

**ANÁLISIS DE MECANISMOS DE AMPLIACIÓN DE MERCADO DE GAS NATURAL EN
COLOMBIA, GARANTIZANDO EL ABASTECIMIENTO EN EL CONTEXTO DE LA
TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

JUAN CAMILO OCAMPO AYALA

**PROYECTO INTEGRAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

ORIENTADOR

YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO

INGENIERO DE PETRÓLEOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BOGOTÁ D.C

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del director

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ramiro Augusto Forero Corzo

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario general

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	10
INTRODUCCIÓN	11
OBJETIVOS	13
1. BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA	14
1.1 Gestor de mercado de gas natural	14
2. MARCO TEÓRICO	16
2.1 Evolución del gas natural en Colombia	16
2.2 Suministro de gas natural	17
2.3 Transporte de gas natural	19
2.3.1 <i>Gasoductos virtuales</i>	20
2.4 Distribución del gas natural	22
2.5 Comercialización del gas natural	22
2.6 Demanda	22
2.7 Rol de gas natural en la transición energética	23
2.8 Principales regulaciones aplicables al gas en Colombia	24
2.9 Antecedentes	24
2.9.1 <i>Análisis de costos; brak-even y perspectivas de la oferta de gas natural en Argentina</i>	24
2.9.2 <i>La regulación para la integración de mercados de gas en América Latina, a la luz de las nuevas condiciones del mercado y tecnológicas</i>	24
2.9.3 <i>Estudio de mercado del gas (EM06-2020)</i>	25
3. METODOLOGÍA	26
3.1 Mecanismos por los cuales se rige el mercado de gas	27

3.1.1	<i>Mecanismos de comercialización</i>	27
3.1.2	<i>Producción de gas</i>	27
3.1.3	<i>Transporte de gas</i>	27
3.2	Pronóstico de demanda de gas natural	27
3.2.1	<i>Modelo ARIMA</i>	28
3.2.2	<i>Proyección de demanda por sectores (curva de demanda)</i>	30
3.3	Fortalecimiento del mercado de gas	31
3.4	Matriz de selección	31
4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	33
4.1	Mecanismos por los cuales se rige el mercado de gas	33
4.1.1	<i>Mecanismos de comercialización de gas</i>	33
4.1.2	<i>Producción de gas</i>	35
4.1.3	<i>Transporte de gas</i>	40
4.2	Pronóstico de demanda de gas natural	44
4.2.1	<i>Demanda histórica por sectores</i>	44
4.2.2	<i>Demanda histórica total de gas</i>	49
4.2.3	<i>Proyección de demanda por sectores (curva de demanda)</i>	50
4.3	Estrategias para el fortalecimiento de los mecanismos actuales en el mercado de gas natural en Colombia	53
4.3.1	<i>Biogás y Biometano</i>	53
4.3.2	<i>Reactivación del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte</i>	55
4.3.3	<i>Ampliación de operaciones Off-Shore</i>	56
4.3.4	<i>Planta de regasificación del pacífico</i>	57
4.3.5	<i>Fracturamiento hidráulico</i>	58
4.3.6	<i>Ampliación de red de gasoductos</i>	59

<i>4.3.7 Matriz de selección de las estrategias formuladas</i>	60
<i>4.3.8 Peso de cada ítem</i>	60
<i>4.3.9 Justificación de los valores de cumplimiento asignados a cada ítem</i>	63
5. CONCLUSIONES	69
REFERENCIAS	70
ANEXOS	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 <i>Servicios prestados por el gestor del mercado</i>	15
Figura 2 <i>Principales fuentes de suministro del país</i>	18
Figura 3 <i>Producción por departamentos</i>	19
Figura 4 <i>Participación de los transportadores en el SNT en el mercado (Km de red)</i>	20
Figura 5 <i>Diagrama de funcionamiento de los gasoductos virtuales</i>	21
Figura 6 <i>Usuarios de gas natural en la ciudad de Bogotá D.C.</i>	23
Figura 7 <i>Diagrama general de Metodología</i>	26
Figura 8 <i>Condiciones de subastas de suministro y transporte.</i>	34
Figura 9 <i>Condiciones de subastas de asignación de Transporte Ante Congestión Contractual</i>	35
Figura 10 <i>Suministro promedio de gas en Colombia en 2023 (GBTUD)</i>	36
Figura 11 <i>Sistema Nacional de Transporte (SNT)</i>	41
Figura 12 <i>Demanda histórica de gas sector residencial</i>	45
Figura 13 <i>Demanda histórica de gas sector comercial</i>	45
Figura 14 <i>Demanda histórica de gas sector GNV</i>	46
Figura 15 <i>Demanda histórica de gas sector petroquímico</i>	47
Figura 16 <i>Demanda histórica de gas sector industrial</i>	47
Figura 17 <i>Demanda histórica de gas sector termoeléctrico</i>	48
Figura 18 <i>Demanda histórica de gas sector refinería</i>	49
Figura 19 <i>Demanda histórica de gas total</i>	49
Figura 20 <i>Proyección de demanda sector residencial</i>	50
Figura 21 <i>Proyección de demanda sector comercial</i>	51
Figura 22 <i>Proyección de demanda sector GNV</i>	51
Figura 23 <i>Proyección de demanda sector industrial</i>	52
Figura 24 <i>Proyección de demanda sector termoeléctrico</i>	52
Figura 25 <i>Ubicación geográfica de la planta de regasificación del pacífico</i>	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 <i>Principales regulaciones aplicables al sector del gas</i>	24
Tabla 2 <i>Empresas productoras y fuentes de gas</i>	36
Tabla 3 <i>Capacidad de producción de Biogás de la planta San Fernando</i>	55
Tabla 4 <i>Matriz de selección</i>	62

RESUMEN

Este documento presenta como objetivo principal el análisis de los mecanismos mediante los cuales se rige actualmente el mercado de gas natural de Colombia y la búsqueda de opciones cuya implementación en el mercado colombiano sea viable. Esto debido a que Colombia es un país que depende altamente de los hidrocarburos en todas las industrias y a nivel social.

Se realiza un análisis de las diferentes herramientas disponibles para consultar la demanda actual y el histórico de la misma, con el fin de realizar seguimiento al crecimiento de la demanda que se ha venido presentando desde el año 2009 hasta la actualidad; con los datos históricos de demanda se realiza una proyección de demanda por sectores para los próximos dos años y se identifica que los mecanismos actuales no son suficientes para abastecer el mercado en su totalidad. Por lo cual se analizan diversas maneras de aumentar la oferta de gas natural y de transporte de este.

Se identifica la necesidad de explotar al máximo los recursos que tenemos disponibles como los son los yacimientos off-shore, así como la implementación de nuevas tecnologías con la finalidad de aprovechar fuentes de gas no convencionales y optimizar el transporte.

Palabras clave: Demanda, gas, mercado, mecanismos, oferta, precio.

INTRODUCCIÓN

Colombia es un país cuyo funcionamiento y economía dependen en gran parte de los hidrocarburos, pues en todo el territorio nacional los combustibles predominantes empleados en el transporte son derivados del petróleo como son la gasolina, el ACPM, el Diesel y el gas natural vehicular, a nivel industrial y residencial se emplea el gas natural en múltiples tareas,[1] “los usos más comunes del gas natural a nivel residencial son para cocinar y calefacción, si se habla a nivel industrial sus usos son mucho más amplios, pues se emplea en casi todos los procesos que puedan requerir calentamiento para un correcto funcionamiento”. [2]

Uno de los usos del gas natural a nivel industrial que muchas personas desconocen es la producción de energía eléctrica. Dado que Colombia cuenta con una gran riqueza hídrica, la mayor parte de la energía eléctrica demandada se produce mediante plantas hidroeléctricas. Sin embargo, en los últimos años, el fenómeno de El Niño se ha intensificado en todo el mundo y ocurre por períodos de tiempo más prolongados. Esto ha provocado una disminución en el nivel de las fuentes hídricas, reduciendo significativamente la capacidad de producción de energía eléctrica de estas plantas y generando un déficit en la energía eléctrica necesaria para abastecer al país. Es en este contexto donde el gas natural desempeña un papel fundamental, ya que el respaldo del país para producir energía eléctrica son las plantas térmicas, las cuales funcionan quemando grandes cantidades de gas natural. [3]

Esto explica por qué, cuando se presentan oleadas de calor en el país, también aumenta el índice de importación de gas natural. Actualmente, Colombia no tiene la capacidad de producir todo el gas necesario para el consumo interno, incluso en un día normal cuando las plantas hidroeléctricas están funcionando a su máxima capacidad. Mucho menos puede cubrir la demanda en un día en el que deben activarse las plantas térmicas, que consumen una cantidad exorbitante de gas natural por cada segundo de funcionamiento. [4]

Actualmente, estamos atravesando un periodo de incertidumbre respecto al futuro de las energías, ya que el gobierno actual ha planteado una transición energética muy rápida. [5] Sin embargo, como su propio nombre indica, es un proceso de transición, algo que debe hacerse de manera gradual para que el impacto sea realmente positivo y no contrario.

En este trabajo, se pretende analizar los mecanismos que actualmente regulan el mercado de gas natural en Colombia y proponer diferentes estrategias de fortalecer estos mecanismos. Asimismo,

se identificarán los mecanismos (en adelante estrategias) que mejor se adapten al mercado de gas natural colombiano para llevar a cabo su expansión de manera segura.

OBJETIVOS

Objetivo general

Analizar mecanismos de ampliación de mercado de gas natural en Colombia, garantizando el abastecimiento en el contexto de la transición energética.

Objetivos específicos

- Describir los mecanismos mediante los cuales se rige el mercado de gas natural actual.
- Generar la curva de demanda de gas a nivel nacional para los próximos dos años.
- Formular estrategias para el fortalecimiento de los mecanismos actuales en el mercado de gas natural de Colombia, en busca de cubrir la futura demanda.
- Analizar mediante una matriz de selección las estrategias formuladas.

1. BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

«La Bolsa Mercantil de Colombia es una bolsa de productos agropecuarios, industriales, minero-energéticos y otros commodities, que promueve, facilita y administra mercados eficientes y financiación no bancaria a través de información, conocimiento y tecnología. Es una sociedad anónima con 40 años de experiencia en el mercado, listada en la Bolsa de Valores de Colombia y vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia». [6]

1.1 Gestor de mercado de gas natural

«El gestor del mercado es un agente independiente, seleccionado a través de un proceso competitivo que adelanta la CREG. Los servicios del gestor del mercado están enfocados en garantizar que todos los agentes del mercado tengan acceso a la información operativa y transaccional, y que esta sea completa, confiable y oportuna, centralizándola para facilitar su trazabilidad y uso adecuado para la toma de decisiones que conlleven a la eficiencia en la formación de precios y en el uso de la infraestructura existente». [7]

«Para esto, el gestor presta principalmente tres (3) tipos de servicios: (i) centralización de la información transaccional y operativa a través del Boletín Electrónico Central (BEC), mediante el cual se suministra información para que participantes del mercado tomen decisiones comerciales y operativas, (ii) análisis permanente del comportamiento del mercado con base en la información centralizada, y (iii) gestión de mecanismos de comercialización para la promoción de la interacción entre la oferta y la demanda». [8]

Figura 1

Servicios prestados por el gestor del mercado



Nota. La figura explica detalladamente las tres principales funciones del Gestor del Mercado de Gas. Tomado de: “Gestor del mercado de gas,” 2019. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf5209.pdf (accessed Apr. 16, 2023).

2. MARCO TEÓRICO

«La energía sustenta la civilización y ha impulsado los cambios económicos radicales que han transformado el mundo durante los últimos dos siglos y medio. Pero, así como la economía ha cambiado, también lo ha hecho la combinación energética que la alimenta. El desarrollo del mundo moderno ha sido una historia de evolución de nuevos usos de la energía y de una demanda energética en constante crecimiento. Con el tiempo se han desarrollado nuevas formas de energía y nuevas tecnologías para aprovechar esa energía, cambiando el equilibrio energético y ampliando el menú de fuentes de energía». [9]

Actualmente la mayoría de los países dependen de los hidrocarburos como fuente de energía para todo tipo de actividades, tanto industriales como residenciales y Colombia no es la excepción.

Sin embargo, en los últimos años, el país ha emprendido una carrera acelerada hacia la transición a energías más limpias, y en esta carrera, el gas cumple una función crucial. Ha sido considerado repetidamente como un pilar fundamental para alcanzar esta meta. Aunque el gas es un combustible fósil, al igual que el petróleo, su nivel de contaminación es mucho menor que otros combustibles de su tipo. Además, ya existe infraestructura, conocimientos y personal cualificado en todas las etapas de la cadena, desde la exploración y producción hasta la distribución a los usuarios finales.

2.1 Evolución del gas natural en Colombia

“En Colombia el desarrollo de la industria del gas natural es reciente. Aunque desde la década del 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la Guajira y que entró en funcionamiento en 1977”. [10]

“Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa “Gas para el cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos”. [10]

“En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales”. [10]

«Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006». [10]

“Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima”. [10]

“El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo”. [10]

“Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible”. [10]

“En el 2007 Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años”. [10]

2.2 Suministro de gas natural

«Colombia se abastece principalmente de campos de producción ubicados en la zona Caribe y la zona Oriental. En la figura 2 se muestran las principales fuentes de suministro. Además, el país cuenta con una planta de regasificación para atender la demanda termoeléctrica del Caribe y está en etapa de planificación de una segunda planta de regasificación en la costa Pacífica. Esta nueva planta está destinada a satisfacer la demanda del interior del país», [11] dado que esta zona está conectada al SNT únicamente por el gasoducto Mariquita-Cali, Cuando este gasoducto entra en mantenimiento o sufre algún percance, dicha zona del país se queda sin suministro.

Figura 2

Principales fuentes de suministro del país

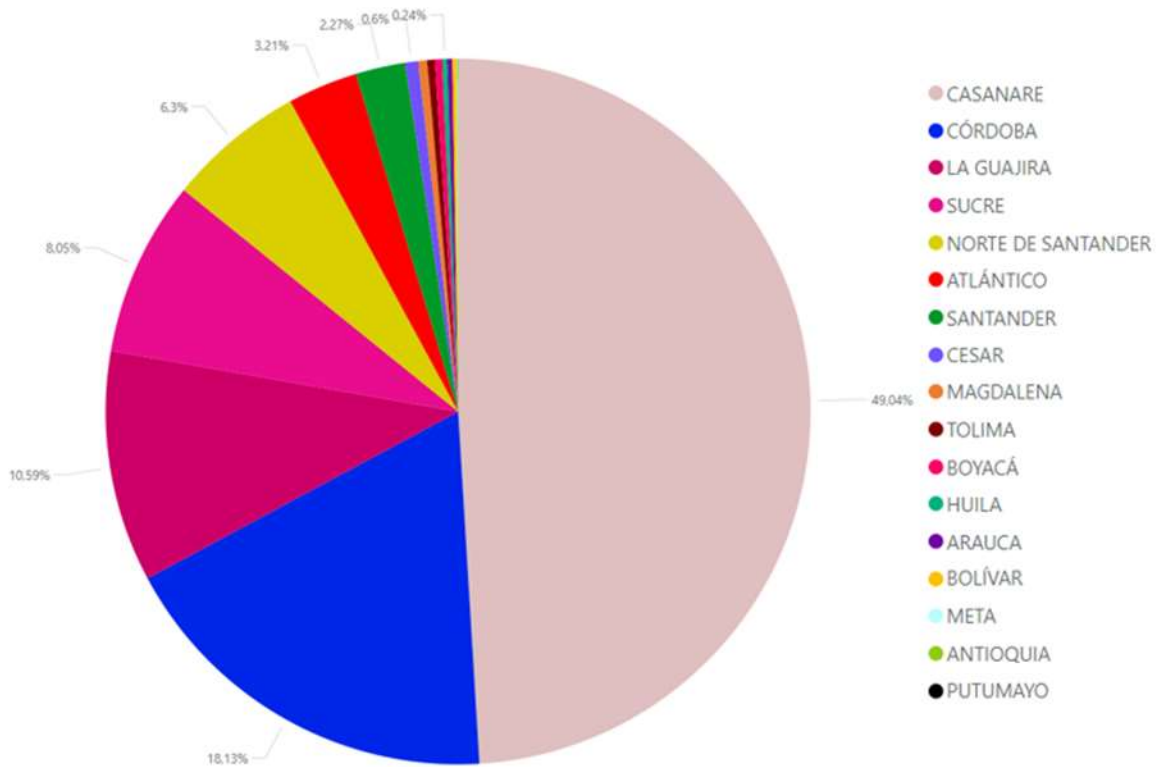


Nota. En la figura se exhiben las principales fuentes de suministro. Tomado de: “Gestor del mercado de gas,” 2019. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf5209.pdf (accessed Apr. 16, 2023).

En la figura 3 se ve la producción por departamentos y notamos que a pesar de que el meta es el departamento con la mayor cantidad de reservas probadas, es el departamento de Casanare el que aporta cerca del 50 % de la producción de gas actualmente.

Figura 3

Producción por departamentos



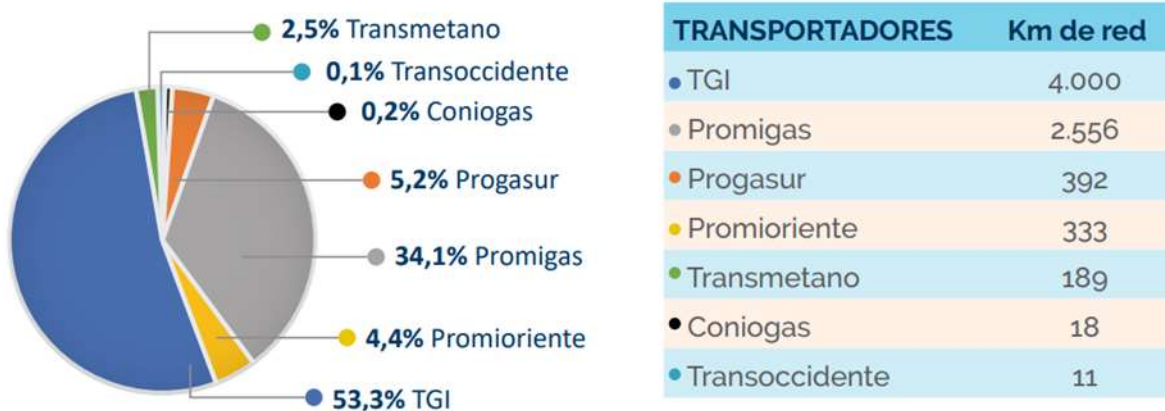
Nota. La figura representa la producción nacional de gas desagregada por departamentos. Tomado de: “Oferta | BEC - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia,” *Bmcbec.com.co*, 2021. <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta> (accessed May 26, 2024).

2.3 Transporte de gas natural

«Colombia cuenta con un Sistema Nacional de Transporte (SNT), de tipo radial, el cual lleva el suministro de gas natural desde sus fuentes hasta los sistemas de distribución a usuarios finales. Actualmente, el SNT es administrado por siete (7) empresas de transporte, cada una comercializa su red de gasoducto. Las dos empresas con mayor red de transporte son TGI y Promigas. La empresa transportadora TGI atiende la demanda de la zona Andina de Colombia, con la mayor red, seguida por la empresa Promigas, que atiende la demanda de la zona Caribe del país». [19]

Figura 4

Participación de los transportadores en el SNT en el mercado (Km de red)



Nota. La figura representa las 7 empresas transportadoras que operan en el país y los Km de gasoductos con los que cuenta cada una en territorio Colombiano. Tomado de: “Gestor del mercado de gas,” 2019. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf5209.pdf (accessed Apr. 16, 2023).

2.3.1 Gasoductos virtuales

Dado que los gasoductos no llegan a cada rincón del país, hay campos gasíferos que no tienen a su disposición un punto de entrada al SNT para inyectar el gas producido, como también zonas residenciales a las cuales no llegan las redes de distribución, en estos casos se hace uso de los gasoductos virtuales.

2.3.1.a “¿Qué es un gasoducto virtual? Un gasoducto virtual es una alternativa para el transporte de gas natural y otros hidrocarburos gaseosos que evita la construcción de gasoductos con tuberías; esto es posible con la compresión de los gases en contenedores para el transporte por carreteras que ya existen”. [13]

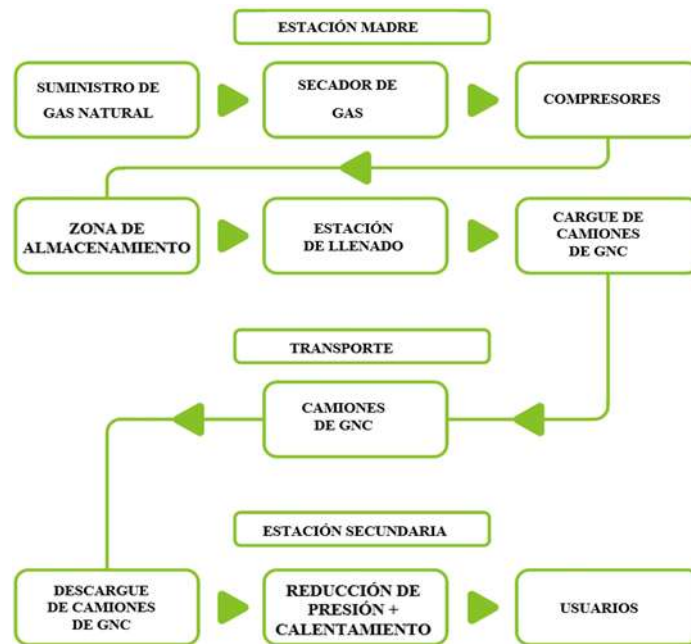
“Por cierto, la palabra «virtual» puede dar la impresión de que es algo intangible; pero los gasoductos virtuales son una realidad en muchos países y desde hace años. Por ejemplo, en Panamá, el transporte de gases licuados de petróleo (GLP) desde los sitios de almacenamiento hasta comercios y hogares ha sido transportado en camiones desde hace décadas”. [13]

2.3.1.b ¿Cuáles son las ventajas de los gasoductos virtuales?, las principales ventajas son las siguientes:

- Mencionado anteriormente, el uso de vías existentes para el transporte de los combustibles gaseosos o líquidos que evita la construcción de tuberías bien sea en áreas protegidas o en áreas urbanas, reduciendo los costos de inversión.
- Rápida implementación en comparación con un gasoducto.
- Fácil escalabilidad según requerimientos de los usuarios.
- La versatilidad que es posible con la adaptación de los vehículos de transporte, por ejemplo, vehículos pequeños para carretas más angostas.
- El riesgo constante que significa un gasoducto es evitado porque no existe”. [13]

Figura 5

Diagrama de funcionamiento de los gasoductos virtuales



Nota. La figura muestra paso a paso cómo funciona un gasoducto virtual. Tomado de: “Las ventajas de los gasoductos virtuales como opción de transporte de GNC,” *ECOTEK*, Jul. 13, 2022. <https://ecotekgrp.com/es/las-ventajas-de-los-gasoductos-virtuales-como-opcion-de-transporte-de-gnc/> (accessed May 06, 2024).

2.4 Distribución del gas natural

“Es la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería. El distribuidor recibe el gas en las estaciones de puerta de ciudad y lo conduce por medio de su red hasta el consumidor final.” [14]

2.5 Comercialización del gas natural

“Aunque en esta etapa de la cadena de prestación del servicio, la comercialización también se define como la compra y venta de gas combustible a título oneroso, el comercializador de pequeños usuarios es el encargado de medir el consumo, emitir y entregar las facturas, y ejecutar las demás actividades relacionadas con la atención comercial al usuario final.” [15]

2.6 Demanda

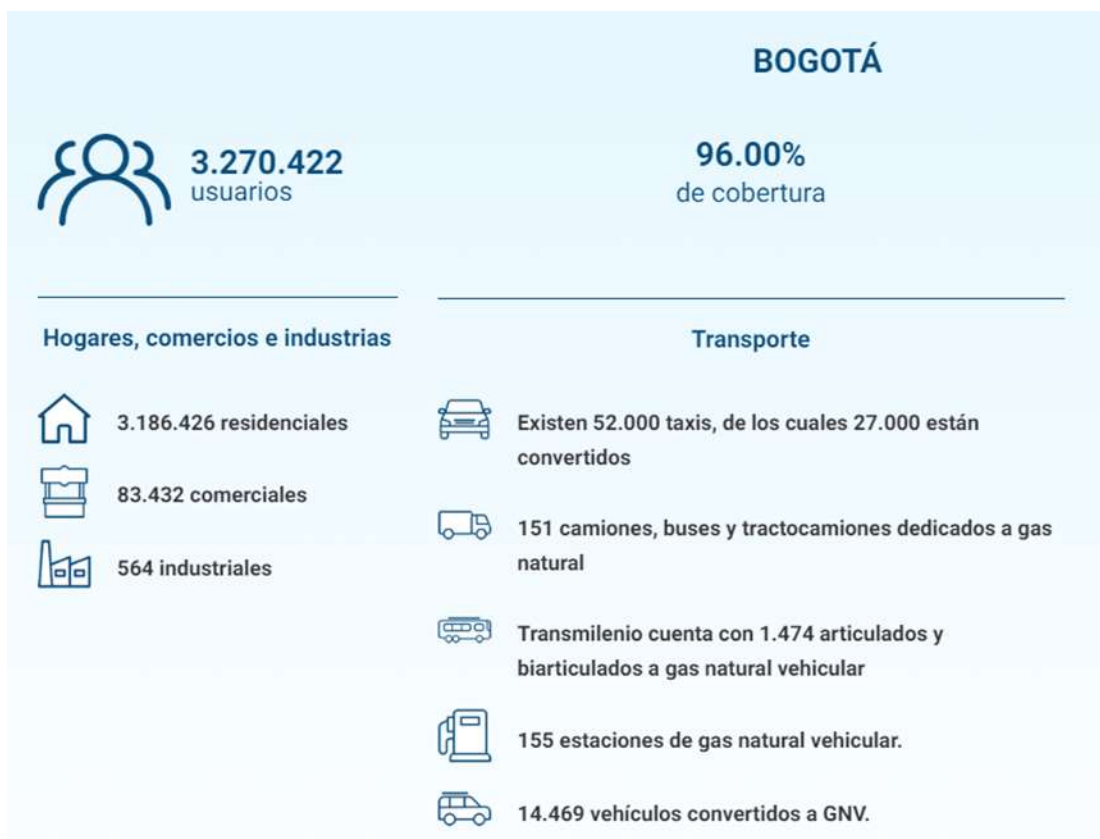
La demanda del gas natural en Colombia se divide en siete (7) grandes sectores de consumo, los cuales son:

- Térmico
- Refinerías
- Residencial
- GNV
- Comercial
- Industrial
- Petroquímico

En la siguiente gráfica se detallan las cifras de consumidores y porcentaje de cobertura de gas natural en la ciudad de Bogotá D.C. desagregada por tipo de consumidor.

Figura 6

Usuarios de gas natural en la ciudad de Bogotá D.C.



Nota. La gráfica detalla las cifras de consumidores y porcentaje de cobertura de gas natural en la ciudad de Bogotá D.C. desagregada por tipo de consumidor. Tomada de: “Ruta del Gas Natural | Naturgas,” *Naturgas*, Nov. 24, 2022. <https://naturgas.com.co/ruta-del-gas-natural/> (accessed Jul. 12, 2024).

2.7 Rol de gas natural en la transición energética

«El gas natural es un componente crucial del proceso de transición energética, ya que ayuda a satisfacer la creciente demanda al mismo tiempo que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y mejora la calidad del aire. Es una de las pocas fuentes de energía que puede utilizarse en todos los sectores de la economía mundial. Se utiliza para generar electricidad, proporcionar calor para procesos industriales esenciales, calentar hogares y transportar personas y mercancías». [16]

2.8 Principales regulaciones aplicables al gas en Colombia

El sector de los hidrocarburos es un sector altamente vigilado y regulado en todas sus etapas, buscando garantizar un correcto funcionamiento.

Tabla 1

Principales regulaciones aplicables al sector del gas

REGULACIÓN	DESCRIPCIÓN
Res. CREG 185 de 2020	Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural
Res. CREG 186 de 2020	Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural
Ley 2018 de 2021	Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país
Res. Única de Regulación de Gas Natural	Por medio de la cual se expide la Resolución Única de Regulación de Gas Natural

Nota. La tabla muestra algunas de las regulaciones por las cuales se rige el mercado de gas natural en Colombia.

2.9 Antecedentes

Anteriormente se han realizado estudios similares a este y los siguientes fueron algunos de los planteamientos y resultados obtenidos:

2.9.1 Análisis de costos; brak-even y perspectivas de la oferta de gas natural en Argentina

En el año 2020 el Lic. A. Horacio realiza Lazarte, un análisis del costo de producción de nuevas áreas gasíferas contemplando diferentes escenarios de precios, desde precios pesimistas hasta optimistas, esto buscando dimensionar la posible nueva oferta, el potencial de exportación y la necesidad de importación. Los resultados obtenidos fueron que dada la difícil situación económica que atraviesa el país, no es económicamente viable el desarrollo de los nuevos proyectos necesarios para aumentar la oferta. [17]

2.9.2 La regulación para la integración de mercados de gas en América Latina, a la luz de las nuevas condiciones del mercado y tecnológicas

En el año 2022 la estudiante Ana Paolo Gutiérrez Rico, en su tesis analiza la existencia y potencial gasífero de la región desde el punto de vista técnico, económico y jurídico, en busca de la

consolidación de un mercado gasífero latinoamericano. Como resultados se encuentra que existen los recursos y el interés en llevar a cabo el proyecto, sin embargo, se han presentado inconvenientes por la regulación nacional de cada país. [18]

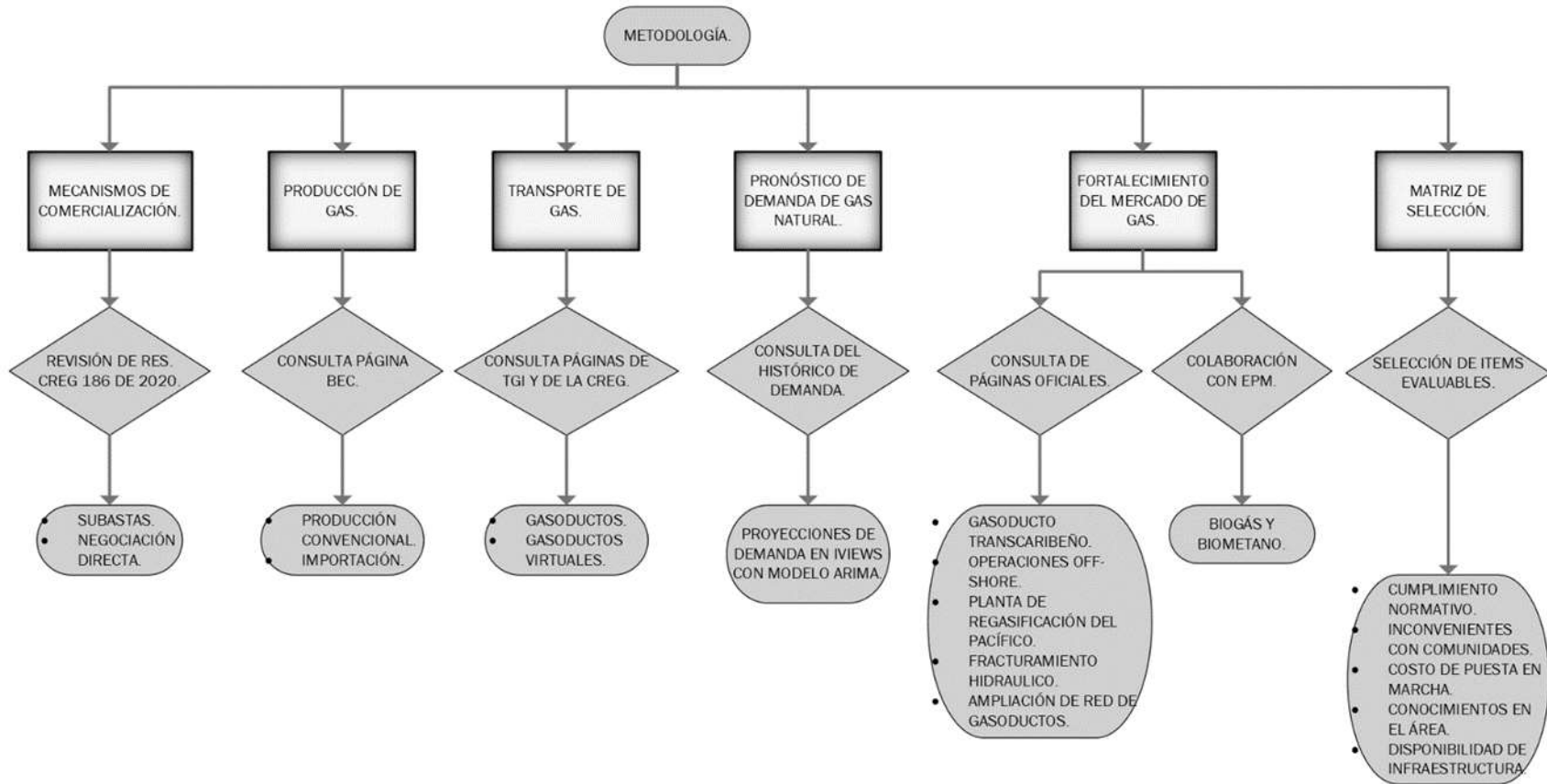
2.9.3 Estudio de mercado del gas (EM06-2020)

En 2021 la fiscalía nacional Económica de Santiago de Chile lleva a cabo su investigación dado que se cree que existen espacios en el mercado del gas que no se encuentran funcionando de forma adecuada desde el punto de vista de la competencia, lo que estaría provocando que las condiciones comerciales a las que pueden acceder consumidores mayoristas y minoristas en el país no sean las óptimas. Al finalizar el estudio realizan una serie de propuestas que ayudaría al mejor funcionamiento del mercado, las cuales son: a) Prohibición de distribuidores mayoristas de participar directa o indirectamente en el mercado minorista de GLP, b) Regulación del acceso abierto a redes de GN, c) Regulación del límite de rentabilidad de las distribuidoras de GN [19].

3. METODOLOGÍA

Figura 7

Diagrama general de Metodología



Nota. La figura representa el esquema simplificado de la metodología de este trabajo.

Este trabajo se realiza en varias etapas, como primera medida se realiza una revisión bibliográfica para identificar los diferentes mecanismos mediante los cuales se rige el mercado de gas natural en Colombia actualmente.

3.1 Mecanismos por los cuales se rige el mercado de gas

3.1.1 Mecanismos de comercialización

Se lleva a cabo la revisión de la resolución CREG 186 de 2020, la cual define los mecanismos de comercialización dependiendo de las circunstancias y de los agentes que negocian.

3.1.2 Producción de gas

Se lleva a cabo una consulta en la página del Gestor del mercado de gas los pozos gasíferos de Colombia y se encuentra que actualmente en Colombia hay 280 pozos gasíferos de los cuales tan solo 92 se encuentran activos y son explotados por diferentes empresas tanto nacionales como extranjeras y en todas las operaciones el estado es participe.

3.1.3 Transporte de gas

Se consulta información de varias fuentes oficiales para obtener la descripción más exacta posible del sistema de gasoductos colombiano y finalmente se obtienen los datos de la página oficial de TGI y de la página de la CREG.

3.2 Pronóstico de demanda de gas natural

El siguiente paso es realizar el pronóstico de demanda para los siguientes dos años haciendo uso de econometría, lo cual permite identificar con un nivel bajo de incertidumbre cuál será la demanda por cubrir para ese momento.

Se entiende como pronóstico una declaración de lo que se considera probable que suceda en el futuro, especialmente en relación con una situación particular, [20] en este caso puntualmente, con relación exclusiva al comportamiento de la demanda del gas natural con base en su propia evolución histórica y de variables que le son complementarias. Lo anterior, implica que no se considera el impacto de externalidades tales como el desarrollo de políticas públicas, desarrollos tecnológicos o mejoras en eficiencia energética que pueden tener incidencia en el comportamiento de la demanda de gas natural en Colombia. Así mismo, los escenarios bajo y alto corresponden a intervalos de confianza del escenario medio, o de mayor o menor probabilidad de ocurrencia, por lo cual no se consideran variables adicionales para la estimación de estos.

Se lleva a cabo la revisión bibliográfica de la resolución CREG 186 de 2020 la cual en el anexo 1 en el numeral 4 inciso B establece la información que deben reportar los comercializadores y distribuidores al gestor del mercado de gas:

Con la consulta realizada se confirma que la información recolectada por el Gestor de Gas es suficiente para realizar la curva de demanda, por lo cual se toma la información pública del gestor de mercado gas mediante su página BEC (BOLETIN ELECTRONICO CENTRAL).

Con la información tomada se hace una tabla dinámica sumando, Se realizan las proyecciones de demanda para los principales sectores de consumo, que tengan un buen ajuste con el modelo a emplear que será el modelo ARIMA.

Los pronósticos se realizan de manera individual para los diferentes sectores de la demanda nacional. Para garantizar pronósticos con un margen de error bajo, se implementan diferentes metodologías y se escoge aquella que presentara los mejores resultados, junto con una base estadística confiable.

3.2.1 Modelo ARIMA

“El modelo ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) es un método estadístico utilizado para analizar y predecir series temporales. Este modelo combina componentes de autorregresión, integración y medias móviles”. [21]

Autorregresión (AR): Este componente implica que el valor de la serie temporal en un momento dado está relacionado linealmente con los valores anteriores de la misma serie. En otras palabras, se utiliza la información de las observaciones pasadas para predecir el valor futuro. La fórmula básica para el componente AR en EViews es:

$$Y_t = \Phi_1 Y_{t-1} + \Phi_2 Y_{t-2} + \dots + \Phi_n Y_{t-n} + \epsilon_t$$

Donde:

- Y_t es el valor de la serie temporal en el momento t .
- $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$ son los coeficientes de los términos autorregresivos.
- ϵ_t es el término de error en el momento t . [21]

“Integración (I): Este componente se refiere al grado de diferencia necesaria para hacer que una serie temporal sea estacionaria, es decir, que su media y varianza sean constantes en el tiempo. La estacionariedad es importante para muchos modelos estadísticos, incluido ARIMA”. [21]

Medias móviles (MA): Este componente implica que el valor actual de la serie temporal está relacionado con el error residual de una media móvil de observaciones pasadas. La fórmula básica para el componente MA en EViews es:

$$Y_t = \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \theta_n \varepsilon_{t-n} + \varepsilon_t$$

Donde:

- $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ son los coeficientes de los términos de media móvil.
- $\varepsilon_{t-1}, \varepsilon_{t-2}, \dots, \varepsilon_{t-n}$ son los errores residuales de los periodos anteriores.

Un modelo ARIMA se representa como ARIMA (p, d, q), donde:

- p: El orden del componente de autorregresión.
- d: El grado de diferenciación necesario para hacer que la serie temporal sea estacionaria.
- q: El orden del componente de medias móviles. [21]

“La identificación de los parámetros p, d y q generalmente se realiza mediante el análisis de la autocorrelación y la autocorrelación parcial de la serie temporal”. [21]

“Una vez que se ha ajustado un modelo ARIMA a una serie temporal histórica, se puede utilizar para hacer predicciones sobre los valores futuros de la serie. Estas predicciones pueden ser útiles en una amplia variedad de aplicaciones, como pronósticos financieros, análisis de ventas, pronósticos meteorológicos, entre otros”. [21]

El modelo ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) es una elección común para la predicción de series temporales por varias razones:

- Flexibilidad: ARIMA puede manejar una amplia gama de patrones de datos, incluidas las tendencias, estacionalidades y componentes de ruido.
- Robustez: Funciona bien incluso cuando los datos tienen una estructura compleja o no están completamente limpios, como es común en las series temporales del mundo real.

- Interpretabilidad: Los parámetros del modelo ARIMA pueden ser interpretados directamente en términos de cómo afectan a la serie temporal, lo que puede proporcionar información útil sobre la dinámica subyacente.
- Eficiencia computacional: Una vez que se ha ajustado el modelo ARIMA, la predicción puede ser bastante rápida, lo que lo hace adecuado para aplicaciones en tiempo real o con grandes conjuntos de datos.

Sin embargo, también hay algunas limitaciones en el uso de ARIMA. Por ejemplo, no funciona bien con datos altamente no estacionarios o con patrones de estacionalidad no lineales. Además, ARIMA no captura la complejidad de algunos fenómenos, como cambios abruptos en la serie temporal o dependencias no lineales entre variables. En tales casos, otros modelos más avanzados pueden ser más apropiados.

3.2.2 Proyección de demanda por sectores (curva de demanda)

La duración ideal para hacer una proyección utilizando un modelo ARIMA en EViews (o en cualquier otro software de análisis de series temporales) depende de varios factores, entre ellos:

Naturaleza de los datos: Si los datos son altamente volátiles, puede ser más difícil hacer proyecciones a largo plazo con precisión.

Frecuencia de los datos: Datos diarios pueden permitir proyecciones a corto plazo (semanas o meses), mientras que datos mensuales pueden permitir proyecciones a mediano plazo (varios meses a un par de años).

Objetivo de la proyección: Si el objetivo es obtener una perspectiva a corto plazo para decisiones tácticas, las proyecciones de unos pocos periodos adelante pueden ser suficientes. Para decisiones estratégicas a largo plazo, puede ser necesario extender el horizonte de proyección.

Sin embargo, en términos generales, algunas recomendaciones prácticas incluyen:

Corto plazo: 1 a 3 periodos adelante. Este es ideal para datos altamente volátiles o para análisis de series temporales con alta frecuencia (diarios, semanales).

Mediano plazo: 3 a 12 periodos adelante. Este horizonte es común para series temporales mensuales o trimestrales.

“Largo plazo: Más de 12 periodos adelante. Este tipo de proyección es menos común con modelos ARIMA debido a la incertidumbre que crece con el horizonte de proyección”. [22]

“La capacidad predictiva de un modelo ARIMA tiende a disminuir a medida que aumenta el horizonte de proyección, por lo que es fundamental validar continuamente el modelo con nuevos datos y ajustar los parámetros según sea necesario”. [22]

Por lo mencionado anteriormente se toma la decisión de realizar la proyección de demanda con un horizonte de solamente dos años, buscando la mejor predicción posible.

3.3 Fortalecimiento del mercado de gas

Se consulta información de distintas páginas oficiales como las de TGI, CREG, UPME, Gestor del Mercado de gas, Promigas, Ecopetrol y se hace una colaboración con EPM para buscar formas de ampliar la oferta de gas con el fin de garantizar el abastecimiento para los próximos años.

En este estudio solo se tienen en cuenta las opciones que podrían dar resultados positivos en la matriz energética colombiana.

3.4 Matriz de selección

“Una matriz de selección es una herramienta para evaluar y elegir la mejor opción entre diferentes alternativas. Es una herramienta particularmente útil para cuando tienes que decidir entre más de una opción y hay varios factores que necesitas considerar para tomar la decisión final”. [23]

Las diferentes estrategias propuestas son evaluadas mediante una matriz de selección en la cual se tienen en cuenta los siguientes ítems:

- **Cumplimiento normativo:** Se tendrán en cuenta todas las regulaciones que pueden afectar al mercado de gas tanto directa como indirectamente con el fin de evaluar la viabilidad legal de cada uno de los mecanismos propuestos.
- **Disponibilidad de infraestructura:** Se realiza una consulta de la información disponible en temas de infraestructura tanto de producción como de transporte y comercialización con el fin de identificar si cada uno de los mecanismos propuestos se podrían poner en marcha con la infraestructura actual o se requeriría inversión en nueva infraestructura.

- Conocimientos en el área: Se evaluará si para el ítem se requeriría de nuevas investigaciones y capacitación de personal o si, por el contrario, se pueden desarrollar con los conocimientos y personal disponibles actualmente.
- Costo de puesta en marcha: Para este ítem se analizarán costos de manera general, dado que este trabajo no se centrará en los costos específicos de cada uno de los procesos del mercado de gas.
- Inconvenientes con comunidades: Se analizará el tipo de comunidad que reside en el área y la presencia de grupos armados al margen de la ley.

Esto con la finalidad de poder determinar cuál o cuáles tienen una mayor viabilidad técnica, económica y legal para ser incorporados al mercado.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Después de todos los análisis realizados a lo largo de este estudio, los resultados obtenidos son los siguientes:

4.1 Mecanismos por los cuales se rige el mercado de gas

4.1.1 *Mecanismos de comercialización de gas*

Se presentan diversos mecanismos de comercialización con reglas específicas para cada uno de ellos y a la hora de realizar una transacción, los agentes deben analizar muy a fondo cual es el apropiado para el caso, dado que hay gran cantidad de limitaciones y excepciones dependiendo del tipo de rol que cumplen los agentes en el mercado, del tiempo del contrato, de la cantidad, del tipo de campo del cual proviene el gas, etc.

Los principales mecanismos de comercialización son los siguientes:

-Negociación directa.

La CREG en su resolución 186 define los parámetros de negociación directa y como su nombre lo indica, es un mecanismo en el cual la negociación se lleva a cabo de manera directa entre comprador y vendedor, de este mecanismo derivan muchos otros dependiendo de diversos factores como el rol que cumplen en el mercado las partes, el momento del año, el tipo de contrato, etc. [24]

-Subastas (Organizadas y mediadas por el gestor del mercado).

La CREG en su resolución 186 establece los tipos de subastas de suministro, de los cuales actualmente se encuentran vigentes tres (3); 1) Subasta Úselo Véndalo de Corto Plazo – Suministro, la cual es un “mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados el gas natural que haya sido contratado en el mercado primario (bajo modalidades que garantizan firmeza) y no haya sido nominado para el siguiente día de gas.” 2) Subasta de Suministro Con Interrupciones la cual es la “negociación del suministro de gas natural bajo la modalidad de contrato con interrupciones, por medio del cual el servicio de suministro contratado puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando previo aviso a la otra parte.” 3) Subasta Contratos Firmes Bimestrales -Suministro, la cual es la “negociación del suministro de gas natural bajo la modalidad de contrato firme, con una duración de dos meses (calendario)”. [24]

La CREG en su resolución 185 establece los tipos de subastas de transporte, de los cuales actualmente se encuentran vigentes tres (3); 1) Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo – Transporte, la cual es el “mecanismo por el cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario (bajo modalidades que garantizan firmeza) y no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas.” 2) Subasta Asignación de Transporte Ante Congestión Contractual, la cual es el mecanismos por el cual se comercializa la capacidad de transporte en un tramo o grupo de gasoductos cuando las solicitudes de capacidad firme para un tramo o un grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible». [25]

Figura 8

Condiciones de subastas de suministro y transporte.



Nota. La figura muestra las condiciones y los participantes de las subastas de úselo Véndalo de Corto plazo de suministro y transporte, subasta de suministro con interrupciones y la Subasta Contratos Firmes Bimestrales. Tomado de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

Figura 9

Condiciones de subastas de asignación de Transporte Ante Congestión Contractual



Nota. La figura muestra las condiciones y los participantes de Asignación de Transporte Ante Congestión Contractual. Tomado de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.1.2 Producción de gas

“El gas natural es un hidrocarburo que se encuentra en estado gaseoso y proviene principalmente de la descomposición orgánica de animales o vegetales. Este recurso se encuentra en depósitos subterráneos, que pueden ubicarse tanto en tierra firme como bajo el lecho marino”. [26]

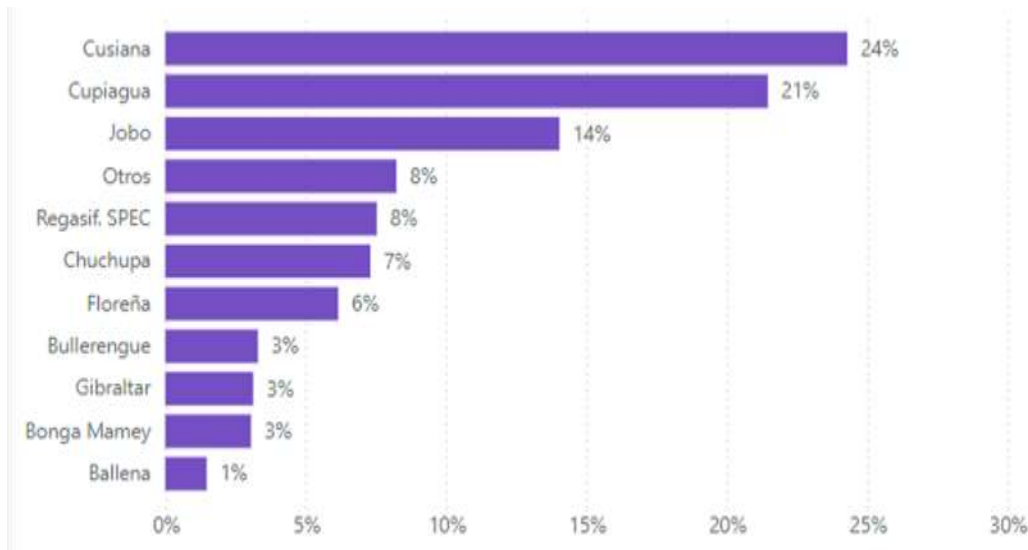
“El estudio, descubrimiento, extracción y procesamiento del gas natural son llevados a cabo por diversos grupos de petrofísicos y geólogos. Una vez que se perfora el pozo, el gas natural fluye naturalmente hacia la superficie y es transportado hasta una planta de tratamiento”. [26]

“En Colombia, los principales puntos de extracción de gas natural se encuentran en los departamentos de Casanare, La Guajira y Córdoba. Desde estas regiones, se extiende una extensa red de distribución que proporciona cobertura a más del 80% de los hogares colombianos.” [26]

Tras analizar la información recopilada de la producción de gas en el país, vemos que cerca del 90 % del gas proviene de solamente 10 fuentes y que el 8% es gas importado.

Figura 10

Suministro promedio de gas en Colombia en 2023 (GBTUD)



Nota. La gráfica lista las principales fuentes de gas en el país para el año 2023. Tomado de: “Oferta | BEC - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia,” *Bmcbec.com.co*, 2021. <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta> (accessed May 26, 2024).

El gas natural en Colombia es producido por treinta y dos (32) empresas de régimen privado y mixto, las se listan en la tabla 2.

Tabla 2

Empresas productoras y fuentes de gas

EMPRESA	FUENTES
CEPSA COLOMBIA S.A.	Caracara Sur A, Caracara Sur BC, La Cañada Norte, Ramiriquí.
CNE OIL & GAS SAS	Acordeón, Alboka, Chirimia, Clarinete, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón Ciénaga de Oro, Saxofón Porquero, Siku.
CNEOG COLOMBIA SUCURSAL COLOMBIA	Vivas, Arandala Ciénaga de Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuate, Cornamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Porquero, Níspero – Trombón, , Toronja Ciénaga De Oro,

	a Porquero.
ECOPETROL S.A.	Abarco, Acae San Miguel, Aguas Blancas, Andina, Apia, Araguato, Arrayan, Balcon, Ballena, Bayonero, Bonanza, Boranda, Brisas, Caipal, Campo Rico, Canaguey, Caño Limon, Caño Rondon, Caño Yarumal, Capachos, Capachos Sur, Caracara Sur A, Caracara Sur Bc, Caricare, Casabe, Casabe Sur, Centauro Sur, Chichimene, Chipiron, Chuchupa, Cohembi, Corazon, Corazon West, Cosecha, Cristalina, Cupiagua, Cupiagua En Recetor, Cupiagua Sur, Cusiana, Cusiana Norte, Dina Cretaceo, Dina Norte, Dina Terciario, El Niño, Espino, Finn, Floreña, Galembo, Gibraltar, Gigante, Girasol, Guando, Guando Sw, Guayuyaco, Jazmin, Jiba Unificado, Juanambu, La Cira Infantas, La Jagua, La Salina, Las Acacias, Lisama, Llanito, Loma Larga, Loro, Los Angeles, Los Potros, Macana, Moriche, Morrocoy, Nare Sur, Nutria, Oripaya, Orito, Palagua, Palogrande, Pauto Sur (Cupiagua), Pauto Sur (Cusiana), Payoa, Peñas Blancas, Provincia, Querubin, Quillacinga, Quinde, Recetor West, Redondo, Redondo Este, Rex, Rex Ne, Rio Ceibas, San Francisco, San Roque, Santa Beatriz 01, Santa Clara, Santa Lucia, Sardinata, Teca, Tello, Tempranillo, Tenay, Terecay, Tesoro, Tibu, Tisquirama, Tonina, Underriver, Vigia, Vigia Sur, Yaguara, Yarigui Cantagallo.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	Planta de Tratamiento San Fernando.
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP SUCURSAL COLOMBIA	La belleza, El Difícil.
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA, LLC SUCURSAL	Acordionero, Chuirá, Colon, Costayaco, Guayuyaco, Juanambu, Juglar, Los Angeles, Moqueta, Nancy, Querubin, Ramiriqui, Santa Lucia, Vonu.
HOCOL	Ambrosia, Arjona, Arrecife Ballena, Bonga, Boquete, Bullerengue, Chenche, Chuchupa, Cicuco, El Niño, Guarrojo, Ibamaca, La Cañada Norte, La Hocha, La Punta, Mamey, Mana, Matachin Norte, Matachin Sur,

	Merecumbe, Mirador, No Mirador, Ocelote, Olini, Ortega, Pacande, Pintado, Purificación, Rio Opia, Rio Saldaña, Santiago, Santo Domingo, Toldado, Toqui Toqui, Toritos, Totare, Toy, Zorzal.
INTEROIL COLOMBIA EXPLOTATION AND PRODUCTION	Mana, Ambrosia, Rio Opia.
LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	Bullerengue, Mercumbe.
MARIACONCHITA GAS SAS	Maria Conchita.
MKMS ENERJY SUCURSAL COLOMBIA	Istanbul.
NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA	Corrales.
PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG SUCURSAL	Adalia, Aguas Blancas, Andina, Begonia, Boranda, Capachos, Capachos Sur, Capybara, Fortuna, La Belleza, Las Maracas, Rumba.
PETRÓLEOS SUDAMERICANOS PETROLEOS COLOMBIA	El Dificil.
PETROSANTANDER (COLOMBIA) GMBH	CORAZON, CORAZON 9, CORAZON WEST, LA SALINA, PAYOA, PAYOA WEST, QUERUBIN, SANTA BEATRIZ 01, SANTA LUCIA.
PETROSOUTH ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	Cerrito.
VERANO ENERGY (SWITZERLAND) AG SUCURSAL	Azogue, Calona, Carmentea, Jacana, Kananaskis, Tigana, Tilo, Tua.
LE PETROLEUM CORP S.A.S.	Caramelo, Cerro Gordo.
MARÍ	Unidad Flotante de Regasificación SPEC
AO ENERGY SA	Capella.

CNOOC PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	El Niño.
OND ENERGY INC	La Loma.
EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	Agapanto, Campo Rico, Capella, Centauro Sur, Gigante, Las Acacias, Los Potros, Mirto, Vigia, Vigia Sur.
ARK COLOMBIA SAS	Azogue, Calona, Carmente, Jacana, Kananaskis, Tigana, Tilo, Toritos, Tua, Zorzal.
IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ EXPLORACION Y PRODUCCION SAS	Rio Zulia.
EA ENERGY COLOMBIA	Corrales
ENCO COLOMBIA LIMITED	Abejas, Barquereña, Caño Duya, Caño Gandul, Caño Garza, Caño Garza Este, Caño Garza Norte, Carupana, Chaparrito, Coren, Corocora, Corsu, Cravo Este, Cuerva Noreste, Cuerva Oeste, Cuerva Sur, Cuerva Suroeste, Guanapalo, Guarilaque, Guasar, Jorcan, Jordan, Jordan Este, Jordan Norte, La Flora, La Gloria, La Gloria Norte, Morichal, Oropendola, Palmarito, Paravare, Piritó, Remache Norte, Remache Sur, Sardinias, Sirenas, Tierra Blanca, Tocaria, Toros, Vireo, Yamu.
PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED	El niño, La Cañada Norte.
ACOL ENERGY ANDINA	La Cira Infantas, Teca.
ACOL ENERGY ARAUCA	Araguato, Bayonero, Canaguey, Caño Limon, Caño Rondon, Caño Yarumal, Caricare, Chipiron, Cosecha, Finn, Galembo, Jiba Unificado, Macana, Morrocoy, Redondo, Redondo Este, Rex, Rex Ne, Terecay, Tonina.
EN TEMPORAL OMEGA ENERGY	Corrales.

Nota. La tabla lista las empresas que participan en el mercado como productores y las fuentes que son explotadas por cada empresa.

4.1.3 Transporte de gas

«El país cuenta con 7.750 km de gasoductos, con la reciente conexión del sistema de la costa con el interior, en la estación Ballena en La Guajira, así como el desarrollo de la infraestructura que viabiliza flujos reversibles en el sistema del interior (Barrancabermeja – Ballena) y en el de la costa (Barranquilla – Ballena). Actualmente se encuentran en proyecto dos nuevos tramos de gasoducto, los cuales son Jobo-Medellín y Buenaventura-Yumbo que incrementarían la longitud del SNT en 400 km». [27]

«Esta infraestructura ha permitido transportar cerca de 1.000 millones de pies cúbicos de gas natural por día a nivel nacional para satisfacer la demanda. En los últimos seis años, se han incorporado más de 300 kilómetros de gasoductos debido al aumento de la demanda en 2022. Por ello, la industria considera necesario seguir fortaleciendo la infraestructura de transporte para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro. Además, es crucial continuar analizando el mejor esquema tarifario que favorezca el desarrollo del mercado del gas en el país». [27]

Figura 11

Sistema Nacional de Transporte (SNT)



Nota. En la figura se visualizan las líneas de gasoductos del SNT desagregado por compañías. Tomado de: “Gestor del mercado de gas,” 2019. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf5209.pdf (accessed Apr. 16, 2023)

PROMIGAS: “El sistema de transporte y distribución de Promigas está conformado por gasoductos troncales, sistemas regionales de transporte (SRT’s) y red de distribución de Barranquilla.” [28]

PROMIGAS brinda las especificaciones de su sistema de gasoductos, el cual se divide en dos subsistemas. 1) Ballena-Cartagena con una longitud de 745.5 km. De tubería que transporta gas proveniente de los yacimientos Chuchupa, ballena, el difícil y bullerengue. 2) Cartagena-Jobo con una longitud de 477 km. De tubería que transporta gas proveniente de los yacimientos denominados La creciente, Arianna, Bonga, Mamey, El Viajano y San Pedro. Adicional se cuenta con sistemas regionales de transporte y la red de distribución de barranquilla para atender a los consumidores del sector industrial, vehicular, y domiciliario. El sistema en conjunto cuenta con una capacidad máxima operativa de 155 MPCD. [29]

TGI: «Es la mayor empresa transportadora de gas en Colombia con una red de gasoductos de 4.033 km de longitud total que le permite una capacidad máxima de transporte de 733.8 MPCD, con los cuales se atienden zonas como Bogotá, Medellín, Cali, el eje cafetero y el piedemonte llanero. De igual manera realiza la operación de la red más de gasoductos del país, con rutas que van desde La Guajira hasta el Valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Huila». [30]

Su sistema se compone de diez (10) gasoductos los cuales son:

Ballena-Barrancabermeja

- Centro Oriente
- Mariquita-Cali
- Boyacá-Santander
- Cusiana-La belleza
- Morichal-Yopal
- Cusiana-APIAY-USME
- Gasoducto de la sabana
- Ramales Sur de Bolívar/San Vicente
- Gasoducto del Ariari

TGI tiene presencia en 18 departamentos y 220 municipios con una capacidad máxima de transporte de 720.7 MPCD. [31]

PROGASUR: Su sistema de transporte está formado por ocho (8) rutas de gasoductos, las cuales son:

- Neiva-Hobo
- Flandes-Girardot-Ricaurte
- Guando-Melgar-Fusagasugá
- Ramal Pradera/Jamundí-Popayán
- Sardinata-Cúcuta
- Buenos Aires-Ibagué

- Chicoral-Flandes
- Tane/Cácota-Pamplona

“El diámetro de las tuberías varía a en los diferentes tramos entre 2” y 8” y sumados los ocho (8) tienen una longitud total de 392 km, esta red de gasoductos cubre los departamentos del Huila, Tolima, Cundinamarca, Valle del Cauca, Cauca y norte de Santander”. [32]

PROMIORIENTE: “Promioriente cuenta con un sistema de transporte de gas natural compuesto por el Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga de 12” de diámetro y el Gasoducto Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga 8” y 6” de diámetro que incluye la Estación Compresora Los Pinos”. [33] Esta infraestructura le permite una capacidad de transporte máxima de 49.9 MPCD y una longitud de 335 km. [34]

“El gasoducto Gibraltar-Bucaramanga transporta gas proveniente del campo Gibraltar y suministra gas a lo largo de su recorrido a poblaciones de Santander y norte de Santander como Floridablanca, Lebrija y a algunas estaciones de GNV hasta el final de su recorrido en la estación de compresión Los Pinos que cuenta con una capacidad de compresión de 2760 BHP”. [35]

TRANSMETANO: La transportadora de gas TRANSMETANO indica que opera el gasoducto Sebastopol-Medellín que toma gas desde la estación de recibo de gas Sebastopol y transportarlo hasta la estación de entrega ubicada en Tasajera, que sirve como City Gate para Medellín, Caldas, Sabaneta, La Estrella, Itagüí, Envigado, Bello, Copacabana, Girardota y Barbosa) y el Ramal a Oriente que conecta a los municipios de Guarne, Rionegro, Marinilla, Santuario, además de industrias situadas en el nororiente antioqueño. [36] y que La longitud total de la red de gasoductos operada por tranmetano es de 190 km con diámetros entre las 12” y 14” y permite transportar un volumen máximo de 78 MPCD. [37]

TRANSOCCIDENTE: “Cuenta con una red de 11 km de longitud y diámetros entre 0.237” y 0.344” que permiten transportar un volumen máximo de 73.6 MPCD, el gas con el que es alimentada esta tubería es tomado del gasoducto Mariquita-Cali hasta los puntos de salida de la empresa distribuidora TransOccidente que opera en la ciudad de Cali”. [38]

COINOGAS: Su sistema de transporte está conformado por cinco (5) gasoductos. 1) Floreña Yopal con una capacidad de transporte de 16161 KPCD, 2) Aguazul-Yopal con una capacidad de

transporte de 13943 KPCD, 3) Flandes-Guando con una capacidad de transporte de 10738 KPCD. Los tres (3) gasoductos permiten transportar gas a las siguientes siete (7) empresas:

- ENERCA S.A E.S.P.
- CUSIANAGAS S.A E.S.P.
- PERENCO COLOMBIA LIMITED
- HIDROCASANARE S.A.S.
- ORF S.A.
- KRONOS ENERGY S.A. E.S.P.
- ALCANOS DE COLOMOBIA S.A. E.S.P.

4.2 Pronóstico de demanda de gas natural

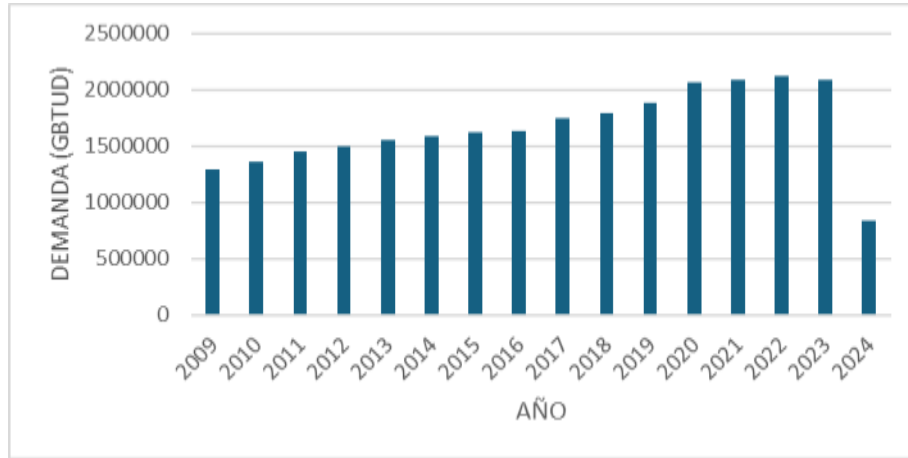
4.2.1 Demanda histórica por sectores

Se analiza por sectores la información obtenida de la página del gestor del mercado para hacerse una idea de las tendencias de consumo de gas de los últimos años.

4.2.1.a Demanda histórica sector residencial. En el sector residencial se observa una tendencia creciente desde el año 2009 hasta el año 2022, para el año 2023 tiene una tasa de crecimiento negativa de 1.65 %, lo que es coherente con la ampliación de cobertura alcanzada, presentando una tasa de crecimiento promedio anual de 3.5 %. Durante este periodo la mayor variación en consumo se dio entre el año 2019 y 2020, donde se pasó de un consumo promedio anual de 188.37 GBTUD a 206.2 GBTUD, lo cual representa un incremento cercano a 10 %.

Figura 12

Demanda histórica de gas sector residencial



Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector residencial. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.1.b Demanda histórica sector comercial. La demanda para el sector comercial entre el 2009 y 2023 ha presentado una tasa de crecimiento promedio anual de 4.72 %. Lo anterior, se justifica en el hecho de que para el año 2009 la demanda promedio anual se encontraba en 36.4 GBTUD y para el año 2023 en 68.2 GBTUD.

Figura 13

Demanda histórica de gas sector comercial

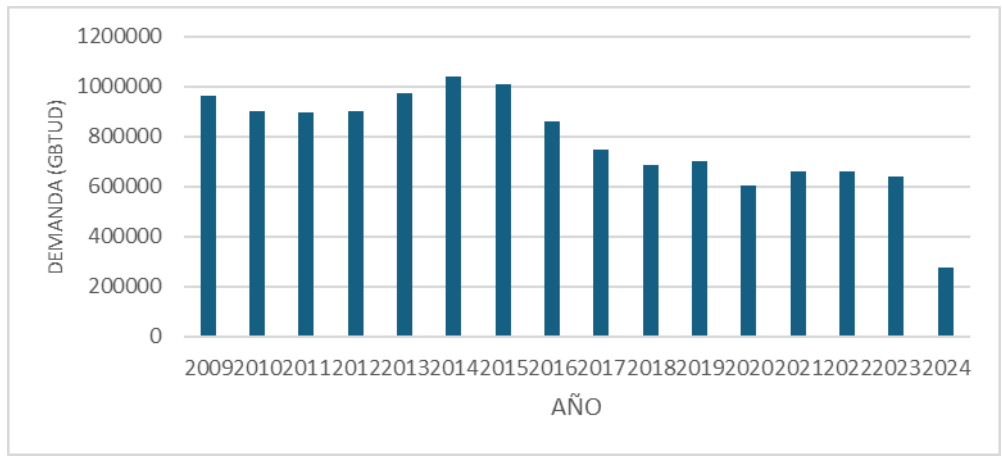


Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector comercial. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.1.c Demanda histórica Gas Natural Vehicular – GNV. El Gas Natural Vehicular (GNV) ha presentado una tendencia muy variable con tasas de crecimiento de hasta 9.23 % y tasas de crecimiento negativas de hasta 14.79, con una tasa de crecimiento negativa promedio de 2.55 %, pasando de un consumo promedio anual de 96.1 GBTUD en 2009 a 64.1 GBTUD para el año 2023.

Figura 14

Demanda histórica de gas sector GNV



Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector GNV. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.1.d Demanda histórica sector Petroquímico. El sector petroquímico presenta un comportamiento muy variable al igual que el GNV oscilando entre 28.9 GBTUD y 21.4 GBTUD, presentando un crecimiento promedio anual de 1.53 %.

Figura 15

Demanda histórica de gas sector petroquímico

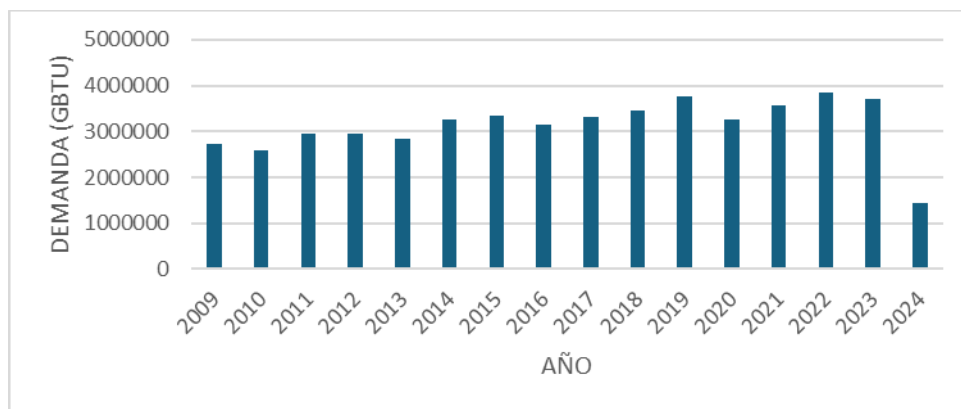


Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector petroquímico. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.1.e Demanda histórica sector industrial. La demanda para el sector industrial ha presentado una tendencia muy variable con tasas de crecimiento de hasta 15.48 % y tasas de crecimiento negativas de hasta 13.11 %, con una tasa de crecimiento promedio de 2.55 %, pasando de un consumo promedio anual de 271.6 GBTUD en 2009 a 370.7 GBTUD para el año 2023.

Figura 16

Demanda histórica de gas sector industrial

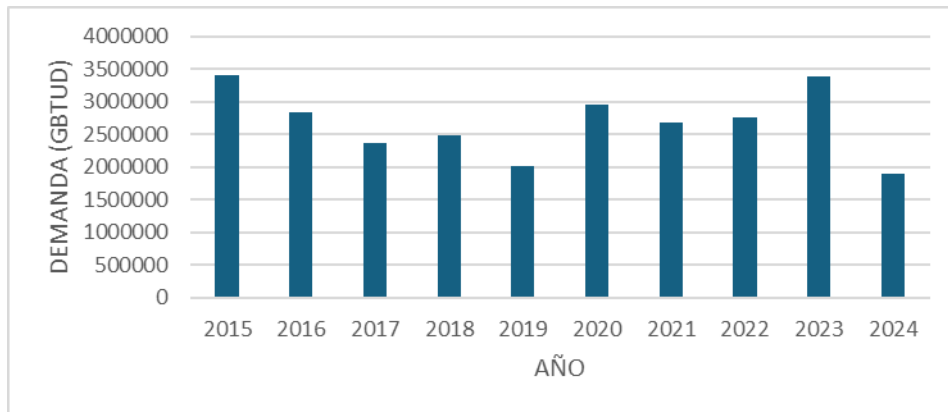


Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector industrial. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.1.f Demanda histórica sector Termoeléctrico. Para la demanda del sector termoeléctrico solo se tiene información a partir del año 2015 y ha tenido una tendencia muy variable, esto debido a que su demanda depende de un factor muy impredecible como lo es el clima, se han presentado tasas de crecimiento anual de hasta 46.63 % y tasas de crecimiento negativo anual de hasta 18.72 %.

Figura 17

Demanda histórica de gas sector termoeléctrico

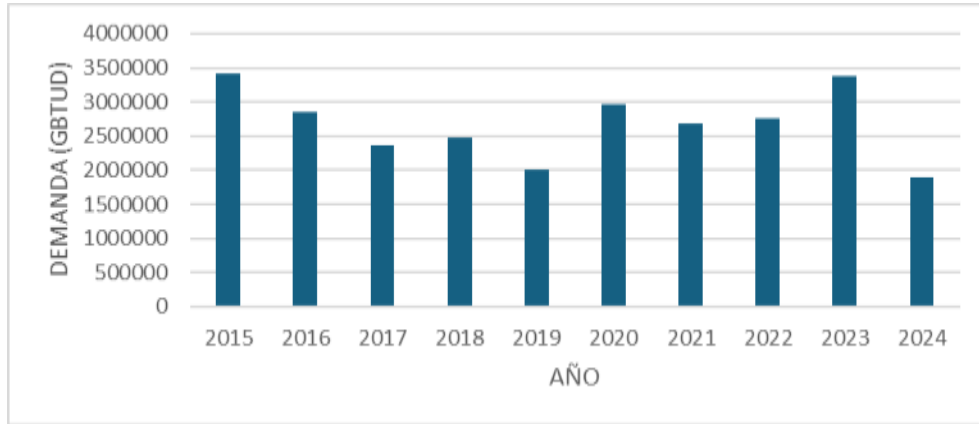


Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector termoeléctrico. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.1.g Demanda histórica sector Refinería. Para la demanda del sector refinería al igual que para el sector termoeléctrico solo se tiene información a partir del año 2015 y ha venido con una tendencia de crecimiento todos los años a excepción de los años 2020 y 2021 para los cuales se presentó una tasa de crecimiento negativa de 18.02 % y 7.14 % respectivamente, el año para el cual se presentó la mayor variación fue el 2016 para el cual se presentó una tasa de crecimiento de 57.09 % y para los años que se tiene información, se presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 10.29 %.

Figura 18

Demanda histórica de gas sector refinería



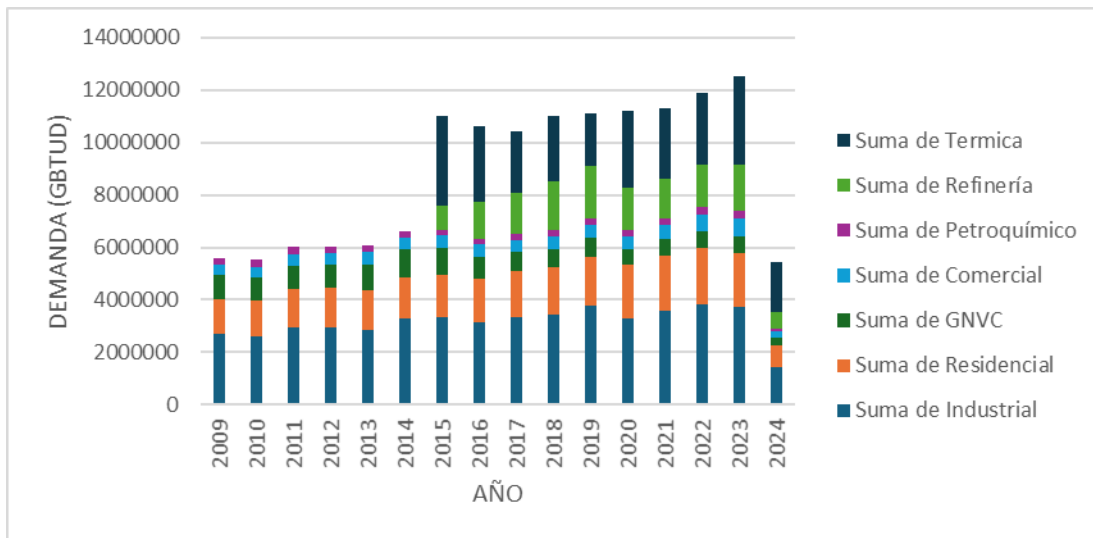
Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año por el sector refinería. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.2 Demanda histórica total de gas

En la siguiente gráfica se presenta la suma total de la demanda de gas para los siete (7) sectores mencionados anteriormente.

Figura 19

Demanda histórica de gas total



Nota. La figura representa las cantidades de gas demandadas por año en total. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

Nota. La información presentada para el año 2024 en las ocho (8) gráficas inmediatamente anteriores no debe ser comparada con la de los demás años, esto debido a que las cantidades son promedios anuales y para el año 2024 se tiene información únicamente de los cuatro (4) meses transcurridos hasta este momento.

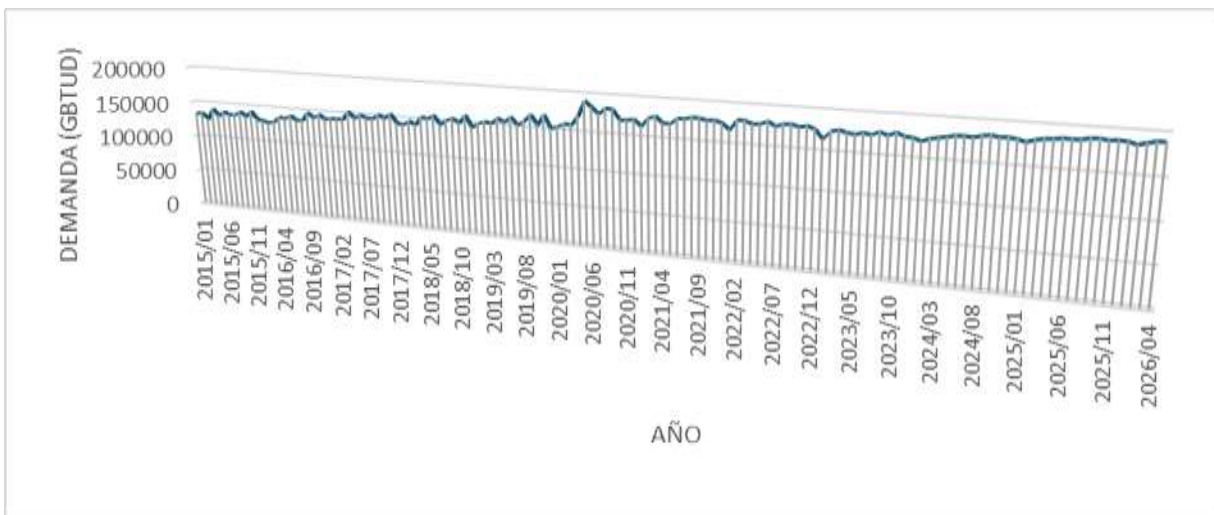
4.2.3 Proyección de demanda por sectores (curva de demanda)

Para los sectores Refinería y Petroquímico no es recomendado realizar la simulación, dado que son sectores con consumo muy variable y esto afecta ampliamente la precisión de los resultados obtenidos.

4.2.3.a Sector residencial

Figura 20

Proyección de demanda sector residencial

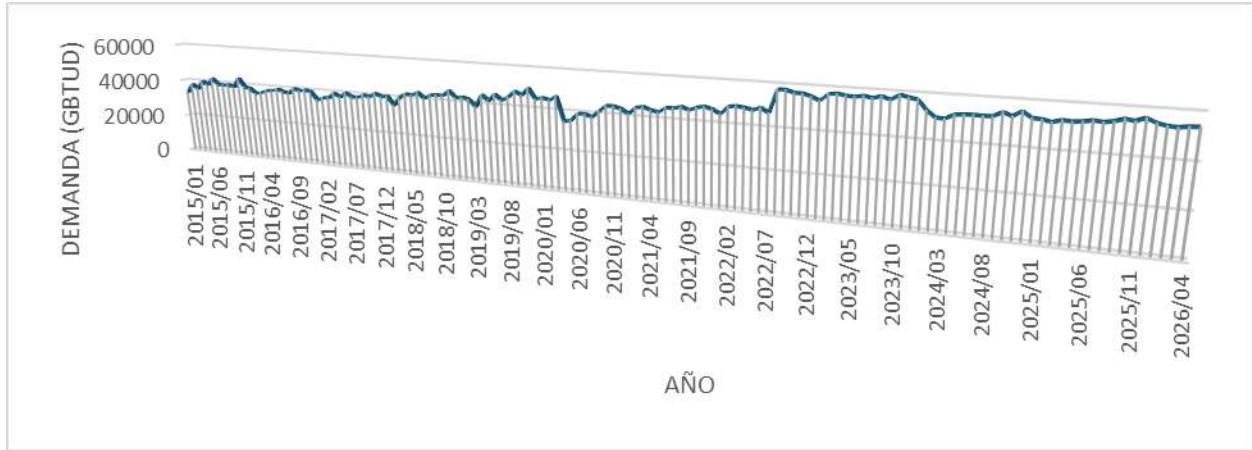


Nota. La figura muestra la demanda histórica y la proyección de demanda desde abril de 2024 hasta abril de 2026 para el sector residencial. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.3.b Sector comercial

Figura 21

Proyección de demanda sector comercial

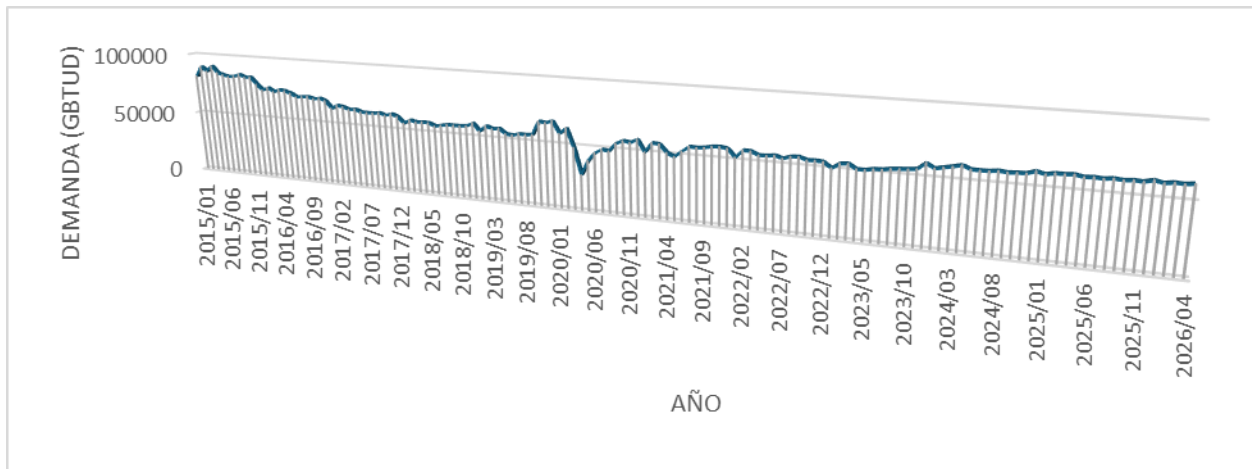


Nota. La figura muestra la demanda histórica y la proyección de demanda desde abril de 2024 hasta abril de 2026 para el sector comercial. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.3.c Sector GNV.

Figura 22

Proyección de demanda sector GNV

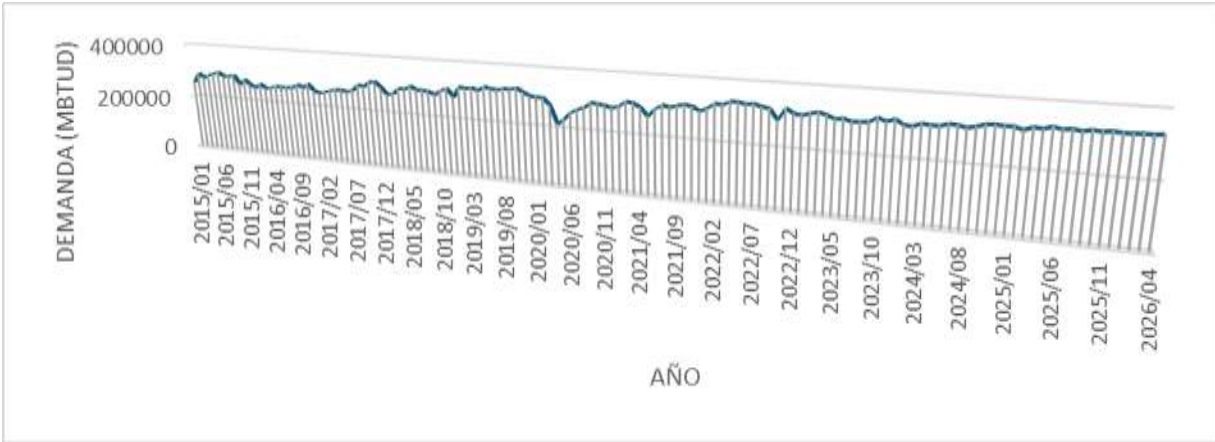


Nota. La figura muestra la demanda histórica y la proyección de demanda desde abril de 2024 hasta abril de 2026 para el sector GNV. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.3.d Sector industrial

Figura 23

Proyección de demanda sector industrial

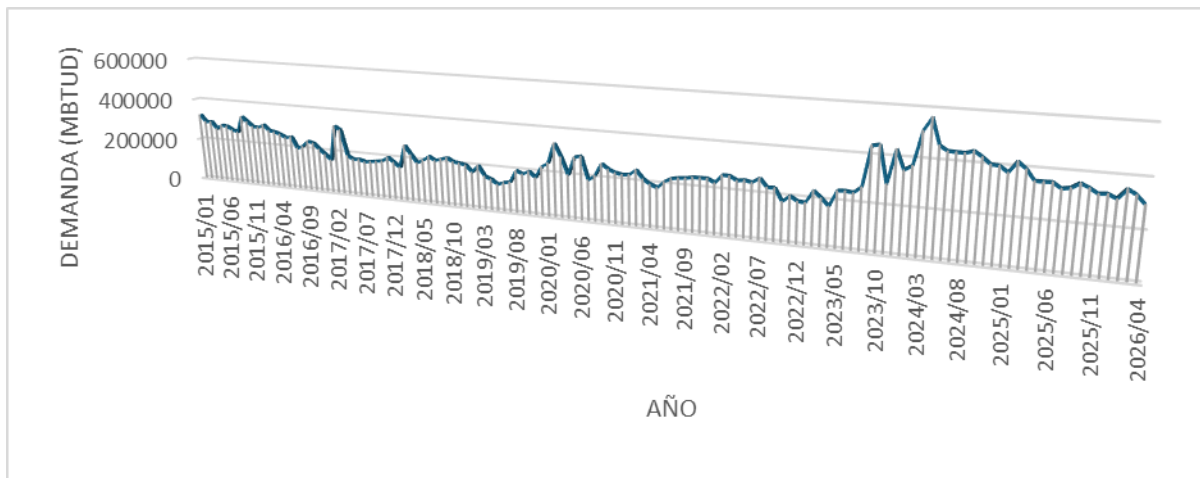


Nota. La figura muestra la demanda histórica y la proyección de demanda desde abril de 2024 hasta abril de 2026 para el sector industrial. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.2.3.e Sector termoeléctrico

Figura 24

Proyección de demanda sector termoeléctrico



Nota. La figura muestra la demanda histórica y la proyección de demanda desde abril de 2024 hasta abril de 2026 para el sector termoeléctrico. Valores tomados de: Gestor del Mercado de Gas de la Bolsa Mercantil de Colombia.

4.3 Estrategias para el fortalecimiento de los mecanismos actuales en el mercado de gas natural en Colombia

Después de analizar diversas estrategias y mecanismos que permiten llevar a cabo una ampliación efectiva de la oferta de gas se seleccionan 6 basándose en factores como su complejidad de puesta en marcha y disponibilidad de recursos.

Las seis (6) estrategias seleccionadas son las siguientes:

4.3.1 Biogás y Biometano

«Si bien en Colombia la producción de biogás y biometano se encuentra aún en etapa temprana, la industria empieza a llevar a cabo diversos proyectos para implementarlos como fuente de recursos renovables, lo que permite avizorar un futuro promisorio para estos energéticos. De acuerdo con el estudio ‘Estimación del potencial de conversión a Biogás de la biomasa en Colombia’ realizado por la Universidad Nacional de Colombia y la UPME, así como los datos de empresas del sector, los departamentos con mayor disponibilidad de biogás son Antioquia, Cundinamarca, Valle del cauca, Meta, Santander, Casanare, Cesar, Atlántico, Bolívar, Risaralda y Cauca». [39]

«De hecho, de acuerdo con este mismo estudio, el potencial de generación de biogás a partir de las biomásas residuales priorizadas en estos departamentos corresponde a 10.447 Terajulios/año (9.894.669 MBTU), lo cual equivale al 8% de la energía suplida por el gas natural en el 2012.

Para la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), estos datos representan una oportunidad viable y sostenible para la producción de energía en zonas rurales y urbanas, mejorando la calidad de vida de los colombianos a la vez que descarboniza su cadena de valor». [39]

“Entre los sectores que impulsan el desarrollo biogás se destacan el de la caña de azúcar, líder en la producción de bioenergía en Colombia, gracias al aprovechamiento del bagazo de la caña como combustible para sus calderas y la producción de etanol, el cual se mezcla con gasolina y posteriormente se suministra al sector transporte”. [39]

«Por otra parte, la industria de palma de aceite produce biogás a partir de la digestión anaerobia de aguas residuales de plantas extractoras de aceite de palma y se caracteriza por su alto contenido de metano (50% a 60%), que permite redirigirlo a la generación térmica o eléctrica.

Actualmente, su producción alcanza 133 millones de metros cúbicos/años, para una generación eléctrica de 60 MW. En el sector porcicultor, este energético es producido con la ayuda de residuos orgánicos (porcinaza), por medio de biodigestores tipo bolsa y Taiwán, que procesan un flujo de 1.200 toneladas de efluentes por día, con una producción de $600 \text{ m}^3/\text{h}$ de biogás al 63% de metano, para una generación de $576.000 \text{ kWh}/\text{mes}$ ». [39]

“También se han encontrado otras iniciativas en el sector agroindustrial, cuyas cadenas de producción tienen relación con la agricultura, un ejemplo de ello son la industria cervecera y láctea, donde se han adelantado procesos de aprovechamiento de materia orgánica, donde se utilizan $1.935 \text{ m}^3/\text{día}$ de biogás y desarrollan tecnologías de purificación, produciendo $400 \text{ m}^3/\text{h}$ con 60% de contenido de metano”. [39]

A inicios de este año, la empresa EPM (Empresas Públicas de Medellín) reveló su proyecto de generación de biogás y biometano, los cuales pueden ser utilizados de diferentes maneras dependiendo de su destino. El biogás no puede ser inyectado en el SNT debido a que no cumple con los requerimientos técnicos, por lo que su transporte debe realizarse por medios independientes. Por otro lado, el biometano, aunque proviene de la misma fuente, sí puede ser inyectado en el SNT, ya que se somete a un tratamiento en tres etapas: secado, compresión y enriquecimiento. Este biogás enriquecido se denomina biometano. De hecho, EPM ya está inyectando biometano al SNT y reportándolo al gestor del mercado de gas.

La calidad del Biogás que produce la planta de EPM en relación con el metano y dióxido de carbono es la siguiente:

- CH_4 : 63 %
- CO_2 : 35 %
- Otros: 2 %

Notas:

- H_2S : > 100 ppm
- Trazas de condensados

Poder Calorífico: $6.2 \frac{\text{KWh}}{\text{m}^3}$ ($573 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3}$)

Tabla 3

Capacidad de producción de Biogás de la planta San Fernando

Condiciones de operación de la PTAR	Q de tratamiento (m ³ /h)	Producción de biogás (m ³ /h)
Condiciones actuales	1.3	600 - 700
Condiciones futuras	1.8	940. - 1200

Nota. La tabla muestra las condiciones de operación actuales de la planta y las condiciones que se espera alcanzar.

Calidad del Biometano:

$$CH_4: 99.9 \% \text{ Aprox}$$

$$H_2S: 0.01 \%$$

$$Q \text{ Biometano} = 600 \frac{m^3}{h}$$

$$Q \text{ Biogás} = 900 \frac{m^3}{h} \text{ Aprox}$$

4.3.2 Reactivación del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte

“Venezuela evalúa si reactivar un gasoducto abandonado en el occidente del país para exportar gas natural, según Juan Ricardo Ortega, responsable del Grupo Energía Bogotá (GEB). La estatal Petróleos de Venezuela, o PDVSA, espera reactivar un gasoducto de 224 kilómetros que conecta los campos de gas venezolanos con el noreste de Colombia”. [40]

“El gasoducto fue inaugurado en 2007 por los expresidentes Hugo Chávez y Álvaro Uribe, pero ha estado inactivo desde 2015. Se extiende desde Riohacha, en el departamento colombiano de La Guajira, hasta el estado de Zulia, en el occidente de Venezuela. PDVSA pagó unos US\$335 millones por su construcción”. [40]

«La reapertura de la infraestructura, conocida como el gasoducto transcaribeño Antonio Ricaurte, podría ayudar a Venezuela a recuperarse de la crisis económica y reducir el riesgo de una escasez de gas en Colombia en 2025 o 2026. Venezuela cuenta con unos 197 billones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural, la octava mayor del mundo, así como con los mayores yacimientos de petróleo del mundo». [40]

GEB, propiedad en un 65,7% de la ciudad de Bogotá, podría ayudar a realizar las reparaciones necesarias para que el gasoducto funcione. [40]

4.3.3 Ampliación de operaciones Off-Shore

“El pozo Orca Norte-1, cuya perforación se inició en noviembre pasado y finalizó de manera exitosa en enero, comprobó la presencia de dos acumulaciones de gas en reservorios diferentes al descubrimiento Orca-1, lo cual activa una reevaluación del proyecto original, a la vez que amplía el potencial de gas de La Guajira Offshore”. [41]

“Orca Norte-1 fue el primer pozo en aguas profundas operado ciento por ciento por Ecopetrol S.A., bajo los más altos estándares de la industria, con uno de los mejores desempeños operacionales de los pozos del Caribe colombiano y sin incidentes que afectaran a personas o al medio ambiente”. [41]

Los resultados de este nuevo descubrimiento continuarán en evaluación para determinar su viabilidad comercial. Sobre el desarrollo de la perforación de este pozo, se destacan los siguientes hitos:

- El pozo fue perforado en tiempo récord (38 días) con un desempeño de 3,7 días por cada 1.000 pies perforados y un tiempo no productivo del 7%; ambas marcas de clase mundial en operaciones costa afuera.
- La aplicación de estándares internacionales facilitó la perforación dentro de los rangos de costo y tiempo planeados.
- Se obtuvo información importante del subsuelo tanto en el objetivo de la delimitación, como en nuevos intervalos de interés exploratorio encontrados.
- La excelente calidad del trabajo permitió completar satisfactoriamente todo el programa de registros planeado.

- Se aplicaron prácticas de seguridad industrial que incorporaron la amplia experiencia de nuestros aliados y contratistas, y como resultado no se presentaron incidentes registrables.

“Orca Norte – 1 se suma a los recientes éxitos exploratorios en las diferentes provincias del offshore del Caribe colombiano: Gorgon-2 ST2 y Uchuva-1 en 2022, y Glaucus-1 en 2023, con lo que se ratifica el potencial gasífero en diferentes zonas de subsuelo costa afuera y abre opciones a la oferta orgánica de este importante recurso para el país”. [41]

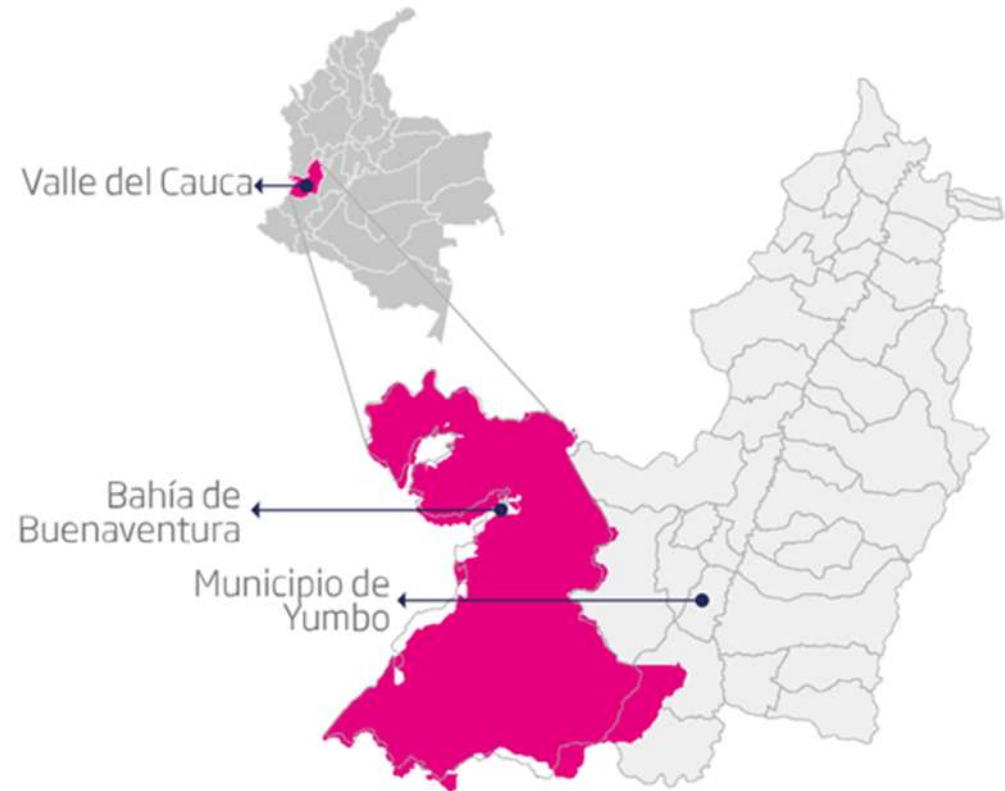
4.3.4 Planta de regasificación del pacífico

«En un comienzo, este proyecto fue planteado oficialmente por la UPME en su Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), versión noviembre de 2016, y adoptado por Minminas mediante la Resolución 40006 de 2017. En julio de 2020, la UPME incluyó el proyecto en el último PAGN, adoptado por Minminas mediante la Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020». [42]

«Desde sus inicios, para este proyecto se contempló, con una inversión aproximada de US\$ 700 millones, la construcción de una infraestructura de regasificación en la bahía de Buenaventura y un gasoducto de aproximadamente 102 km entre la terminal y el municipio de Yumbo, que conectará con el SNT, a través del que se podría llevar el gas importado y regasificado al interior del país, siempre y cuando se desarrollen las obras de bidireccionalidad del gasoducto Mariquita-Yumbo». [42]

Figura 25

Ubicación geográfica de la planta de regasificación del pacífico



Nota. En la figura se representa el punto geográfico en el cual sería construida la planta de regasificación. Tomado de: “Infraestructura del sector GNL,” *Promigas.com*, 2020. <https://www.promigas.com/informeSector2020/Paginas/Infraestructura-del-sector-GNL.aspx> (accessed May 07, 2024).

La infraestructura proyectada corresponde a una planta de regasificación en Buenaventura y al gasoducto Buenaventura–Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al SNT.

4.3.5 *Fracturamiento hidráulico*

«El fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad. Fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la

formación. El apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo».[43]

“Hace algunos años Ecopetrol decidió apostarle a la región del Permian con el fin de diversificar su portafolio e incrementar sus reservas de hidrocarburos. Allí, junto a su socio Oxy, líder en la producción no convencional en Estados Unidos, produce petróleo liviano y gas natural con fracturamiento hidráulico”. [44]

Esta es la operación que más ganancias le ha dejado a Ecopetrol en su historia y esto se debe a que la técnica permite llevar a cabo la extracción de una cantidad de hidrocarburo mucho mayor, dado que permite la liberación de hidrocarburos que con técnicas convencionales se quedarían atrapadas en el reservorio.

4.3.6 Ampliación de red de gasoductos

A inicios del mes de mayo del presente año, la CREG ha sacado a comentarios el siguiente proyecto de resolución:

“Por la cual se establecen los requisitos para la presentación, evaluación, priorización y asignación de recursos para los proyectos de infraestructura de gas combustible cofinanciados con recursos del Presupuesto General de la Nación, y se adopta el reglamento interno relacionado con la suscripción de los convenios de cofinanciación, su liquidación y el control de la infraestructura construida”. [45]

Esto debido a que como ya se mencionó anteriormente, aún hay gran parte del territorio nacional que se encuentra desconectado del SNT y de las redes de distribución de gas natural y día tras día se busca reducir ese porcentaje de territorio sin cubrir.

4.3.7 Matriz de selección de las estrategias formuladas

4.3.8 Peso de cada ítem

4.3.8.a Cumplimiento normativo (30%). El cumplimiento normativo representa el marco legal y regulatorio que guía la operación de cualquier proyecto. Asignar el 30% a este criterio asegura que el proyecto cumpla con todas las leyes ambientales, de seguridad y de permisos requeridos por las autoridades competentes. Este aspecto es crucial para evitar sanciones legales, asegurar la protección del medio ambiente y mantener la aceptación pública del proyecto.

4.3.8.b Disponibilidad de la infraestructura (15%). La infraestructura existente juega un papel fundamental en la implementación y eficiencia operativa del proyecto. Asignar el 15% a este criterio implica evaluar la capacidad de la infraestructura actual para soportar y facilitar las operaciones del proyecto, minimizando así la necesidad de construcción adicional y optimizando recursos existentes. Esto contribuye a la viabilidad económica y operativa del proyecto.

4.3.8.c Conocimientos en el área (20%). Los conocimientos técnicos y operativos son esenciales para el éxito del proyecto a largo plazo. Asignar el 20% a este criterio asegura que el equipo tenga la experiencia y capacitación necesaria para manejar los desafíos específicos del proyecto, desde la planificación hasta la ejecución y operación. Esto incluye tanto la formación académica como la experiencia práctica en proyectos similares, garantizando la calidad y eficiencia en la implementación.

4.3.8.d Costo de puesta en marcha (15%). Evaluar el costo de puesta en marcha es crucial para determinar la viabilidad financiera del proyecto desde el inicio. Asignar el 15% a este criterio implica analizar los costos iniciales de inversión, así como los costos operativos y de mantenimiento a corto y mediano plazo. Esto permite tomar decisiones informadas sobre la rentabilidad del proyecto y asegurar que los recursos financieros se utilicen de manera eficiente y efectiva.

4.3.8.e Inconvenientes con las comunidades (20%). Las comunidades locales juegan un papel fundamental en la aceptación y éxito a largo plazo del proyecto. Asignar el 20% a este criterio implica evaluar y gestionar los impactos sociales y ambientales del proyecto, así como implementar estrategias efectivas de participación y mitigación de conflictos. Esto asegura una relación positiva y colaborativa con las comunidades afectadas, promoviendo la sostenibilidad y el apoyo continuo al proyecto.

Estas asignaciones de porcentaje aseguran una evaluación integral y equilibrada del proyecto, considerando tanto aspectos legales y técnicos como económicos, sociales y ambientales, fundamentales para su éxito y sostenibilidad a largo plazo.

Tabla 4*Matriz de selección*

	30%	15%	20%	15%	20%	PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO
MECANISMO	CUMPLIMIENTO NORMATIVO	DISPONIBILIDAD DE INFRAESTRUCTURA	CONOCIMIENTOS EN EL ÁREA	COSTO	INCONVENIENTES CON COMUNIDADES	
Generación de Biogás y Biometano	3	2	2	2	2	76.66
Reactivación del Gasoducto Transcaribeño	3	3	3	3	1	86.66
Ampliación de operaciones Off-Shore	3	2	2	1	2	71.66
Construcción de la planta de regasificación del pacífico	3	2	3	1	1	71.66
Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico	1	2	2	3	1	55

Nota. La tabla representa las mediciones de cumplimiento de los ítems de evaluación de las estrategias. Los porcentajes de cumplimiento obtenidos para cada uno de los mecanismos evaluados mediante la matriz de selección son el resultado de la suma del valor asignado a cada ítem de manera individual.

4.3.9 Justificación de los valores de cumplimiento asignados a cada ítem

Se asigna la calificación independiente para cada ítem, con valores numéricos que van desde el uno (1) hasta el tres (3), donde uno (1) es bajo, dos (2) es medio y tres (3) es alto.

4.3.9.a Cumplimiento Normativo. Para este ítem se asigna ya sea la calificación más alta (5) o la más baja (1), pues en temas regulatorios no hay punto medio, es decir, se cumple en su totalidad o no se cumple.

- **Biogás y Biometano:** Se analizan diversas leyes y regulaciones aplicables (Resolución CREG 240 de 2016, Ley 1715 de 2014, Ley 2128 de 2021, Ley 2099 de 2021, Resolución Única de Regulación de Gas Natural) en busca de asegurar el cumplimiento total de las normativas y al cumplir con todas las normativas se le asigna el valor más alto (3).
- **Reactivación del Gasoducto Transcaribeño:** Se analizan diversas leyes y regulaciones aplicables (Resolución Única de Regulación de Gas Natural, Resolución CREG 186 DE 2020, Resolución CREG 185 de 2020, Ley 2128 de 2021, Decreto 1076 de 2015) en busca de asegurar el cumplimiento total de las normativas y al cumplir con todas las normativas se le asigna el valor más alto (3).
- **Ampliación de operaciones Off-Shore:** Se analizan diversas leyes y regulaciones aplicables (Resolución Única de Regulación de Gas Natural, Resolución CREG 186 DE 2020, Decreto 2682 de 2014, Resolución 40295 de 2020, Resolución 181495 de 2009) en busca de asegurar el cumplimiento total de las normativas y al cumplir con todas las normativas se le asigna el valor más alto (3).
- **Construcción de la planta de regasificación del pacífico:** Se analizan diversas leyes y regulaciones aplicables (Se analizan diversas leyes y regulaciones aplicables (Resolución CREG 240 de 2016, Ley 1715 de 2014, Ley 2128 de 2021, Ley 2099 de 2021, Resolución Única de Regulación de Gas Natural) en busca de asegurar el cumplimiento total de las normativas y al cumplir con todas las normativas se le asigna el valor más alto.) en busca de asegurar el cumplimiento total de las normativas y al cumplir con todas las normativas se le asigna el valor más alto (3).

- Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico: Se lleva a cabo el análisis de la ley 114 de 2022 la cual prohíbe la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico en el país por lo cual esta estrategia recibe la menor calificación posible (1).
- Ampliación de red de gasoductos: Se analizan diversas leyes y regulaciones aplicables (Resolución Única de Regulación de Gas Natural, Resolución CREG 185 de 2020, Decreto 1076 de 2015, Ley 2128 de 2021, Resolución 71 de 1999) en busca de asegurar el cumplimiento total de las normativas y al cumplir con todas las normativas se le asigna el valor más alto (3).

4.3.9.b Disponibilidad de la infraestructura. Se tienen en cuenta tres calificaciones; se asigna uno (1) cuando la disponibilidad es nula, es decir, no se consigue a nivel nacional ni internacional, se asigna dos (2) cuando la disponibilidad es media, es decir, cuando se consigue a nivel internacional y se asigna tres (3) cuando la disponibilidad es alta, es decir, que se consigue a nivel nacional.

- Biogás y Biometano: La infraestructura existente proporciona una base sólida, especialmente en términos de plantas de tratamiento de residuos y la red de gasoductos. Sin embargo, se requiere adaptación tecnológica para escalar la producción de biogás y biometano y hacerla viable a gran escala. La poca disponibilidad de tecnología avanzada para la purificación de biogás es un factor que limita la calificación a un nivel medio; es por esto por lo que se le asigna una calificación de dos (2). Con una inversión adecuada y un enfoque estratégico, es posible mejorar esta calificación en el futuro.
- Reactivación del Gasoducto Transcaribeño: A esta estrategia se le asigna una calificación de dos (2) debido a que los insumos requeridos están disponibles en Colombia.
- Ampliación de operaciones Off-Shore: La infraestructura existente proporciona una base inicial para la producción de gas off-shore, pero es insuficiente para un proyecto a gran escala sin inversiones significativas. La tecnología y el equipo están disponibles a través de proveedores internacionales, por lo anteriormente mencionado, se le asigna una calificación de dos (2).
- Construcción de la planta de regasificación del pacífico: La tecnología y los equipos necesarios se encuentran disponibles internacionalmente y son de fácil acceso, por lo anterior se le asigna la calificación de dos (2).

- Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico: Colombia cuenta con una base sólida de infraestructura, sin embargo, se requiere de equipos especializados que se encuentran disponibles internacionalmente y son de fácil acceso, por lo anterior se le asigna una calificación de dos (2).
- Ampliación de red de gasoductos: La infraestructura necesaria se encuentra disponible a nivel nacional por lo cual se califica como disponibilidad alta y se le asigna una calificación de tres (3).

4.3.9.c Conocimientos en el área. Se tienen en cuenta tres calificaciones; se asigna uno (1) cuando los conocimientos son nulos, se asigna dos (2) cuando los conocimientos son medios y se asigna tres (3) cuando Los conocimientos son altos.

- Biogás y Biometano: Colombia tiene una base sólida de conocimientos académicos y una creciente experiencia práctica en la generación de biogás y biometano. La formación académica, los proyectos piloto, y la implementación en la industria han contribuido significativamente al desarrollo de capacidades locales. Sin embargo, el número de técnicos y operadores especializados es aún limitado, y se necesita un mayor impulso en la capacitación y la transferencia de tecnología para consolidar y expandir este conocimiento. Por lo anterior se le asigna una calificación media, es decir, dos (2).
- Reactivación del Gasoducto Transcaribeño: Colombia tiene una sólida base de conocimientos y experiencia en la operación y mantenimiento de gasoductos, incluida la infraestructura específica del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. Por lo anterior se le asigna una calificación alta, es decir, tres (3).
- Ampliación de operaciones Off-Shore: Colombia tiene una base sólida de conocimientos y experiencia en la industria de petróleo y gas, con algunas operaciones off-shore en marcha y la colaboración de empresas internacionales que han facilitado la transferencia de conocimientos. Sin embargo, la experiencia práctica en operaciones off-shore es limitada en comparación con las operaciones en tierra. La formación académica y la capacitación especializada en este campo están en desarrollo, y la adopción de tecnología avanzada requiere una inversión continua en capacitación. Por lo anterior se le asigna una calificación media, es decir, dos (2).

- Construcción de la planta de regasificación del pacífico: Colombia cuenta con experiencia significativa en la construcción y operación de infraestructuras de gas natural, incluyendo plantas de regasificación. Existen empresas locales con capacidad técnica y experiencia en proyectos similares. Por lo anterior se le asigna una calificación alta, es decir, tres (3).
- Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico: La empresa estatal Ecopetrol ha participado en proyectos de fracturamiento hidráulico a nivel internacional, por lo cual cuenta con personal cualificado, sin embargo, si se llegara a implementar la técnica a gran escala el personal colombiano cualificado sería insuficiente. Por lo anterior se le asigna una calificación media, es decir, dos (2).
- Ampliación de red de gasoductos: Colombia posee un nivel sólido de conocimientos y experiencia en la ampliación de la red de gasoductos, respaldado por un marco regulatorio adecuado y programas de formación continua. Por lo anterior se le asigna una calificación alta, es decir, tres (3).

4.3.9.d Costo. Se tienen en cuenta tres calificaciones; se asigna tres (3) cuando el costo estimado es menor a US\$ 200 millones, se asigna dos (2) cuando el costo calculado se encuentra entre US\$ 200 millones y US\$ 500 millones y se asigna uno (1) cuando el costo estimado es mayor a US\$ 500 millones.

- Biogás y Biometano: El valor de una planta de tratamiento de Biogás y Biometano varía dependiendo del tamaño de esta, para este ejercicio tendremos en cuenta de tamaño medio para la cual el valor puede oscilar entre los 20 millones de dólares. Supongamos que sean necesarias 20 para que el aporte de Biogás y Biometano sea significativo, es decir, que sería necesaria una inversión aproximada de US\$ 400 millones. Por lo anterior se le asigna una calificación de dos (2).
- Reactivación del Gasoducto Transcaribeño: La Asociación Colombiana de Ingenieros (ACEIM) estima que para la reactivación del gasoducto se requiere una inversión aproximada de US\$ 10 millones [46]. Por lo anterior se le asigna una calificación de tres (3).
- Ampliación de operaciones Off-Shore: El valor de la puesta en marcha de esta estrategia depende en gran medida de su escala, para este ejercicio tomaremos un 50 % de lo invertido por las empresas petroleras Ecopetrol y Shell en el año 2022, que según lo indicado por Oíl

Channel serían US\$1.000 millones [47]. Por lo anterior se le asigna una calificación de uno (1).

- Construcción de la planta de regasificación del pacífico: La asociación Crudo Transparente estima que la construcción de la planta de regasificación del Pacífico tendría un costo aproximado de US\$ 700 millones [48]. Por lo anterior se le asigna una calificación de uno (1).
- Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico: El American Petroleum Institute estima que para implementar fracturamiento hidráulico en pozos ya existentes se requiere una inversión promedio de US\$ 3.5 millones por cada pozo [49]. Supongamos que inicialmente se implemente el uso de la técnica en 20 pozos, lo que significa una inversión aproximada de US\$ 70 millones. Por lo anterior se le asigna una calificación de tres (3).
- Ampliación de red de gasoductos: Los costos asociados a la construcción de un gasoducto puede variar debido a múltiples factores, sin embargo, para efectos de este estudio tomaremos a consideración los costos de construcción del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, el cual según expone el periódico el Colombiano el valor aproximado por kilómetro fue de US\$ 1.5 millones [50], suponiendo que inicialmente se lleva a cabo una ampliación de 200 kilómetros, la inversión inicial sería de US\$ 300 millones. Por lo anterior se le asigna una calificación de dos (2).

4.3.9.e Inconvenientes con comunidades. Se tienen en cuenta tres calificaciones; se asigna tres (3) cuando no se tienen inconvenientes con comunidades civiles ni grupos armados al margen de la ley, se asigna dos (2) cuando se tienen inconvenientes con comunidades civiles y se asigna uno (1) cuando se pueden presentar inconvenientes con comunidades civiles y grupos armados al margen de la ley.

- Biogás y Biometano: Los proyectos de generación de biogás y biometano suelen tener un impacto moderado en las comunidades locales. Dependiendo de la ubicación y escala del proyecto, podría haber preocupaciones sobre olores, manejo de residuos, y uso de tierras agrícolas. Por lo anterior se le asigna una calificación de dos (2).
- Reactivación del Gasoducto Transcaribeño: La reactivación del gasoducto transcaribeño podría enfrentar desafíos significativos en términos de aceptación comunitaria y seguridad, que deben ser gestionados con cuidado y mediante la implementación de estrategias efectivas de

participación y mitigación de conflictos. Por lo anterior se le asigna una calificación de uno (1).

- Ampliación de operaciones Off-Shore: La ampliación de proyectos off-shore puede generar preocupaciones entre las comunidades costeras debido a posibles impactos ambientales y sociales, como la contaminación del agua, la pesca y el turismo. Por lo anterior se le asigna una calificación de dos (2).
- Construcción de la planta de regasificación del pacífico: La construcción de la planta de regasificación en Buenaventura puede afectar a las comunidades locales en términos de uso de tierras, cambios en el entorno ambiental y posibles interrupciones en las actividades cotidianas de las comunidades cercanas y la presencia de grupos armados al margen de la ley en la región de Buenaventura puede representar un desafío adicional en términos de seguridad y estabilidad durante la construcción y operación de la planta. Por lo anterior se le asigna una calificación de uno (1).
- Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico: La población colombiana tiene una idea errónea del fracturamiento hidráulico, por lo cual no están dispuestas a aceptar su implementación en territorio nacional, por otra parte, en muchas de las zonas de operaciones petroleras hay presencia de grupos armados al margen de la ley. Por lo anterior se le asigna una calificación de uno (1).
- Ampliación de red de gasoductos: La ampliación de la red de gasoductos puede afectar a las comunidades locales en términos de acceso a tierras, cambios en el entorno ambiental y posibles interrupciones en las actividades cotidianas y la presencia de grupos armados al margen de la ley en algunas áreas puede representar un desafío adicional en términos de seguridad y estabilidad durante la construcción. Por lo anterior se le asigna una calificación de uno (1).

5. CONCLUSIONES

El mercado de gas en Colombia está estructurado en tres mecanismos principales los cuales son producción, transporte y comercialización, estos necesitan ser fortalecidos de manera individual si se quiere cumplir con las crecientes necesidades del país.

Los análisis realizados a los datos históricos de la demanda de gas y las proyecciones realizadas confirman la tendencia al alza de la demanda de gas, para el mes de abril del año 2026 se estima un crecimiento cercano al 7 % respecto a la demanda para el mismo mes del año 2024 y si en este momento el país no se encuentra en condiciones de cubrir la demanda actual mucho menos se va a poder cubrir la demanda futura si no se toman medidas que permitan el incremento en la oferta.

Las estrategias propuestas en este documento apuntan al fortalecimiento de solo dos de los tres mecanismos principales, los cuales son el de suministro y el de transporte, por lo cual no se profundiza en el de comercialización.

De los seis (6) mecanismos propuestos, hay cinco cuya aplicación a nivel nacional es viable, el único que se presenta como inviable es el de “fracturamiento hidráulico” que tiene la menor puntuación posible en los dos ítems más importantes que son el de cumplimiento normativo y el de inconvenientes con comunidades. Por otro lado, los que presentan mayor cumplimiento son los de “Ampliación de red de gasoductos”, “Biogás y biometano” y “Exploración off-Shore”, en ese orden.

REFERENCIAS

- [1] “El Gas Natural Y Sus Usos | Quavii,” Gasesdelpacifico.Pe, 2023. <https://www.gasesdelpacifico.pe/el-gas-natural-y-sus-usos#:~:Text=A%20nivel%20industrial%20se%20utiliza,Calefacci%C3%B3n%20hornos%20de%20fusi%C3%B3n%3B%20y> (Accessed Nov. 28, 2023).
- [2] VQ Ingeniería, “¿Qué Relación Tiene El Precio Del Petróleo Con La Economía Del País?,” Vqingenieria.Com, Jul. 21, 2020. <https://www.vqingenieria.com/que-relacion-tiene-el-precio-del-petroleo-con-la-economia-del-pais#:~:Text=Asimismo%20es%20innegable%20la%20importancia,%20colegios%20hospitales%20etc.> (Accessed Nov. 28, 2023).
- [3] “Evaluación De Alternativas De Suministro De Energéticos Para La Generación Termoeléctrica En Colombia En Épocas Del Fenómeno Del Niño,” Repositorio.Uniandes.Edu.Co, 2013. <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/9fd1cdd3-ffe1-4aaf-87d4-f3f39b422634/content> (Accessed Nov. 28, 2023).
- [4] Bloomberg, “Colombia Aumentó Importaciones De GNL Ante Clima Seco Del Fenómeno De El Niño,” Diario La República, Aug. 28, 2023. <https://www.larepublica.co/economia/colombia-aumento-importaciones-de-gnl-ante-clima-seco-del-fenomeno-de-el-nino-3689940> (Accessed Nov. 28, 2023).
- [5] Semana, “¿El Presidente Petro Les Declara La Guerra A Los Hidrocarburos? Así Va La Campaña Nacional E Internacional Contra El Sector,” Semana.Com Últimas Noticias De Colombia Y El Mundo, Nov. 13, 2022. <https://www.semana.com/politica/articulo/el-presidente-petro-les-declara-la-guerra-a-los-hidrocarburos-asi-va-la-campana-nacional-e-internacional-contra-el-sector/202200/> (Accessed Nov. 28, 2023).
- [6] “Información Bolsa Mercantil De Colombia | BEC - Gestor Del Mercado De Gas Natural En Colombia,” Bmcbec.Com.Co, 2021. <https://www.bmcbec.com.co/nosotros/informaci%C3%B3n%20Bolsa%20Mercantil%20de%20Colombia> (Accessed May 26, 2024).

- [7] “Gestor Del Mercado De Gas,” 2019. https://Creg.Gov.Co/Public_Html/Info/Creg/Media/Tmp/Pdf5209.Pdf (Accessed Apr. 16, 2023).
- [8] “Gestor Del Mercado De Gas,” 2019. https://Creg.Gov.Co/Public_Html/Info/Creg/Media/Tmp/Pdf5209.Pdf (Accessed Apr. 16, 2023).
- [9] “Energy Vision 2013 Energy Transitions: Past And Future Industry Vision Prepared In Partnership With IHS CERA,” 2013. Available: https://Www3.Weforum.Org/Docs/WEF_EN_Energyvision_Report_2013.Pdf
- [10] Portal CREG, “Historia En Colombia,” Portal CREG, Oct. 24, 2013. <https://Creg.Gov.Co/Publicaciones/7824/Historia-En-Colombia/#:~:Text=En%20Colombia%20el%20desarrollo%20de,Entr%C3%B3%20en%20funcionamiento%20en%201977.> (Accessed Apr. 30, 2024).
- [11] “Gestor Del Mercado De Gas,” 2019. https://Creg.Gov.Co/Public_Html/Info/Creg/Media/Tmp/Pdf5209.Pdf (Accessed Apr. 16, 2023).
- [12] “Gestor Del Mercado De Gas,” 2019. https://Creg.Gov.Co/Public_Html/Info/Creg/Media/Tmp/Pdf5209.Pdf (Accessed Apr. 16, 2023).
- [13] “Las Ventajas De Los Gasoductos Virtuales Como Opción De Transporte De GNC,” ECOTEK, Jul. 13, 2022. <https://Ecotekgrp.Com/Es/Las-Ventajas-De-Los-Gasoductos-Virtuales-Como-Opcion-De-Transporte-De-Gnc/> (Accessed May 06, 2024).
- [14] Portal CREG, “Gas Natural,” Portal CREG, 2024. <https://Creg.Gov.Co/Preguntas-Frecuentes/3/Gas-Natural/> (Accessed May 26, 2024).
- [15] Portal CREG, “Gas Natural,” Portal CREG, 2024. <https://Creg.Gov.Co/Preguntas-Frecuentes/3/Gas-Natural/> (Accessed May 26, 2024).
- [16] El, “El Gas Natural Y La Transición Energética | Shell Colombia,” Shell.Com.Co, 2024. <https://Www.Shell.Com.Co/Energia-E-Innovacion/Gas-Natural/Gas-Natural-Y->

Transicion-

Energetica.Html#:~:Text=El%20gas%20natural%20es%20un,Su%20menor%20emisi%C3%
%B3n%20de%20contaminantes. (Accessed May 26, 2024).

- [17] L. Lazarte Et Al., “ANÁLISIS DE COSTOS, BREAK-EVEN Y PERSPECTIVAS DE LA OFERTA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA.” Accessed: Nov. 28, 2023. [Online]. Available: <https://Www.Ceare.Org/Tesis/2020/Tes54.Pdf>
- [18] Paola, “La Regulación Para La Integración De Mercados De Gas En América Latina, A La Luz De Las Nuevas Condiciones Del Mercado Y Tecnológicas,” Dialnet, P. 1, 2022, Doi: <https://Dialnet.Unirioja.Es/Servlet/Dctes?Info=Link&Codigo=316257&Orden=0>.
- [19] D. Estudios De Mercado, “Estudio De Mercado Del Gas (EM06-2020).” Accessed: Nov. 28, 2023. [Online]. Available: https://Www.Fne.Gob.Cl/Wp-Content/Uploads/2021/12/1.-Informe_Final_Publicado.Pdf
- [20] Cambridge Dictionary, “Pronóstico,” @Cambridgewords, May 08, 2024. <https://Dictionary.Cambridge.Org/Es/Diccionario/Espanol-Ingles/Pronostico> (Accessed May 14, 2024).
- [21] “SPSS Modeler Subscription,” Ibm.Com, Aug. 17, 2021. <https://Www.Ibm.Com/Docs/Es/Spss-Modeler/Saas?Topic=Series-Arima> (Accessed May 06, 2024).
- [22] T. Glas, Asset Pricing And Investment Styles In Digital Assets. Springer Nature, 2022. Accessed: Jul. 13, 2024. [Online]. Available: <https://Www.Wiley.Com/En-Us/Time+Series+Analysis%3A+Forecasting+And+Control%2C+5th+Edition-P-9781118675021>
- [23] J. Martins, “7 Sencillos Pasos Para Crear Una Matriz De Decisiones (Con Ejemplos) [2024] • Asana,” Asana, Feb. 18, 2024. <https://Asana.Com/Es/Resources/Decision-Matrix-Examples> (Accessed May 15, 2024).

- [24] “Alejandría - Resolución 186 De 2020 CREG,” Creg.Gov.Co, 2020. https://Gestornormativo.Creg.Gov.Co/Gestor/Entorno/Docs/Resolucion_Creg_0186_2020.Htm (Accessed Jul. 13, 2024).
- [25] “Alejandría - Resolución 185 De 2020 CREG,” Creg.Gov.Co, 2020. https://Gestornormativo.Creg.Gov.Co/Gestor/Entorno/Docs/Resolucion_Creg_0185_2020.Htm (Accessed Jul. 13, 2024).
- [26] Naturgas, “Del Subsuelo A Tu Hogar: Así Se Extrae El Gas Natural | Naturgas,” Naturgas, Aug. 02, 2021. <https://Naturgas.Com.Co/Asi-Se-Extrae-El-Gas-Natural/#:~:Text=En%20Colombia%2C%20los%20principales%20puntos,80%25%20de%20los%20hogares%20colombianos.> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [27] Naturgas, “Colombia Respira, El Impacto Del Gas Natural En El Futuro Del País | Naturgas,” Naturgas, Dec. 18, 2023. <https://Naturgas.Com.Co/Colombia-Respira-El-Impacto-Del-Gas-Natural-En-El-Futuro-Del-Pais/> (Accessed May 06, 2024).
- [28] “Páginas - Mapa Del Gasoducto,” Promigas.Com, 2024. <https://Www.Promigas.Com/BEO/Paginas/Procedimientosoperacionales/Mapa-Del-Gasoducto.aspx> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [29] “Páginas - Mapa Del Gasoducto,” Promigas.Com, 2024. <https://Www.Promigas.Com/BEO/Paginas/Procedimientosoperacionales/Mapa-Del-Gasoducto.aspx> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [30] “Informes De Sostenibilidad - Transportadora De Gas Internacional,” Transportadora De Gas Internacional, 2023. <https://Www.Tgi.Com.Co/Sostenibilidad/Informes-De-Sostenibilidad> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [31] “Infraestructura - Transportadora De Gas Internacional,” Transportadora De Gas Internacional, 2024. <https://Www.Tgi.Com.Co/Nuestro-Negocio/Infraestructura#:~:Text=La%20red%20de%20TGI%2C%20est%20C3%A1,Est%20C3%A1n%20los%20E2%80%9Ccity%20gates%20E2%80%9D.> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [32] “EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES PROMOTORA DE GASES DEL SUR SUPERINTENDENCIADELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE

- DIRECCIÓN TÉCNICA DE GAS COMBUSTIBLE Bogotá, Septiembre 2018.” Accessed: Jul. 12, 2024. [Online]. Available: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/evaluacion_integral_promotora_de_gases_del_sur_s.a._e.s.p._ano_2017.pdf
- [43] “Páginas - Sistemas De Gasoductos Promioriente,” Promioriente.Com, 2024. <https://www.promioriente.com/paginas/especiales/esp/sistemas-de-gasoductos.aspx> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [34] “TRANSPORTE DE GAS NATURAL.” Accessed: Jul. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.promioriente.com/documents/megamenu/resumen%20corporativo%20doble%20esp%202021%20promioriente.pdf?csf=1&E=S2hbd6>
- [35] “Páginas - Sistemas De Gasoductos Promioriente,” Promioriente.Com, 2024. <https://www.promioriente.com/paginas/especiales/esp/sistemas-de-gasoductos.aspx> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [36] “Páginas - Nuestra Historia,” Transmetano.Co, 2024. https://www.transmetano.co/paginas/nuestra_empresa/esp/nuestrahistoria.aspx (Accessed Jul. 12, 2024).
- [37] “Páginas - Mapa Del Gasoducto,” Transmetano.Co, 2024. <https://www.transmetano.co/beo/paginas/procedimientosoperacionales/mapa-del-gasoducto.aspx> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [38] “Páginas - Mapa Del Gasoducto,” Transoccidente.Com.Co, 2024. <https://www.transoccidente.com.co/beo/paginas/manual-transportador/mapa-del-gasoducto.aspx> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [39] Naturgas, “Colombia Empieza A Fortalecer Su Apuesta Por La Producción De Biogás Y Biometano | Naturgas,” Naturgas, Jul. 19, 2023. <https://naturgas.com.co/colombia-empieza-a-fortalecer-su-apuesta-por-la-produccion-de-biogas-y-biometano/> (Accessed May 06, 2024).
- [40] “Venezuela Está Buscando Reactivar Gasoducto Y Exportaciones De Gas Hacia Colombia | BEC - Gestor Del Mercado De Gas Natural En Colombia,” Bmcbec.Com.Co, 2021.

<https://www.bmcbec.com.co/publicaciones/posts/noticias/noticias/venezuela-esta-buscando-reactivar-gasoducto-y-exportaciones> (Accessed May 07, 2024).

- [41] “Ecopetrol Amplía Su Potencial De Gas En El Caribe Colombiano Con La Perforación Del Pozo Orca Norte-1,” Ecopetrol.Com.Co, 2023. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/home/es/noticias/detalle/ecopetrol-amplia-su-potencial-de-gas-en-el-caribe-colombiano-con-la-perforacion-del-pozo-orca-norte-1> (Accessed May 07, 2024).
- [42] “Infraestructura Del Sector GNL,” Promigas.Com, 2020. <https://www.promigas.com/informesector2020/paginas/infraestructura-del-sector-gnl.aspx> (Accessed May 07, 2024).
- [43] “Hydraulic_Fracturing,” Slb.Com, 2024. https://glossary.slb.com/es/terms/h/hydraulic_fracturing#:~:Text=Un%20tratamiento%20de%20estimulaci%C3%B3n%20ejecutado,Apertura%20de%20una%20fractura%20vertical. (Accessed May 07, 2024).
- [44] “Por Qué El Fracking En EE. UU. Es El Negocio Más Rentable De Ecopetrol,” Portafolio.Co, 2022. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-por-que-el-fracking-en-ee-uu-es-el-negocio-mas-rentable-574063> (Accessed May 07, 2024).
- [45] “Requisitos Para La Presentación, Evaluación, Priorización Y Asignación De Recursos Para Los Proyectos De Infraestructura De Gas Combustible,” Minenergia.Gov.Co, 2024. <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/requisitos-para-la-presentaci%C3%B3n-evaluaci%C3%B3n-priorizaci%C3%B3n-y-asignaci%C3%B3n-de-recursos-para-los-proyectos-de-infraestructura-de-gas-combustible/> (Accessed May 07, 2024).
- [46] “Maduro Pondrá La Plata Para Reactivar Gasoducto Y Venderle Gas A Colombia En Los Próximos Meses - ACIEM,” ACIEM - Asociación Colombiana De Ingenieros ACIEM, Apr. 09, 2024. <https://aciem.org/noticias-energia-maduro-pondra-la-plata-para-reactivar-gasoducto-y-venderle-gas-a-colombia-en-los-proximos-meses/> (Accessed Jul. 15, 2024).

- [47] “Ecopetrol Y Shell Reactivan La Operación Petrolera En ‘Offshore’ Con Inversiones Por US\$2.000 Millones,” Oilchannel.Tv, 2019. <https://oilchannel.tv/noticias/ecopetrol-y-shell-reactivan-la-operacion-petrolera-en-offshore-con-inversiones-por-us2000-millones> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [48] Admin, “Regasificadora Del Pacífico: La Nueva Manzana De La Discordia – Crudo Transparente,” Crudotransparente.Com, 2021. <https://crudotransparente.com/2021/04/16/regasificadora-del-pacifico-la-nueva-manzana-de-la-discordia/> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [49] “Hydraulic Fracturing,” Api.Org, 2015. <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/hydraulic-fracturing#Sort=Date%20descending> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [50] Alfonso López Suárez, “Así Es El Negocio Para Traer El Gas Desde Venezuela | El Colombiano,” Www.Elcolombiano.Com, Feb. 22, 2023. <https://www.elcolombiano.com/negocios/asi-es-el-negocio-para-traer-el-gas-desde-venezuela-GB20473885> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [51] “Gestor Del Mercado De Gas,” 2019. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf5209.pdf (Accessed Apr. 16, 2023).
- [52] “Oferta | BEC - Gestor Del Mercado De Gas Natural En Colombia,” Bmcbec.Com.Co, 2021. <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta> (Accessed May 26, 2024).
- [53] “Las Ventajas De Los Gasoductos Virtuales Como Opción De Transporte De GNC,” ECOTEK, Jul. 13, 2022. <https://ecotekgrp.com/es/las-ventajas-de-los-gasoductos-virtuales-como-opcion-de-transporte-de-gnc/> (Accessed May 06, 2024).
- [54] “Ruta Del Gas Natural | Naturgas,” Naturgas, Nov. 24, 2022. <https://naturgas.com.co/ruta-del-gas-natural/> (Accessed Jul. 12, 2024).
- [55] “Boletines Informativos | BEC - Gestor Del Mercado De Gas Natural En Colombia,” Bmcbec.Com.Co, 2021. <https://www.bmcbec.com.co/boletines> (Accessed Jul. 26, 2024).

- [56] “Infraestructura Del Sector GNL,” Promigas.Com, 2020. <https://www.promigas.com/informesector2020/paginas/infraestructura-del-sector-gnl.aspx> (Accessed May 07, 2024).
- [57] “Alejandría - Resolución 240 De 2016 CREG,” Creg.Gov.Co, 2016. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0240_2016.htm (Accessed Jul. 14, 2024).
- [58] “Ley 1715 De 2014 - Gestor Normativo,” Funcionpublica.Gov.Co, Sep. 2023. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353> (Accessed Jul. 14, 2024).
- [59] “Ley 2128 De 2021 - Gestor Normativo,” Funcionpublica.Gov.Co, Sep. 2023. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168087> (Accessed Jul. 14, 2024).
- [60] “Ley 2099 De 2021 - Gestor Normativo,” Funcionpublica.Gov.Co, Sep. 2023. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326> (Accessed Jul. 14, 2024).
- [61] “Alejandría - Resolución Única De Regulación De Gas Natural,” Creg.Gov.Co, 2019. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ru_creg_gn.htm (Accessed Jul. 14, 2024).
- [62] “Alejandría - Resolución 185 De 2020 CREG,” Creg.Gov.Co, 2020. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm (Accessed Jul. 15, 2024).
- [63] “DECRETO 2682 DE 2014,” Suin-Juriscol.Gov.Co, 2014. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewdocument.asp?id=1480286> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [64] “Compilación Jurídica AMVA - Resolución 40295 De 2020 MME,” Metropol.Gov.Co, 2020. https://alphasig.metropol.gov.co/normograma/compilacion/docs/resolucion_minminas_40295_2020.htm (Accessed Jul. 15, 2024).
- [65] “RESOLUCIÓN No. 18 1495 DE 02 SEPTIEMBRE 2009 - Agencia Nacional De Hidrocarburos,” Anh.Gov.Co, 2021.

<https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/resoluci%C3%B3n-no-18-1495-de-02-septiembre-2009/> (Accessed Jul. 15, 2024).

- [66] “Alejandría - Concepto 3036 De 2023 CREG,” Creg.Gov.Co, 2023. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0003036_2023.htm (Accessed Jul. 15, 2024).
- [67] “Decreto 1076 De 2015 Sector Ambiente Y Desarrollo Sostenible - Gestor Normativo,” Funcionpublica.Gov.Co, Jun. 24, 2024. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?I=78153> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [68] J. Daniel, “Estado De Los Proyectos De Ley Y Actos Legislativos Del H.Senado, Consulta De Textos E Informes Legislativos,” Senado.Gov.Co, 2022. <https://leyes.senado.gov.co/proyectos/index.php/textos-radicados-senado/p-ley-2022-2024/2674-proyecto-de-ley-114-de-2022> (Accessed Jul. 15, 2024).
- [69] “Alejandría - Resolución 71 De 1999 CREG,” Creg.Gov.Co, 2018. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_1999.htm (Accessed Jul. 15, 2024).

ANEXOS

ANEXO 1.

RECOMENDACIONES

Se recomienda para estudios futuros la realización del estudio económico a profundidad de cada uno de los mecanismos propuestos en esta investigación.

Describir a profundidad cada uno de los mecanismos por los cuales se rige el mercado de gas actualmente.

Analizar la manera de fortalecer el mecanismo de comercialización.

Investigar a profundidad cada una de las estrategias propuestas en este estudio.

Realizar una matriz de selección mucho más amplia que brinde mayor exactitud.