

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE
**GAS LICUADO
DEL PETRÓLEO
(GLP)**





PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP)

República de Colombia

**Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética**

Director General UPME
Ricardo Ramírez Carrero

Subdirección de Hidrocarburos
Esteban Gómez Correa
Andrés Popayán Pineda
Sandra Leyva Rolón

Apoyo Editorial
Oliver Díaz Iglesias

Diagramación
InHouse UPME

Hecho en Colombia
Año 2018, Publicado Marzo 2019



PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GLP

TABLA DE CONTENIDO

Introducción.....	1
1. Marco legal del sector de glp.....	2
2. Balance, oferta y demanda de glp en Colombia.....	4
2.1. Producción nacional de GLP.....	4
2.1.1. Oferta Histórica de GLP.....	5
2.2. Declaración de Producción 2018-2022.....	7
2.3. Declaración de producción Vs OPC.....	13
2.4. Consumo nacional de GLP.....	14
2.4.1. Consumo Histórico de GLP.....	15
2.4.2. Consumo por región.....	19
2.4.3. Consumo por zonas.....	20
2.5. Precios del GLP.....	22
2.5.1. Precios del GLP en Colombia exceptuando el Archipiélago de San Andrés y Providencia.....	22
2.5.2. Precios del GLP en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.....	27
2.5.3. Proyección del componente G de la fórmula tarifaria.....	29
2.6. Proyección de la demanda.....	31
2.6.1. Modelo en MAED:.....	31
2.6.2. Modelo econométrico.....	33
2.6.3. Resultados escenario base.....	33
2.6.4. Resultados escenario con Autogas.....	35
2.7. Balance.....	35
2.7.1. Opciones de adición de producción a mediano y corto plazo.....	36
2.8. Balance con diferentes escenarios de oferta.....	38
3. Descripción de la Infraestructura de transporte e importación actual.....	39
3.1. Transporte.....	39
3.1.1. Propanoductos y poliductos:.....	39
3.1.2. Transporte Marítimo.....	43
3.1.3. Transporte fluvial.....	43



3.1.4.	Carro tanques.....	43
3.1.5.	Almacenamiento:.....	44
3.2.	Infraestructura de importación.....	44
4.	Identificación de necesidades de infraestructura.....	45
4.1.	Análisis del sistema de transporte.....	45
5.	Abastecimiento y confiabilidad.....	49
5.1.	Consideraciones sobre el abastecimiento.....	49
5.1.1.	Opción 1 - Recuperación de corrientes de GLP.....	49
5.1.2.	Opción 2 - Nueva producción de GLP de Cupiagua.....	50
5.2.	Consideraciones sobre la confiabilidad.....	51
5.3.	Armonización de los requerimientos de abastecimiento y confiabilidad.....	52
5.4.	Análisis de confiabilidad en el suministro de GLP.....	54
5.4.1.	Falla en el suministro de la refinería de Cartagena.....	55
5.4.2.	Falla en el suministro de la refinería de Barrancabermeja.....	55
5.4.3.	Falla en la planta de secado de gas de Cusiana.....	56
5.5.	Consideraciones sobre la estrategia para la confiabilidad.....	58
5.5.1.	Costos de inversión y operación de la infraestructura para garantizar la confiabilidad.....	59
6.	Costos de racionamiento.....	63
7.	Sustitución de leña por GLP.....	64
8.	Análisis AUTOGAS.....	67
9.	Análisis zonas no interconectadas (zni).....	70
10.	sistema de información del sector de GLP.....	71
11.	Conclusiones y recomendaciones.....	72
	ANEXOS.....	74



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Principales consumidores de GLP por departamento en el 2017.	20
Tabla 2 Cargo Máximo de Distribución y Comercialización Minorista	28
Tabla 3. Capacidad del sistema de transporte	41
Tabla 4. Capacidad de entrega en los puntos del sistema de transporte.....	41
Tabla 5. Capacidad de transporte disponible por tramo.	42
Tabla 6. Capacidad de transporte disponible por punto de entrega.....	43
Tabla 7. Capacidad de almacenamiento por Municipios en el 2017.	44
Tabla 8. Nodos del sistema de transporte de GLP y demanda del año base.	46
Tabla 9. Flujo proyectado necesario por los tramos del sistema de poliductos.....	48
Tabla 10. Porcentaje máximo de utilización de la capacidad de cada tramo.	48
Tabla 11. Déficit proyectado de GLP.....	53
Tabla 12. Volúmenes a considerar para la confiabilidad.....	57
Tabla 13. Costos asociados para construcción de 22 balas en Puerto Salgar.....	60
Tabla 14. Costos asociados para construcción de 15 balas en Cartagena.	61
Tabla 15. Costos de racionamiento por sector.....	63
Tabla 16. Consumo de leña, madera o carbón de leña en Colombia para la cocción de alimentos en 2017.....	64
Tabla 17. Comparación Autogas sistema tipo 1 con otros combustibles	68
Tabla 18. Comparación Autogas sistema tipo 2 con otros combustibles	68



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Composición de la producción de GLP año 2017	4
Gráfica 2. Oferta histórica de GLP	5
Gráfica 3. Importaciones GLP	6
Gráfica 4. Oferta Nacional histórica de GLP por tipo de fuente.	6
Gráfica 5. Oferta Nacional histórica de GLP por fuente.	7
Gráfica 6. Potencial de producción de GLP	7
Gráfica 7. Potencial de producción de GLP, promedio anual.	8
Gráfica 8. Potencial de producción de GLP mensual por fuente.....	10
Gráfica 9. Potencial de producción de GLP mensual por tipo de fuente.....	10
Gráfica 10. Variación anual en el porcentaje de participación por fuente	11
Gráfica 11. Variación anual del porcentaje de participación de las fuentes principales.	11
Gráfica 12. Concentración de la oferta de GLP anual.....	12
Gráfica 13. Potencial de producción de las fuentes principales.	12
Gráfica 14. Declaración de producción 2017 Vs OPC 2017	13
Gráfica 15. Declaración de producción 2018 Vs OPC 2018.....	14
Gráfica 16. Consumo histórico nacional de GLP.	15
Gráfica 17. Consumo histórico nacional de GLP por fuentes.	16
Gráfica 18. Consumo histórico nacional de GLP por sectores.....	16
Gráfica 19. Usos del GLP en el sector industrial.	17
Gráfica 20. Participación por sector en el consumo Nacional de GLP en el 2017.....	18
Gráfica 21. Consumo nacional mensual de GLP año 2017.....	18
Gráfica 22. Evolución del consumo de GLP por sectores.....	19
Gráfica 23. Consumo de GLP por departamentos en el 2017.	20
Gráfica 24. Demanda zonal de GLP por departamentos 2017.	21
Gráfica 25. Participación zonal en la demanda nacional 2017.....	21
Gráfica 26. Proyección del componente G en \$/kg	29
Gráfica 27. Proyección del componente G en \$/gal	30
Gráfica 28. Proyección de demanda mensual de GLP por sectores escenario base.	34
Gráfica 29. Escenarios de demanda de GLP	34
Gráfica 30. Proyección de demanda mensual de GLP por sectores escenario Autogas.....	35
Gráfica 31. Balance de GLP anual.	36
Gráfica 32. Opciones de adición de producción por fuente, mensual	38
Gráfica 33. Balance de GLP mensual.....	39
Gráfica 34. Volúmenes transportados por tubería en el 2017	41
Gráfica 35. Balance de GLP para identificar necesidades de infraestructura	47



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa infraestructura de transporte.....	40
---	----



SIGLAS

BPD: Barriles por día

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

GLP: Gas Licuado del Petróleo

KG: Kilogramos

MME: Ministerio de Minas y Energía

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

SUI: Sistema Único de Información

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

OPC: Oferta pública de cantidades.



INTRODUCCIÓN

Este documento presenta un análisis del sector del Gas Licuado del Petróleo (GLP) en Colombia, enfocado principalmente en garantizar el suministro de este producto para cubrir la demanda nacional a mediano y largo plazo y cuando ocurran contingencias en el sistema. Teniendo en cuenta la situación actual de abastecimiento de GLP en el país la cual se expone en el documento, se realizó un análisis de nuevos sectores de consumo que puedan potenciar la demanda de este producto. Si en algún momento se llegase a superar el déficit en la atención de la demanda nacional actual o el mercado se encuentra en una situación de suministro estable, es recomendable promover primero programas que proporcionen un beneficio para la salud pública, por ejemplo la sustitución de leña por GLP para la cocción de alimentos. El uso de leña para la cocción se da principalmente en zonas rurales, en donde se ha estimado que se podrían beneficiar a 982 mil hogares, cuyos integrantes en estos momentos tienen una alta probabilidad de contraer enfermedades relacionadas con la contaminación del aire.

En síntesis en el primer capítulo se presenta una evolución del sector en términos de regulación y políticas de promoción del consumo, en el capítulo 2 se presenta el balance en donde se actualiza la información de consumo y producción presentada en la Cadena de GLP 2017 (elaborado por UPME), esto con el fin de obtener una imagen más precisa de como se ha comportado el mercado históricamente, además se presenta una proyección tanto de oferta como de demanda con el fin de visualizar la situación de abastecimiento a futuro de este energético, en el capítulo 3 se expone la infraestructura de transporte e importación de GLP actual, en el capítulo 4 se identifican necesidades de ampliación de infraestructura de acuerdo a la demanda proyectada, en el capítulo 5 se expone una propuesta de confiabilidad en aras de garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del GLP en el mediano y largo plazo, en el capítulo 6 se expone el estudio sobre costos de racionamiento para el GLP desarrollados en el 2016, los capítulos 7, 8 y 9 dan una aproximación inicial al potencial de demanda que existe en los sectores de cocción con leña, Autogas y generación de energía en zonas no interconectadas respectivamente, en el capítulo 10 se describe y se dan algunas recomendaciones sobre el sistema de información de GLP, finalmente se concluye y se dan algunas recomendaciones generales que se basan principalmente en el análisis de confiabilidad y el esquema de precios actuales.



1. MARCO LEGAL DEL SECTOR DE GLP.

El mercado del Gas Licuado del Petróleo GLP comenzó a finales de la década de los años 30, es uno de los más antiguos en Colombia, desde sus inicios su uso principalmente doméstico en la cocción de alimentos, y la generación de calor para diferentes usos en el sector residencial generó una rápida penetración en la economía. Durante más de 80 de años de industria se han evidenciado deficiencias de vigilancia, control y expedición de reglamentación técnica fomentando el ejercicio de prácticas informales e inseguras, por tal razón este sector ha estado supeditado a continuos cambios regulatorios y operativos.

Respecto a los cambios regulatorios, con la Ley 142 de 1994, el GLP pasó a ser un servicio público domiciliario regulado por la CREG, y bajo la vigilancia y el control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). La Resolución CREG 074 de 1996 fue la base del primer marco regulatorio del sector, el cual estuvo vigente hasta el año 2008. A diferencia de otros servicios públicos en el del GLP, el usuario final recibe un producto envasado, específicamente cilindros que son mezclas de propano y butano. En el 2008 la CREG a través de la Resolución 023, modificada por la Resolución 165 de ese mismo año, presentó el nuevo esquema de comercialización de GLP con el cual se buscaba mejorar la prestación del servicio y brindar mayor seguridad. Este nuevo esquema implicó la implementación de un logo y una marca de la empresa en alto relieve en los cilindros, también cambios en la cadena de distribución y comercialización, como el régimen tarifario a libertad vigilada y la creación de la actividad de comercialización minorista. En el 2011 la Resolución CREG 053 estableció el reglamento de comercialización mayorista de Gas Licuado del Petróleo modificada parcialmente mediante la Resolución CREG 064 de 2016. Seguidamente mediante la Resolución 121 de 2016 se presentó una propuesta para un nuevo reglamento de comercialización mayorista de GLP que aún no está vigente.

En estos últimos años, la CREG ha expedido regulación tendiente a reducir la informalidad que se ha venido presentando en el sector de GLP, ocasionada principalmente por los transportadores informales a granel y en cilindros. Dentro de esta regulación, se resalta la que establece las capacidades de compra a los distribuidores, la cual consiste en asignarle a cada agente distribuidor una capacidad de compra de acuerdo con sus activos de almacenamiento de GLP en cilindros y tanques estacionarios, reportados al SUI, esta capacidad de compra es tenida en cuenta por Ecopetrol al momento de realizar la asignación del GLP mediante la OPC.

En cuanto a los reglamentos técnicos operativos estos son expedidos por el Ministerio de Minas y Energía (MME), el más reciente entró en vigencia el 31 de Diciembre de 2017 y se encuentra detallado en las Resoluciones 40246, 40247 y 40248 todas del año 2016.

Con el ánimo de incrementar la cobertura del GLP en el País y en cierta manera por un tema de salud pública, Ecopetrol y el MME han implementado planes de masificación, de asignación de subsidios y en general de promoción del consumo de GLP. Entre los años 1998 y el 2005, Ecopetrol llevó a cabo el programa Gas para el Campo, el cual consistía en llevar gas en cilindros a las zonas rurales y apartadas del país. Este programa tenía entre otros el objetivo de sustituir el consumo de leña por este combustible. A finales del año 2013, el



MME implementó un programa de asignación de subsidios a consumo de GLP en cilindros cuyo origen se presenta en el Artículo 368 de la Constitución Política y se reglamentó posteriormente en la Ley 142 de 1994. Para tal fin, el Gobierno Nacional expidió el Decreto Número 2195 de 2013, donde facultaba al Ministerio para otorgar subsidios al consumo de GLP distribuido mediante cilindros, identificar usuarios beneficiados y realizar programas piloto, en búsqueda de diseñar e implementar mecanismos idóneos para la asignación de los subsidios a los usuarios y diseñar los mecanismos para el pago del subsidio.

En cuanto al abastecimiento de GLP, el MME expidió el Decreto 2251 de 2015 en donde se añade al Título II del Decreto 1073 del mismo año el Capítulo 7, titulado “Del abastecimiento del Gas Licuado del Petróleo, GLP”. En este Decreto se establecen diferentes medidas para asegurar la atención de la demanda de GLP, como los parámetros para declarar un racionamiento programado, las prioridades en el abastecimiento, el cálculo de los costos de racionamiento y la remuneración de la producción. Adicionalmente el MME expidió la Resolución 40694 de 2016 estableciendo el procedimiento para realizar la declaración de producción de GLP por parte de agentes participantes en la cadena del GLP.

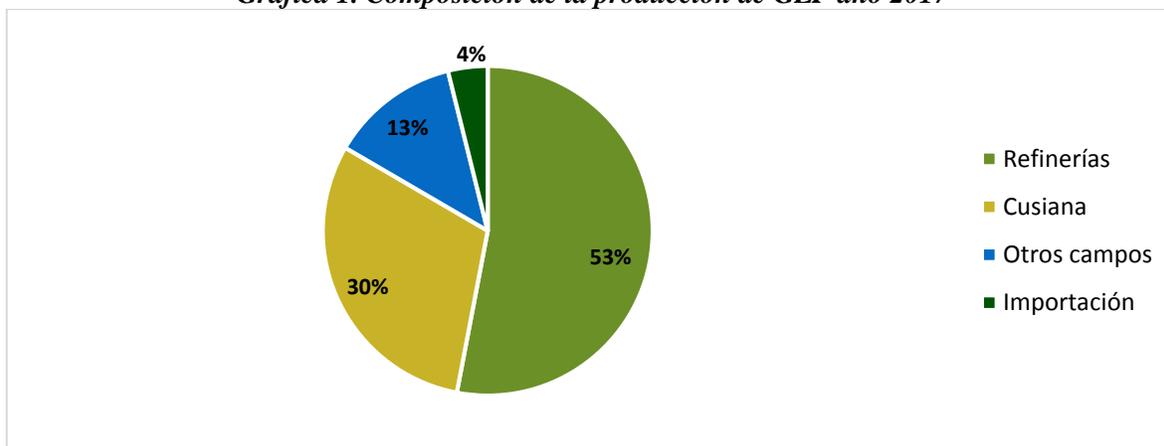
2. BALANCE, OFERTA Y DEMANDA DE GLP EN COLOMBIA.

Para realizar el diagnóstico del abastecimiento actual de GLP se realizó un análisis de oferta y demanda, basado en la producción y el consumo de GLP en los últimos 13 años. A partir del consumo se proyecta la demanda del GLP para los siguientes 18 años, y se realiza el balance volumétrico, el cual permite identificar posibles situaciones de déficit dentro de los cinco años siguientes, período de tiempo de la declaración de producción reportada por los productores de GLP al MME, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 40694 de 2016, y la cual se consolida como la principal fuente de información para estimar la oferta de GLP para los siguientes años.

2.1. Producción nacional de GLP.

En Colombia el GLP comercializado es una mezcla de Propano y Butano en diferentes proporciones, las cuales dependen de las fuentes de producción de donde provenga el producto, dichas fuentes son la refinación del crudo del petróleo y las plantas de secado ubicadas en campos productores de gas natural. La mayoría de GLP en Colombia se produce gracias a la refinación, es así como en el año 2017 aproximadamente el 53% del GLP se produjo en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja mientras el 43% se produjo a través de plantas de secado ubicadas en diferentes campos, principalmente en el campo Cusiana, donde se produjo alrededor del 31% de la oferta nacional. Las importaciones participaron aproximadamente con el 4% de la oferta en todo el año. Tan solo un poco más del 12% se produjo en fuentes diferentes a las refinerías, Cusiana e importación, estas fuentes son los denominados campos menores: Apiay, La Punta, Dina, y Floreña. Es de importancia señalar que el 90% del GLP ofertado en el año 2017 fue producido por Ecopetrol.

Gráfica 1. Composición de la producción de GLP año 2017



Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

A continuación se presenta el análisis sobre la producción nacional, la información para realizarlo se obtuvo del Sistema Único de Información (SUI), donde a las cantidades producidas por cada fuente incluyendo importación, se le descuenta el consumo propio y las



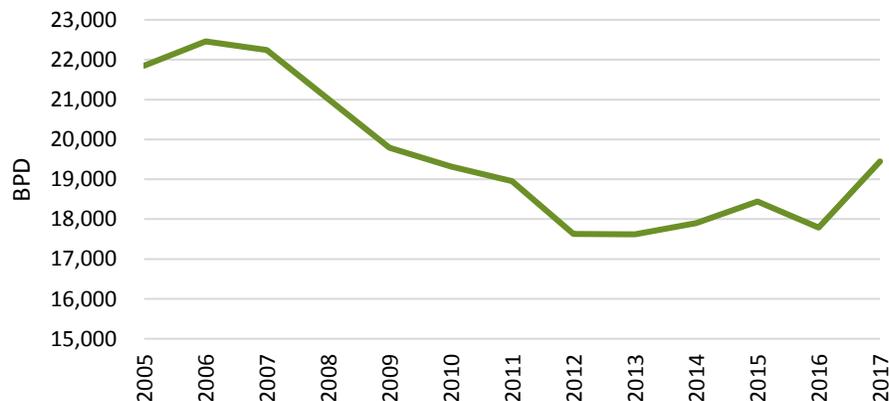
exportaciones en aquellos periodos en los que se presentaron, de esta forma se presentan los volúmenes producidos que atienden la demanda nacional.

2.1.1. Oferta Histórica de GLP.

Cuando se observa la evolución de la oferta de GLP desde el año 2005, se identifica que esta decreció entre los años 2007 a 2017, pasando de 22,240 BPD a 19,447 BPD respectivamente, lo que representa una tasa de crecimiento negativa del 12.5% en una década. Sin embargo la producción no presentó un crecimiento negativo en la totalidad de este periodo, se observa en el año 2011 la entrada en operación de la planta de secado del campo Cusiana, campo que hoy en día es el principal oferente de GLP nacional, y en el año 2013 la oferta se incrementó con la entrada en operación en Abril de la empresa TY GAS S.A ESP en el campo Floreña, con una producción en promedio de 1,500 BPD. Esto se reflejó en una tasa de crecimiento de 2.3% promedio anual, entre los años 2013 y 2015.

En el año 2016 la oferta disminuyó en aproximadamente 700 BPD con respecto al año 2015 debido a un incidente ocurrido en mayo en el campo Floreña corregimiento el Morro, que se prolongó hasta diciembre de ese mismo año. En el año 2017 aumentó la producción con respecto al año anterior, debido a la normalización de la situación en Floreña y al aumento de la producción en Cartagena, logrando valores superiores a los 19,000 BPD, algo que no ocurría desde 2010.

Gráfica 2. Oferta histórica de GLP



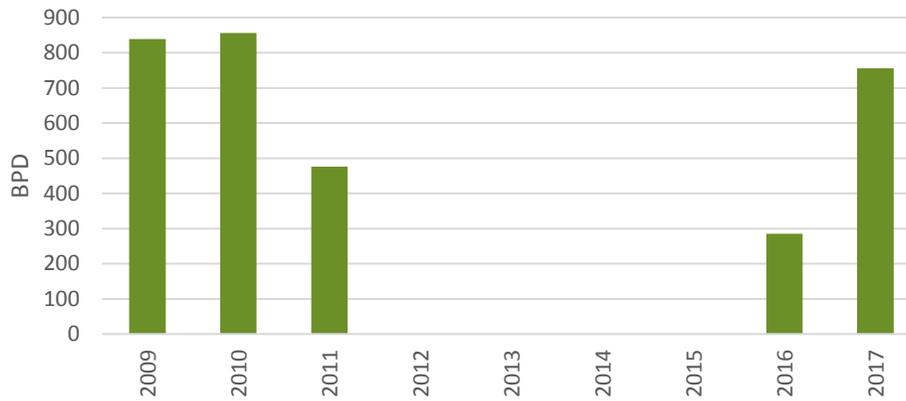
Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

Las importaciones de GLP se han realizado prioritariamente para la atención de la demanda nacional y han sido principalmente representativas en dos periodos, entre el 2008 y el 2011, y del 2016 al 2017. Esta actividad ha incrementado a partir del año 2016 para cubrir la demanda a falta de oferta nacional.

A finales del año 2016 se decretó racionamiento programado de GLP por parte del MME, debido principalmente a la suspensión temporal de la producción en Yopal, justificada por el evento ocurrido en las instalaciones del operador de la planta ubicada en el corregimiento El Morro, el cual finalizó en diciembre de 2017.



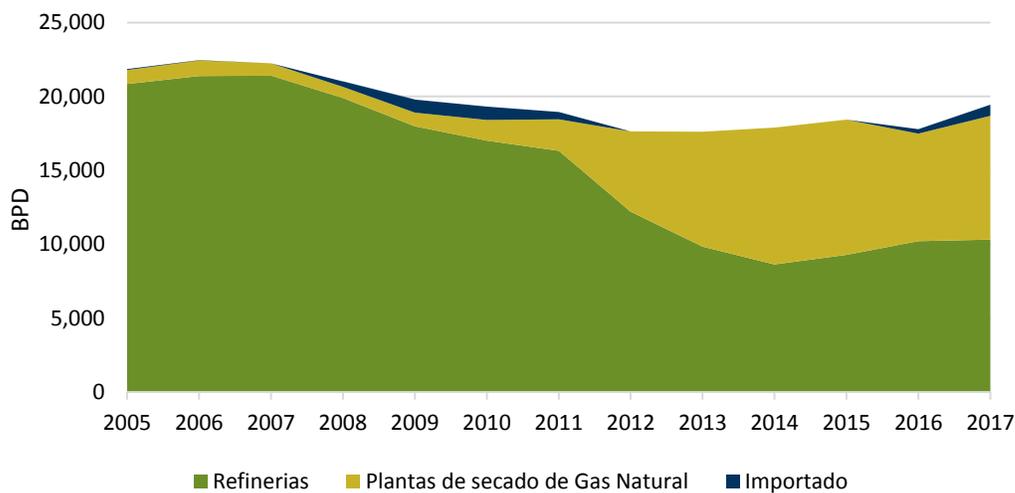
Gráfica 3. Importaciones GLP



Fuente: SUI. Cálculo: UPME.

Los principales aportantes a la producción de GLP en Colombia han sido las dos refinерías Barrancabermeja y Cartagena (Gráfica 4), y a partir del 2011 el campo de Cusiana entró a formar parte de los principales productores de GLP. Actualmente existe una pequeña producción aportada por campos menores, entre los cuales se destacan el campo Apiay y Floreña.

Gráfica 4. Oferta Nacional histórica de GLP por tipo de fuente.

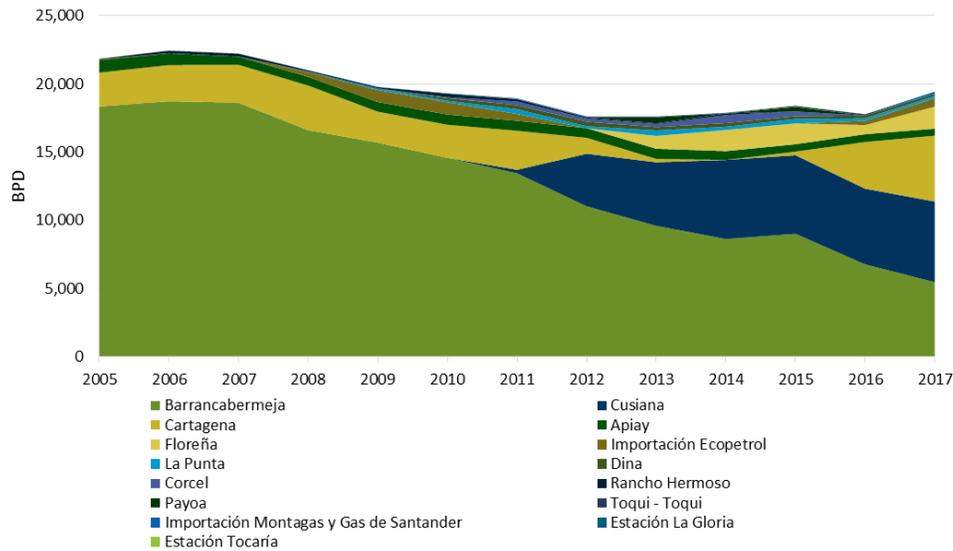


Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

A continuación se presenta la producción histórica de GLP para cada una de las fuentes de producción, se discriminan las refinерías, los campos menores y el agente que realizó las importaciones.



Gráfica 5. Oferta Nacional histórica de GLP por fuente.

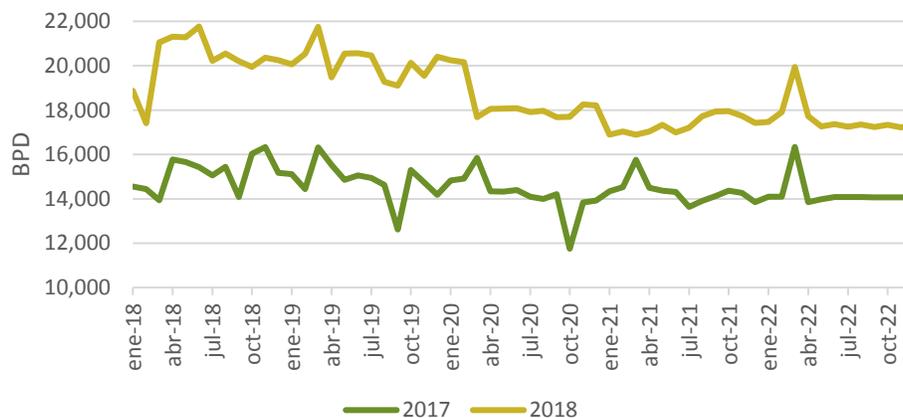


Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

2.2. Declaración de Producción 2018-2022

La declaración de la producción publicada por el MME a través de la Resolución 31126 del 26 de abril de 2018, cuenta con la información de producción de GLP reportada por parte de los productores para un período de cinco (5) años. A continuación se presenta un comparativo entre el potencial de producción declarado en el 2017 con el del 2018.

Gráfica 6. Potencial de producción de GLP



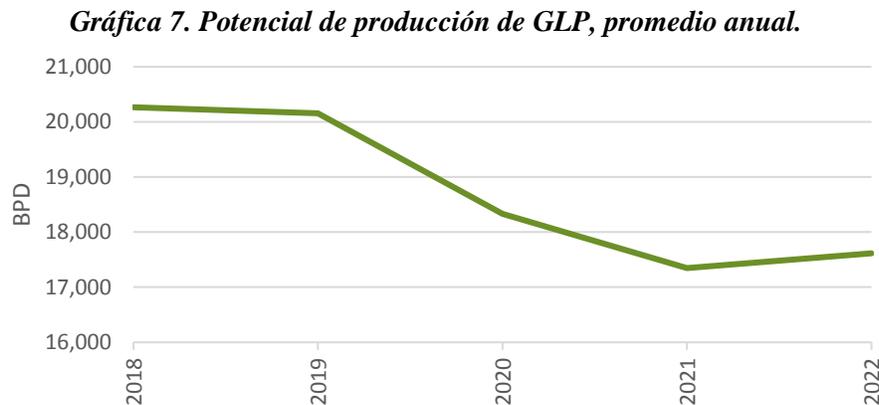
Fuente: MME. Cálculos: UPME.

Como se observa en la Gráfica 6, la declaración de producción de 2018, señala unas perspectivas más optimistas sobre la producción de GLP con respecto a lo que se declaró en el año 2017. El incremento en el potencial de producción se debe principalmente a los mayores volúmenes disponibles para la venta reportados para la Refinería de Barrancabermeja, la cual declara aumentos de hasta 3,000 BPD en algunos meses, frente a



las cifras reportadas el año anterior. Adicionalmente, se declara nuevamente la Fuente de Producción Apiay con 500 BPD, la cual no estuvo incluida en la declaración de producción de 2017.

No obstante lo anterior, en los próximos cinco años la producción de GLP evidencia una tendencia a la baja con una tasa promedio de crecimiento negativo anual de 3.4% desde 2018 a 2022. En este período de tiempo el promedio de producción es de aproximadamente 18,700 BPD.



Fuente: MME. Cálculo: UPME

Cuando se realiza un análisis de cada de una de las fuentes se detalla lo siguiente:

- En el campo Apiay se declaran volúmenes a producir hasta el mes de diciembre de 2020 a partir de este mes es igual a 0. En la declaración anterior no había producción proveniente de esta fuente a partir de Enero de 2018
- La refinería de Barrancabermeja presenta una producción promedio de 5,900 BPD, la cual es considerablemente mayor a la producción promedio reportada el año anterior, sin embargo todavía se observan cantidades reportadas como gas de operación cuyos volúmenes van desde 1,100 BPD hasta 1,800 BPD que incluyen las cantidades mínimas para la continuidad operativa.
- Cartagena mantiene una producción más o menos constante de 3,100 BPD hasta septiembre de 2021, a partir de este mes aumenta su producción a 3,550 BPD.
- La producción de Cusiana se podría considerar constante durante el periodo de análisis, aproximadamente de 7,300 BPD.
- La producción en el campo Dina decrece mensualmente reportando valores de 180 BPD en agosto de 2018 hasta 152 BPD en diciembre de 2022, en promedio se producen 165 BPD durante los 5 años de la declaración.



- Como cantidades importadas por parte de Ecopetrol se registran 1,100 BPD mensuales, hasta junio de 2018. Si bien, en puerto se dispone de la capacidad y de las facilidades para importar y entregar hasta 1,100 BPD, Ecopetrol S.A, manifiesta que este volumen no está reportado en la declaración de producción para los meses posteriores a junio de 2018 debido a una inhabilidad dada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la cual no permite el uso de los puntos por donde se puede entregar GLP nacional e importado.
- El campo La Punta registra una producción promedio de 277 BPD hasta diciembre de 2020, a partir de esta fecha su potencial de producción es cero (0).
- En el campo Floreña se registra un promedio de 1,967 BPD hasta febrero de 2020, a partir de esta fecha su declaración de producción es cero (0), muy probablemente debido a que se termina el contrato de TY Gas para explotar este campo.
- En el campo Toqui Toqui se presenta una producción promedio y casi constante de 93 BPD hasta Diciembre de 2022.
- En esta declaración se reportan dos nuevas fuentes de producción nacional con respecto al año anterior, estas son el campo Capachos, la cual presenta una producción promedio de 536 BPD a partir de Abril de 2019 y el campo Corcel con una producción promedio de 157 BPD durante todo el periodo de análisis, esta última es una de las fuentes que ha reportado producción en años anteriores, específicamente entre los años 2010 y 2015.
- También se destaca la declaración de cinco empresas importadoras a través del consorcio Okianus, las cuales en promedio entre todas reportan 182 BPD, estas cantidades no se presentaron el año anterior, y refleja la oportunidad que han visto algunos agentes de atender el mercado a través de producto importado, a falta de oferta proveniente de fuentes nacionales.

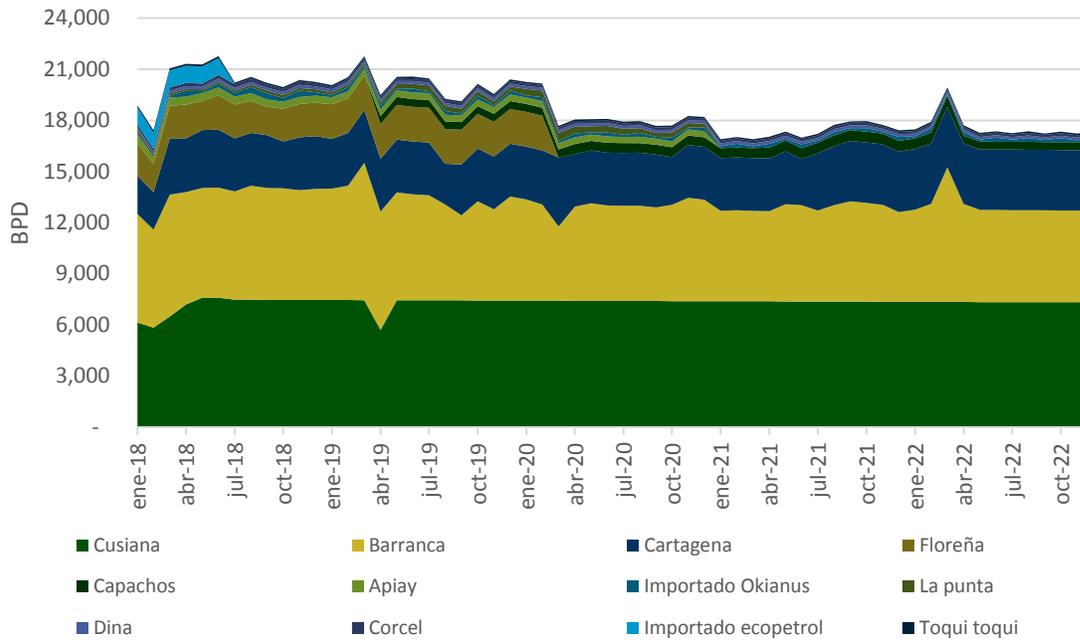
Se aclara que la empresa PETROSANTANDER no presenta declaración de producción dado que no suministran como tal GLP de acuerdo con la definición contenida en la Resolución CREG 066 de 2007 sino “propano y butano como productos blancos individualmente considerados” según informan ellos al Ministerio de Minas y Energía.

En la Gráfica 8 se presenta la declaración de producción descrita anteriormente. En el período proyectado solo aparece una nueva fuente de producción nacional diferente a las tradicionales, esta es el campo Capachos, además se reporta oferta del campo Corcel, el cual no producía GLP desde el año 2015.

Como ya se mencionó además de Ecopetrol actualmente existen cinco (5) empresas que reportan cantidades de GLP disponibles para la venta, sin embargo estas representan en promedio de tan solo un 1% de toda la oferta. Los principales aportantes a la producción siguen siendo las dos refinerías y el campo Cusiana, este último encabeza la oferta en el año 2022 gracias a que presenta una producción más o menos constante y no decreciente a través del tiempo, a diferencia de las demás fuentes.



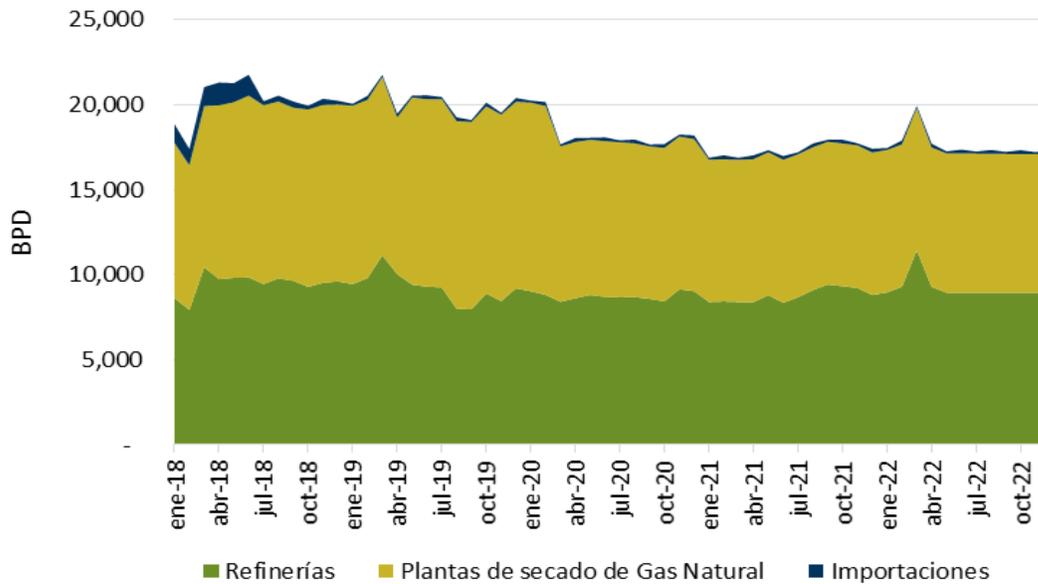
Gráfica 8. Potencial de producción de GLP mensual por fuente.



Fuente: MME. Cálculos: UPME.

En el periodo declarado el aporte promedio de las refinерías a la oferta sería de aproximadamente 48.7%, de igual forma el aporte a la producción a través de plantas de secado de gas sería de aproximadamente 49.9% el 1.5% restante sería aportado por las importaciones, Gráfica 9.

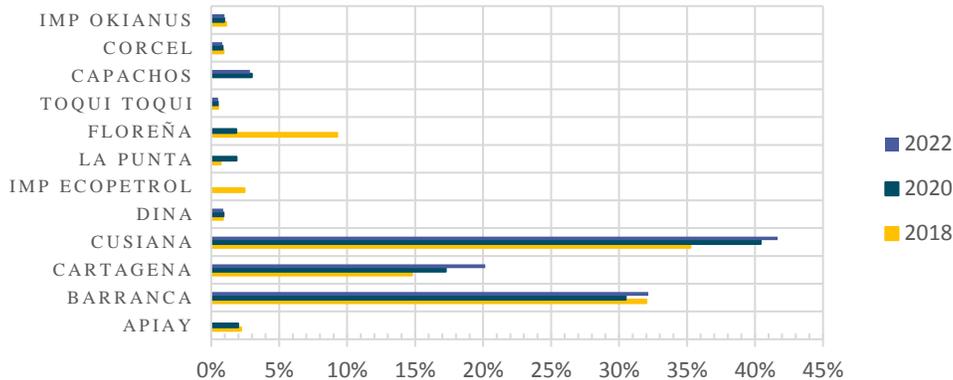
Gráfica 9. Potencial de producción de GLP mensual por tipo de fuente.



Fuente: MME. Cálculos: UPME.

En la Gráfica 10 se analiza cómo será el aporte porcentual de cada fuente en el potencial de producción, los campos menores Floreña, La Punta y Apiay tendrían una participación nula para el 2022, los demás campos menores Corcel, Capachos, Toqui Toqui y Dina mantienen una participación constante durante el periodo de declaración. Las tres fuentes principales aumentarían su porcentaje de participación en la oferta entre 2018 y 2022

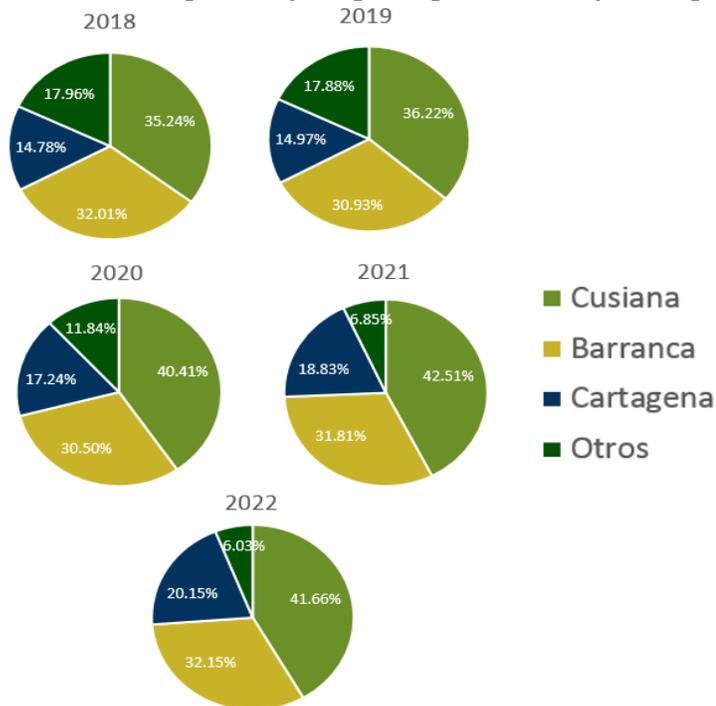
Gráfica 10. Variación anual en el porcentaje de participación por fuente



Fuente: MME. Cálculos: UPME

En la Gráfica 11 se observa cómo va aumentando el porcentaje de participación de las tres fuentes principales en la producción total de GLP, mientras las demás fuentes van reduciendo su participación cada año, esto hace que el mercado siga concentrado en únicamente tres fuentes de propiedad de Ecopetrol.

Gráfica 11. Variación anual del porcentaje de participación de las fuentes principales.



Fuente: MME: Cálculos: UPME

Cada año el porcentaje de participación de Ecopetrol en la oferta es mayor, para el año 2022, el 95% de la producción nacional correspondería a su producción. , ya que la oferta proveniente de Termo Yopal en el campo Floreña, mayor aportante diferente a Ecopetrol, disminuye considerablemente a partir de 2019, hasta reportar valores nulos en 2022, ver Gráfica 12.

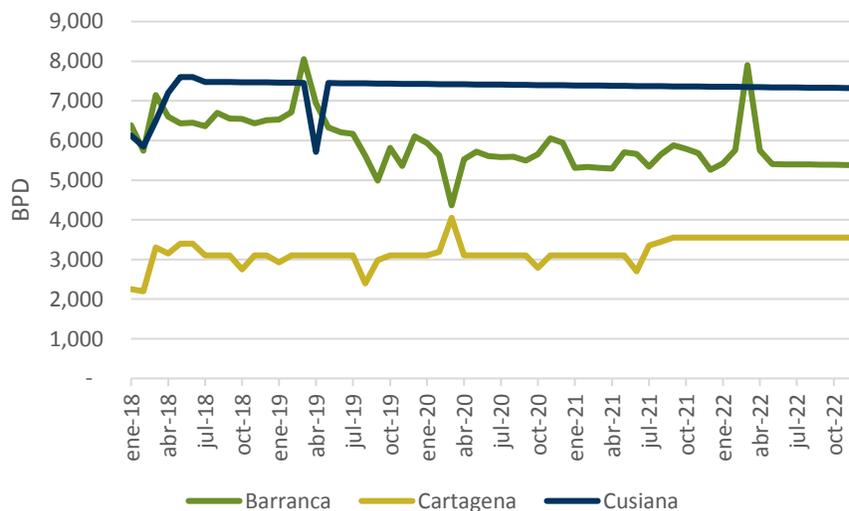
Gráfica 12. Concentración de la oferta de GLP anual.



Fuente: MME. Cálculos: UPME

La Gráfica 13 ilustra el comportamiento de la producción esperada de las tres fuentes principales durante los siguientes cinco años.

Gráfica 13. Potencial de producción de las fuentes principales.



Fuente: MME. Cálculos: UPME.



2.3. Declaración de producción Vs OPC

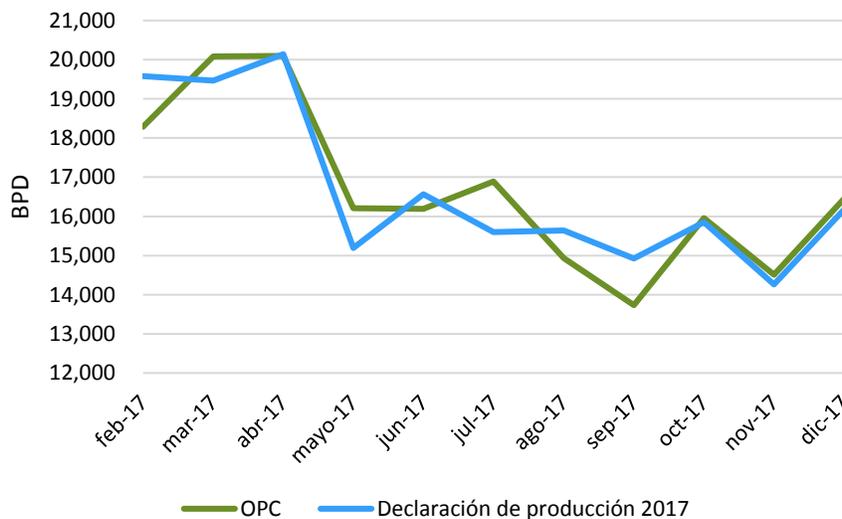
Una actividad muy importante para el mercado son las denominadas ofertas públicas de cantidades de gas licuado del petróleo con precio regulado OPC que realiza semestralmente Ecopetrol, quien como ya se ha dicho concentra alrededor del 90% de la oferta de GLP total nacional.

El objeto de esta actividad consiste en: “ofrecer cantidades de GLP producidas en cada una de las fuentes propiedad de Ecopetrol, para efectos de recibir ofertas de suministro respecto de las mismas por parte de los agentes autorizados, con la finalidad de asignar cantidades y celebrar el Contrato”. Las OPC deben cumplir un periodo de entrega de seis meses.

La importancia de las OPC está en que permite visualizar con más certeza que la declaración de producción, el 90% del volumen total nacional que se va a ofertar en el corto plazo (6 meses). Refleja la realidad del mercado respecto a la oferta. A continuación se compara la OPC del 2017 con la declaración de producción solo de las fuentes de Ecopetrol que se hizo ese año Gráfica 14, y la OPC del presente año comparada con la declaración de producción más reciente Gráfica 15, igualmente solo incluyendo al mayor oferente.

En el año 2017 los volúmenes ofertados a través de las OPC solo estuvieron por debajo de la declaración de producción durante 5 meses, los meses restantes la OPC estuvo por encima de la declaración de producción con cantidades superiores en un 3.7% en promedio.

Gráfica 14. Declaración de producción 2017 Vs OPC 2017

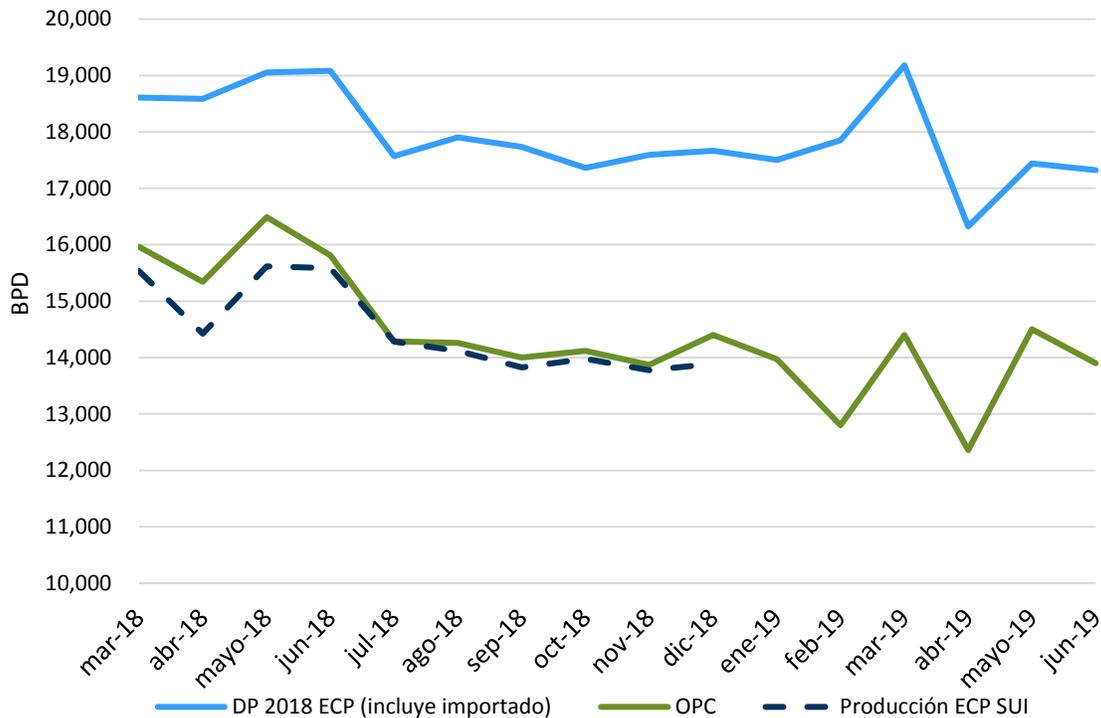


La situación para el año 2018 y el primer semestre del año 2019 es muy diferente, ya que durante todos los meses los volúmenes ofertados a través de la OPC, es decir los volúmenes que realmente se ofrecen al mercado para la atención de la demanda, están por debajo de la declaración de producción.



En promedio las cantidades ofrecidas son 19% menores comparando con la declaración de producción, si este comportamiento continúa durante los 5 años proyectados en la declaración se tendrá una situación de abastecimiento más desfavorable, como se verá en la sección de balance.

Gráfica 15. Declaración de producción 2018 Vs OPC 2018



Fuente: SUI y Ecopetrol S.A.

Como se evidencia, las OPC reflejan de manera más certera la realidad del mercado, es por esto que se recomienda analizar los impactos y beneficios que tendría para el sector la contratación a largo plazo y no tan solo por seis meses.

2.4. Consumo nacional de GLP.

El consumo de GLP en Colombia se puede cuantificar a través de cuatro submercados: i) la venta de cilindros principalmente en el sector residencial por parte de los minoristas, ii) la venta a través de tanques estacionarios que se realizan en todos los sectores (residencial, comercial, industrial), iii) la venta en los denominados puntos de venta propiedad de los distribuidores desde el año 2011, estas son ventas en cilindros, realizadas a través de establecimientos comerciales y iv) venta a través de redes de GLP.

El aumento en el consumo de gas natural domiciliario en las principales ciudades del país ha reducido y desplazado la demanda de GLP a poblaciones lejanas; adicionalmente, es probable que en los períodos donde se incrementó la ilegalidad en cuanto al tema de comercialización de este producto, se causó una falta de información respecto al reporte de ventas, esto no permite cuantificar de manera precisa el consumo nacional de GLP. Esta podría ser una



explicación a la tendencia decreciente tan pronunciada en algunos periodos y hasta el año 2013 en el consumo del gas licuado.

En el año 2013 se estableció el programa piloto para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros (Decreto 2195 de 2013), para el cual en abril de 2014 se expidieron los parámetros generales para el otorgamiento de dicho subsidio (Resolución 90502 de 2014).

Actualmente tienen derecho a subsidios por parte del Gobierno Nacional las comunidades indígenas y los usuarios de estratos 1 y 2 en los departamentos de Caquetá, Nariño, Putumayo y San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y en los municipios del Departamento del Cauca que hacen parte de las Áreas protegidas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, con jurisdicción en el Macizo Colombiano.

2.4.1. Consumo Histórico de GLP.

Entre los años 2006 y 2013 no se registró ningún incremento en el consumo de GLP, se presentó un comportamiento decreciente alcanzándose un promedio anual de declinación del 3.2% pasando de 22,000 BPD a 17,500 BPD respectivamente, seguidamente se presentó un incremento entre los años 2013 a 2017 a una tasa promedio de crecimiento del 2.4% anual alcanzando los 19,242 BPD en este último año, Gráfica 16.

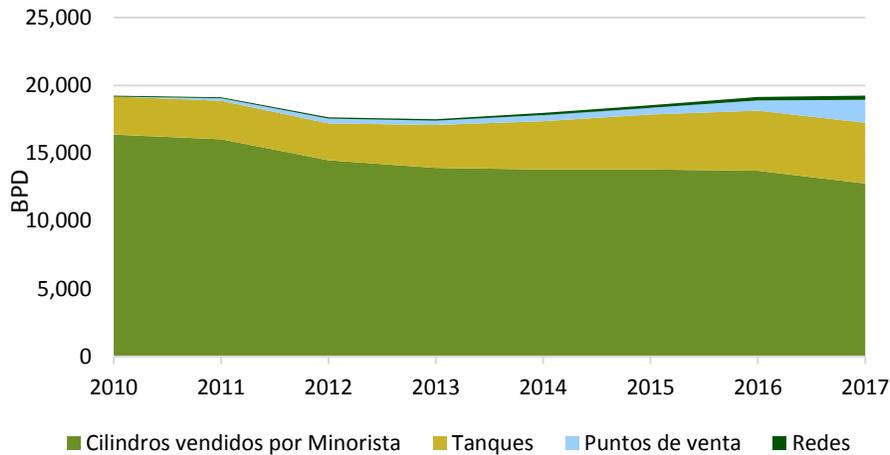
Gráfica 16. Consumo histórico nacional de GLP.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

De acuerdo con la información reportada por los agentes al SUI, estos incrementos en la demanda son principalmente gracias al aumento de las ventas por parte de los distribuidores a través de tanques estacionarios, y a través de puntos de venta después del año 2013, Gráfica 17.

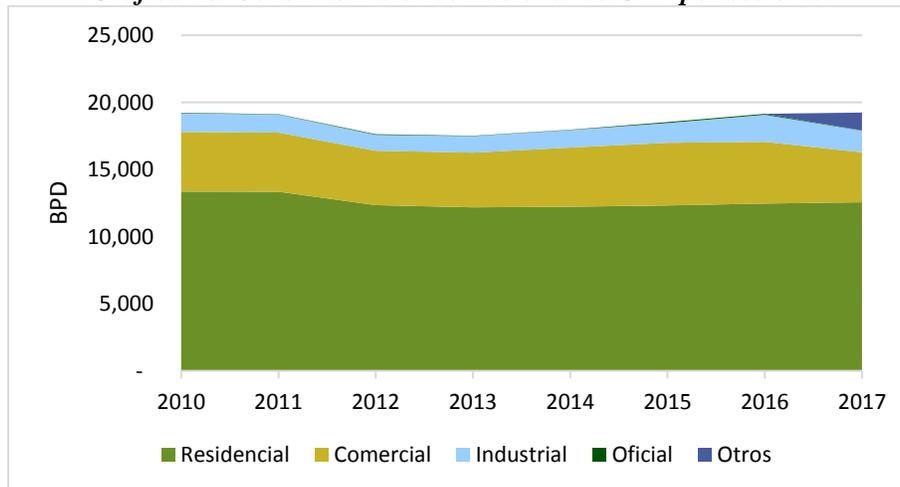
Gráfica 17. Consumo histórico nacional de GLP por fuentes.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

El principal sector de consumo de GLP a través de los años siempre ha sido el sector residencial donde se usa para la cocción y el calentamiento de agua, sin embargo los sectores que han jalonado la demanda en los últimos años han sido el comercial e industrial, Gráfica 18.

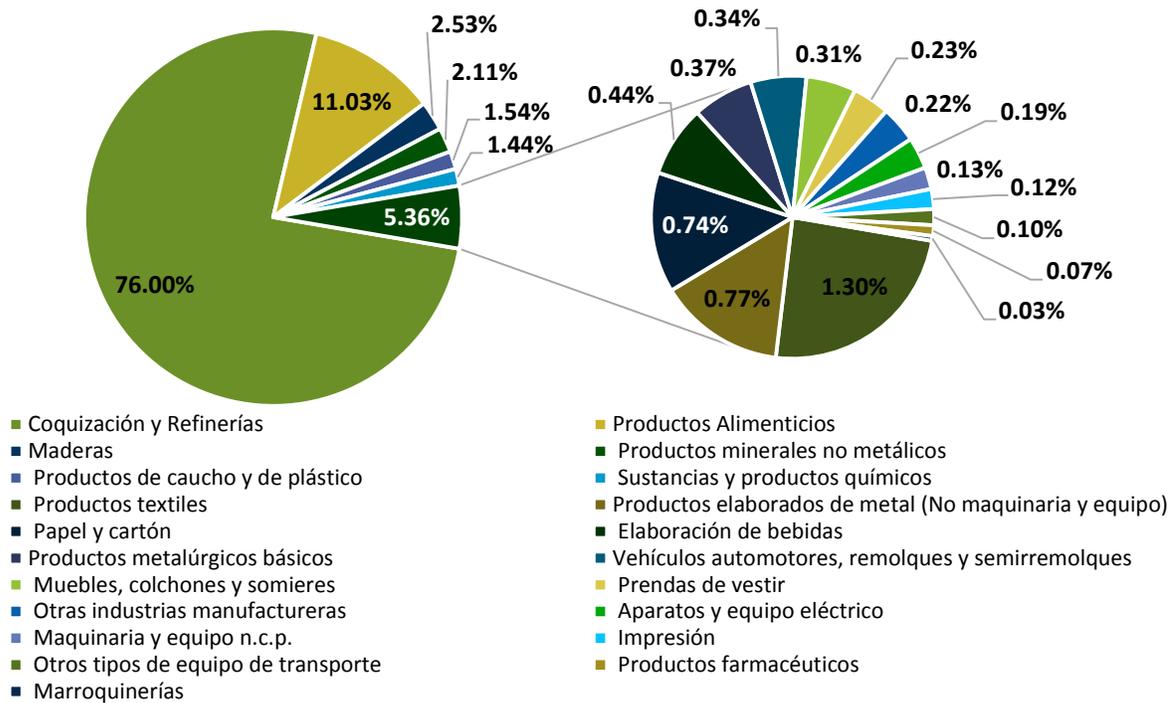
Gráfica 18. Consumo histórico nacional de GLP por sectores.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

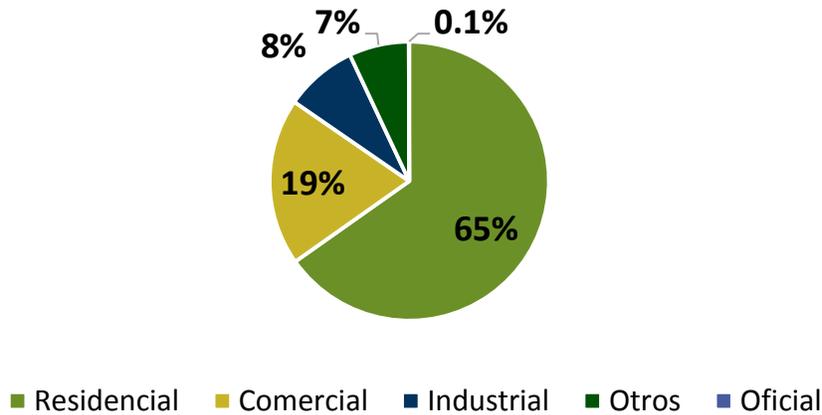
A continuación se presentan los diferentes usos que tuvo el GLP en el sector industrial en el año 2017 en la Gráfica 19, según el balance energético colombiano BECO, publicado por la UPME. De acuerdo a esta información, el energético es usado principalmente en procesos de Coquización y refinerías, otros usos que representan un porcentaje considerable son en productos alimenticios y en maderas.

Gráfica 19. Usos del GLP en el sector industrial.



En el 2017, el 65% del consumo de GLP en Colombia lo causó el sector residencial, seguido por el sector comercial con un 19% y aproximadamente un 8% correspondió al sector industrial. El porcentaje restante se consumió en los sectores oficial y otros. El consumo de vehículos de los distribuidores está incluido en la variable otros, además en este ítem se incluyen las ventas a través de tanques estacionarios que no tienen información de venta por sector. Para el cálculo del consumo residencial se incluyen las ventas de cilindros por parte del minorista y del distribuidor (puntos de venta) de hasta 40 lb, incluyendo este último, y además se tiene en cuenta el consumo por estratos dentro del consumo a través de tanques estacionarios y el consumo a través de redes de GLP, Gráfica 20.

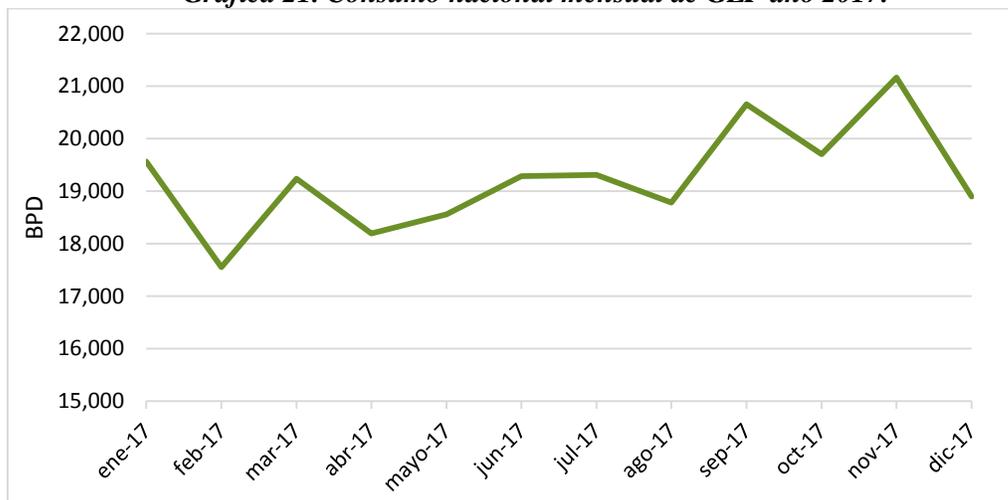
Gráfica 20. Participación por sector en el consumo Nacional de GLP en el 2017



Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

Las ventas del minorista de GLP a través de cilindros, disminuyeron considerablemente en el mes de Diciembre de 2017 con respecto al mes de Noviembre de ese mismo año, lo que produjo una tasa de disminución global en el consumo nacional del 10.7% entre estos dos meses, y convirtiéndose en la mayor tasa de variación de todo el año, en la Gráfica 21 se presenta el consumo de GLP durante el año 2017.

Gráfica 21. Consumo nacional mensual de GLP año 2017.

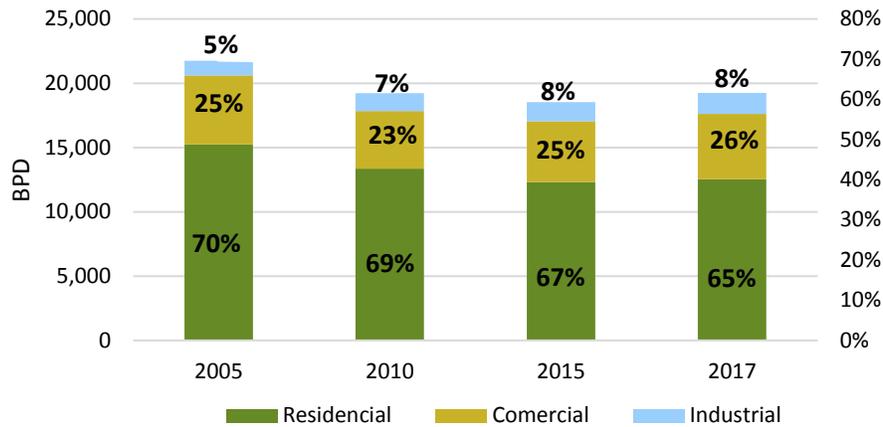


Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

El principal insumo para proyectar la demanda de GLP (sección 2.4) es la historia del consumo del energético, tal como se presentó anteriormente este está concentrado en tres sectores: residencial, comercial e industrial. Aquellos sectores definidos anteriormente como oficial y otros se tienen en cuenta en el sector comercial. De acuerdo a la información disponible en el SUI en el año 2005 el consumo de GLP a nivel nacional se ubicó alrededor de 21,700 BPD. Sin embargo, a partir del año 2009 se inició una caída en el consumo del sector residencial, el cual representaba el 70% del mercado.



Gráfica 22. Evolución del consumo de GLP por sectores.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME

En diciembre de 2007 el consumo del sector residencial alcanzó niveles de 16,200 BPD, mientras que en 2009 se llegó a volúmenes de 14,700 BPD. Lo anterior puede ser explicado por el crecimiento de la red de gas natural que desplazó en algunas poblaciones el uso de GLP en cilindros.

En el año 2014 se revirtió la tendencia negativa y los sectores comercial e industrial impulsaron el consumo al alza, como consecuencia, entre otros, de la construcción de proyectos de GLP por redes en municipios del país en los que el costo de llevar gas natural virtual o por redes es más alto.

2.4.2. Consumo por región.

El consumo por departamentos se analizó para cada uno de los componentes del consumo, cilindros vendidos por los minoristas, ventas en tanques, ventas en puntos de venta por parte del distribuidor y ventas de GLP por redes.

Antioquia es el principal consumidor de cilindros vendidos por los minoristas, su consumo durante el año 2017 fue de 2,551 BPD, el mayor consumidor de GLP a través de ventas en tanques estacionarios es el departamento de Cundinamarca con 842 BPD durante este mismo año, en cuanto a consumo en puntos de venta nuevamente Antioquia encabeza la lista de consumidores con un promedio anual de 338 BPD, y finalmente, el departamento donde se registró un mayor consumo de GLP por redes fue Santander con 113 BPD.

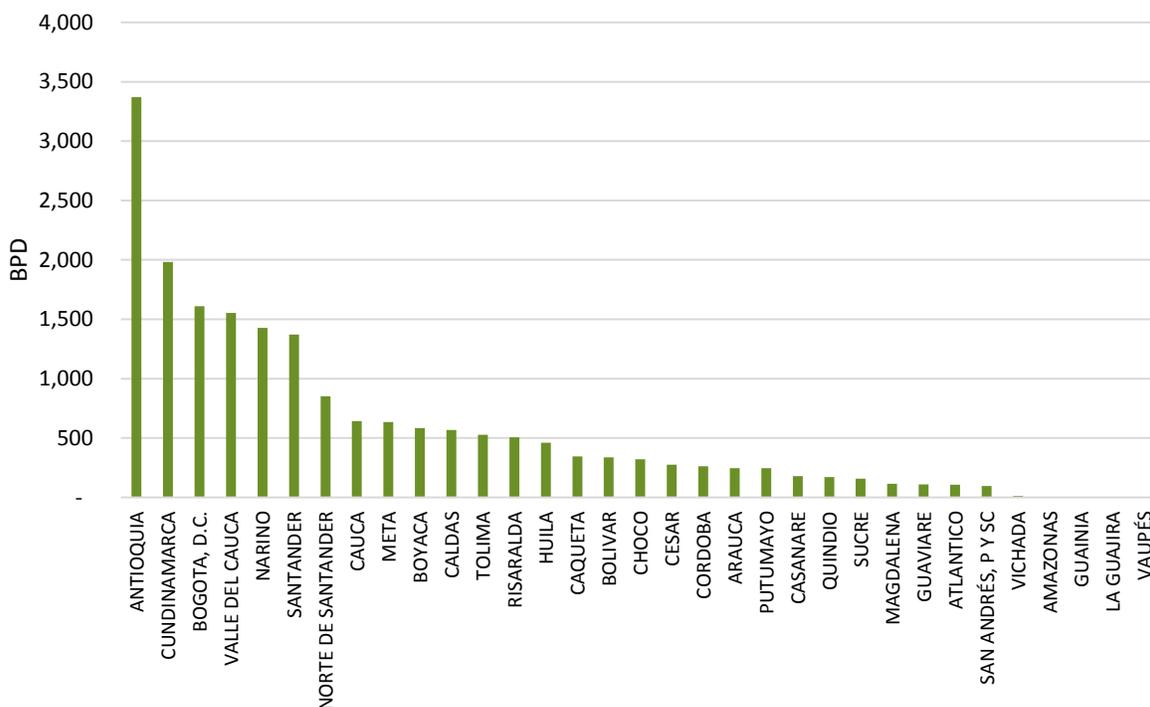
Según lo reportado en el SUI existen 15 departamentos donde hay servicio de GLP por redes.

Tabla 1. Principales consumidores de GLP por departamento en el 2017.

Cilindros Minorista BPD		Ventas en tanques estacionarios BPD		Puntos de Venta BPD		GLP por redes BPD	
Antioquia	2,551	Cundinamarca	842	Antioquia	338	Santander	113
Nariño	1,270	Bogotá D.C	690	Valle del Cauca	200	Huila	56
Cundinamarca	968	Antioquia	480	Cundinamarca	170	Tolima	21

De forma global los departamentos que más consumen GLP en Colombia son Antioquia, Cundinamarca, Bogotá D.C. Valle del Cauca, Nariño y Santander. El único departamento donde no se consume GLP es en Vaupés según lo reportado en el SUI.

Gráfica 23. Consumo de GLP por departamentos en el 2017.



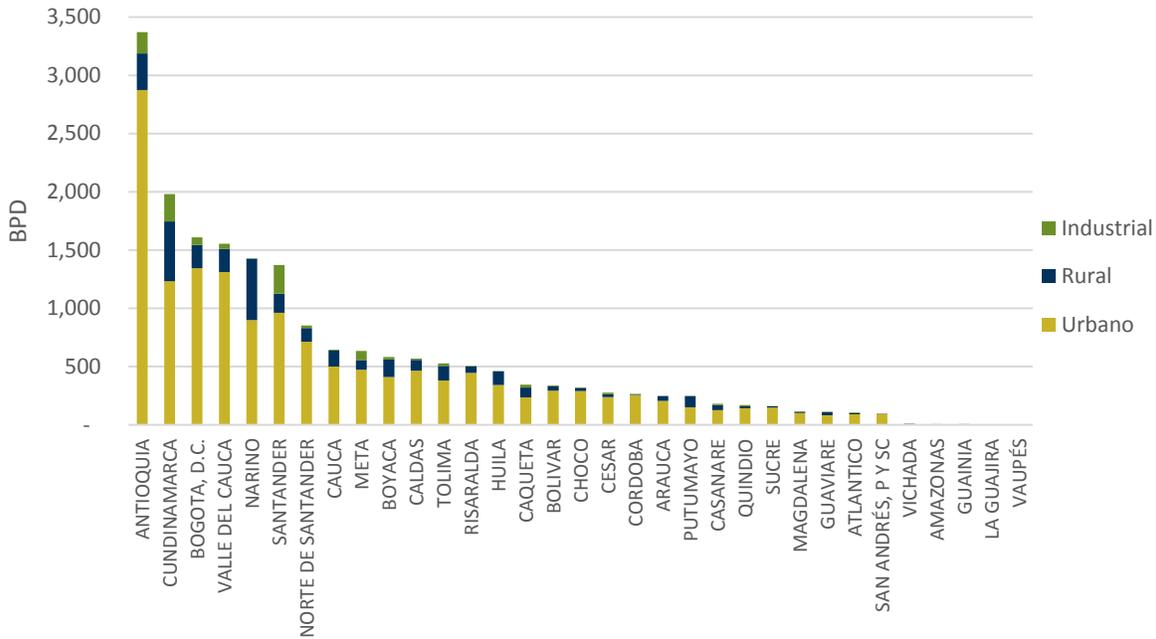
Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

2.4.3. Consumo por zonas.

En esta sección se divide el consumo en tres zonas, rural, urbano e industrial, como es de esperarse la participación de la demanda en la zona urbana es la mayor en cuanto al agregado nacional, ya que como se vio anteriormente el mayor consumo ocurre en el sector residencial, que es equivalente a la zona urbana.

En el departamento de Amazonas la demanda pertenece en un 100% a la zona rural. Los departamentos donde se tiene un mayor consumo urbano son Antioquia y Valle del Cauca, el mayor consumo industrial se presenta en Santander y Cundinamarca, y los departamentos de Nariño y Cundinamarca encabezan el consumo rural, Gráfica 24.

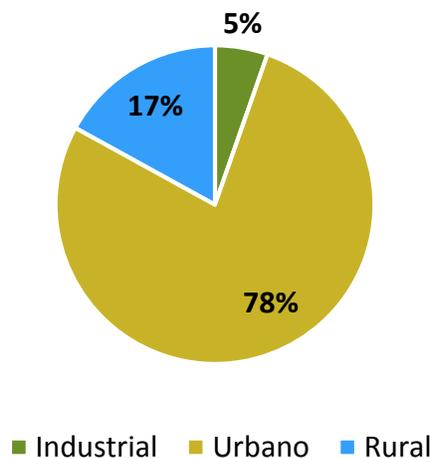
Gráfica 24. Demanda zonal de GLP por departamentos 2017.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME

La demanda de GLP se encuentra concentrada en las zonas urbanas del país, tan solo el 17% del consumo pertenece a las zonas rurales y menor aún es el porcentaje de las zonas industriales cuyo valor es 5%, Gráfica 25.

Gráfica 25. Participación zonal en la demanda nacional 2017.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME



2.5. Precios del GLP

2.5.1. Precios del GLP en Colombia exceptuando el Archipiélago de San Andrés y Providencia

En esta sección se exponen las fórmulas tarifarias que definió la CREG para que los Distribuidores y Comercializadores Minoristas establezcan los costos de prestación de servicio a los usuarios Regulados. La fórmula tarifaria para el Continente tiene algunas diferencias con la fórmula tarifaria definida para el Archipiélago de San Andrés y Providencia, la cual se expone en la siguiente sección. Inicialmente se deben diferenciar los usuarios Regulados de los No Regulados.

En la Resolución 053 de 2011 se definen los usuarios NO regulados como aquellos que en una sola instalación consumen un promedio diario mayor o igual a 100 MBTU de combustible. Independientemente de su consumo, también es un Usuario No Regulado la empresa que, a través de los procesos competitivos de los que tratan las Resoluciones CREG 160 y 161 de 2008 o aquellas que las modifiquen o sustituyan, resulta adjudicataria de la Obligación de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en un Área de Servicio Exclusivo y utiliza GLP como combustible para generar la energía eléctrica, según lo definido en la Resolución CREG 059 de 2009. Estos pueden participar de las ofertas públicas de cantidades con precio Regulado o de ofertas libres para suscribir Contratos de Suministro.

En general la fórmula tarifaria traslada los costos en los que se incurre para llevar al usuario final el GLP en cilindros o tanques, desde la producción hasta la comercialización. La fórmula incluye un componente asociado a los costos de producción, otro asociado al transporte, y también se remunera distribución y comercialización.

De acuerdo a esto para establecer el precio a los usuarios regulados, mediante la Resolución CREG 180 de 2009 se aprobó la fórmula tarifaria general que permite a los Distribuidores y Comercializadores Minoristas establecer los costos de prestación del servicio de Gas Licuado del Petróleo – GLP.

En esta resolución se estableció el costo unitario de prestación del servicio de GLP, calculado mensualmente, para usuarios regulados de acuerdo a las siguientes fórmulas y según la forma de prestación de servicio al usuario:

- Para venta de cilindros a DOMICILIO:

$$CU_{e, x, m, t, q, z} = G + T + D + Cd$$

- Para venta de cilindros en EXPENDIO:

$$CU_{e, x, m, t, q, z} = G + T + D + Cx$$



- Para venta de cilindros en PUNTOS DE VENTA:

$$CU_{e, x, m, t, q, z} = G + T + Dpv$$

- Para venta de GLP a granel en TANQUES ESTACIONARIOS:

$$CU_{e, x, m, t, z} = G + T + Dt$$

Donde:

CU_{e, x, m, t, q, z}: Es el costo unitario de prestación del servicio en \$/kg para los usuarios servidas de la planta de Envasado “e”, del Distribuidor “x”, correspondiente al mes “m”, en el año “t”, por tamaño de cilindro “q”, localizados en el municipio o cabecera municipal o el centro poblado “z”. Para venta en tanques no aplica el tamaño del cilindro “q”.

G: Es el costo de compra del GLP en \$/kg de la planta de envasado “e” del distribuidor “x”, para el mes “m”. El costo máximo por compras de GLP que se trasladará a los usuarios regulados será el promedio ponderado en \$/kg de acuerdo al origen del gas, del costo de las compras de GLP con destino a la planta de Envasado “e”, de la empresa “x”, en el mes “m”. Es decir:

$$G = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i * G_i)}{Y_i}$$

Donde i es la fuente u origen del gas (Barranca, Cartagena, Apiay, Dina, Cusiana)

Y_i es la cantidad de gas proveniente de la fuente “i”

G_i es el precio cobrado por el Comercializador Mayorista al Distribuidor para el gas proveniente de la fuente “i” de acuerdo con lo establecido en la *Resolución CREG 066 de 2007* la cual se detalla más adelante en esta sección.

n es el número de fuentes de producción de GLP utilizadas para suministrar GLP a la planta de envasado

T: Es el costo de transporte por ducto desde las fuentes de origen hasta la salida del sistema de transporte en \$/kg, para el GLP proveniente de la planta de Envasado. El costo máximo por transporte de GLP por ductos que se trasladará a los usuarios regulados será el promedio ponderado en \$/kg de acuerdo con el ducto o grupo de ductos utilizado, del costo de transporte de GLP por ductos con destino a la planta de envasado. Es decir:

$$T = \frac{\sum_{k=1}^n (Y_k * T_k)}{Y_k}$$

Donde k es la fuente u origen del gas que se inyectara al Sistema de Transporte por ductos



Y_k es la cantidad de gas proveniente de la fuente k con destino a la planta de envasado

T_k es el precio máximo regulado que remunera la actividad de transporte por ductos desde la fuente “ k ” hasta el punto de retiro del sistema de transporte con destino a la planta de envasado de acuerdo con lo establecido en la *Resolución CREG 122 de 2008* la cual se detalla más adelante en esta sección.

D: Dpv y Dt Son los cargos de Distribución en \$/kg del GLP para entregas a Comercializadores Minoristas, para entregas a través de puntos de venta y para entregas a través de tanques estacionarios respectivamente, del producto proveniente de la planta de envasado de la distribuidora, para cada tamaño de cilindro “ q ”. Los cargos de distribución están sometidos al régimen de libertad vigilada previsto en los artículos 14.11, 88.2 y 88.3 de la ley 142 de 1994.

Las ventas domiciliarias y a través de expendios tienen un cargo adicional que se visualiza en la fórmula tarifaria como C_d y C_x :

C_d y C_x : Son los cargos de Comercialización minorista en \$/kg para entregas de GLP a domicilio y para entregas de GLP en expendios respectivamente, para cada tamaño de cilindro. Los cargos de comercialización minorista están sometidos al régimen de libertad vigilada previsto en los artículos 14.11, 88.2 y 88.3 de la ley 142 de 1994.

CALCULO DE G_i (Resolución 066 de 2007)

Como se ha mencionado en esta resolución se define la fórmula para el cálculo del componente G_i para cada una de las fuentes de producción de Ecopetrol.

- El precio máximo Regulado, en \$/kg, del GLP producido en la refinería de Barrancabermeja, y en los campos *Apiay*, *Dina* y *Cusiana*, aplicable al suministro efectuado en el mes m se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$G_{i,m} = (1 - \alpha) * 0.521 * TRM_{m-1} * \sum_{j=1}^n \frac{PP_{m-1,j}}{n} + \alpha * 0.462 * TRM_{m-1} * \sum_{j=1}^n \frac{PB_{m-1,j}}{n} - CE_{m-1} - T_{PCB,m-1}$$

Donde:

$G_{i,m}$: es el precio máximo de suministro de GLP aplicable en el mes m (\$/kg)

α : Ponderación del precio del butano en el GLP el cual equivale a la cantidad real presente en las mezclas comercializadas. Este valor no podrá exceder el 0.45. Para determinar el precio mensual, los comercializadores mayoristas deben tomar la composición promedio de las mezclas comercializadas el mes inmediatamente anterior (Resolución 002 - 2009).

0.521: Inverso de la densidad absoluta del propano (gal/kg).

0.462: Inverso de la densidad absoluta del butano (gal/kg).



$PP_{m-1,j}$: Precio del Propano NON – TET “Mont Belvieu” publicado por Platt’s para el día j del mes $m-1$ (USD/gal)

$PB_{m-1,j}$: Precio del Normal Butano NON – TET “Mont Belvieu” publicado por Platt’s para el día j del mes $m-1$ (USD/gal)

TRM_{m-1} : Tasa representativa del mercado reportada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes $m-1$.

CE_{m-1} : Costo de Embarque en puerto colombiano vigente para el mes $m-1$ y expresado en pesos por kilogramo. Mientras la CREG no defina otro valor éste se tomará como cero (0).

n : Número de días del mes $m-1$ para los cuales hay información de precios de propano y butano en Platt’s.

$TPCB_{m-1}$: Costo de transporte por propano de Pozos Colorados a Barrancabermeja, vigente para el mes $m-1$ y expresado en pesos por kilogramo, determinado de conformidad con la metodología para remunerar el transporte de GLP por ductos que tenga establecida la CREG. Hasta tanto la CREG apruebe unos cargos de transporte aplicables a este tramo, se aplica para los efectos de este artículo el valor de transporte terrestre para GLP a granel en camiones articulados entre Barrancabermeja y Cartagena, de acuerdo a la siguiente fórmula (Resolución 059 de 2008):

$$T_{PCB,m-1} = T_{PCB,FEB08} * \frac{IPP_{m-2}}{IPP_{feb2008}}$$

Donde:

$TPCB_{m-1}$: Valor del transporte entre Barrancabermeja y Cartagena vigente en el mes $m-1$, expresado en \$/kilogramo

$TPCB_{feb-08}$: Valor base del transporte entre Barrancabermeja y Cartagena para el mes de febrero de 2008, igual a \$216.25/kilogramo

IPP_{m-2} : Índice de Precios al Productor Total Nacional publicado por el DANE correspondiente al mes $m-2$.

IPP_{feb-08} : Índice de Precios al Productor Total Nacional publicado por el DANE correspondiente al mes de febrero de 2008.

- Para la fuente *Cartagena*, en la fórmula se elimina el componente de transporte terrestre entre Cartagena y Barrancabermeja. Quedando así:



$$Gi, m = (1 - \alpha) * 0.521 * TRM_{m-1} * \sum_{j=1}^n \frac{PP_{m-1,j}}{n} + \alpha * 0.462 * TRM_{m-1} * \sum_{j=1}^n \frac{PB_{m-1,j}}{n} - CE_{m-1}$$

- El precio máximo de venta o suministro del GLP importado por ECOPETROL con destino al servicio público domiciliario será aquel equivalente al costo de dicha transacción establecido en los respectivos registros de importación más un margen por concepto de comercialización igual al ocho por ciento (8%).

Los precios del GLP procedentes de fuentes de suministro distintas a las de Ecopetrol se determinan libremente bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.

CALCULO DE Tk (Resolución CREG 122 de 2008)

El precio máximo regulado que remunera la actividad de transporte por ductos, desde la fuente “k” hasta el punto de retiro del sistema de transporte con destino a la planta de envasado se calcula según la siguiente fórmula:

$$Tk = \sum_{i=1}^p (Tli + TAOMi) + Eco$$

Donde:

i es el tramo de ducto o grupo de ductos utilizados para el transporte de gas

p: número de tramos de ductos o grupo de ductos utilizados para transportar el GLP desde la fuente de producción k hasta la terminal donde el distribuidor recibe el producto con destino a la planta de envasado.

Tli: es el cargo medio de transporte del ducto o grupo de ductos i en \$/kg que remunera inversión.

TAOMi: es el cargo medio de transporte del ducto o grupo de ductos i en \$/kg que remunera los gastos de AOM.

La CREG aprobó un cargo medio por cada ducto o grupo de ductos a los que remunerará la inversión y gastos de AOM, según la siguiente fórmula:

$$Ti = (CAEi + REi)/Di$$

$$TAOMi = (AOMi)/Di$$

Donde:



CAE_i: Costo Anual Equivalente de la inversión existente del ducto o grupo de ductos *i* (\$ Col.) descontado sobre la Vida Útil de los activos

RE_i: Rentabilidad sobre el valor del Lleno de Línea (\$ Col.)

AOM_i: Gastos de AOM eficientes del *i*-ésimo ducto o grupo de ductos más los gastos de AOM correspondientes a terrenos e inmuebles relacionados con el *i*-ésimo ducto o grupo de ductos (\$ Col.)

D_i: Demanda anual (kilogramos) correspondiente al *i*-ésimo ducto o grupo de ductos.

E_{co}: Cargo de estampilla del cargo de transporte a la isla de San Andrés y Providencia a cubrirse con la demanda del continente según el artículo 10 de la resolución 050 de 2009.

$$E_{CO} = \frac{(CUT_{SA_t} \times DA_{SA}) \times (1 - Y\%)}{D_{CO_0}}$$

Donde:

Fecha Base: Es la fecha de referencia que se tiene en cuenta para realizar los cálculos de costos que el Transportador presenta a la CREG en cada periodo tarifario y corresponderá al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria.

CUT_{SA_t}: Cargo medio de transporte para el transporte de GLP a San Andrés (\$Col/Kg) expresado en pesos de la Fecha Base para el semestre *t*, según lo definido en el artículo 9 de la resolución 050 de 2009

DA_{SA}: Demanda de Volumen (Kilogramos) del mercado de San Andrés correspondiente a los 12 meses anteriores a la Fecha Base.

Y% = Porcentaje a ser cubierto con la demanda de San Andrés. Este porcentaje se determinó igual al 19% en la resolución CREG 049 de 2011.

D_{coo} = Demanda Anual de GLP transportada por ductos en el continente (kilogramos) para el año que finaliza en la Fecha Base.

2.5.2. Precios del GLP en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Por medio de la Resolución CREG 004 de 2010 se aprobó la fórmula tarifaria general que permite a los Distribuidores y a los Comercializadores Minoristas establecer los costos de prestación del servicio de GLP a usuarios regulados, en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

En esta resolución se estableció el costo unitario de prestación del servicio de GLP, calculado mensualmente, para usuarios regulados de acuerdo a las siguientes fórmulas y según la forma de prestación de servicio al usuario:



Para ventas en cilindro a domicilio y para tanques estacionarios en la Isla de San Andrés:

$$CU_{e, x, m, t, q, z} = G + T + DC$$

Para venta de GLP en cilindros a Domicilio en las Islas de Providencia y Santa Catalina, se le agrega el flete desde San Andrés, quedando así

$$CU_{e, x, m, t, q, z} = G + T + DC + Flete$$

Donde:

G es el costo de compra del GLP (\$/kg.) proveniente de la Planta de Envasado “e” del Distribuidor “x”, para el mes “m”, determinado conforme se establece en las Resoluciones 180 de 2009 y 066 de 2007

T es el cargo para el transporte marítimo de GLP a San Andrés que es remunerado por la demanda del mercado de San Andrés, expresado en pesos por kilogramo, para la planta de envasado “e”, del Distribuidor “x”, correspondiente al mes “m” de prestación del servicio determinado de la siguiente forma:

$$T = CUT_{sat} * Y\%$$

Donde:

CUT_{sat} es el Cargo medio de transporte para el transporte de GLP a San Andrés en \$/kg expresado en pesos de la Fecha Base.

Y% Porcentaje a ser cubierto con la demanda de San Andrés, según la Resolución CREG 049 de 2011 se estableció en un 19% de acuerdo con la solicitud tarifaria realizada por la empresa PROVIGAS S.A. E.S.P. Este valor se actualiza según lo establecido en los artículos 9 y 11 de la Resolución CREG-050 de 2009.

DC es el cargo de Distribución y Comercialización Minorista en \$/kg del GLP, proveniente de la planta de envasado “e”, de la empresa “x”, para el mes “m”, por tamaño de cilindro “q” o para entregas a través de tanque estacionarios. Las empresas Distribuidoras y/o Comercializadoras Minoristas de GLP al fijar su cargo a los usuarios finales regulados, quedan sometidas al régimen de libertad regulada previsto en la Ley 142 de 1994 y por lo tanto sólo podrán aplicar los siguientes cargos máximos para remunerar todas sus actividades, expresados en pesos de noviembre de 2008.

Tabla 2 Cargo Máximo de Distribución y Comercialización Minorista

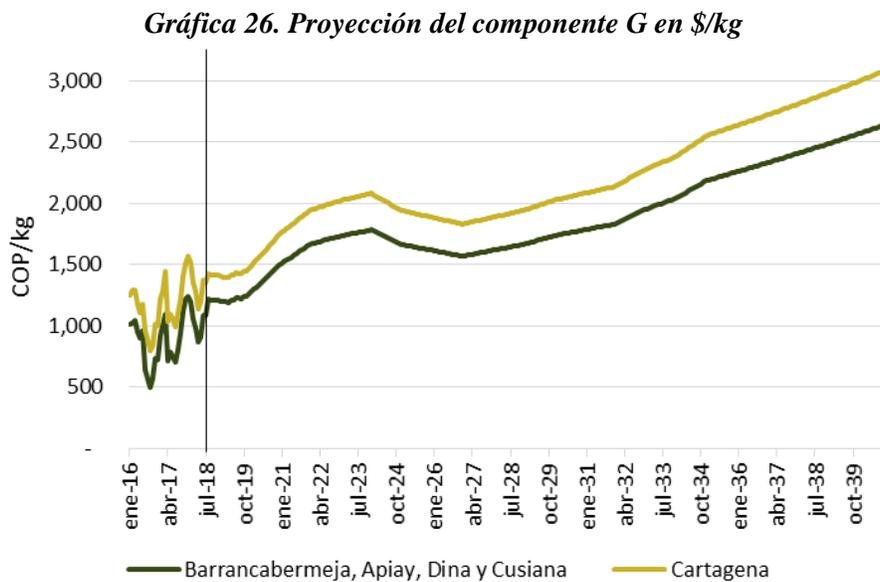
Tipo de venta	\$/ kilogramo de nov/08
Granel	154
Cilindros de 20 lb	452
Cilindros de 30 lb	425
Cilindros de 40 lb	396
Cilindros de 77 lb	401
Cilindros de 100 lb	373

Los distribuidores de GLP podrán actualizar su cargo máximo de Distribución y Comercialización minorista de GLP aplicando la fórmula expuesta en el artículo 6 de la Resolución CREG 181 de 2009.

2.5.3. Proyección del componente G de la fórmula tarifaria.

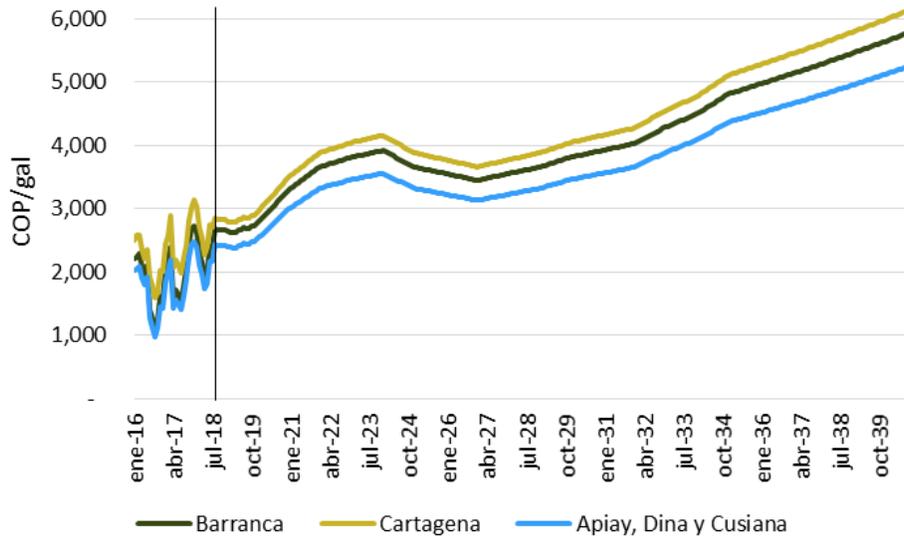
A continuación se presenta la proyección del G a partir de agosto de 2018, realizada por la UPME en \$/kg y en \$/gal. Debido a la alta correlación que muestra el precio interno con los precios internacionales del crudo, se tomó como driver para la estimación del componente de producción (G) las tasas de crecimiento del crudo de referencia Brent de los escenarios de corto plazo del STEO – Febrero 2017 y para el largo plazo el comportamiento del crudo Brent de los escenarios de WoodMackenzie.

De acuerdo a la fórmula tarifaria el componente G de las fuentes Barrancabermeja, Apiay, Dina y Cusiana, cuando se calculan en pesos por kilogramo deben ser muy similares. La fuente de Cartagena presenta un precio mayor ya que se no se le descuenta el transporte desde Barrancabermeja hasta Cartagena, ver Gráfica 26. Las diferencias entre cada una de las fuentes son más visibles cuando se presenta el precio de este componente en pesos por galón, ya que las diferentes fuentes pueden tener una densidad relativa diferente, ver Gráfica 27.





Gráfica 27. Proyección del componente G en \$/gal



La proyección de precios es uno de los insumos usados para realizar las proyecciones de demanda.



2.6. Proyección de la demanda

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones y a partir de la información histórica disponible de consumo de GLP, la UPME realizó la proyección de la demanda con base a 3 tres modelos. El primero mediante un modelo técnico económico utilizando la herramienta del Organismo Internacional de Energía Atómica MAED, el segundo fue mediante métodos econométricos, estos dos modelos permiten obtener la proyección en los sectores residencial, comercial e industrial.

El tercer modelo es un modelo analítico de equilibrio no lineal entre la demanda de energía, recursos energéticos y tecnologías disponibles. Este modelo utiliza la herramienta ENPEP que se basa en una simulación de mercado que permite determinar la respuesta de varios segmentos del sistema energético a cambios en los precios de la energía y niveles de demanda. El modelo se soporta en un proceso de decisión descentralizado, calibrado con diferentes preferencias de los usuarios de la energía y de oferentes.

Este último modelo se utilizó de forma especial para proyectar la demanda de GLP en el sector transporte este se considera un escenario adicional en el cual se ha abastecido totalmente la demanda de los demás sectores y principalmente la residencial. Para el sector transporte no se tiene información histórica de consumos, sin embargo haciendo uso de información sobre precios se puso a competir el GLP con gas natural y gasolina en este sector.

A continuación se describen en detalle los supuestos utilizados.

2.6.1. Modelo en MAED:

El MAED (Model for Analysis of Energy Demand) es una herramienta desarrollada en Excel, que permite relacionar la demanda de energía de los diferentes sectores de consumo final de energía de un país con variables como la población, el Producto Interno Bruto (PIB), la tasa de ocupación y la población económicamente activa. A partir de la información disponible para los años base, se construyen los posibles escenarios de demanda a futuro. Los sectores analizados en la herramienta son:

- Agricultura, Construcción y Minería (ACM)
- Industria Manufacturera
- Transporte
- Residencial (Urbano y Rural)
- Comercial

Para cada uno de estos sectores se requiere contar con información acerca de los usos energéticos, las eficiencias relacionadas con los procesos de dichos usos y las participaciones de los diferentes energéticos. En el caso del GLP, se reconocieron usos en los sectores



industrial, residencial y comercial. Con base en estudios de caracterización energética sectorial realizados por la Unidad entre los años 2011 y 2015, se identificaron los usos relacionados con los diferentes energéticos consumidos en Colombia (entre ellos el GLP).

De la misma manera, se identificaron las eficiencias de proceso y la penetración de cada energético. Por ejemplo, para el sector residencial y comercial se identificaron usos de cocción y calentamiento de agua, mientras que en el sector industrial se identificaron usos de calentamiento directo.

El crecimiento de la demanda se proyecta de acuerdo al crecimiento económico esperado de cada sector, y al comportamiento de los consumos de los años más recientes. El escenario base supone que se va a continuar por la senda actual, no se implementan políticas de mitigación de emisiones en los sectores mencionados arriba y no se presentan políticas de cambio tecnológico para la eficiencia en el consumo.

Analizando el consumo de todos los combustibles fósiles por sectores, en el residencial 33% es GLP, en el comercial 14% y en el industrial 4%.

Otros supuestos son el crecimiento de la población y del número de personas por vivienda y el crecimiento económico sectorial. A continuación se analizan de forma individual los sectores de consumo identificados.

Sector residencial:

De acuerdo con variables como el crecimiento de la población y la energía utilizada en cocción, se proyecta el consumo de energéticos. Se supone que la participación de la leña en el residencial rural se reduce de 94% en 2010 a 49% en 2035. En el sector residencial urbano se asume que la participación de los combustibles fósiles, entre ellos el GLP, se mantiene en un 96,6% de la participación en el uso de cocción.

Sector comercial:

Con base en variables como el crecimiento económico y la participación de los fósiles en los procesos térmicos (98.8% en el período de análisis) se proyecta el crecimiento de la demanda del sector comercial.

Sector industrial:

En este sector se tiene en cuenta 3 aspectos:

- La participación de los usos en las diferentes clases de industrias de acuerdo a estudios de caracterización realizados en años anteriores por la UPME. Por ejemplo, en los sectores de alimentos, bebidas y tabaco el 90% de la energía térmica está concentrada en calentamiento indirecto, 9% en calentamiento directo y 1% en calefacción y calentamiento de agua.



- Para suplir esa energía térmica los combustibles fósiles representan más del 80% de la canasta industrial.
- Crecimiento con base en las proyecciones de valor agregado del sector manufacturero realizadas por la UPME con base en la información histórica reportadas por el DANE.

2.6.2. Modelo econométrico

A partir de series históricas relacionadas con el mercado del GLP, se construyeron modelos de Vectores Auto Regresivos (VAR) y de Vectores de Corrección del Error (VEC) para proyectar la demanda de GLP hasta el año 2035. Las variables incluidas en los modelos fueron el consumo de GLP, el precio al usuario final (COP/bbl), el PIB y la población.

Por una parte para desarrollar un modelo VAR se debe analizar cada una de las series a utilizar para verificar que sean estacionarias, es decir que sean estables a lo largo del tiempo. Si no lo son, se debe hacer una transformación (primeras o segundas diferencias de la serie) para que la serie resultante sea estacionaria. Por otra parte los modelos VEC incluyen una ecuación de cointegración que permite que la serie resultante sea estacionaria.

2.6.3. Resultados escenario base

A partir del modelo econométrico se proyectó la demanda nacional. A partir de esta envolvente y de una proyección de la participación sectorial mediante el cálculo de la media móvil se obtuvieron los consumos sectoriales. Estos resultados fueron comparados con los del modelo técnico económico y se validó que el crecimiento estuviera relacionado con los usos y participaciones de energéticos por sector.

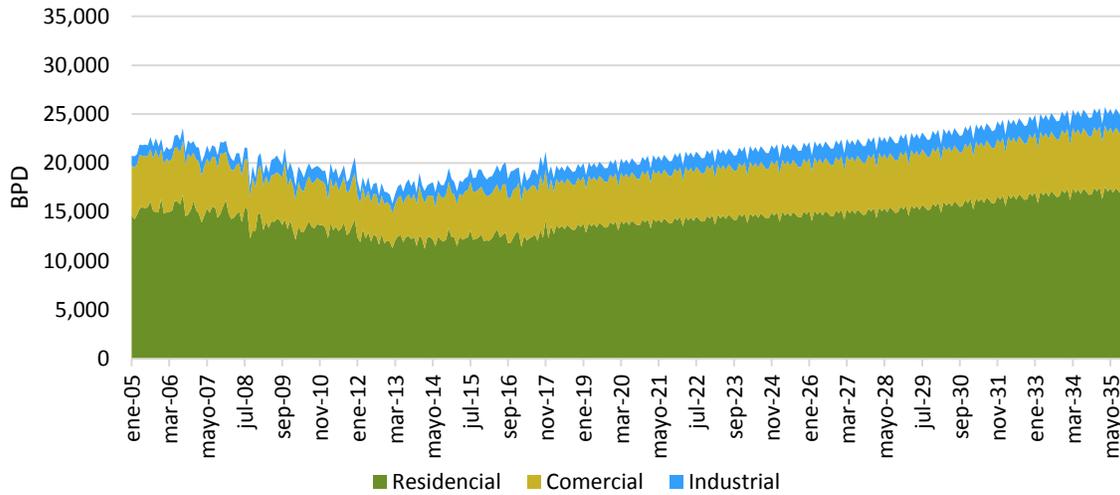
La relación resultante entre ambas modelaciones, genera un equilibrio entre variables sociales, económicas y energéticas, permitiendo generar un mayor grado de confianza y de certidumbre en la proyección.

En la Gráfica 28 se presentan los resultados del escenario base. Para el año 2035 se espera que el consumo de GLP a nivel nacional se ubique alrededor de 25,000 BPD. La tasa de crecimiento proyectada de la demanda nacional de GLP en el período 2018 – 2035 es de 1.5% promedio anual.

A nivel sectorial, el residencial presenta una tasa de crecimiento del 1.8% y los sectores comercial e industrial del 1%, se espera que el sector residencial se mantenga como el principal consumidor.



Gráfica 28. Proyección de demanda mensual de GLP por sectores escenario base.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

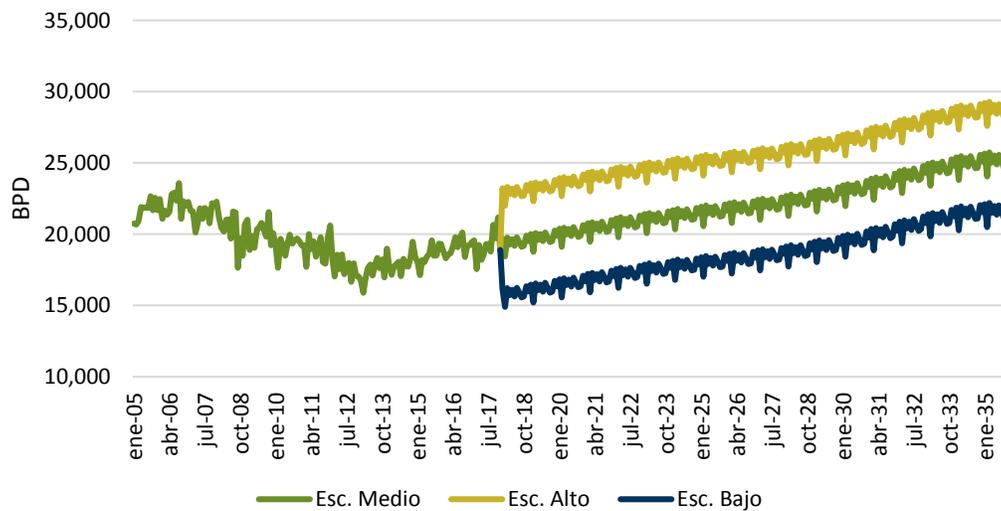
Los escenarios alto y bajo se construyen alrededor del escenario de mayor probabilidad que es el escenario base también llamado escenario medio, se asume que los datos de este último escenario tienen una distribución normal.

De acuerdo a esto el 95% de los datos se ubicará dentro 1.96 desviaciones estándar con respecto a la media (entre -1.96 y +1.96), en consecuencia se construyen el escenario alto y bajo de la siguiente forma:

$$\text{Esc. Alto} = \text{Esc. medio} + Z_{95\%} * \text{Desv. Estándar}$$

$$\text{Esc. Bajo} = \text{Esc. medio} - Z_{95\%} * \text{Des. Estándar}$$

Gráfica 29. Escenarios de demanda de GLP



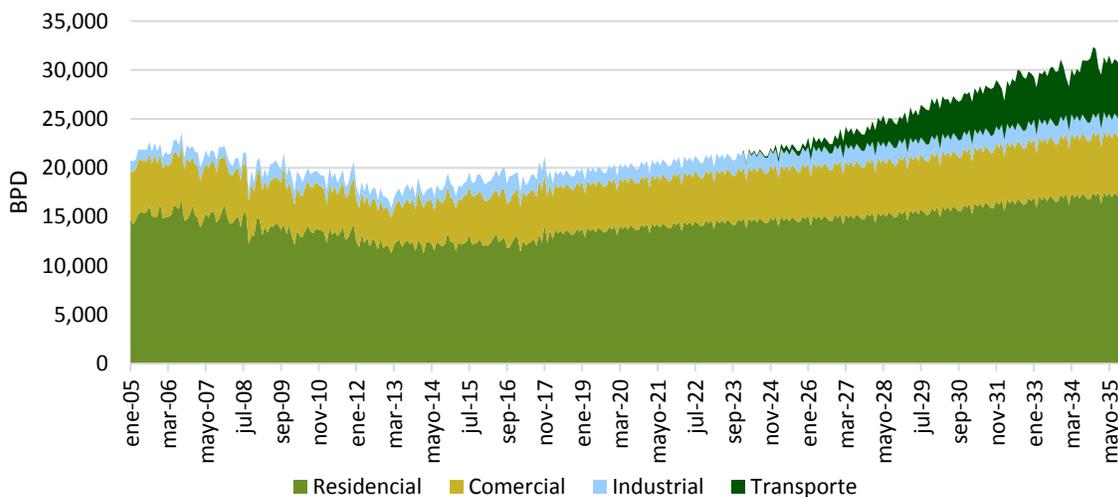
Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

2.6.4. Resultados escenario con Autogas

Un escenario que se construyó adicional al denominado escenario base, alto y bajo es el escenario con Autogas. Este asume que sí y solo si los sectores tradicionales (residencial, comercial e industrial) alcanzan una atención plena de la demanda, ya sea a través de producto nacional o importado, se puede pensar en un nuevo sector de consumo, como lo es el sector transporte. En este escenario se parte del base y usando el modelo 3 descrito anteriormente, se proyecta la demanda de GLP para Autogas.

El consumo del sector transporte iniciaría en el año 2024 y su tasa de crecimiento promedio anual hasta el año 2035 sería de 45.8%, ya que la tasa de penetración de este sector se espera similar a la que tuvo el gas natural vehicular. Los volúmenes de consumo de Autogas en el año 2035 se proyectan alrededor de los 5,600 BPD.

Gráfica 30. Proyección de demanda mensual de GLP por sectores escenario Autogas.



2.7. Balance.

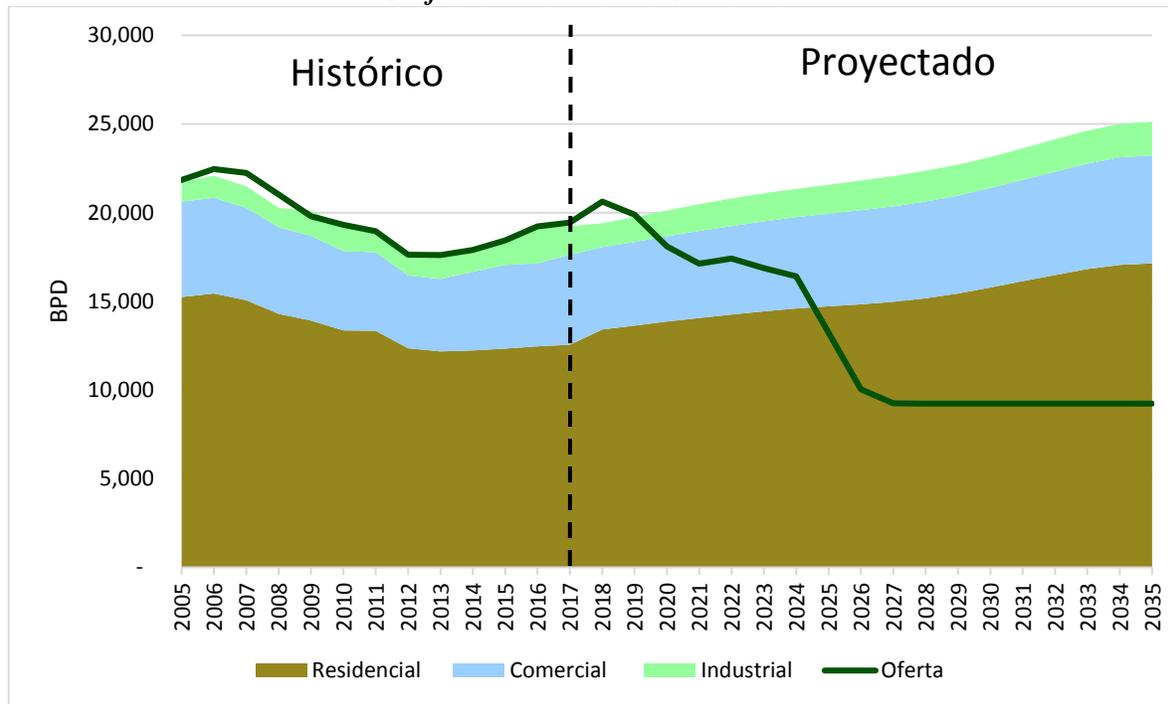
Con la declaración de la producción y con el escenario base de la proyección de demanda se procede a realizar un balance, y con esto visualizar posibles situaciones de déficit. Haciendo uso de dicha declaración se tiene información de oferta reportada por las empresas para un horizonte de tiempo de 5 años, lo cual limita la planeación, la toma de decisiones y el análisis a largo plazo.

La curva de oferta se proyectó a partir del año 2022, de acuerdo con la tendencia de las refinerías y las tasas de crecimiento esperado de los campos productores de gas natural, en donde hay producción de GLP.

Como se observa en la Gráfica 31, de acuerdo con la curva de oferta base se presentaría una situación de déficit en el año 2020 de aproximadamente 2,000 BPD promedio anual, además

esta situación continuaría hasta el 2035 año en el cual habrían diferencias (oferta - demanda) cercanas a los 20,000 BPD.

Gráfica 31. Balance de GLP anual.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, UPME

Este escenario de oferta presentado, se desarrolló siguiendo la tendencia de la declaración de producción, la cual es la información oficial sobre el potencial que tienen las empresas para ofertar volúmenes al mercado. Más adelante se desarrollan supuestos para escenarios alternativos de oferta.

En la siguiente sección la UPME propone algunas alternativas para que el País no se vea sometido a un escenario deficitario en el sector de GLP. Estas propuestas pretenden garantizar el abastecimiento de GLP en mediano plazo y se basan en el estudio realizado por la unidad en el año 2017 denominado “Análisis de la situación de abastecimiento de GLP en el País”.

2.7.1. Opciones de adición de producción a mediano y corto plazo.

De acuerdo a la información obtenida, existen algunas fuentes adicionales de suministro de GLP que se podrían tener en cuenta en el horizonte de proyección de 5 años como adición al potencial de producción, siempre y cuando se cumplan algunos requisitos particulares para cada caso:

- Recuperar corrientes de GLP de la refinería de Barrancabermeja: se considera una de las opciones más viables en el corto plazo, y consiste en recuperar para el mercado de GLP las corrientes de C3/C4 que actualmente se están desviando para codilución y gas



combustible en esta refinería. Las corrientes oscilan entre 650 BPD en marzo de 2018 hasta 1,350 BPD en diciembre de 2022.

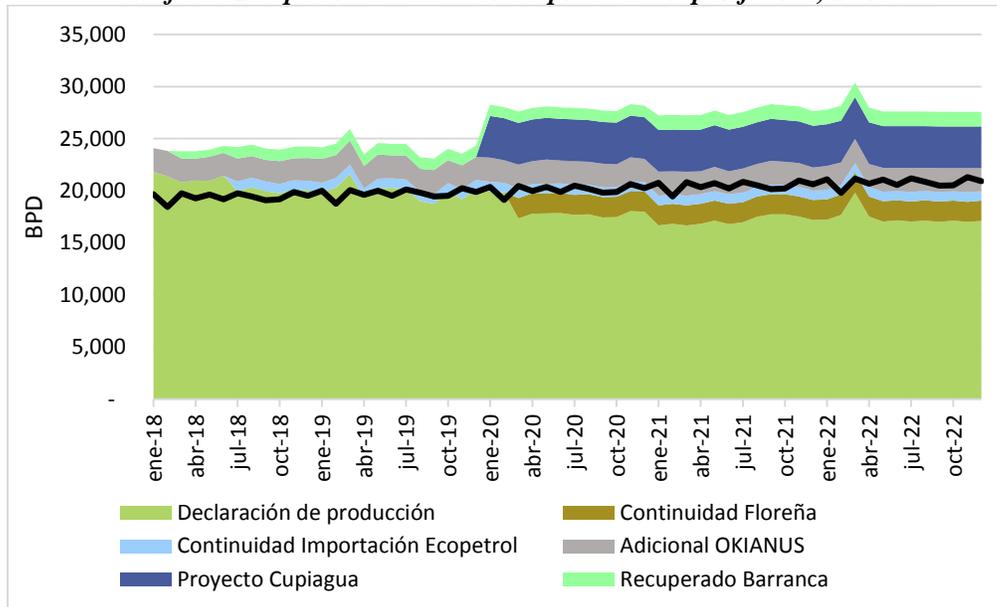
Con la actual metodología de paridad de exportación respecto al precio máximo regulado, es más económico para el productor utilizar las corrientes de C3 y C4 en codilución y como gas combustible con respecto a los sustitutos de la Nafta y el Gas Natural respectivamente. El precio del GLP en Barrancabermeja es aproximadamente 33 USD¹ por barril, lo que resulta en un precio inferior al de la materia prima, es decir, el crudo en Barrancabermeja. Por esta razón el GLP es un subproducto para el refinador que en lo posible debe utilizarse en otras actividades para generar otros productos de mayor valor agregado y en donde la demanda tiene un crecimiento representativo dentro de la canasta energética del País como lo son la gasolina y el diésel.

- **Planta de secado de gas Cupiagua:** esta opción consiste en la construcción y entrada en operación de una planta de secado de Gas Natural, que según lo manifestado por Ecopetrol, podría producir un volumen que oscila entre 4,000 BPD y 7,000 BPD. Para efectos de esta propuesta, se plantea un escenario con la entrada de esta planta de secado a partir del 2020 con un volumen de 4,000 BPD. Ecopetrol además manifiesta que la viabilidad del proyecto depende de una señal de precios adecuada que permita recuperación la inversión a realizar. El desarrollo de este proyecto contribuiría de manera importante con el abastecimiento del sector de GLP permitiendo explorar nuevos nichos de mercado sin tener la necesidad de pensar en importar producto para atender esta nueva demanda.
- **Capacidad de importación actual:** Ecopetrol actualmente tiene capacidad de ofrecer al mercado 1,100 BPD de GLP proveniente de importación. Este volumen se puede considerar como una oferta permanente durante el periodo 2018 – 2022 si se resuelve la situación que se tiene por la definición del punto de entrega que se está presentando entre Ecopetrol y la SSPD.
- **Continuidad de producción en el campo Floreña:** En la última declaración, la producción de Floreña se interrumpe drásticamente a partir de marzo de 2020, pasando de 1,900 BPD a un valor de 0. Se presume que esta variación se debe a la terminación del contrato del operador del campo, existe entonces la posibilidad de que una vez se configure un nuevo contrato estas cantidades de GLP sigan siendo producidas. Se proyecta entonces una producción constante en este campo a partir de febrero de 2020 hasta diciembre de 2022
- **Capacidad de importación adicional de Okianus:** Los volúmenes declarados por las empresas privadas importadoras reportados al Ministerio, en promedio durante los cinco años son de 182 BPD. La terminal Okianus posee un potencial de importación de aproximadamente 2,000 BPD, aunque la totalidad de este volumen no está declarado, en caso de ser necesarias cantidades adicionales para el mercado se podría contar con este potencial.

¹ TRM: 2,900 y precios febrero a marzo de 2018

Si todas estas condiciones se dan no se tendría una situación de déficit en el mediano plazo partiendo de la declaración de producción más los proyectos mencionados, como se observa en la Gráfica 32.

Gráfica 32. Opciones de adición de producción por fuente, mensual



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

2.8. Balance con diferentes escenarios de oferta.

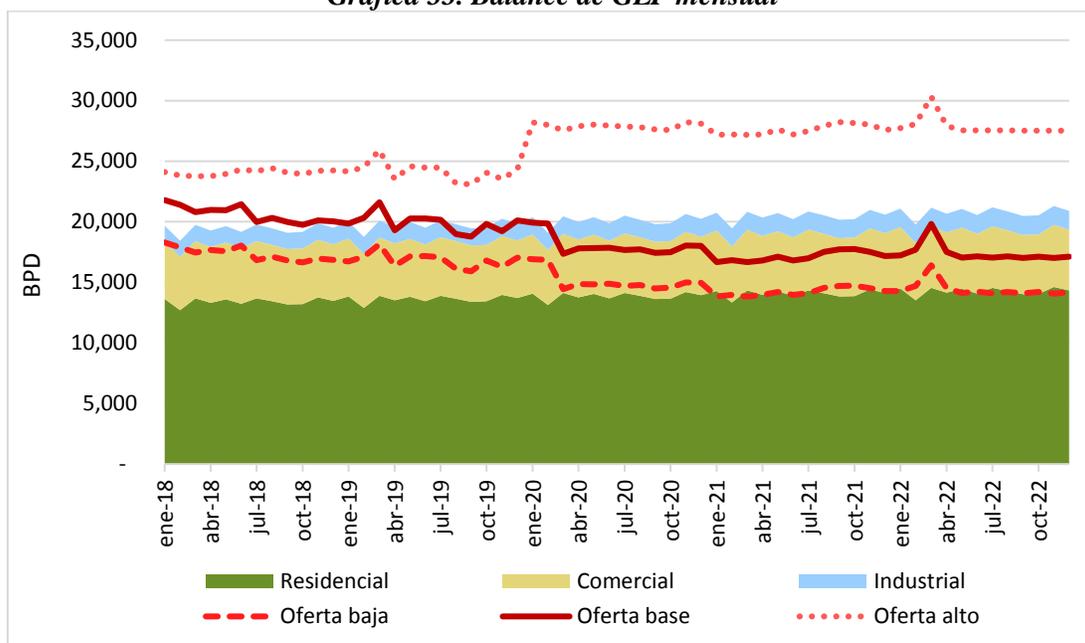
Adicional al escenario de oferta base presentado, se construyeron dos escenarios adicionales a partir de dos visiones.

Una visión optimista que conforma un escenario alto el cual tiene en cuenta la con la declaración de producción más los volúmenes provenientes de los proyectos descritos en la sección anterior. Y a través de una visión pesimista, en la cual de acuerdo con lo presentado en la sección 2.3, se podría presentar un escenario donde los volúmenes ofertados sean 18% menores a los presentados en la declaración de producción por parte de Ecopetrol, escenario denominado bajo.

Con estos dos escenarios adicionales se construyó nuevamente el balance con resolución mensual, este se presenta a en la

Gráfica 33. Como se ha dicho de acuerdo al escenario base de oferta se tendría un déficit sostenido a partir del año 2020, específicamente en el mes de marzo. En el escenario de oferta alta no se visualiza una situación de desabastecimiento en el mediano plazo, y realizando el cruce oferta demanda haciendo uso del escenario bajo, actualmente estaríamos atravesando una situación de desabastecimiento.

Gráfica 33. Balance de GLP mensual



Fuente: MME, Cálculos: UPME.

Se considera que el escenario más probable en el corto plazo es el denominado de oferta baja, ya que actualmente los comercializadores mayoristas están realizando esfuerzos para importar cantidades adicionales a las declaradas al Ministerio, y así cubrir con los volúmenes faltantes para abastecer la demanda.

3. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE E IMPORTACIÓN ACTUAL.

3.1. Transporte

En Colombia el GLP producido en las diferentes fuentes es transportado hasta los sitios de almacenamiento mayorista para su distribución y consumo a través de propanoductos, poliductos, transporte fluvial (barcazas), transporte marítimo (isotanques) y carro tanques. La empresa CENIT cuenta en la actualidad con una red de poliductos distribuidos por las diferentes zonas del país para el transporte de GLP y otros combustibles. A continuación, se expone brevemente cada uno de estos sistemas de transporte.

3.1.1. Propanoductos y poliductos:

- Propanoducto:

Galán – P. Salgar – Mansilla. Longitud 352.7 Km

El país cuenta con un propanoducto de dedicación exclusiva, este conecta la refinería de Barrancabermeja (Galán) con Puerto Salgar en Magdalena Medio, y el Terminal de Mansilla en Facatativá Cundinamarca. Este propanoducto abastece a los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

- Poliductos:

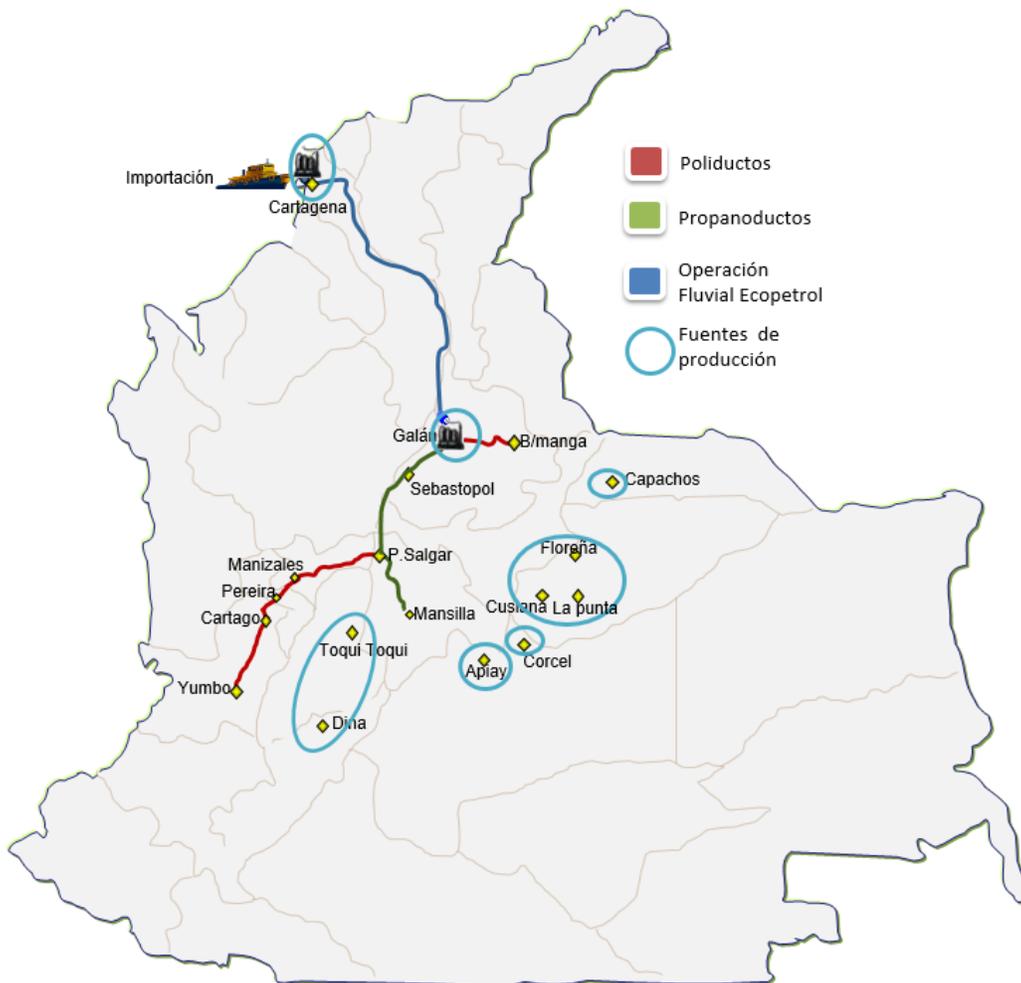
Galán – Bucaramanga. Longitud 96.8 Km

P. Salgar – Manizales – Pereira – Cartago – Yumbo. Longitud 368.68 Km

El GLP también se transporta de manera segregada por algunos de los poliductos del país. Para entregas a los departamentos de Santander y Cesar se utiliza el poliducto Galán – Bucaramanga, y para entrega a los departamentos del occidente del país se dispone del poliducto que va desde Puerto Salgar hasta Yumbo con puntos de entrega intermedios en las ciudades de Manizales, Pereira y Cartago.

La red de ductos cuenta en total con una longitud aproximada de 818.9 Km. Ver Figura 1

Figura 1. Mapa infraestructura de transporte



Fuente: CENIT. Construcción: UPME

A continuación se relaciona las capacidades de transporte de GLP ofrecidas por CENIT para cada uno de los sistemas referenciados anteriormente, así como la capacidad de entrega en cada uno de sus terminales o puntos intermedios en la Tabla 3 y en la

Tabla 4 respectivamente.

Capacidades disponibles para el período del 1 de enero al 30 de junio de 2018

Tabla 3. Capacidad del sistema de transporte

SISTEMA	Capacidad de transporte total por tramo mensual KBD
GALAN-B/MANGA	2.3
GALAN-SALGAR	12
SALGAR-MANSILLA	12
SALGAR-YUMBO	7

Fuente: CENIT

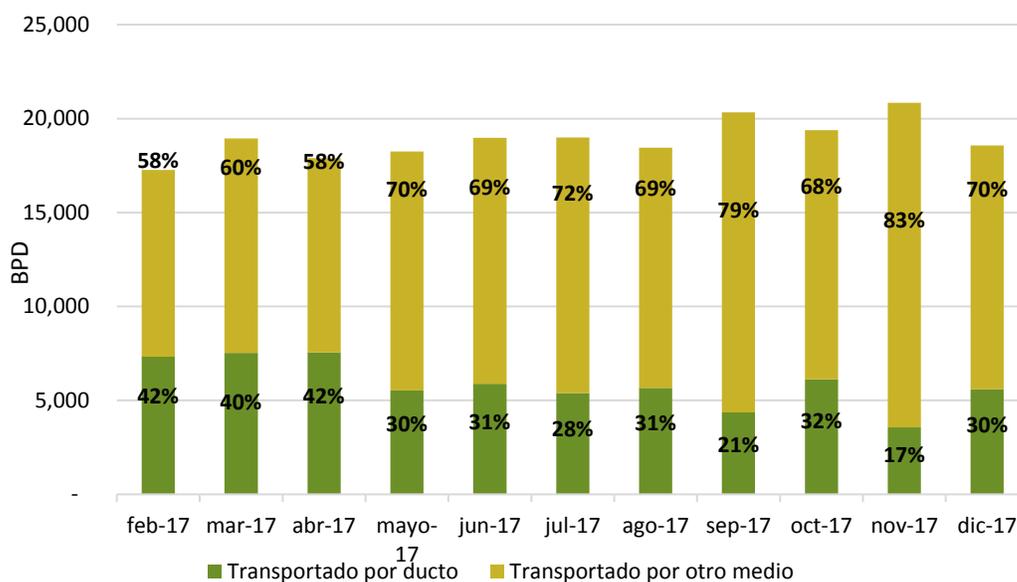
Tabla 4. Capacidad de entrega en los puntos del sistema de transporte

PUNTO DE ENTREGA	Capacidad de entrega total por punto KBD
BUCARAMANGA	2.3
SALGAR	7
MANSILLA	12
YUMBO	8
MANIZALES	2.3
PEREIRA	2.3
CARTAGO	2.3
SEBASTOPOL	12

Fuente: CENIT

En la Gráfica 34 se presentan los volúmenes que se transportaron por el sistema de propanoductos y poliductos de forma mensual durante el año 2017, en promedio durante este año, del total de la demanda únicamente se transportó un 31% a través del sistema. Es decir la mayoría del transporte de GLP se realiza haciendo uso de carrotanques.

Gráfica 34. Volúmenes transportados por tubería en el 2017



Fuente: CENIT.



Respecto a la operación del sistema de transporte por ductos:

Los retiros por poliductos de la refinería de Barrancabermeja se hacen por parcelas o “baches” cuya periodicidad depende de la demanda en cada terminal. En términos generales, por el poliducto Galán- Bucaramanga se transportan baches cada 6 o 7 días con un volumen mínimo de 6,000 barriles, y los baches transportados hoy en día son de alrededor 10,000 barriles.

Para el sistema Galán – Puerto Salgar, por ser un ducto dedicado para GLP se pueden hacer despachos diarios del producto, sin embargo debido a la disponibilidad de la oferta de la refinería de Barrancabermeja la programación puede ser discontinua. Entre Enero y Marzo de 2018 se transportaron 4,296 BPD.

Para el transporte de GLP por el sistema Salgar – Cartago - Yumbo se realizan baches mínimo de 10,000 barriles. El volumen debe estar distribuido en un 40% de entregas en Manizales, Pereira y Cartago (entregas al paso que generan alivios al sistema) y un volumen mínimo de 6,000 barriles para entrega en Yumbo.

Es importante destacar que el propano ducto Puerto Salgar – Mansilla se encuentra desocupado debido a que, la región central del país se abastece de GLP proveniente de la planta de tratamiento del gas de Cusiana, el cual es retirado directamente en el campo en carro tanque por los distribuidores. De acuerdo con la información suministrada por CENIT, este sistema por ahora no se dismantelará y se están considerando otras opciones de uso como puede ser el transporte de JET segregado con destino a Bogotá.

Las capacidades de transporte promedio contratadas por los distribuidores para los diferentes sistemas de transporte de GLP por ductos, tanto por tramo como por punto de entrega se presentan en la Tabla 5 y en la Tabla 6 respectivamente. Analizando dichas tablas se concluye que la infraestructura actual es suficiente para manejar la oferta proveniente de la refinería de Barrancabermeja, ya que se cuenta con capacidad disponible que permite manejar cualquier entrada adicional al sistema, con destino al interior, proveniente por ejemplo desde Cartagena por vía fluvial, o de una mayor disponibilidad de GLP en la refinería de Barrancabermeja por recuperación de corrientes C3/C4 que se estaban aprovechando en otros usos.

Tabla 5. Capacidad de transporte disponible por tramo.

SISTEMA	Capacidad de transporte solicitada por tramo Kbbl/dc	Capacidad de transporte disponible por tramo Kbbl/dc
GALAN-B/MANGA	1.3	1.0
GALAN-SALGAR	4.1	7.9
SALGAR-YUMBO	0.5	6.5
SALGAR-MANSILLA	0.0	12.0

Fuente: CENIT.



En síntesis, el sistema de transporte por ductos de GLP cuenta con la infraestructura adecuada para el manejo de los volúmenes que actualmente se están ofreciendo desde Barrancabermeja y además presenta una capacidad adicional para transportar volúmenes que pudieren requerirse para la atención de la demanda nacional en los próximos años, un análisis más completo de las necesidades de infraestructura se realiza en el Capítulo 4.

Tabla 6. Capacidad de transporte disponible por punto de entrega.

PUNTO DE ENTREGA	Capacidad de transporte solicitada por punto Kbbl/dc	Capacidad de transporte disponible por punto de entrega Kbbl/dc
BUCARAMANGA	1.3	1.0
SALGAR	3.3	3.7
YUMBO	0.2	7.8
MANIZALES	0.06	2.24
PEREIRA	0.04	2.26
CARTAGO	0.04	2.26
SEBASTOPOL	0.3	11.7
MANSILLA	0.0	12.0

Fuente: CENIT.

3.1.2. Transporte Marítimo

El transporte de GLP a la Isla de San Andrés se realiza vía marítima por medio de Isotanques que son cargados y despachados desde la terminal de Cartagena.

3.1.3. Transporte fluvial

El Río Magdalena se utiliza como un medio de transporte que intercomunica las dos refinerías de Ecopetrol, cuenta con flujo bidireccional, lo que permite transportar a Barrancabermeja GLP importado o excedentes del área de Cartagena, o para transportar corrientes ricas en propileno desde Barrancabermeja a Cartagena.

Actualmente se dispone de tres barcazas de propiedad de la firma IMPALA con capacidad nominal de 8,500 barriles cada una pero efectiva del alrededor del 50% debido principalmente a las condiciones de navegabilidad del río Magdalena. La utilización de este sistema de transporte depende principalmente de su competitividad de tarifas con respecto al transporte terrestre y de las condiciones del río, las cuales en algunos meses del año no permiten una navegación fluida.

3.1.4. Carrotanques

La flota de vehículos carrotanques se utiliza primordialmente para retirar el producto de aquellas fuentes producción que no se encuentran interconectadas con el sistema de transporte por ductos ya sea propanoductos o poliductos, como lo es caso de los campos de



producción donde se obtiene GLP por secado de gas tales como: Cusiana, Apiay, Dina, La Punta y Floreña.

El GLP retirado por carrotanques, se puede dirigir a una Planta de Almacenamiento de GLP o directamente a una Planta de Envasado de Cilindros operada por un agente distribuidor y en algunos casos puede destinarse para la atención de los usuarios finales mediante tanques estacionarios.

3.1.5. Almacenamiento:

El almacenamiento comercial existe en cada una de las terminales o puntos de entrega de GLP y se dispone de alrededor de 116,000 barriles de capacidad en todo el país distribuidos geográficamente. Los almacenamientos de Cartagena y Apiay no están conectados al sistema de transporte por ductos. En los campos de Cusiana, Dina, La Punta y Floreña no se dispone de infraestructura de almacenamiento.

Tabla 7. Capacidad de almacenamiento por Municipios en el 2017.

Municipio	Barriles
Bucaramanga	4,690.76
Cartagena	4,904.50
Cartago	6,743.14
Cimitarra	2,949.81
Facatativá	19,703.24
Girón	13,954.29
Manizales	4,856.19
Mosquera	13,587.90
Pereira	3,119.05
Puerto Salgar	11,698.38
Villavicencio	2,979.74
Yumbo	27,534.36
Total	116,721.36

Fuente: SUI

3.2. Infraestructura de importación

Las importaciones de GLP se realizan a través de la refinería de Cartagena la cual dispone actualmente de un muelle para operaciones tanto de exportación como de importación de GLP con una capacidad para manejar buque tanques de hasta 30,000 barriles.

Los flujos de entrega son de alrededor de 1,200 barriles por hora con buque tanques refrigerados y de 400 barriles por hora con buque tanques presurizados. Su capacidad de manejo de producto importado está limitada a máximo 3,000 BPD, por el estado mecánico de las líneas de entrega a clientes locales, y por el almacenamiento de los mismos. Por lo anterior, Ecopetrol solo puede ofrecer al mercado nacional una importación equivalente a 1,100 BPD tal como lo manifestó en su declaración de producción para el primer semestre



del año 2018. Sin embargo a finales del año 2016 se conoció que existe un principio de acuerdo con los clientes para aumentar la capacidad de entrega a 5,000 BPD. Se estima que pudiere estar en servicio en el año 2019.

4. IDENTIFICACIÓN DE NECESIDADES DE INFRAESTRUCTURA.

4.1. Análisis del sistema de transporte.

En esta sección se estudia si un incremento en la demanda de GLP podría requerir ampliaciones en la capacidad de transporte por poliductos y propanoductos. Para realizar este análisis se diseñó la red de transporte de GLP desde las fuentes de producción hasta las plantas de envasado simulando las líneas de transporte por carretera, además se usaron las líneas de transporte a través del sistema de poliductos y propanoductos, incluyendo el tramo Puerto salgar - Mansilla. Los nodos de demanda se seleccionaron teniendo en cuenta la ubicación de las plantas de envasado y la posible ruta por carretera que podrían seguir desde las fuentes de producción conociendo los municipios que atiende cada fuente.

Para relacionar los municipios con las fuentes de producción se utilizaron las zonas de influencia de las fuentes de producción publicadas por la Circular CREG 043 de 2018. En la Tabla 8 se listan los nodos escogidos para la red y la demanda atendida por cada uno de ellos en el año base 2017, en cada nodo se agrega la demanda de diferentes municipios.

Los nodos en color rojo representan los nodos fuente, en Cusiana se agrega la oferta del campo Corcel, en el nodo Dina se agrega la oferta del campo Toqui – Toqui, en el nodo Floreña se agrega la oferta de los campos Capachos y La punta.

Una vez diseñada la red de transporte, conociendo la proyección de la demanda, se simula el flujo de GLP hasta el año 2035 por cada uno de los tramos definidos por los nodos, este ejercicio se realizó utilizando un modelo de optimización de costos de transporte desarrollado en el software Matlab. Para realizar la simulación es necesario proyectar la oferta hasta el año 2035, en esta se incluye una producción adicional a través de un punto de importación en Cartagena que asegure el abastecimiento de la demanda hasta el final del periodo proyectado. Los supuestos realizados para proyectar la oferta son los siguientes:

1. Inicialmente se modifica la declaración de producción, estableciendo la oferta de importación por parte de Ecopetrol igual a 1,000 BPD hasta diciembre de 2022, y la oferta del campo Floreña igual a 2,000 BPD hasta esta misma fecha.
2. A partir de enero de 2023 la oferta se considera constante con respecto al valor reportado en diciembre de 2022 para cada una de las fuentes de producción.
3. En el mes de enero de 2021 se adicionan 11,311 BPD en el nodo de importación los cuales se consideran constantes hasta diciembre de 2035, con el fin de asegurar el abastecimiento.

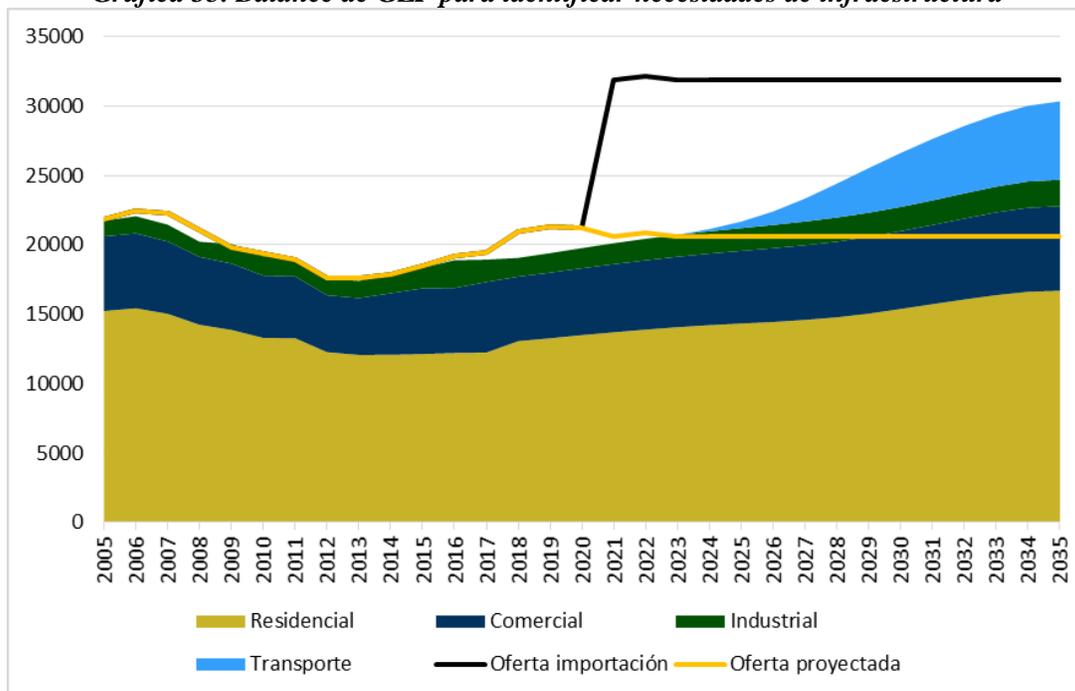
*Tabla 8. Nodos del sistema de transporte de GLP y demanda del año base.*

Nodo	Nombre	Demanda atendida en Promedio 2017 BPD
1	Cartagena	149
2	Tolú viejo	159
3	Apartadó	413
4	Caucasia	378
5	Yarumal	256
6	Bello	1,578
7	Bosconia	210
8	Ocaña	272
9	Galán	-
10	Bucaramanga	1,142
11	Pamplona	83
12	Cúcuta	563
13	Sebastopol	364
14	Guarne	763
15	Quibdó	265
16	Puerto Salgar	121
17	Manizales	614
18	Pereira	764
19	Cartago	352
20	Yumbo	1,309
21	Popayán	626
22	Cusiana	-
23	Ibagué	164
24	Yopal	187
25	Tame	151
26	Arauca	96
27	Floreña	-
28	La mesa	3,422
29	Tunja	749
30	Vistahermosa	761
31	Neiva	248
32	Pitalito	282
33	Mocoa	590
34	Sapuyes	1,183
35	Tumaco	165
36	Dina	-
37	Apiay	-
38	Villavicencio	52
39	Mansilla	-
40	Importado	499

Con estos supuestos se construye un nuevo balance en el cual como se ha indicado no se deben evidenciar faltantes de oferta para suplir la demanda, ya que se desea visualizar la forma como respondería el sistema de transporte en caso de contar con todos los volúmenes necesarios para satisfacer la demanda. Gráfica 35.

La curva denominada “Oferta proyectada” se construyó con los supuestos 1 y 2 descritos al inicio de este capítulo, la curva denominada “Oferta importación” se construyó con los supuestos 1,2 y además el 3.

Gráfica 35. Balance de GLP para identificar necesidades de infraestructura



Simular el flujo de GLP por cada uno de los tramos de la red permite identificar necesidades de ampliación de la infraestructura. Los resultados indican que el tramo Galán – Sebastopol necesitaría una capacidad superior a los 12,000 BPD a partir de julio de 2032, para lograr transportar los flujos proyectados hasta el año 2035, el flujo máximo por este tramo ocurriría en octubre de 2035 y sería equivalente a 12,700 BPD.

Como la capacidad de transporte actual es de 12,000 BPD por este tramo, se necesitaría una ampliación de capacidad. En la Tabla 9 se presenta el flujo promedio por año proyectado para cada tramo del sistema por ductos, como resultado del ejercicio descrito.

Tabla 9. Flujo proyectado necesario por los tramos del sistema de poliductos.

Flujo proyectado por tramo BPD								
Año\Tramo	Galan - Bucaramanga	Galan - Sebastopol	Sebastopol - Salgar	Salgar - Mansilla	Salgar manizales	Manizales - Pereira	Pereira - Cartago	Cartago - Yumbo
2018	1,228	4,848	3,454	45	3,287	2,672	1,906	1,553
2019	1,255	4,576	3,150	44	2,982	2,352	1,570	1,209
2020	1,279	4,132	2,679	-	2,552	1,911	1,114	746
2021	1,302	5,493	4,015	-	3,886	3,233	2,422	2,048
2022	1,323	5,662	4,160	72	3,956	3,293	2,469	2,089
2023	1,341	5,668	4,145	-	4,012	3,339	2,504	2,118
2024	1,368	5,820	4,267	39	4,092	3,406	2,554	2,160
2025	1,403	6,099	4,506	171	4,196	3,493	2,619	2,215
2026	1,450	6,174	4,528	47	4,337	3,610	2,707	2,290
2027	1,510	6,581	4,866	199	4,517	3,760	2,819	2,385
2028	1,580	7,822	6,028	1,146	4,726	3,934	2,949	2,495
2029	1,652	8,535	6,658	1,552	4,942	4,114	3,085	2,609
2030	1,722	9,225	7,269	1,945	5,152	4,289	3,216	2,720
2031	1,788	10,151	8,120	2,593	5,350	4,453	3,339	2,824
2032	1,849	11,596	9,496	3,783	5,530	4,603	3,451	2,920
2033	1,902	12,103	9,944	4,067	5,688	4,735	3,550	3,003
2034	1,943	12,137	9,930	3,927	5,811	4,837	3,627	3,068
2035	1,963	12,441	10,212	4,144	5,873	4,889	3,665	3,101
Capacidad de transporte actual BPD								
2018	2,300	12,000	12,000	12,000	7,000	7,000	7,000	7,000

En la Tabla 10 se presenta el porcentaje máximo de la capacidad de los ductos que se utilizaría según las proyecciones de flujo mensual.

Tabla 10. Porcentaje máximo de utilización de la capacidad de cada tramo.

Tramo	Porcentaje máximo de utilización de la capacidad actual	Fecha de máximo uso
Galán - Bucaramanga	90%	nov-34
Galán - Sebastopol	106%	oct-35
Sebastopol - Salgar	88%	oct-35
Salgar - Mansilla	38%	oct-35
Salgar Manizales	88%	nov-34
Manizales - Pereira	73%	nov-34
Pereira - Cartago	55%	nov-34
Cartago - Yumbo	47%	nov-34

Se recomienda analizar la metodología establecida de remuneración de transporte, en razón de que según las zonas de influencia de la CREG, la fuente Cusiana transporta GLP directamente por carretera hasta municipios ubicados en los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, y no se transporta hasta el sistema de poliductos para ser llevado inicialmente hasta Yumbo, haciendo uso de un sistema que se presume es más eficiente y menos costoso.



5. ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD.

En el presente capítulo se plantean recomendaciones de acuerdo a dos ejes centrales:

- **Abastecimiento:** garantizar el cubrimiento de la demanda a mediano y largo plazo.
- **Confiabilidad:** garantizar la atención de la demanda bajo situaciones de fallas contingentes en el sistema que reduzcan la oferta disponible de GLP.

Inicialmente se analizan estos dos ejes de forma individual para luego identificar actividades complementarias e infraestructura compartida entre ellos, esto último ha sido denominado armonización de los requerimientos de abastecimiento y confiabilidad. Luego de esta armonización se propone un cargo que remunere la infraestructura tanto de abastecimiento como de confiabilidad necesaria.

5.1. Consideraciones sobre el abastecimiento.

El Abastecimiento de GLP al mercado es la capacidad del sistema de producción, transporte y almacenamiento para atender la demanda nacional a mediano y largo plazo bajo condiciones normales de operación. Para definir si se tiene un nivel adecuado de abastecimiento es necesario construir tanto la curva de oferta como la demanda y determinar el balance correspondiente, lo cual se presentó en el capítulo 2.

El objetivo entonces de la Política de Abastecimiento de GLP es proveer los volúmenes necesarios tendientes a garantizar el cubrimiento del 100% de la demanda nacional en un mediano y largo plazo. Para lograr lo anterior se proponen dos alternativas que a su vez son complementarias: i) Incentivar la producción de GLP Nacional y ii) En caso tal que no se logre lo anterior, es viable impulsar el desarrollo de infraestructura que permita realizar importaciones de GLP.

Como ya se ha mencionado, para no someter la demanda de GLP a un precio de paridad importación, se proponen las dos (2) siguientes alternativas para incentivar la producción de GLP nacional:

5.1.1. Opción 1 - Recuperación de corrientes de GLP.

La Resolución CREG 065 de 2016 tiene en la actualidad como precio máximo regulado de GLP aplicable en Barrancabermeja, Cusiana, Apiay y Dina el valor de 1,038 \$/kg (precios febrero a marzo 2018), lo que se traduce en un precio aproximado de \$2,285.15 el galón en Barrancabermeja y \$2,100.27 por galón en Cusiana para mencionar sólo dos de los puntos de producción de GLP.

Este precio es equivalente aproximadamente a 33 USD (TRM 2,900) por barril lo que resulta en un precio inferior al del crudo en Barrancabermeja, es decir, el valor de venta de un barril de GLP es inferior al costo de la materia prima para la producción de GLP. Por esa razón, el



refinador dentro su análisis de eficiencia económica no tiene como prioridad la producción de GLP ante la imposibilidad de generar valor agregado en las condiciones actuales de precio, sino que al ser un subproducto de la refinación del petróleo lo destina para procesos internos de la refinería que le permitan producir otros energéticos de mayor valor agregado.

Como lo dice la CREG en el Documento D-057 de 2017, en virtud de las diferencias de precio del GLP frente a sus sustitutos, hoy en día Ecopetrol está utilizando corrientes de GLP en la operación de la Refinería de Barrancabermeja. Por eso es importante examinar los precios relativos del GLP comparado con los demás energéticos a disposición del refinador, como el gas natural y fuel oil como gas combustible en la refinación y la nafta de importación que funciona como diluyente de crudos.

De las declaraciones de producción se concluye que, aproximadamente entre 650 BPD y 1,350 BPD de GLP, producidos en Barrancabermeja podrían recuperarse para el mercado del GLP entre 2018 y 2022. Entender los detalles de las opciones operativas a disposición de Ecopetrol, requiere de un ejercicio exhaustivo que tenga el objetivo puntual en esa dirección.

Por lo tanto, con una señal de precios del GLP en función de los costos de sus sustitutos e inferior a los del GLP importado, se estaría generando beneficios para todos los usuarios del sector de GLP en dos aspectos: i) se aumentaría la oferta de GLP y ii) no se sometería la demanda a un precio de GLP importado con esquema paridad importación. En otras palabras, para recuperar las corrientes de GLP destinadas a otros procesos operativos en la Refinería de Barrancabermeja, es recomendable implementar una política de precios enfocada a la compensación a Ecopetrol con respecto al costo del sustituto sin llegar a un esquema paridad importación.

En caso contrario, esta problemática seguirá persistiendo hasta generar una señal errada de la necesidad inmediata de cambiar el esquema de remuneración de GLP de paridad exportación a paridad importación con las consecuencias que traería con la demanda nacional.

5.1.2. Opción 2 - Nueva producción de GLP de Cupiagua.

La información suministrada por Ecopetrol, plantea la posibilidad de contar con una producción potencial inicial de 4,000 BPD, provenientes del campo Cupiagua. Sin embargo, para contar con ese potencial de producción, se deberá determinar las condiciones económicas para lograr su desarrollo y para ello la regulación dispone que Ecopetrol deba dirigirse a la CREG para solicitar precio del GLP para los nuevos puntos de producción.

Es de esperarse que el precio resultante para un recurso de producción local, sea inferior al precio pleno paridad importación y más aun teniendo en cuenta que se deben contemplar los costos de transporte en que se incurrirían para llevar el GLP importado a las diferentes regiones del país. Es decir, debe haber una ventaja al desarrollar un recurso de origen nacional con respecto a importarlo del mercado internacional.

El diseño de la política de abastecimiento debe estar enmarcada en una concepción de largo plazo con revisiones periódicas como ocurre en los demás servicios públicos domiciliarios



en particular energía eléctrica y gas natural, a fin de dar las señales adecuadas y oportunas a los agentes privados para incentivar el desarrollo de infraestructura y garantizar que la atención de la demanda sea sostenible en el tiempo.

En conclusión desde el punto de vista de política energética para el sector de GLP es viable dar una señal regulatoria de precio adecuada que permita incentivar la producción nacional de GLP en la Refinería de Barrancabermeja y el Campo Cupiagua. Con lo anterior se garantiza el abastecimiento de la demanda de GLP en el mediano plazo con producto nacional.

En caso de no lograrse incentivar la producción nacional, es viable generar los lineamientos de política tendientes a promover la construcción de infraestructura de importación de libre acceso operado por un tercero para cubrir la demanda faltante. En este caso, de igual manera, se recomienda dictar la regulación de precios que garantice una transición del precio de paridad exportación a paridad importación, lo anterior con el fin de no afectar de forma drástica la demanda de GLP nacional la cual en los últimos años ha venido evidenciando un incremento. Adicionalmente, en este caso, es prudente contar con una política energética que proteja al importador de GLP para que no se vea expuesto a que con un precio de paridad importación el GLP, los productores empiecen a producir el GLP a este costo.

5.2. Consideraciones sobre la confiabilidad

Confiabilidad es la capacidad del sistema de producción, transporte y almacenamiento de GLP, para atender la demanda nacional a mediano y largo plazo cuando se presentan contingencias en el sistema.

En la sección 5.4 se hará un análisis de los diferentes tipos de contingencia que podrían ocurrir en el sistema de GLP. En los análisis de confiabilidad para petróleo y combustibles líquidos se deben considerar dos conceptos fundamentales, los cuales se aplican también al GLP:

- La confiabilidad debe garantizar la continuidad en la atención de la demanda ante la contingencia más crítica del sistema.
- Ante cualquier contingencia, el sistema debe garantizar la atención de la demanda mediante facilidades portuarias y almacenamientos estratégicos convenientemente. Se toman como referencias los análisis realizados por la Agencia Internacional de Energía en un Estudio realizado para Colombia en el año 2015, en este se indica que el tamaño de los almacenamientos estratégicos para combustibles líquidos deberían ser de un orden entre 20 y 30 días, ya que el tiempo estimado desde la solicitud de pedido de importación hasta su transporte a los principales centros de consumos es: de 17 a 22 días para Bogotá, de 15 a 21 días para Medellín y de 10 a 27 días para Cali. Se consideran entonces almacenamientos estratégicos de 25 días para GLP con el fin de no realizar sobreestimaciones que lleven a mayores costos de inversión y operación.



5.3. Armonización de los requerimientos de abastecimiento y confiabilidad.

Las políticas de abastecimiento y confiabilidad tienen un aspecto común y es la necesidad de contar con infraestructura que no se utilizará de manera permanente pero que tiene que estar disponible si el sistema la requiere en momentos de falla del sistema. En el Abastecimiento, el sistema necesita disponer de las importaciones en caso de que se presenten déficits entre oferta y demanda bien sea por que los incrementos en la producción de Ecopetrol tanto en la Refinería de Barrancabermeja como en Cupiagua no se materialicen, o porque la producción actual de GLP decline a tasas mayores a las proyectadas y/o la demanda se incremente más de lo previsto. Por el lado de la confiabilidad, el sistema debe estar preparado para reaccionar con producto en el mercado en caso de que se presente la contingencia ya mencionada, esencialmente la salida de operación de alguna de las fuentes de producción principales.

Si la infraestructura de abastecimiento y confiabilidad está disponible y en condiciones de operar en cualquier momento, la demanda de GLP tendrá atención plena de manera permanente. El paso siguiente es armonizar los requerimientos en ambos casos para lo cual es necesario definir las funciones y la infraestructura de que deben disponer los agentes:

Para garantizar el Abastecimiento el o los agentes, deberán tener disponible:

- Facilidades portuarias para importación y descargue de buques.
- Tanques para almacenamiento.
- Dimensionamiento de la infraestructura a fin de garantizar la cobertura de la demanda.
- Sistema de cargue a cisternas o barcasas.

En cuanto a Confiabilidad el o los agentes, deberán tener disponible:

- Facilidades portuarias para importación y descargue de buques.
- Tanques para almacenamiento.
- Sistema de cargue a cisternas.
- Construcción de sistemas de almacenamiento estratégico localizados en los puntos definidos en la estrategia de confiabilidad en los cuales se deberá contar con facilidades para recibo y entrega de producto.
- Sistema de llenado de los tanques.

De acuerdo con esto se tienen dos actividades con objetivos diferentes pero complementarios, ya que comparten el uso de algunos elementos de infraestructura, por ejemplo facilidades portuarias, las cuales deben diseñarse correctamente para satisfacer las dos actividades incluso de forma simultánea.

Podría decirse que el concepto de confiabilidad debe ser una definición que se origina en lo público, considerando que es a la autoridad estatal a quien le corresponde proponer el



esquema para asegurar que la demanda se atienda aún en presencia de una contingencia severa en el sistema. Luego, la vocación de esta infraestructura, la cual actúa de manera puntual en el tiempo, es servir de respaldo a todo el sistema en caso de presentarse una contingencia mayor. Una vez se detecte la contingencia se ponen en marcha los procesos correspondientes para mover los inventarios estratégicos a los diferentes puntos de la demanda.

En lo que respecta al abastecimiento, esta es una actividad más continua en el tiempo en periodos en los cuales la demanda es superior a la oferta. Sin embargo, cuando ocurren incrementos en la oferta por la entrada en operación de nueva producción, lo que permite lograr así sea de manera temporal excedentes de oferta, es necesario que la infraestructura sea convenientemente remunerada a fin de que pueda reanudar la labor de abastecimiento cuando los excedentes de oferta no estén disponibles.

Una diferencia interesante entre ambas actividades es la posibilidad de contar en el Abastecimiento con un mayor espacio para la iniciativa privada como es el caso de los proyectos que se empezaron a ejecutar en el 2017 por parte de Okianus y Plexaport, quienes han decidido asumir la actividad de adecuación y/o construcción de facilidades portuarias para atender el abastecimiento de sus propios mercados y/o prepararse para atender nuevas demandas de GLP. No ocurre lo mismo en Confiabilidad por cuanto la responsabilidad en este caso no puede ser de los agentes privados como se indicó anteriormente.

En resumen, el esquema conceptual que se propone para remunerar ambas actividades de Abastecimiento y Confiabilidad se orientan de la siguiente manera:

1. Para la actividad de confiabilidad se debe remunerar todos los elementos que se requieren para atender la contingencia mayor detectada en el análisis correspondiente, el cual se realiza en la siguiente sección.
2. Para garantizar el abastecimiento se debe remunerar la infraestructura que se requiere para garantizar la atención de la demanda en el periodo en consideración. Dado que parte de las facilidades requeridas para la importación hacen parte del esquema de remuneración de confiabilidad, las restantes serán remuneradas por el esquema de abastecimiento el cual dependerá del escenario de demanda que se considere.

El volumen sobre el cual se deben hacer las estimaciones para un costo o cargo que asegure el abastecimiento se obtiene del balance y los resultados son los siguientes:

Tabla 11. Déficit proyectado de GLP.

Año	Oferta	Demanda	Diferencia
2018	20,163	1,9057	1,106
2019	19,990	1,9395	594
2020	18,160	1,9758	- 1,599
2021	17,175	2,0111	- 2,936
2022	17,443	2,0433	- 2,990



Como se observa en la Tabla 11, con la información más certera disponible sobre oferta, obtenida de la declaración de producción y con la proyección de demanda realizada por la UPME el máximo volumen necesario para garantizar el abastecimiento hasta el 2022 sería de aproximadamente 3,000 BPD.

El volumen sobre el cual se deben hacer las estimaciones para un cargo o costo que asegure la confiabilidad se calcula en la siguiente sección.

5.4. Análisis de confiabilidad en el suministro de GLP

Para el análisis de la confiabilidad en el suministro de GLP, hay que considerar cuales son las principales fuentes de producto y estudiar las posibilidades que tiene el mercado para responder a una falla en cada una de ellas, o en su defecto que infraestructura y elementos de política y regulación se podrían implementar.

De acuerdo con la declaración de producción vigente, el mercado de GLP se abastece en su mayoría de tres fuentes principales: la Refinería de Cartagena, la Refinería de Barrancabermeja y la Planta de Secado de Gas Natural de Cusiana. En este momento no existen facilidades de importación suficientes para responder a una eventual falla de alguna de ellas, por tanto el análisis se centrará en la recomendación de nuevas facilidades. Es importante señalar que para este análisis, se considerará que debido a la situación de mercado con probable déficit a mediano plazo se requerirá de facilidades de importación de GLP para completar el suministro (abastecimiento). Sin embargo, como se indicó anteriormente, esto hará parte de las acciones requeridas para garantizar igualmente la confiabilidad lo que permite integrar ambos conceptos.

Para cualquiera de las fallas en las fuentes de producción, el país deberá recurrir a la importación para satisfacer la totalidad de la demanda. Bajo este escenario, se considera que el tiempo máximo de respuesta de una restricción en la oferta sería del orden de veinticinco (25) días, considerando todo lo relacionado con el proceso de importación, incluyendo la solicitud del combustible, la contratación del servicio, la disponibilidad de producto para importación así como su transporte y distribución a nivel nacional. Teniendo en cuenta la intensidad de la falla, la cual varía dependiendo de la fuente de producción, (Cartagena, Barrancabermeja o Cusiana) los veinticinco (25) días de contingencia pueden ser suplidos a través de almacenamientos estratégicos de la siguiente manera:

- Diez (10) días de almacenamiento en Cartagena.

Aproximadamente el 25% de la demanda nacional es atendida con la producción de la refinería de Cartagena, además este es el punto de llegada actual para el producto importado, por tal razón se considera una ubicación estratégica para el almacenamiento.

- Quince (15) días de almacenamiento cerca de la terminal de Puerto Salgar del sistema de transporte por poliductos.



Puerto Salgar se considera un punto central para la atención de la demanda de GLP, si se presenta una falla en Barrancabermeja o en Cusiana el producto almacenado se podría transportar a través del sistema de poliductos como se hace normalmente con la producción de la refinería, o podría ser transportado a través de carro tanques como se hace habitualmente desde el campo Cusiana. El 75% de la demanda nacional es atendido por Barrancabermeja, Cusiana y los campos menores cercanos a Cusiana. Todas estas razones respaldan la ubicación estratégica de Puerto Salgar.

De esta manera, cualquier evento cuya duración sea mayor a veinticinco días requiere una rotación del volumen de combustibles y no se hace necesario contar con capacidad adicional de transporte, de infraestructura de importación o de almacenamiento. Finalmente, se considera que las fallas se gradúan según su severidad. Por tanto, las fallas de menor impacto en algunos casos quedarían cubiertas por las medidas adoptadas para manejar y solucionar los eventos de mayor impacto sobre la confiabilidad. A continuación se analizan las inversiones que se deberían realizar para garantizar la confiabilidad del suministro de GLP ante una falla en las principales fuentes de producción nacional de GLP.

5.4.1. Falla en el suministro de la refinería de Cartagena

La producción promedio de GLP de la refinería está en un valor de 3,231 BPD con variaciones mensuales marginales. De acuerdo con lo anterior, una falla en la refinería de Cartagena implicaría que el mercado nacional de GLP se viera afectado en una disminución en la oferta en alrededor de 3,200 BPD. Este volumen se podría abastecer de dos maneras:

- Importación por parte de Reficar a través del muelle de GLP de la refinería que puede recibir buques tanques de hasta 60,000 barriles y unos flujos de entrega de 1,200 barriles por hora con buque tanques refrigerados, y de 400 barriles por hora con buque tanques presurizados. Para el manejo del GLP no se requeriría infraestructura adicional porque utilizaría la línea normal de entrega a los distribuidores.
- Importación a través de las instalaciones de un agente independiente que construya una infraestructura para recibo de buque tanques, almacenamiento y entrega por carrotanques o se interconecte con las instalaciones actuales de los distribuidores. Esta opción tendría la ventaja de independizar la importación de GLP de la actividad operacional de Ecopetrol.

Para cualquiera de los dos casos considerados: importación por parte de Reficar o importación a través de instalaciones de un agente independiente, se considera que se deben construir esferas o recipientes cilíndricos (balas) que contengan un volumen que permita manejar la indisponibilidad de la refinería por 25 días, es decir se deben construir esferas capaz de almacenar 80,000 barriles de GLP.

5.4.2. Falla en el suministro de la refinería de Barrancabermeja

De acuerdo con la última declaración, para el periodo 2018 -2022, el potencial de producción promedio de la refinería de Barrancabermeja ronda los 5,900 BPD. La disponibilidad de GLP



para la venta decae sustancialmente en el periodo de proyección con valores que varían desde alrededor de 6,000 BPD a principios del 2018 hasta 5,300 BPD en el año 2022.

En consecuencia, una falla en la refinería de Barrancabermeja implicaría que el mercado nacional de GLP se viera afectado en una disminución en la oferta en alrededor de 6,000 BPD. Este volumen se podría abastecer de las siguientes maneras:

- Importación por el muelle de GLP de Reficar

En este caso, a pesar que el muelle y las líneas de recibo tienen la capacidad para abastecer los 5,500 barriles, se requiere que las líneas de entrega a los distribuidores locales se amplíen a 7,500 BPD en lugar de los 5,000 BPD considerados en el proyecto actual mencionado en secciones anteriores. Igualmente habría que revisar la infraestructura con que cuentan los distribuidores para determinar la necesidad de almacenamiento adicional o incremento en las facilidades de carga a carrotanques, así como la viabilidad de su relación comercial con los distribuidores del interior del país para garantizar la entrega.

- Importación por infraestructura propiedad de una agente independiente:

Las instalaciones deben contar con un muelle y líneas que permitan recibir buques tanques de una capacidad tal que garanticen el suministro diario de al menos 6,000 BPD, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotanques como a barcazas.

Para cualquiera de las dos opciones consideradas para abastecer la falla en el suministro de Barrancabermeja se necesitaría construir recipientes con la capacidad de almacenar 150,000 barriles de GLP, es decir el equivalente a los 25 días de producción de la refinería.

5.4.3. Falla en la planta de secado de gas de Cusiana

En el campo de producción de gas de Cusiana se encuentra instalada una planta de secado que puede producir alrededor de 7,500 BPD de GLP según la producción histórica y la declaración de producción. Por lo anterior, para este análisis, se considerara que la disminución de la oferta de GLP por la indisponibilidad de la planta de Cusiana será de 7,500 BPD. Por tal razón una falla en la planta de gas Cusiana se considera la **contingencia más severa**, ya que se necesitaría tener almacenado un volumen de 187,500 barriles, el cual se podría abastecer de la siguiente manera:

- Importación por el muelle de GLP de REFICAR.

En este caso, a pesar que el muelle y las líneas de recibo tienen la capacidad para abastecer los 7,500 barriles, los flujos de descarga de los buques tanques limitan su tamaño y requiere una programación muy precisa para no incurrir en demoras. Adicionalmente, se requiere que las líneas de entrega a los distribuidores locales se amplíen a 7,500 BPD en lugar de los 5,000 BPD considerados en el proyecto actual. Igualmente habría que revisar la infraestructura con que cuentan los distribuidores para determinar la necesidad de almacenamiento adicional o



incremento en las facilidades de carga a carrotaques, así como la viabilidad de su relación comercial con los distribuidores del interior del país para garantizar la entrega.

- Importación por infraestructura propiedad de una agente independiente.

Las instalaciones deben contar con un muelle y líneas que permitan recibir buque tanques de una capacidad tal que garantice el suministro diario de al menos 7,500 barriles por día, facilidades de almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotaques como a barcazas.

La Tabla 12 presenta un resumen de los volúmenes desatendidos en promedio debido a una falla en cada una de las fuentes principales, y también presenta el volumen que se necesitaría tener almacenado para dar asegurar la confiabilidad del sistema.

Tabla 12. Volúmenes a considerar para la confiabilidad.

Fuente de la falla	Volumen desatendido en promedio BPD	Volumen almacenado necesario Barriles
Refinería de Cartagena	3,200 BPD	80,000 BPD
Refinería de Barrancabermeja	6,000 BPD	150,000 BPD
Cusiana	7,500 BPD	187,500 BPD

El dimensionamiento de la infraestructura necesaria para la confiabilidad se realiza entonces una vez elegida una falla en el campo Cusiana como la contingencia más severa. Para cualquiera de los dos casos considerados para suministrar los volúmenes faltantes (importación por el muelle de GLP de Reficar o importación a través de las instalaciones de un agente independiente) se considera que se deben construir esferas o recipientes cilíndricos (balas) que contengan un volumen que permita manejar la indisponibilidad de la planta de secado en Cusiana por 25 días, distribuido de la siguiente manera:

- 75,000 barriles (equivalentes a 10 días de consumo) que se construirían en las instalaciones del puerto de importación para manejar principalmente la indisponibilidad de la refinería Cartagena pero que se pueden aprovechar para manejar en parte una falla de suministro de la planta de Cusiana.
- 112,500 barriles (equivalentes a 15 días de consumo) que se construirían anexas a las instalaciones de la estación Puerto Salgar del propanoducto Galán – Puerto Salgar- Mansilla y serían los primeros en utilizarse en el caso de una falla en el suministro.

Si el evento es de corta duración, es decir entre 0-15 días se puede manejar con los inventarios estratégicos en Puerto Salgar. Si el evento es de una duración entre 15-25 días, se manejará adicionalmente con el almacenamiento estratégico equivalente a diez días de consumo que se implemente en el puerto de importación. Para eventos con duraciones mayores, su manejo



se hará con importaciones rotativas hasta que se supere la falla. Es importante señalar que la logística normal de abastecimiento del GLP producido en la planta de Cusiana contempla solo la utilización de carrotanques desde el punto de despacho hasta las instalaciones de los distribuidores, en este caso la ubicación estratégica en Puerto Salgar permitiría adicionalmente utilizar el sistema de transporte por poliductos hasta Yumbo.

5.5. Consideraciones sobre la estrategia para la confiabilidad

Una vez analizadas las diferentes indisponibilidades en la oferta de GLP y las posibilidades de manejo para garantizar la confiabilidad en el suministro, es preciso definir una estrategia que cubra todos los eventos considerados. En cuanto al puerto de importación existen dos posibilidades: a) utilizar la infraestructura portuaria existente en la refinería de Cartagena complementada con inversiones marginales en las líneas de entrega e instalaciones de los distribuidores y b) construir una infraestructura portuaria y de manejo que incluya muelle, líneas de recibo, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotanques como a barcas, parte de esta infraestructura también contribuiría al abastecimiento.

Aunque la opción de utilizar las instalaciones de la refinería de Cartagena puede lucir más atractiva porque solo requeriría la inversión en el almacenamiento estratégico y en las líneas de entrega que es común para las dos posibilidades analizadas, existen algunas complicaciones tales como:

- El tamaño máximo de los buques que puede recibir (60,000 barriles) y la capacidad de descargue pueden afectar la logística de abastecimiento, debido a la cantidad de buques tanques requeridos en el mes y sus ventanas de atención, especialmente en caso de la indisponibilidad de la planta de Cusiana.
- La limitación en la infraestructura de importación de la refinería de Cartagena, no permitiría una eventual integración con las facilidades requeridas para la importación de faltantes de GLP a mediano plazo.
- La concentración en un solo actor tanto del suministro de GLP como de su confiabilidad, lo cual limitaría la competencia. No habría un proceso abierto para la asignación de la construcción de la infraestructura de confiabilidad.
- Las posibles limitaciones para la construcción del almacenamiento estratégico debido a que su ubicación en una zona portuaria desarrollada podría tener problemas por disponibilidad de terreno.
- La utilización de las facilidades de los distribuidores de Cartagena que no siempre están directamente relacionados con el abastecimiento de las áreas afectadas por la indisponibilidad.

El criterio de confiabilidad se debe diseñar para proteger al sistema contra la contingencia más severa que puede afrontar. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y la dimensión de la operación, se considera que para garantizar el suministro de GLP se opte por



la opción de construir una infraestructura portuaria en Cartagena que sea adjudicada a través de un proceso competitivo.

De acuerdo con lo analizado para el nuevo punto de suministro por importación y con las necesidades de almacenamiento estratégico para el manejo de la contingencia más severa, se recomienda que como estrategia para el manejo de la confiabilidad en el suministro de GLP se lleven a cabo las siguientes acciones:

- Construir una infraestructura portuaria en **Cartagena** que incluya: muelle, líneas de recibo, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotaques como a barcazas que garantice mínimo el suministro continuo de 7,500 BPD, cuya remuneración será el resultado de un proceso competitivo y que también estaría remunerando infraestructura para **el abastecimiento**.
- Disponer de un inventario estratégico en el **puerto de importación** de 75,000 barriles para cumplir con el criterio de 10 días de consumo para el evento más crítico que es la indisponibilidad de la planta de Cusiana.
- Disponer de un inventario estratégico en la estación de **Puerto Salgar** de 112,500 barriles correspondiente a la indisponibilidad de la planta de Cusiana por 15 días que cubra también la indisponibilidad de la refinería de Barrancabermeja. Las instalaciones deben contar con facilidades de entrega a carrotaques y conectadas al sistema de transporte por ductos.

5.5.1. Costos de inversión y operación de la infraestructura para garantizar la confiabilidad.

A continuación se presenta un valor indicativo de las inversiones para cada uno de los componentes de la infraestructura de confiabilidad en el suministro de GLP. Las fuentes que se utilizaron para el cálculo de los costos son las siguientes:

- Información del proyecto PLEXA Port que se está desarrollando en Barranquilla.
- Información del análisis conceptual del proyecto en Puerto Bahía.
- Cotización de Bharat Tanks & Vessels para el diseño, fabricación, transporte e instalación de 3 balas de 800m³ cada una.
- Documento sobre información de facilidades portuarias “Development of bulk LPG import & distribution business in Puntland & Somaliland”².

5.5.1.1 Almacenamiento estratégico de 112,500 barriles en la estación de Puerto Salgar

Este almacenamiento estará localizado en inmediaciones de las instalaciones de la estación de Puerto Salgar. Aunque actualmente existen plantas de almacenamiento y despacho a

² www.adesoafrica.org/download/561d29770e4a3/

carro tanques en el área, para el cálculo del costo de inversión de este almacenamiento estratégico se considera que las instalaciones son independientes y requieren de infraestructura y facilidades propias tales como: sistema contra incendios, subestación e interconexión eléctrica, edificios, terreno y sistemas de cargue a carro tanques. En consecuencia, las inversiones a realizar están concentradas en la construcción e instalación de los recipientes de almacenamiento (balas), la infraestructura necesaria para su funcionamiento y las facilidades de entrega a carro tanques.

- Costo del suministro de los equipos (USD)

Para cumplir con los requerimientos de almacenamiento estratégico se requiere la instalación de 22 tanques cilíndricos de 800m³ de capacidad cada uno, además de la infraestructura para la entrega del producto.

- Costo de transporte hasta el interior del país

El costo de transportar las balas y sus accesorios se estima en un 5% del valor en puerto colombiano y corresponde a setecientos treinta y dos mil seiscientos dólares (USD 732,600).

- Costo del montaje y Comisionamiento (USD)

Los costos para el montaje de las 22 balas con sus accesorios e interconexiones con los sistemas existentes así como las actividades de comisionamiento y supervisión se estiman en cuatro millones cuatrocientos mil dólares (USD 4,400,000).

Tabla 13. Costos asociados para construcción de 22 balas en Puerto Salgar.

Descripción	Detalle	Precio USD
Equipos para Instalación de 22 tanques de 800 m ³ cada uno (15 días de almacenamiento)	Diseño, ingeniería y gerencia	330,000
	Construcción y transporte de las 22 balas de 800m ³ en Puerto Salgar	14,652,000
	Instrumentación	550,000
	Sistema Contra incendios y facilidades de interconexión	275,000
	Trabajos eléctricos	412,500
	Costo total equipos para almacenamiento	16,219,500
Costo transporte al interior	Aproximadamente el 5% del valor en puerto	732,600
Montaje y comisionamiento	Interconexión con sistemas existentes y supervisión	4,400,000
Costos infraestructura y facilidades de entrega	Tuberías, sistema de bombeo y cargaderos	3,025,000
	Instalaciones eléctricas	2,750,000
	Obras civiles, edificios y carreteras	2,750,000
	Sistema contra incendio	2,750,000
	Costo total infraestructura y facilidades de entrega	11,275,000
Imprevistos	Aproximadamente 5% del costo total	1,631,355
Total	COSTO TOTAL + IMPREVISTOS	34,258,455

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5.5.1.2 Almacenamiento estratégico en Cartagena de 75,000 barriles y construcción de embarcadero

Este inventario estaría localizado en la costa atlántica colombiana e incluye un puerto para la recepción de naves internacionales con producto importado. Aunque actualmente existen algunos proyectos en zonas portuarias, para el cálculo del costo de inversión de este sistema se considera que las instalaciones son independientes y requieren de infraestructura portuaria (muelle) y facilidades propias. En consecuencia, las inversiones a realizar están concentradas en la construcción e instalación de los recipientes de almacenamiento (balas) y su interconexión con los sistemas existentes y el muelle de recepción de buques.

- Costo del suministro de los equipos (USD)

Para cumplir con los requerimientos de almacenamiento estratégico se requiere la instalación de 15 tanques cilíndricos de 800 m³ de capacidad cada uno, además de las facilidades de entrega.

- Costo de muelle o embarcadero

El costo de construcción del muelle en puerto colombiano que corresponde a tres millones de dólares (USD 3,000,000).

- Costo del montaje y Comisionamiento (USD)

Los costos para el montaje de las 15 balas con sus accesorios e interconexiones con los sistemas existentes así como las actividades de comisionamiento y supervisión se estiman en dos millones veinticinco mil dólares (USD 2,025,000).

Tabla 14. Costos asociados para construcción de 15 balas en Cartagena.

Descripción	Descripción	Precio USD
Equipos para Instalación de 15 tanques de 800 m ³ cada uno (10 días de almacenamiento)	Diseño, ingeniería y gerencia	285,000
	Construcción y transporte de las 15 balas de 800m ³ en Cartagena	9,990,000
	Instrumentación	547,500
	Sistema Contra incendios y facilidades de interconexión	562,500
	Trabajos eléctricos	367,500
	Costo total equipos para almacenamiento	11,752,500
Construcción muelle	Costo Muelle o embarcadero	3,000,000
Montaje y comisionamiento	Interconexión con sistemas existentes y supervisión	2,025,000
Costos infraestructura y facilidades de entrega	Tuberías, sistema de bombeo y cargaderos	2,700,000
	Instalaciones eléctricas	1,875,000
	Obras civiles, edificios y carreteras	3,000,000
	Sistema contra incendio	1,875,000
	Costo total infraestructura y facilidades de entrega	9,450,000
Imprevistos	Aproximadamente 5% del costo total	1,311,375
	COSTO TOTAL + IMPREVISTOS	27,538,875

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.



El costo total de la infraestructura de puerto y almacenamiento estratégico para garantizar la confiabilidad en el suministro de GLP en caso de falla en cualquiera de sus fuentes se estima en: sesenta y un millones setecientos noventa y siete mil trescientos treinta dólares (USD 61,797,330).

Finalmente y de acuerdo con las guías internacionales que recomiendan que a este nivel de desarrollo se consideren los costos operativos anuales como un porcentaje de la inversión, se estiman en un 3% correspondiente a: un millón ochocientos cincuenta y tres mil novecientos diecinueve dólares (USD 1,853,919.9).

RESUMEN DE CAPEX Y OPEX:

Los componentes del CAPEX y OPEX total para atender la contingencia más crítica en el sistema cual es la salida de Cusiana son los siguientes:

Almacenamiento Puerto Salgar	USD 34,258,455
Puerto de importación Cartagena + almacenamiento estratégico	USD 27,538,875
TOTAL	USD 61,797,330
Inventario de producto 75,000 barriles en Cartagena + Inventario de producto 112,500 barriles en Cartagena + transporte a Puerto Salgar	USD 11,833,607
TOTAL + INVENTARIO	USD 73,630,937
El OPEX se considera un 3% del valor del CAPEX	USD 1,853,919

Para estimar el valor de los inventarios se utilizaron las tarifas publicadas por Ecopetrol para cada una de sus fuentes, incluyendo importación, específicamente se usó el valor de Febrero de 2018, es decir 1,913.13 \$/kg ya que se considera que los inventarios deberán ser adquiridos a través de producto importado. Para calcular el inventario en Puerto Salgar se consideran costos de transporte de 270 \$/kg desde Cartagena.

Con estos costos es posible realizar un estimado del cargo por Confiabilidad e infraestructura de Abastecimiento suponiendo un periodo de pago del sistema de 20 años a una tasa del 12% anual. Como resultado se obtuvo un valor de \$42.5 \$/kg, valor que debe pagar toda la demanda para remunerar los activos por confiabilidad y abastecimiento.

Comparando con los precios de 2017 para un cilindro de GLP de 15 kg, (33 libras), este valor representarían el 1.5% sobre el precio final que pagan los usuarios residenciales, el valor de un cilindro de este tamaño aumentaría 638 pesos.



6. COSTOS DE RACIONAMIENTO

Según el estudio realizado por la UPME en 2016 para estimar los costos de racionamiento del sector de gas licuado del petróleo – GLP se define el costo de interrupción como: valoración de la pérdida de bienestar del usuario debido a una determinada interrupción del servicio de GLP, es decir el valor que está dispuesto a pagar un usuario para evitar una situación de racionamiento. Además se define el costo de racionamiento como la agregación de los costos individuales. En este estudio se obtuvieron los costos de racionamiento unitarios por región y para los sectores residencial y no residencial, a partir de estos análisis se creó un plan de racionamiento que permitió obtener una curva de mínimo costo unitario de racionamiento. En la Tabla 15 se presentan los resultados.

De acuerdo con esta información, el usuario final de GLP en el sector residencial estaría dispuesto a pagar 466.2 \$/kg una vez han transcurrido 24 días de racionamiento y el sector no residencial estaría dispuesto a pagar 518 \$/kg transcurrido este mismo tiempo, este valor representa un incremento de 18% y 26% respectivamente con respecto al precio de venta que tenía el GLP a la fecha de estudio, dicho precio se obtuvo del SUI.

Tabla 15. Costos de racionamiento por sector.

Días de Racionamiento	Usuarios Residenciales		Usuarios No Residenciales	
	Costo mínimo unitario (\$/kg)	Incremento porcentual (Precio promedio a fecha estudio: 2,608.82\$/kg)	Costo mínimo unitario (\$/kg)	Incremento porcentual (Precio promedio a fecha estudio: 1,955.53 \$/kg)
4	421.6	16%	511.1	26%
8	428.4	16%	434.0	22%
12	449.3	17%	476.0	24%
16	460.4	18%	501.6	26%
20	462.2	18%	517.1	26%
24	466.2	18%	518	26%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

Al comparar el valor calculado como cargo por confiabilidad y abastecimiento de \$42.5 \$/kg con los costos de racionamiento, se tiene que para 24 días de racionamiento, el incremento del costo por kg por confiabilidad es muy inferior al costo de racionamiento de GLP para el sector residencial y no residencial. Lo anterior significa que la demanda nacional de GLP se vería menos afectada pagando un incremento en la tarifa por confiabilidad por 20 años que verse sometida a un incremento de precio por racionamiento de GLP.

7. SUSTITUCIÓN DE LEÑA POR GLP

Hay un uso en particular para el GLP que trae beneficios para la salud humana, este es cuando se reemplaza la leña o carbón, usado en algunas regiones del país para la cocción de alimentos, por gas licuado del petróleo. El consumo de energéticos como leña y carbón en recintos cerrados conlleva unas implicaciones negativas para la salud como se verá en este capítulo, además de que esta actividad influye en la deforestación de los ecosistemas. Es posible cuantificar la cantidad de familias que consumen algún recurso de biomasa en Colombia, lo que da una idea de la demanda que existe para el GLP en este sector.

A continuación se presenta la información de los hogares en **miles** que preparan alimentos y que utilizan leña, madera o carbón de leña para cocinar.

Tabla 16. Consumo de leña, madera o carbón de leña en Colombia para la cocción de alimentos en 2017.

Región	Cabecera	Centros Poblados y Rural Disperso	Total miles de hogares
Colombia	105	877	982

Fuente: ECV – DANE 2017.

Permanecer en espacios cerrados, con baja ventilación, durante episodios de alta contaminación del aire es una de las situaciones de alta exposición, duración y frecuencia a especies químicas peligrosas para la salud. Una de estas situaciones está relacionada con la quema de biomasa y carbón vegetal para suplir necesidades de calefacción (en pisos térmicos altos) y cocción de alimentos; práctica común en países en desarrollo o economías emergentes, como lo es actualmente Colombia.

Según los estudios “Principles of air quality management” (Griffin, 2006), y “Salud Ambiental y Desarrollo” (Calderón, Romero y Gómez, 1995), la quema no controlada en hornillas tradicionales y artesanales de madera, residuos de corte, cosecha y agrícolas, carbón vegetal y estiércol es una práctica que no ha evolucionado significativamente desde la Etapa Lítica o Edad de la Piedra, y que por ende libera una significativa cantidad de especies químicas peligrosas que representan un riesgo de muerte o enfermedad a las personas, principalmente a población vulnerable como neonatos, infantes, adultos mayores y madres en gestación.

Según la Organización Mundial de la Salud - OMS, aproximadamente 3,000 millones de personas cocinan o calientan sus hogares con fuegos “abiertos” o en cocinas con este tipo de energético, y cada año más de 4 millones de personas mueren prematuramente por enfermedades atribuibles a la contaminación del aire de los hogares como consecuencia del uso de combustibles sólidos para cocinar. Así mismo, Alvis y De la Hoz en su estudio del año 2008 “Contaminación del aire domiciliario y enfermedades respiratorias” estiman que la exposición al humo de la biomasa se asocia con infecciones respiratorias agudas y defunciones prematuras en niños menores de 5 años, también con Enfermedad Pulmonar Obstructiva Crónica – EPOC y con cáncer de pulmón en mujeres mayores de 30 años. En el



año 2015 en Colombia se identificó que una de las fuentes principales de liberaciones de dioxinas y furanos, material particulado, monóxido de carbono y gases de efecto invernadero corresponde al uso de biomasa como combustible doméstico en hornillas o estufas de baja eficiencia³; práctica que incrementa los riesgos a la salud de la población por altos niveles de contaminación intra domiciliaria.

Esta es una condición de riesgo para 982 mil familias que usan leña diariamente para cocción de los cuales 877 mil son familias rurales y las restantes 105 mil son familias urbanas según lo presentado en la Tabla 16⁴, lo cual demuestra que la biomasa no es un energético de uso aislado en el país y que el riesgo para la salud es evidente, cuyo costo anual promedio de impactos en la salud en las zonas rurales de Colombia asciende a 1.1 billones de pesos (0.22 % del PIB en 2009) de acuerdo con lo publicado por el Banco Mundial en el año 2014 en su estudio “Environmental Health Costs in Colombia”.

La diferencia de estructura molecular del GLP en comparación con la biomasa radica principalmente en el número de carbonos, ya que el primero posee máximo hasta cuatro, mientras que la madera está constituida por polímeros orgánicos complejos como la lignina compuestos por 30, 50 o más átomos de carbono. Esta enorme diferencia estructural le permite al GLP tener una mejor combustión, toda vez que no se presentan fenómenos de superficie en la oxidación del combustible, algo común y regular en la quema de sólidos.

La combustión de GLP no generaría 28 especies químicas catalogadas como hidrocarburos aromáticos policíclicos que si emite la biomasa (madera). Condición de quema que reduce los riesgos de los usuarios domiciliarios de adquirir cáncer o padecer enfermedades de las vías respiratorias superiores o inferiores además, la generación de material particulado es mucho menor.

El GLP es un combustible más sencillo -molecularmente hablando- y al tener un mayor poder calorífico que la leña, brindará una quema más eficiente y limpia, con menos emisiones, que reducirá el riesgo de intoxicación por formación de monóxido de carbono, de adquirir enfermedades respiratorias crónicas o de suscitar cáncer pulmonar por inhalación de material particulado y compuestos orgánicos totales.

Un estudio más reciente realizado por el departamento nacional de planeación DNP⁵ actualizó la información a 2015 sobre los costos en la salud asociados a la degradación ambiental en Colombia, en este estudio se le atribuyen a la contaminación del aire interior 2,286 muertes al año y 1.2 millones de enfermedades, cuyos costos por mortalidad prematura y atención de enfermedades superan los \$3 billones de pesos al año, equivalentes al 0.38% del PIB del 2015.

³ **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2015).** *Lineamientos para un programa nacional de estufas eficientes para cocción de leña.* Bogotá, Colombia. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República de Colombia.

⁴ **DANE (2018)** Encuesta de Calidad de Vida 2017

⁵ **Departamento Nacional de Planeación DNP (2018).** Valoración económica de la degradación ambiental en Colombia 2015



Sustituir el uso de leña por GLP beneficiaría a 982 mil hogares, para tener una aproximación de cuanto representaría esto para la demanda se puede usar el consumo de subsistencia determinado por la UPME⁶ para el cálculo de subsidios, este es 14.6 kg/usuario cada mes que a su vez se aproxima a que cada hogar consume un cilindro de 30 lb al mes. Usando esta información 982 mil hogares representaría una demanda de 14,337,200 kg de GLP al mes es decir aproximadamente 5,400 BPD, lo que equivale 28.6% del consumo total reportado en el año 2017.

El costo anual estimado de proveer 5,400 BPD, suponiendo que sea atendido a través de GLP importado sería de 329 mil millones, cifra que apenas representa un 10% de los 3 billones de pesos estimados por el DNP.

⁶ **UPME (2013)**. Definición de criterios técnicos para la determinación del consumo de subsistencia de GLP y propuesta metodológica para la aplicación de subsidios.



8. ANÁLISIS AUTOGAS

Mediante la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 81552 del 2000 se autorizó el uso de GLP como carburante automotor **exclusivamente** para los vehículos adscritos a las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios de distribución de GLP, para el resto de vehículos ya sea servicio público o particular el GLP no estaba permitido para su uso como combustible automotor y se consideraba ilegal efectuar conversiones de vehículos para que funcionaran con GLP.

Esta prohibición estuvo vigente hasta junio de 2016 cuando se expidió la Resolución 40577 en la cual se autorizó el uso del gas licuado del petróleo, como carburante en motores de combustión interna, carburante en transporte automotor (Autogas) y demás usos del GLP, para la realización de pruebas piloto en el territorio colombiano. De acuerdo con esta última Resolución es prudente realizar un análisis de demanda de Autogas en el país, ya que podría ser un componente importante en el balance de GLP, con base en los análisis sobre precio de este capítulo se realizó la proyección de GLP para el sector transporte.

La situación de déficit para atender la demanda, en la cual se encuentra inmerso el mercado obliga a que esta alternativa de consumo adicional sea evaluada con un precio de GLP de naturaleza importada, sería la única fuente disponible para hacerlo. Dentro del proceso para llevar el producto al usuario final participan distintos actores. El precio al cual se le vendería al usuario recupera los costos y rentabiliza las inversiones que dichos actores realizan. Finalmente, este precio es afectado en una parte por el IVA.

Para analizar la competitividad del GLP frente al GNV y la gasolina se realizó un estimado del precio de venta al usuario final en estaciones de servicio y se tuvo en cuenta el costo de conversión de los vehículos para poder funcionar con GLP. Para realizar este estimado inicialmente se asume que hay un agente encargado de importar el producto e instalar y operar una infraestructura para su almacenamiento dentro de un puerto. El agente paga un “arriendo” por hacer uso de las instalaciones del puerto.

Los costos asociados a la importación del producto y almacenaje en puerto en la Costa Caribe son los siguientes⁷:

Precio mercado “Mont Belvieu”	0.63	USD/galón
Flete a Costa Caribe en Colombia	0.25	USD/galón
Tarifa portuaria	0.04	USD/galón
Costo por uso de instalaciones del puerto	0.16	USD/galón
Costo total GLP en Costa Caribe	3,132	COP/galón

El transporte desde la Costa Caribe hasta la ciudad de Bogotá se estimó en 704 COP/galón

⁷ Precio promedio “Mont Belvieu” julio 2017 y TRM 2900

Para calcular los posibles precios de venta en estaciones de servicio, se hicieron los cálculos basados en dos sistemas de almacenamiento y operación, el primero de 1,000 gal TIPO 1 y el segundo de 2,000 gal TIPO 2.

Para el sistema TIPO 1 se calcularon costos fijos de 270 millones COP al año y una inversión de 261 millones COP, mientras que para el sistema TIPO 2 se calcularon unos costos fijos de 437 millones COP al año y una inversión de 366 millones COP. Como tasa de oportunidad del negocio se utilizó un 11% y se hizo un análisis a 5 años

Con todas estas consideraciones se llegó a un precio para el usuario final de 5,614 \$/gal para el sistema TIPO 1 y de 5,121 \$/gal para el sistema TIPO 2, ambos precios en la ciudad de Bogotá. Las inversiones estimadas para que los carros puedan utilizar GLP y gas natural son COP 2,107,919 y COP 3,237,632 respectivamente.

Un vehículo que consume 6 galones/día de gasolina, se estimó que equivale a uno que consume 20 m³/día de gas natural vehicular y 7 galones/día de GLP. El beneficio que tiene el usuario final se determina por la diferencia entre el costo de usar GLP y gasolina (Realizar una sustitución). Este beneficio debe generar un periodo de repago sobre la inversión asociada a la instalación del sistema de GLP en el vehículo. El periodo de repago del GLP se comparó con el que resultaría si se utilizara gas natural.

Tabla 17. Comparación Autogas sistema tipo 1 con otros combustibles

	Gasolina	GNV	GLP TIPO 1
Consumo diario	6 gal	20 m ³	7 gal
Tarifa Usuario Final	8,750 \$/gal	1,550 \$/ m ³	5,614 \$/gal
Gastos Combustible (\$/mes)	1,575,000	930,000	1,178,982
Inversión (\$)		3,237,632	2,107,919
Ahorro mes (\$/mes)		645,000	396,018
Repago Inversión (Meses)		5	5
Kg de CO ₂ emitidos al día	52.85	39.6	44.85

Tabla 18. Comparación Autogas sistema tipo 2 con otros combustibles

	Gasolina	GNV	GLP TIPO 2
Consumo diario	6 gal	20 m ³	7 gal
Tarifa Usuario Final	8,750 \$/gal	1,550 \$/ m ³	5,121 \$/gal
Gastos Combustible (\$/mes)	1,575,000	930,000	1,075,410
Inversión (\$)		3,237,632	2,107,919
Ahorro mes (\$/mes)		645,000	499,590
Repago Inversión (Meses)		5	4
Kg de CO ₂ emitidos al día	52.85	39.6	44.85

El consumidor potencial al cual le interesaría utilizar esta alternativa de combustible en su automóvil es uno cuya frecuencia de uso del carro es muy alta. Las evaluaciones económicas realizadas concluyeron que el uso del GLP frente a la gasolina genera considerables beneficios. Sin embargo, frente a la alternativa que tendría el usuario de utilizar gas natural, no hay un beneficio claro.



Además, ya existe un programa de promoción para las conversiones a GNV pese a lo cual la demanda de este energético para el transporte, está experimentando reducciones importantes. Frente a lo anterior y dado que un proceso de promoción del GLP como combustible automotor exigiría altas inversiones, que no se encuentran cuantificadas en esta evaluación y que aún no están en marcha, se ve que el Autogas no sería en el corto plazo un reactivador de la demanda de GLP en el país.

Sin embargo, el déficit nacional de GLP no debe impedir la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Autogas, por lo que se recomienda considerar la expedición de los reglamentos técnicos, con los cuales se pueden realizar las evaluaciones de las inversiones necesarias para su desarrollo, y realizar estudios más detallados sobre la viabilidad del Autogas.



9. ANÁLISIS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)

Una potencial actividad que podría incrementar la demanda del GLP en el país, es la de su uso para generación eléctrica (y respectiva comercialización) en Zonas No Interconectadas (ZNI). Las ZNI son áreas (Municipios, Corregimientos, Localidades y Caseríos) que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dado que no hacen parte del SIN, cuentan con un suministro de energía aislado y dedicado, compuesto por una generación y distribución de energía, para atender al grupo de usuarios que están en el área.

En la actualidad la mayoría de soluciones de generación para las ZNI son plantas cuyo combustible es ACPM (Diésel). La evaluación para determinar si es viable utilizar GLP para generar en estas zonas, se centra en tener una idea de si éste es más económico que el ACPM. El contar con una solución más económica que el ACPM, es importante para los usuarios, por eso también se debe tener en cuenta que el gobierno subsidia los costos de la energía en estas zonas.

La viabilidad económica se centra en evaluar el costo que tendría instalar y operar una planta de ACPM, en un potencial grupo de zonas donde se podría implementar soluciones de electrificación. A partir de ese costo, determinar el precio máximo que podría costar el GLP en cada una de las zonas, para tener un punto de indiferencia frente al uso del ACPM. El costo máximo del GLP se afecta también por los costos de instalación y operación en que deba incurrir un desarrollador para una planta que utilice este recurso.

Los resultados del plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica – PIEC 2016 – 2020 llevado a cabo por la UPME indican que para el año 2015 existen 431,137 viviendas sin servicio de energía eléctrica distribuidas en 31 departamentos, 207,449 de estas viviendas requieren una solución aislada, este es el insumo para realizar un análisis futuro de precios y poder decidir entre diferentes tipos de tecnología y combustible para generación incluido el GLP. Los resultados del PIEC se pueden ver en detalle en el Anexo 1.



10. SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL SECTOR DE GLP

Actualmente, los agentes del sector de GLP tienen la obligación de reportar la información técnica, operativa y de seguridad en la base de datos del SUI. Aunque esta herramienta es de gran utilidad para contar con datos del sector de GLP, los cuales permiten al estado ejercer sus funciones de regulación, planeación, vigilancia y control, y que la SSPD ha implementado políticas para verificar la calidad de datos reportados por los agentes, tiene la falencia de no contar con otro sistema de información que permita contrastar, verificar, corroborar o validar la información del sector de GLP que permita contribuir con la formalización del mismo.

La CREG a través de la Resolución 121 de 2016 publicó un proyecto de resolución “*Por la cual se establece el reglamento de comercialización mayorista de gas licuado de petróleo y se dictan otras disposiciones*”. En esta propuesta regulatoria se proponía la creación de un *Gestor del Mercado de GLP*, el cual tenía entre otras la función de reportar diseñar, implementar y administrar el Sistema de Información del Mercado Mayorista de GLP – SIMM-GLP, que tendría a manera general dos objetivos: i) Desplegar información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada por parte del gestor del mercado y ii) Permitir a los agentes intercambiar información para la compra y venta de GLP, con el propósito de facilitar, publicitar y dar transparencia a las negociaciones del mercado mayorista.

Además de la propuesta regulatoria, se podría analizar la creación e implementación de un módulo de GLP en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos - SICOM, en donde el distribuidor de GLP para solicitar el producto al Comercializador Mayorista, utilice de manera similar el módulo de órdenes de pedido que utilizan las estaciones de servicio al momento de solicitar el combustible a los proveedores mayoristas.

Con alguna de estas dos opciones, se permitiría realizar una verificación de la calidad de la información de que dispone el sector de GLP y terceros interesados y contribuiría en cierta manera con la formalización del sector, en razón a que se puede tener una mayor trazabilidad del GLP comercializado a través de toda la cadena de prestación del servicio, identificando los agentes que participan en esta comercialización.



11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Analizando el balance de GLP se observa una situación de déficit a mediano y corto plazo. Se encuentra que el mercado del GLP continúa con tasas de concentración similares a las que registraba hace 10 años con el agravante de un panorama de déficit de oferta que puede ser permanente si no se toman las decisiones correctas de política que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad del GLP.

Ante un déficit de oferta es recomendable promover la entrada de nuevas fuentes de producción local, se visualiza un potencial principalmente en las fuentes de Barrancabermeja y en el campo Cupiagua, los cuales requieren una señal de precios para su desarrollo. Si no se desarrolla la oferta local es viable pensar en el desarrollo de proyectos de importación de GLP preferiblemente operados por un tercero o independiente que no cuente con participación en agentes activos en la cadena de GLP.

La disminución de la oferta de producción nacional tiene su explicación, entre otros, en la menor oferta de producto de fuentes con precio regulado, a partir de las decisiones al interior de Ecopetrol, que como agente económicamente racional y en cierta manera en aras de mejorar su rentabilidad, ha venido rentabilizando con usos alternativos algunas de las corrientes de GLP que anteriormente se destinaban al servicio público domiciliario.

Siendo el GLP un subproducto que puede ser utilizado como insumo en la producción de corrientes de hidrocarburos de mayor valor, su nivel de remuneración para dedicarlo al servicio público domiciliario de GLP es el costo del sustituto, lo que implica la necesidad de determinar el costo de oportunidad de los usos alternativos de las corrientes de GLP. Si la señal de precios se ajusta para reflejar dicho costo de oportunidad se generaría un incentivo para contar con un nivel de oferta mayor proveniente de la fuente Barrancabermeja y con un menor precio que el GLP importado.

El mecanismo de “paridad de exportación” no ha generado los incentivos necesarios para el ingreso de nueva oferta a cargo de otros agentes por lo cual mantener el esquema actual, mediante un precio regulado para Ecopetrol y precios libres para los demás, los que a su vez también terminan referenciados al modelo de “paridad exportación”, no es una propuesta que se pueda considerar viable para el futuro del mercado. Tanto la CREG como el MME realizaron diagnósticos de la situación del GLP en el país en el año 2016 y el 2017 llegando a conclusiones similares.

Se recomienda analizar el diseño de un nuevo esquema regulatorio para el suministro que les brinde a los agentes los incentivos para incorporar nueva oferta en el mercado. Específicamente se recomienda analizar la regulación de precios y la conveniencia de iniciar una transición a un mecanismo de paridad importación.

Para aumentar la confiabilidad del servicio de GLP se propone una inversión en infraestructura para el almacenamiento estratégico a través de producto importado, esta infraestructura la pagaría la demanda durante un periodo de 20 años, el costo por kg es muy inferior a lo que estaría dispuesto a pagar cada usuario en caso de escasez de GLP, además



este cargo propuesto también estaría pagando infraestructura para abastecimiento al remunerar un puerto de importación en Cartagena con la capacidad de entregar al país 7,500 BPD de GLP.

Como se manifestó en la última declaración de producción algunos agentes no presentan sus proyecciones al manifestar que no producen GLP como tal, si no productos blancos de propano y butano individualmente. Contar con estos volúmenes adicionales de propano y butano que finalmente se mezclan para ser ofrecidos en el sector de servicios públicos, permitirían realizar la planeación del sector de manera más acertada y confiable. Adicionalmente una declaración de producción para tan solo 5 años, dificulta la realización de un balance a largo plazo que permita tomar mejores decisiones sobre la planeación del sector. Se requiere que esta declaración sea por lo menos de los siguientes 10 años y que exista algún mecanismo que permita que se cumpla con los volúmenes declarados, para no generar incertidumbre en el sector y poder planear la infraestructura necesaria asegurando abastecimiento y confiabilidad.

Se recomienda implementar un sistema de información que complemente la información registrada en el SUI y que permita realizar una verificación de la calidad de la información de que dispone el sector de GLP y terceros, tal como se ha expuesto en el capítulo 10. También se recomienda implementar mecanismos para fortalecer el SUI, sería beneficioso tener un mayor rigor en los plazos que se otorgan para el reporte de información de las empresas.

Se recomienda analizar la metodología establecida de remuneración de transporte por el sistema de poliductos, se considera que no se está realizando un uso eficiente de la capacidad disponible, ya que se evidencia que el transporte hasta algunos sitios de demanda se realiza en su totalidad a través de carrotaques pudiendo realizarse parcialmente por los poliductos.

Se recomienda formalizar un comité de operaciones de GLP entre los agentes y el gobierno para contar con información completa y oportuna sobre el sector y poder soportar decisiones de abastecimiento.

El sector ha manifestado que se encuentra a la espera de la expedición de la reglamentación técnica del Autogas, para poder desarrollar los análisis pertinentes de su incursión en el sector transporte, lo UPME recomienda considerar su expedición.



ANEXOS

Anexo 1. Potencial de demanda en zonas no interconectadas (Resultados PIEC 2016 – 2020).

Departamento	Viviendas sin servicio 2015	Viviendas sin servicio solución aislada
Amazonas	6,535	6,535
Antioquia	7,581	5,679
Arauca	3,684	2,866
Atlántico	3,307	1,273
Bogotá D.C	-	-
Bolívar	25,014	13,065
Boyacá	11,304	2,194
Caldas	405	317
Caquetá	12,917	7,109
Casanare	13,413	5,802
Cauca	41,593	6,633
Cesar	10,508	4,771
Chocó	22,330	16,553
Córdoba	38,745	10,370
Cundinamarca	10,026	1,540
Guainía	1,776	1,776
Guaviare	4,302	2,802
Huila	12,332	2,669
La Guajira	54,880	44,783
Magdalena	28,734	11,569
Meta	15,519	10,086
Nariño	15,732	6,214
Norte de Santander	8,294	6,260
Putumayo	34,103	11,602
Quindío	150	90
Risaralda	22	22
San Andrés y Providencia	-	-
Santander	6,093	1,921
Sucre	7,291	4,897
Tolima	13,916	5,125
Valle del Cauca	11,360	3,655
Vaupés	2,882	2,882
Vichada	6,389	6,389
Total Nacional	431,137	207,449