentan los elementos más representativos del análisis realizado para evaluar la confiabilidad del sistema a través de la simulación del *Escenario 2 de Simulación*.

8.7.1. Escenarios de Contingencia (N-1)

La generación de escenarios de contingencia es una etapa que busca identificar posibles interrupciones entre la red de transporte y los nodos de oferta que podrían afectar el suministro del GLP. Con este propósito, se utiliza un enfoque de contingencia N-1, que analiza sistemáticamente el impacto de la falla individual de cada tramo vial o nodo en el sistema. Este método es clave para identificar vulnerabilidades y proponer medidas para garantizar la continuidad del suministro ante situaciones adversas.

El análisis se centra en las rutas con un flujo de GLP mayor a cero, en la etapa de abastecimiento para cada periodo. Este filtrado permite priorizar los tramos y nodos más relevantes dentro de la red de transporte, optimizando así el estudio de confiabilidad y destacando los puntos que requieren mayor atención para mitigar riesgos.

Dentro de este contexto, se generan 235 escenarios de contingencia para cada mes del horizonte de planeación. De estos, 223 corresponden a los tramos de la red vial nacional gestionados por el Instituto Nacional de Vías (INVIAS), mientras que los 12 restantes representan los nodos de oferta. Cada escenario incluye detalles específicos: el elemento que se asume fallado, la probabilidad asociada a esa falla, las rutas que resultarían afectadas y los nodos de demanda que podrían verse impactados. Este nivel de detalle asegura una evaluación precisa de las consecuencias de cada interrupción potencial en el sistema de suministro de GLP.

8.7.2. Cálculo del Volumen Esperado de Demanda No Abastecida

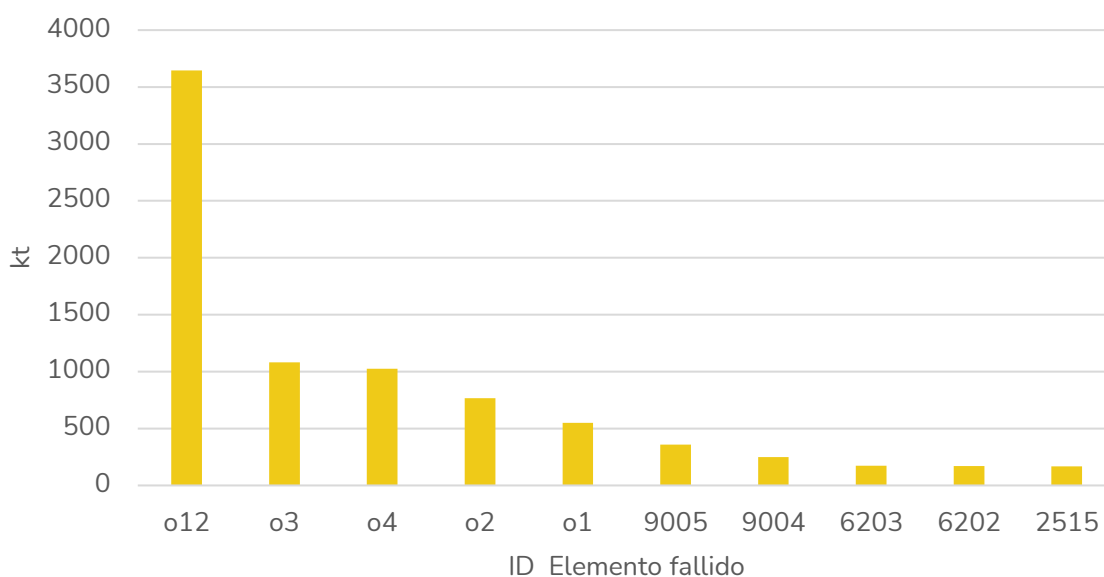
El Volumen Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA) mide el impacto esperado de las interrupciones en el suministro de GLP. Durante una contingencia, las capacidades de las rutas fallida afectadas se fija en cero (0) para el periodo de falla o si el elemento de falla es un nodo de oferta, entonces esta oferta se fija en cero. Posteriormente, y con esta reconfiguración de la red se ajusta la optimización del modelo con la restricción adicional de dicha ruta fallida, se mide la Demanda No Abastecida (DNA) al hacer contingencia $n - 1$ a las rutas y a los nodos de oferta y se calcula el Valor Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA). Para ello se toma como referencia el tramo de referencia de la vía Panamericana

La lógica de criticidad empleada integra un análisis geoespacial que relaciona las rutas definidas por la UPME con los tramos de la red vial nacional. Para ello, se unifican las geometrías en un mismo sistema de coordenadas y se calcula la intersección entre rutas UPME y vías nacionales. Se obtienen así la longitud de cada segmento coincidente y los datos de identificación tanto del tramo de carretera como de la Ruta UPME.

Esto facilita, a su vez, la construcción de resúmenes, análisis, fases, procesos, etc. tanto desde la perspectiva de cada ruta (distancia, costos y número de carreteras que atraviesa) como desde la perspectiva de cada carretera (listado de rutas que la componen, distancia total por cada una). Dicho proceso puede acotarse filtrando únicamente un conjunto de (rutas con flujo > 0 y sus posibles alternativas), enfocando así el estudio en los tramos y nodos de mayor relevancia. El objetivo de este proceso es obtener el VEDNA considerando información del transporte de GLP.

En el Gráfico 8-14, se presenta los resultados del análisis del VEDNA total por elemento fallido, el cual reveló los componentes más críticos de la red de suministro de GLP en términos de demanda no abastecida.

Gráfico 8-14. Elementos fallidos (nodos de demanda y/o tramos) con mayor aporte a VEDNA en 2025-2034



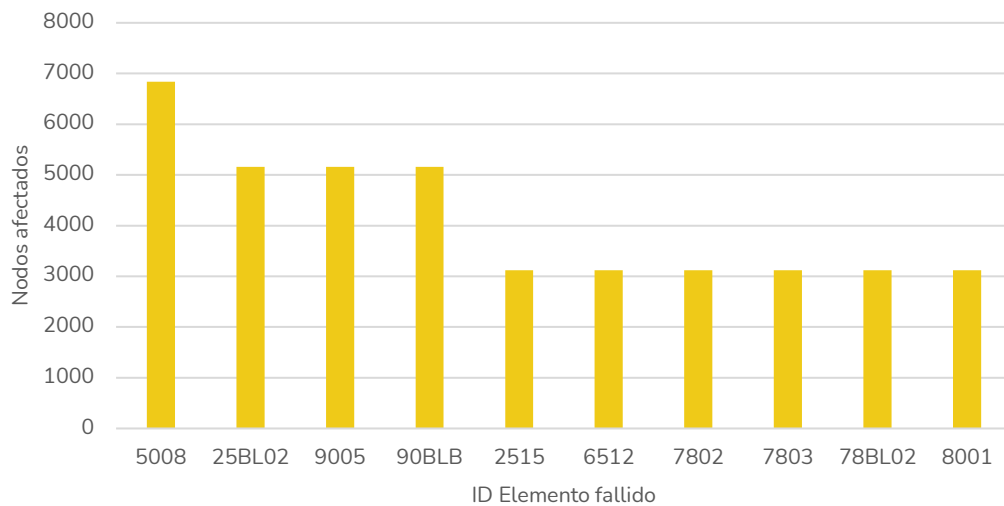
Fuente: Elaboración UPME

El nodo de importación (o12) y la refinería de Barranca (o3), mostraron los valores más altos con un VEDNA total de 3.500 kt y 1.000 kt, respectivamente, indicando que su falla tiene un impacto significativo en el sistema. Otros elementos como los tramos San Onofre – Cartagena (tramo 9005) y Lorica - San Onofre (tramo 9004) ambos en la ruta nacional 90 Transversal del Caribe registraron valores menores, con 500 kt, aunque siguen siendo relevantes.

Estos resultados subrayan la importancia de priorizar el mantenimiento preventivo de dichos tramos o la implementación de mecanismos para mejorar la resiliencia de la red y garantizar la continuidad del abastecimiento en estos puntos.

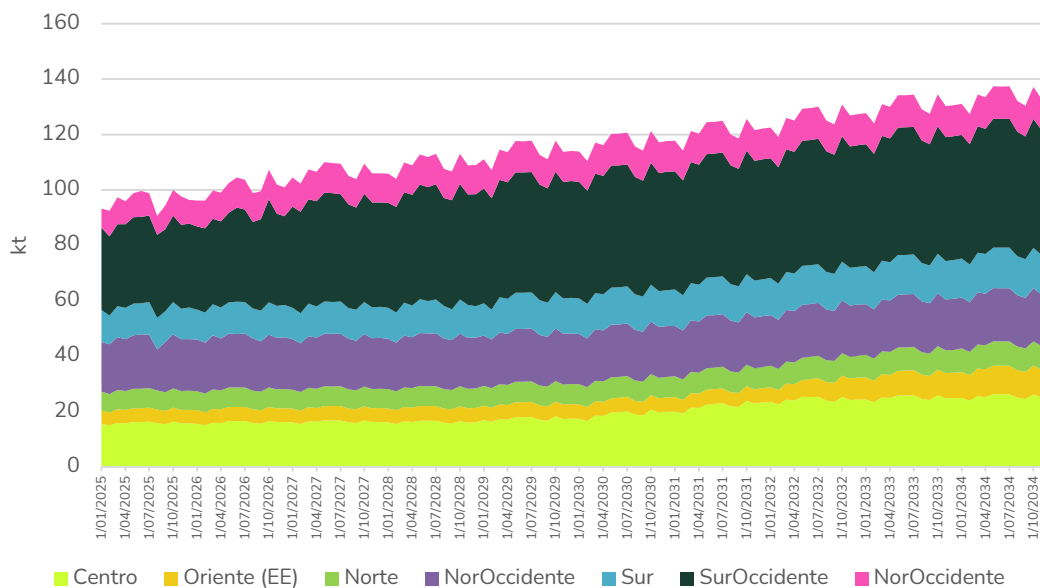
Por otro lado, el Gráfico 8-15 revela que la falla del tramo Honda - Villeta - Tobiagrande - Bogotá (tramo 5008) representa el riesgo más severo, afectando a casi 7.000 nodos en todo el horizonte de planeación, lo que lo convierte en una prioridad para estrategias de monitoreo y mantenimiento preventivo. Los tramos Carreto - Cruz del Viso (tramo 25BL02), San Onofre - Cartagena (tramo 9005) de acceso a Cartagena, con alrededor de 5.000 nodos cada uno, también requieren atención significativa debido a su impacto.

Gráfico 8-15. Elementos fallidos (nodos de demanda y/o tramos) con mayor No. de nodos afectados en 2025-2034



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 8-16. Evolución de VEDNA por región



Fuente: Elaboración UPME

El Gráfico 8-16 revela una tendencia general de aumento en el VEDNA total a lo largo del período analizado, lo que señala una vulnerabilidad creciente en el sistema de suministro de GLP.

En el periodo 2027-2028, el VEDNA total supera las 100 kt, un umbral que sugiere que factores como el crecimiento de la demanda, las limitaciones en la infraestructura o una mayor frecuencia de interrupciones podrían estar contribuyendo a este incremento. Esta evolución subraya la importancia de evaluar y fortalecer la capacidad del sistema para enfrentar desafíos futuros.

En particular, el Suroccidente, identificado con el color naranja en el gráfico, se destaca como la región más vulnerable a interrupciones en el suministro de GLP. Su contribución al VEDNA no solo es la más alta, sino que también muestra un aumento sostenido con el tiempo. Esta tendencia indica que el Suroccidente podría requerir atención prioritaria, como mejoras en infraestructura o la implementación de medidas de mitigación, para reducir el riesgo de desabastecimiento.

Por su parte, el NorOccidente, representado en color morado, se posiciona como la segunda región más afectada. Aunque su aumento en el VEDNA es constante y menos fluctuante que el del Suroccidente, su contribución significativa lo convierte en otra área crítica a considerar. Este crecimiento más estable sugiere que, con intervenciones adecuadas, el riesgo en esta región podría ser manejable, pero no debe subestimarse.

En resumen, Suroccidente y NorOccidente son las regiones más impactadas, con un crecimiento sostenido en su aporte al VEDNA, lo que destaca la necesidad de inversiones en infraestructura o estrategias de mitigación específicas para ambas. En contraste, Centro y Sur presentan un riesgo moderado que tiende a estabilizarse, lo que podría reflejar una mayor resiliencia o menor presión sobre el suministro. Finalmente, Oriente (EE) y Norte se mantienen como las menos vulnerables, con contribuciones menores al VEDNA, indicando una mayor estabilidad en su sistema de abastecimiento.

8.7.3. Dimensionamiento de Almacенamientos Estratégicos empleando el modelo de simulación

El dimensionamiento de volúmenes de almacenamiento estratégico busca determinar la cantidad de GLP que debe almacenarse para mitigar el impacto de las interrupciones y garantizar un nivel de servicio aceptable. Este cálculo emplea un modelo matemático basado en la relación entre el VEDNA y el volumen de almacenamiento, considerando la duración de las fallas como una variable crítica.

Una vez establecida la demanda no abastecida esperada, el almacenamiento estratégico permite mitigar esta demanda gracias a que se tiene un volumen almacenado que puede suministrarse mientras se supera la falla. Si la falla se soluciona antes de que se desocupe el tanque no tengo desabastecimiento, pero en el momento en que el tanque tenga menos volumen debido a que la falla duró más del tiempo de almacenamiento, el efecto de desabastecimiento es como el de no tener el tanque.

Así las cosas, el $VEDNA$ se corrige de acuerdo con la duración t de la falla como:

$$VEDNA(t) = \begin{cases} VEDNA_0 & t > \frac{V}{D} \\ 0 & t \leq \frac{V}{D} \end{cases}$$

Ecuación (1)

Las evidencias que tenemos de duración de la falla es que esta sigue una distribución exponencial. De modo que t sigue la siguiente función de densidad de probabilidad:

$$pdf(t) = \frac{1}{E(\tau)} e^{-\frac{t}{E(\tau)}}$$

Ecuación (2)

De esta forma, el $VEDNA$ se corrige tomando el valor esperado de la ecuación (1).

$$\begin{aligned} VEDNA &= \int_0^{\infty} pdf(t)VEDNA(t) dt = \int_0^{\infty} \frac{1}{E(\tau)} e^{-\frac{t}{E(\tau)}} VEDNA(t) dt = \int_{\frac{V}{D}}^{\infty} \frac{1}{E(\tau)} e^{-\frac{t}{E(\tau)}} VEDNA_0 dt \\ &= VEDNA_0 e^{-\frac{V}{DE(\tau)}} \end{aligned}$$

Ecuación (3)

Al definir el $VEDNA$ relativo a la demanda, tenemos la definición de los valores umbrales a los que el almacenamiento estratégico se debe comprometer. Por lo tanto, se tiene:

$$VEDNA = TRHES \cdot D$$

Ecuación (4)

Igualando las ecuaciones (3) y (4) podemos obtener el volumen del almacenamiento como:

$$\frac{V}{DE(\tau)} = -\ln\left(\frac{TRHES \cdot D}{VEDNA_0}\right)$$

Ecuación (5)

Siendo:

V : Volumen del tanque

D : Demanda del nodo

$TRHES$: Umbral de VEDNA como porción de la demanda

$E(\tau)$: Valor esperado de la duración de las fallas (días)

$VEDNA_0$: Valor de VEDNA obtenido de la simulación sin almacenamiento estratégico

Si la ecuación da negativo significa que el nodo cumple con el umbral y no necesitaría abastecimiento, de donde la ecuación (5) debe corregirse a:

$$\frac{V}{DE(\tau)} = \max\left(0, -\ln\left(\frac{TRHES \cdot D}{VEDNA_0}\right)\right)$$

Ecuación (6)

8.7.4. Recomendaciones según el modelo de simulación

El modelo de confiabilidad sugiere, por ejemplo, la región específica donde ubicar un almacenamiento estratégico que minimice el costo de racionamiento bajo contingencias. Tras la selección y el cálculo de los volúmenes de almacenamiento óptimo para los nodos más críticos, el flujo de trabajo continúa con una evaluación del desempeño de dichos almacenamientos en el modelo global, centrándose en el beneficio/costo total que generan.

En esta etapa posterior, se integran las métricas de confiabilidad, los costos de inversión y operación de los almacenamientos, así como la reducción esperada en la Demanda No Abastecida (DNA) y el impacto en el Valor Esperado de la Demanda No Abastecida (VEDNA).

Para calcular los volúmenes de los almacenamientos estratégicos se tuvieron en cuenta unos porcentajes de umbral máximo de desabastecimiento permitido sobre la demanda, para este ejercicio se muestra los umbrales de 2% y 1%, los cuales se agruparon en regiones según su ubicación geográfica y las particularidades especiales de la cadena del GLP, estas regiones están descritas en el *Anexo 11 – Almacenamientos Estratégicos de GLP*.

La ubicación recomendada se da con base a que nodo dentro de la región agrupada es el que más requiere almacenamiento, tal como se ve en la Tabla 8-9, para la región noroccidente, el nodo con más requerimiento de almacenamiento se ubica en Bello y así para el resto de las regiones.

Tabla 8-8. Almacenamientos estratégicos según modelo de simulación PIAGLP 2025

Región	Departamento	Municipio	Nodo	Umbral 5%[t]	Umbral 2%[t]	Umbral 1% [t]
				Capacidad (t)		
SurOccidente	VALLE DEL CAUCA	YUMBO	d51	10.696	13.188	15.073
SurOccidente	NARIÑO	PASTO	d38	10.577	12.900	14.657
NorOccidente	ANTIOQUIA	BELLO	d3	8.260	10.477	12.154
NorOriente	SANTANDER	GIRON	d44	6.086	7.665	8.859
Centro	CUNDINAMARCA	SOACHA	d28	4.959	6.146	7.043
Oriente (EE)	META	VILLAVICENCIO	d34	3.645	4.505	5.155
Norte	CESAR	BOSCONIA	d20	2.589	3.283	3.808
Sur	TOLIMA	IBAGUE	d48	2.502	3.104	3.559
Sur	AMAZONAS	LETICIA	d1	980	1.222	1.405

Fuente: Elaboración UPME

En los siguientes capítulos se verificará si la asignación de almacenamientos estratégicos efectuada se traduce en un resultado rentable y robusto frente a escenarios de contingencia.

El dimensionamiento estimado de las cantidades finales a considerar en los almacenamientos estratégicos para los diferentes nodos del sistema, se encuentra en proceso de revisión y análisis, en la medida en que se prevé necesario incorporar elementos adicionales que permitan integrar variables asociadas al proceso operativo necesario para la rotación periódica del producto mientras se optimiza la logística de internación y llenado, como se plantea actualmente en el análisis de confiabilidad desarrollado al interior del PIACL.

9. Almacenamientos Estratégicos

Luego de analizar los resultados del modelo de simulación en términos de abastecimiento y confiabilidad, se continua con la evaluación de las soluciones necesarias para mantener la estabilidad del sistema ante posibles restricciones insalvables en la oferta.

En este contexto, se analizan los almacenamientos estratégicos como infraestructura clave para garantizar la confiabilidad del GLP, teniendo en cuenta que la implementación de éstos no sólo permitiría mitigar riesgos asociados a interrupciones en el suministro, sino que también fortalecería la seguridad energética del país, asegurando la continuidad en el abastecimiento de GLP ante escenarios de alta vulnerabilidad.

Bajo esta premisa, y considerando la metodología de la Agencia Internacional de Energía – AIE (IEA por sus siglas en inglés) para el cálculo de inventarios estratégicos necesarios para suplir el consumo necesario en función de un número mínimo de días, se realizó el ejercicio para el caso colombiano, teniendo en cuenta la demanda proyectada en el horizonte de análisis.

Siguiendo las recomendaciones del estudio “*Emergency Response Assessment Of Colombia*” realizado por la Agencia Internacional de Energía - AIE¹²¹, se plantea la necesidad de construir un inventario de respaldo equivalente entre 20 a 30 días de consumo adicional, complementario a los stocks operativos existentes, con el propósito de mantener el sistema en condiciones estables.

Según la normativa nacional aplicable al GLP, es importante diferenciar los almacenamientos estratégicos de confiabilidad para GLP, los almacenamientos estratégicos de GLP y los almacenamientos comerciales. Según el Decreto 1310 de 2024¹²², se define Almacenamiento estratégico de confiabilidad para GLP así “(...) Capacidad de almacenamiento y el volumen mínimo de gas licuado del petróleo – GLP, requeridos para garantizar el abastecimiento de uno o varios mercados o regiones, durante un período determinado, así como los volúmenes que no podrán ser retirados de la infraestructura del almacenamiento, salvo que se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Licuado del Petróleo - GLP, restricciones en las capacidades de transporte o movilización en todas su modalidades de este energético, o demás

¹²¹ International Energy Agency (IEA), 2014. Energy Supply Security – Emergency Response of IEA Countries 2014. Disponible para consulta en: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://iea.blob.core.windows.net/assets/73908149-4d6e-4f10-b626-d55c60ab3bd7/ENERGYSUPPLYSECURITY2014.pdf>

¹²² Ministerio de Minas y Energía – MME. Decreto 1310 de 2024. Disponible para consulta en: Decreto 1310 de 2024

situaciones que deriven en algún tipo de eventos escasez.(...)”; esta definición diferencia la dada para la operación de redes de GLP, según el decreto 1038 de 2022, donde define el almacenamiento estratégico de GLP como “(...)Infraestructura necesaria como cilindros, tanques de almacenamiento de gas combustible y sistemas de respaldo de GNL a pequeña escala, que permitan garantizar la continuidad en la prestación de servicio frente a situaciones que puedan afectar el suministro del combustible cuando es abastecido por vías terrestres o fluviales (...)”. y además de los almacenamientos comerciales, definidos por el Decreto 1073 de 2015¹²³, los cuales son “(...) capacidades necesarias para realizar las actividades de comercialización sin interrupciones y atender la demanda interna y su suministro continuo”.

Para efectos de este documento, se adoptará la definición de Almacenamientos Estratégicos de Confiabilidad de GLP, los cuales serán referenciados en adelante, como Almacenamientos Estratégicos (AE).

9.1. Metodología para la Determinación de los AE de GLP

Para la identificación y dimensionamiento de los AE, se han considerado los siguientes aspectos y supuestos clave:

- **Restricción en la oferta nacional:** Se asume una interrupción total del suministro de GLP nacional, lo que implica que el abastecimiento dependería exclusivamente de importaciones. Bajo este supuesto, se estima un tiempo promedio de 15 días entre la orden de compra y la llegada del producto a un puerto colombiano.
- **Agrupación de nodos de demanda:** Los nodos de demanda definidos por la UPME se agrupan inicialmente por departamento y, posteriormente, en regiones, considerando factores como la ubicación geográfica, la demanda proyectada, las facilidades de transporte y condiciones logísticas específicas. A partir de esta segmentación, se determina una ubicación posible para cada AE, priorizando los principales centros de consumo dentro de cada región, garantizando así un acceso eficiente a los nodos agrupados.
- **Cálculo del tiempo de internación:** Una vez identificadas las ubicaciones estratégicas, se calcula el tiempo promedio requerido para la internación del GLP desde Cartagena como principal punto de referencia hasta cada AE, considerando las infraestructuras de transporte disponibles y las condiciones de acceso a cada región.

¹²³ Ministerio de Minas y Energía – MME. Decreto 1073 de 2015 Sector Administrativo de Minas y Energía. Disponible para consulta en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887>

- **Determinación de los días de almacenamiento requeridos:** Con base en los tiempos estimados para la importación y la internación del producto, se establece la cantidad de días de almacenamiento necesarios para garantizar la continuidad del suministro en caso de una interrupción de la oferta nacional.
- **Conversión a capacidad de almacenamiento:** Los días de almacenamiento calculados se convierten en capacidades de almacenamiento de GLP (toneladas), utilizando como base la demanda proyectada para el Escenario de Demanda 2 (Cobertura) en el horizonte 2025-2034 y su distribución por región.

La implementación de AE bajo esta metodología permitirá fortalecer la confiabilidad del abastecimiento de GLP en el país, minimizando el impacto de restricciones severas en la oferta nacional y asegurando la continuidad del suministro en las regiones con mayor vulnerabilidad operativa.

Luego del análisis anterior, los resultados son los siguientes:

Tabla 9-1. Almacenamientos Estratégicos por región

Región	Días Importación + Internación	Almacenamiento Estratégico (Toneladas)
Centro	17	8.008
Noroccidente	16,5	6.417
Suroccidente	17	5.802
Sur	18	4.789
Nororiente	18,5	3.695
EE Nariño	15	3.657
Norte	16,5	3.602
EE ¹²⁴ Oriente	17,5	2.578
EE SAI	16,5	1.151
EE Amazonas	29	499

Fuente: Elaboración UPME

Como resultado del análisis, se identificaron nueve regiones para la ubicación de los Almacenamientos Estratégicos (AE), cubriendo la totalidad de los departamentos de Colombia.

¹²⁴ EE se refiere a Nodos Estratégicos Especiales

Para el caso del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina¹²⁵, se podría afirmar que ya cuenta con un almacenamiento de confiabilidad regulado por la CREG, el cual es referenciado dentro del escenario de evaluación. Sin embargo, debido a su condición y existencia previa, no será considerado en los análisis de dimensionamiento y localización de nuevos AE referidos en el presente plan.

Las regiones de Centro, Noroccidente y Suroccidente agrupan los tres principales centros de consumo de GLP en el país: Cundinamarca (Región Centro), Antioquia (Región Noroccidente) y Valle del Cauca (Región Suroccidente).

Como se presentó en el Capítulo 3, estos departamentos concentran la mayor demanda de GLP a nivel nacional, razón por la cual se asignan AE específicos a cada uno. Esto permite garantizar la confiabilidad del suministro en estas zonas estratégicas y minimizar el riesgo de desabastecimiento en los principales mercados de consumo del país. La segmentación por regiones y la distribución de los AE han sido estructuradas de manera que se optimice la cobertura del almacenamiento, asegurando que la infraestructura planificada contribuya a fortalecer la seguridad energética del país y la continuidad del suministro ante eventos que afecten la oferta.

En concordancia con lo establecido en el Decreto 1310 de 2024, que establece los lineamientos para la priorización de los Almacenamientos Estratégicos (AE) en zonas de frontera, y considerando los resultados de la consultoría realizada por Delvasto & Echeverría¹²⁶ sobre la definición de criterios de confiabilidad, contratada por la UPME, se realizó un análisis detallado de los Nodos Estratégicos Especiales (EE).

Dicho estudio identificó estos nodos como puntos ubicados en zonas apartadas de difícil acceso, que presentan alta vulnerabilidad en el abastecimiento con producto nacional y requieren logísticas de transporte especializadas, con tiempos de entrega prolongados. Con base en esta definición, se evaluaron los posibles nodos estratégicos que, por sus características, deben ser considerados para la ubicación de almacenamientos estratégicos especiales.

En la revisión de zonas de frontera, no se encontró una definición específica para GLP, por lo que se estableció un símil con las zonas de frontera definidas por el MME para combustibles líquidos,

¹²⁵ Almacenamiento de respaldo de la demanda es definido por la Resolución MME 40246 de 2016 como el volumen mínimo de GLP como producto almacenado según lo establecido por la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la modifique o sustituya para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público domiciliario en cada territorio insular en donde se preste el servicio, en el evento en que por cualquier causa se presenten inconvenientes de transporte de este combustible hacia el territorio insular.

¹²⁶ Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda., Definición de criterios de confiabilidad en el Subsector de combustibles líquidos y GLP, 2023.

ajustando los criterios a las particularidades del mercado del GLP. Como resultado de este análisis, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- **Nodo Estratégico Especial – Nariño:** Como se mencionó en el capítulo de transporte, el abastecimiento de GLP en Nariño enfrenta problemáticas derivadas de la indisponibilidad de la vía Panamericana, que lo conecta con el centro del país. Adicionalmente, gran parte de sus municipios son considerados zonas de frontera, lo que, sumado a que Nariño es el cuarto departamento con mayor consumo de GLP a nivel nacional requiere de una solución de confiabilidad específica.

Se identificó que, ante una posible restricción en la oferta nacional y una afectación en el transporte de GLP hacia la región, Nariño quedaría desabastecido, ya que no cuenta con una conexión directa con el AE del Suroccidente, el cual agrupa a otros departamentos de la región. Por ello, se considera necesario establecer un AE especial en Nariño, ubicado estratégicamente cerca de sus principales centros de consumo.

- **Nodo Estratégico Especial – Amazonas:** En este departamento, el nodo de demanda principal se encuentra en Leticia, una zona de frontera reconocida por el MME. El transporte de GLP hacia el Amazonas se realiza mediante una logística compleja, que combina transporte terrestre hasta el Putumayo y luego fluvial hasta Leticia (detallado en el capítulo de transporte).

Aunque el Amazonas no es uno de los departamentos con mayor consumo total de GLP, su uso para cocción residencial es altamente representativo. De hecho, el consumo de GLP en cilindros en la región cuenta con subsidios gubernamentales. Además, el Amazonas es uno de los departamentos con mayor consumo de leña per cápita, lo que convierte al GLP en el combustible predominante para la sustitución de leña y otros CIAC, tal como se señala en el PNSL (2025).

Dado el papel fundamental del GLP en la transición energética del Amazonas, así como las dificultades logísticas para su abastecimiento, se establece la necesidad de un AE especial para garantizar confiabilidad en el suministro, mitigando los riesgos asociados a interrupciones en la logística de transporte.

- **Nodo Estratégico Especial – Oriente:** Este AE agrupa varios departamentos del oriente del país, incluyendo Arauca, Casanare, Meta y Guaviare, los cuales cuentan con plantas de envasado de GLP y presentan una alta dependencia del transporte terrestre. En el caso de los departamentos de Guainía, Vaupés y Vichada, al no contar con infraestructura de

envasado propia, su demanda fue agregada a los nodos de suministro más cercanos en función de la logística de transporte:

- Guainía y Vaupés se abastecen desde Guaviare.
- Vichada se abastece desde Villavicencio (según lo detallado en el capítulo de transporte).

Estos departamentos presentan varios municipios declarados como zona de frontera por el MME, sin embargo, no se considera técnica y económicamente viable la instalación de AE en zonas sin infraestructura logística y de envasado, ya que su operación y mantenimiento serían complejos. En su lugar, se ha definido un AE en un punto estratégico, desde el cual se pueda garantizar el abastecimiento de estos departamentos en caso de restricción en la oferta nacional.

La implementación de estos Almacенamientos Estratégicos Especiales (EE) es crucial para fortalecer la confiabilidad del suministro de GLP en las zonas con mayores vulnerabilidades logísticas y asegurar la continuidad del servicio en regiones de difícil acceso.

10. Costos indicativos para Alternativas de infraestructura de GLP

A continuación, se presenta los costos indicativos de referencia relacionados con nueva infraestructura de GLP. Las fuentes que se utilizaron para el cálculo de los costos fue la metodología UPME de costos indicativos de infraestructura, que toma como punto de referencia el estudio realizado para la UPME respecto a la metodología de costos indicativos en 2024¹²⁷

El análisis realizado sigue las prácticas internacionales recomendadas por la Asociación para el Avance de la Ingeniería de Costes (Association for The Advancement of Cost Engineering o AACE No. 18R-97). Con una base de información limitada y con el objetivo de responder a las necesidades de planificación del sector, se considera una estimación clase IV con una ingeniería conceptual de nivel de definición proyectos entre el 1% y el 15% con unos rangos de precisión de -30% al -15% (límite inferior) al 30% al 50% (límite superior) y un nivel de estimación presupuestal entre el -15% y el 30%.

10.3. Almacenamiento de GLP

En el contexto del almacenamiento de GLP en tierra, el CAPEX se refiere a la inversión inicial que una empresa realiza para adquirir, construir o mejorar los activos físicos necesarios para almacenar y manejar este combustible. Para la estimación de costos indicativos se tuvo en cuenta el modelo propuesto por la metodología UPME de costos indicativos 2024 enmarcados dentro del API 2510, NFPA 58, ASME BPVC Sección VIII y planteo los componentes según el Grafico 10-1.

Con respecto al CAPEX se utiliza el método de *estimación con parámetros*¹²⁸, basado en las características del tanque; debido a recomendaciones técnicas se costea el almacenamiento de GLP calculando el tanque cilíndrico y teniendo en cuenta que los principales factores que influyen para el costeo son: el área superficial, los costos de fabricación y construcción.

¹²⁷ Contrato CO1.PCCNTR. 6633428, desarrollado por UNIÓN TEMPORAL CQM & DIA. para desarrollar la metodología de costos indicativos de inversión de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) para infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia.

¹²⁸ La estimación con parámetros busca establecer relaciones más precisas entre los costos y diferentes características o parámetros de un proyecto como la capacidad, la distancia, el tipo de material, etc. Los parámetros pueden ser cuantitativos (como la capacidad de un tanque de almacenamiento) o cualitativos (como la complejidad del proyecto), para esta estimación se requiere información de proyectos similares que contenga datos desagregados de los parámetros a utilizar en el modelo y los costos asociados del proyecto.

Gráfico 10-1. Componentes CAPEX Almacenamiento de GLP



Fuente: Elaborado UPME basado consultoría CQM & DIA

Como muestra la formula se propone un modelo de costeo de CAPEX en donde el costo total de almacenamiento está en función del costo total del tanque según el volumen y valor de referencia en dólares, la capacidad de almacenamiento de los barriles, el factor de ajuste diferencial para tanques cilíndricos y un indexador de variaciones de precios.

$$CT_{TGLP} = [Cta(v)] * v * ft * Index$$

CTTGLP: Costo total del tanque de almacenamiento de GLP, en USD,

Cta (v): Costo total del tanque de almacenamiento de referencia, para un volumen v. Valor en USD.

v: Capacidad de almacenamiento en barriles, bbl.

ft: Factor de ajuste del costo por tipo de tanque.

Index: Indexador compuesto que refleja las variaciones de precios de los diferentes componentes de costos.

Como muestra la Tabla 10-1, se calcularon los costos indicativos (CAPEX) de los almacenamientos estratégicos de GLP en todo el país, distribuidos geográficamente por región; se espera que estos depósitos actúen como reservas estratégicas, evitando posibles desabastecimientos que podrían afectar a diversos sectores, desde el doméstico hasta el industrial.

Tabla 10-1 .CAPEX Almacenamientos de GLP por región

Región	Volumen proyectado (toneladas)	CAPEX USD/MM 2024	Nivel de incertidumbre CLASE IV - USD/MM 2024	
Centro	8.008	53,49	45,47	69,54
Noroccidente	6.417	44,48	37,81	57,83
Nororiente	3.602	25,73	21,87	33,45
Norte	3.657	21,07	17,91	27,39
Sur	4.789	33,76	28,69	43,88

Región	Volumen proyectado (toneladas)	CAPEX USD/MM 2024	Nivel de incertidumbre CLASE IV - USD/MM 2024	
Suroccidente	5.802	40,85	34,72	53,11
EE Amazonas	499	1,47	1,25	1,90
EE SAI	1.151	1,59	1,35	2,07
EE Oriente	2.578	14,89	12,66	19,36
EE Nariño	3.695	24,95	21,21	32,43
Total		262,28	222,94	340,97

Elaborado UPME

El costo estimado de los almacenamientos de GLP en tierra es del orden de \$222 a \$340 millones de dólares, teniendo en cuenta los costos sociales, ambientales y los costos de contingencias y un tipo de tanque tipo cilíndrico.

10.4. Costos de racionamiento de GLP

El costo de racionamiento se define como el costo económico promedio que la sociedad le asigna a la pérdida de bienestar general ocasionada por la limitación total o parcial en el acceso a un servicio, como el que se ocasiona al consumir una menor cantidad que la considerada como óptima de acuerdo con sus necesidades y las tarifas establecidas. Valorar el impacto económico que tiene una posible interrupción de la oferta energética de gas natural para diferentes niveles de racionamiento, es fundamental para la toma de decisiones de los diferentes sectores de demanda.

Para determinar el costo económico de un racionamiento se debe estimar el costo de interrupción de cada sector de consumo en cada escenario posible y determinar el esquema que optimice el nivel de ahorro energético deseado, minimizando el costo total de racionamiento como la suma de los costos de interrupción particulares. Para ello es necesario encontrar la estimación que los distintos consumidores asignan a estos recursos, de acuerdo con el bienestar que derivan de su uso y las consecuencias de su posible indisponibilidad.

En el año 2021, la firma QUANTIL – Matemáticas aplicadas, realizó para la UPME para desarrollar una consultoría cuyo objeto general es desarrollar una propuesta metodológica para la estimación de los costos de racionamiento de Gas Natural (GN) y Gas Licuado del Petróleo (GLP), en el cual se desarrolló un marco conceptual en donde se analizaron las variables determinantes en la valoración de los gases combustibles por parte de los diferentes segmentos de demanda, y se definieron herramientas cuantitativas que puedan ser incorporadas en el planeamiento de largo plazo del sector para la valoración de los beneficios asociados a las obras de infraestructura propuestas. A partir de este, se cuenta con modelos teóricos para estimar los

costos de racionamiento de GLP para los sectores de consumo: residencial, comercial, transporte, generación térmica y generación industrial, teniendo en cuenta los tipos de racionamiento, los sustitos energéticos al GLP más cercanos en cada uso y la estimación de las elasticidades de precio de la demanda de corto y largo plazo para los sectores que aplique.

Detalles del desarrollo matemático empleado para la estimación de costos de racionamiento programado y no programado de GLP pueden ser ubicados en el documento *Estimación de costos de racionamiento*¹²⁹ antes mencionado.

Es necesario precisar que la UPME ha analizado la pertinencia de realizar una actualización metodológica del estudio empleado como referencia para la estimación de los costos de interrupción y de racionamiento, considerando diferentes oportunidades de mejora identificadas para diferentes tipos de demanda.

En atención a las características y particularidades actuales del mercado del GLP, y a las consideraciones técnicas y normativas descritas anteriormente, la UPME considera necesario desarrollar una nueva propuesta metodológica para actualizar el procedimiento y cálculo de los costos de interrupción y de racionamiento de gas natural, cuyos resultados se esperan incluir en una próxima versión del PIAGLP de acuerdo con la disponibilidad presupuestal de la entidad.

¹²⁹ UPME, 2021. QUANTIL – matemáticas aplicadas. *Estimación de costos de racionamiento*. Disponible para consulta en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Informe_Final_Costos_Racionamiento_GN-GLP_Quantil_C-060-2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Informe_Final_Costos_Racionamiento_GN-GLP_Quantil_C-060-2021.pdf)

11. Conclusiones y Mensajes finales

El presente documento analiza los principales aspectos que configuran el panorama actual y futuro del GLP en Colombia. En este sentido, las conclusiones presentadas a continuación, se derivan del estudio detallado de las tendencias globales, la evaluación de la capacidad productiva nacional y de infraestructura, así como del examen de los retos logísticos, normativos y regulatorios que enfrenta el país.

Desde este enfoque es posible identificar las oportunidades y limitaciones que existen en el sector, así como destacar las acciones prioritarias necesarias para tender a un abastecimiento eficiente y sostenible de este recurso. A continuación, se resumen los principales hallazgos del análisis:

Con el propósito de garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de GLP, en concordancia con los lineamientos establecidos por los Decreto 1135 de 2022 y 1281 de 2020, 1310 de 2024 y la Ley 2128 de 2021, y conforme a los resultados obtenidos del análisis y modelamiento que permiten determinar los volúmenes de GLP necesarios para asegurar el abastecimiento y garantizar la confiabilidad del suministro a nivel nacional, así como caracterizar rutas de conexión y posibles cuellos de botella, se presentan en este documento, las medidas necesarias para su cumplimiento, construidos con la mejor información institucional disponible a cierre de 2024, para representar con el menor nivel de incertidumbre las condiciones que favorezcan la oportuna toma de decisiones.

El presente plan destaca la importancia de fortalecer la planificación estratégica y la implementación de políticas integrales para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de GLP en Colombia. Los análisis y proyecciones realizados han permitido identificar los desafíos presentes en la cadena de suministro, incluyendo la necesidad de diversificar las fuentes de abastecimiento y optimizar el uso de la infraestructura existente.

De esta manera, se destacan como conclusiones de la presente actualización del PIAGLP 2025-2034, las siguientes:

1. Se recomienda extender la vigencia de la Declaración de Producción de GLP contemplando un horizonte de 10 años, así como modificar y/o crear mecanismos que eviten las constantes modificaciones de estos datos, con el fin de permitir una mejor planeación energética, considerando el incremento progresivo que se prevé en este documento, frente a la importación.

2. La producción de GLP en Colombia está disminuyendo debido a la declinación natural de los campos productores y a la menor disponibilidad del producto por parte de las refinerías. Esta situación aumenta la necesidad de incrementar las importaciones para complementar la oferta y satisfacer la demanda nacional, mejorar la capacidad de almacenamiento y optimizar la logística de distribución. Esta logística podría verse afectada por posibles eventos naturales o conflictos sociales. Además, la concentración de las importaciones en Cartagena presenta desafíos logísticos para el transporte del producto a los principales centros de consumo en el resto del país.

En este sentido, adicional al ejercicio de identificación de infraestructura necesaria para responder ante el incremento de la importación, se evidencia la necesidad de realizar análisis de las brechas entre el GLP importado y GLP nacional en lo que respecta a los costos, mecanismos de asignación, entre otros, y su impacto potencial en los usuarios finales.

3. En atención a los escenarios de oferta planteados por la UPME, los cuales fueron contruidos considerando fuentes oficiales de información como la Declaración de Producción (realizada por los agentes del mercado), el Potencial de Producción y áreas con prospectiva geológica, se evidencia que existe la posibilidad de incrementar la oferta nacional de GLP y, si bien se mantendría la necesidad de la capacidad de importación, se podría reducir los requerimientos de esta fuente; no obstante, para lo anterior se requieren señales normativas, regulatorias y mecanismos que lo incentiven.
4. El transporte del GLP actualmente se realiza en diversas modalidades, incluyendo carretera, ductos, fluvial y marítimo, cada una con características específicas según la geografía y la infraestructura disponible en las diferentes regiones del país. Actualmente, el único ducto en funcionamiento para el transporte de GLP es el propanoducto Galán - Puerto Salgar. Sin embargo, se prevé que el uso de ductos para el transporte de GLP se detendrá por completo debido a la disminución de la oferta proveniente de la refinería y a los proyectos de adecuación para su uso. Esto impactará directamente el esquema de remuneración del transporte y almacenamiento de GLP en la región insular. Por lo tanto, se evidencia la necesidad de evaluar el mecanismo de estampilla vigente para identificar modificaciones o nuevas señales que permitan solucionar la salida de los ductos como medio de transporte.
5. Los almacenamientos estratégicos se considera infraestructura clave y necesaria para garantizar la confiabilidad del GLP, teniendo en cuenta que la implementación de éstos no sólo permitiría mitigar riesgos asociados a interrupciones en el suministro, sino que

también fortalecería la seguridad energética del país, asegurando la continuidad en el abastecimiento de GLP ante escenarios de alta vulnerabilidad. Sin embargo, la ubicación de estos es un punto clave en términos de garantizar la viabilidad técnica y económicamente de su instalación, lo anterior teniendo en cuenta que su instalación en zonas sin infraestructura logística y de envasado tendría complejidades en la operación y mantenimiento.

De acuerdo con el Decreto 1310 de 2024 y los resultados de la consultoría de Delvasto & Echeverría, se establecieron 3 nodos estratégicos especiales (en Nariño, Oriente y Amazonas) y 7 nodos estratégicos (en Centro, NorOccidente, SurOccidente, Sur, Norte, NorOriente y SAI) para el almacenamiento de GLP que responden a restricciones de oferta nacional, afectaciones en el transporte, el papel del GLP en la transición energética y dificultades logísticas.

6. Dada la creciente dependencia del GLP importado, se evidencia una alternativa en la evaluación de la optimización de la infraestructura portuaria en el Pacífico colombiano (Buenaventura, Tumaco) como una alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema de abastecimiento y reducir vulnerabilidades logísticas ante eventos que afecten el transporte terrestre en el suroccidente del país.
7. Es necesario revisar la normativa relacionada con la calidad del GLP ofertado y comercializado en el país. Se requiere especificar y acotar los límites para olefinas y proporciones de propano y butano, especialmente para AutoGLP y NautiGLP.
8. La UPME ha identificado la necesidad de fortalecer los sistemas de información del sector para mejorar la planificación y el análisis de las necesidades de abastecimiento y confiabilidad. Esto incluye tanto la revisión de los datos de sectores de consumo tradicionales como la incorporación de información relacionada con los nuevos segmentos como el de AutoGLP y NautiGLP, lo cual se podría desarrollar a través de un sistema de información centralizado por un Gestor del Mercado de GLP.
9. De acuerdo con los escenarios de demanda proyectados y lo estipulado en la Ley 2128 de 2021, se evidencia que el uso del GLP para la generación eléctrica en Zonas No Interconectadas - ZNI y como sustituto de Combustibles Ineficientes y Altamente Contaminantes - CIAC, presenta importantes beneficios en términos ambientales, en salud, en competitividad, económicos y sociales para la población, en especial, aquella perteneciente a los municipios con niveles altos e intermedios de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), municipios rurales y zonas de difícil o especial acceso. Sin embargo,

para materializar estos beneficios, es fundamental el establecimiento de incentivos y un marco normativo y regulatorio adecuado, que genere señales claras para el desarrollo sostenible del sector.

10. El modelo de simulación de transporte empleado en este estudio reproduce las condiciones logísticas actuales del sector del GLP y la realidad operativa de la cadena de suministro de este combustible en Colombia. Este modelo se fundamenta en la mejor información disponible sobre aspectos espaciales, temporales y operativos de la red de transporte y canales de movilización, duración y probabilidad de interrupciones, contingencias viales y posibles insuficiencias de suministro, entre otras variables. A partir de las cuales, se definieron nodos de oferta, nodos de demanda y rutas de transporte críticas considerando la ubicación de los centros de consumo. Estos análisis permitirán avanzar en la identificación de la infraestructura estratégica óptima, tanto en términos de ubicación como de capacidad de almacenamiento, como medida para asegurar la confiabilidad y sostenibilidad del suministro de GLP en el país.

Bibliografía

Corte Constitucional. (2020). Sentencia C-485/20. Bogotá D.C., Colombia.

Bardan, R. (2025, enero 10). Aumentan las temperaturas: La NASA confirma que el 2024 fue el año más cálido registrado. <https://www.nasa.gov/news-release/aumentan-las-temperaturas-la-nasa-confirma-que-el-2024-fue-el-ano-mas-calido-registrado/>

Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy 2024. Energy Institute. https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf

Hannah Ritchie, Pablo Rosado, and Max Roser (2020) - "Energy Production and Consumption" Published online at OurWorldinData.org. Retrieved from: '<https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>' [Online Resource]

Corte Constitucional. (2020). Sentencia C-485/20. Bogotá D.C., Colombia.

Mauricio Lopera, J. I. (2021). *Proyecto UPME: Proyecciones de la demanda de combustibles líquidos y GLP.*

Ministerio de Minas y Energía . (29 de 10 de 2024). Obtenido de Gas Licuado del Petróleo: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

Suarez, M. N. (2013). Deshidrogenación oxidativa de propano con N₂ O sobre zeolita Cr/FeZSM-5.

UPME. (2021). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos* . Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/PIACL.aspx>

World LPG Association. (2023). *The role of LPG during the COVID-19 pandemic*. Recuperado de <https://www.wlpga.org>.

Zuleta, H. (2023). *Auto GLP, transición energética y efectos distributivos*. Centro de Estudios de Desarrollo Económico, Universidad de los Andes.

International Energy Agency. (2025). *Gas Market Report, Q1 2025*. IEA.

ARGUS, Long-Term Global LPG Fundamentals – enero de 2025

Autogas Incentive Policies, WLGA, 2023 Update.

<https://www.worldliquidgas.org/publication/autogas-incentive-policies-2023/>

Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado.

Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM

Consultoría SAS. Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas

(CREG) y CQM Consultoría SAS. chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Circular_CREG_005_2024/INF_004_2023%20Informe%20final.pdf

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Evaluación integral de prestadores

ECOPETROL S.A. – GLP, IN-F-003 V1 de 2014. chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/ei_ecopetroL_consolidado_v0.pdf

Gasnova, Informe GLP 2023. <https://www.gasnova.co/informe-anual-del-glp-2023-2024/>

Delvasto & Echeverria Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda., Definición de criterios de confiabilidad en el Subsector de combustibles líquidos y GLP, 2023.

UPME, Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037. chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf

UPME, 2023. Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos.

<https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

UPME, 2022. Proyección de demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036. chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf

