



Consejo Nacional de Operación  
de Gas Natural

Bogotá D.C. 19 de septiembre de 2023

**CNOGas 245-2023**

Doctor

**Omar Andrés Camacho**

Ministro de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía

Ciudad

**Asunto:** Visión CNOGas\_Estrategia abastecimiento de gas natural en Colombia.

Respetado Doctor Camacho

De acuerdo con el compromiso del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNOGas – en reunión con el Ministerio en el mes de agosto del año en curso, nos permitimos compartir adjunto a la presente comunicación, la estrategia de abastecimiento de gas natural en Colombia que incorpora las acciones a desarrollar a mediano y largo plazo desde una perspectiva general; como también aspectos de confiabilidad para el abastecimiento de la demanda ante situaciones contingentes.

Quedamos atentos a atender requerimientos en torno al documento remitido con la presente comunicación.

Saludos

**FREDI E. LÓPEZ SIERRA.**

Secretario Técnico CNOGas.

Copia: Dra. Isleany ángulo. Dirección de gas – Minenergía.  
Miembros del CNOGas.

# ESTRATEGIA DE ABASTECIMIENTO GAS NATURAL EN COLOMBIA

VISIÓN CNOGas- Septiembre 2023

**Validación de pertinencia de tema de este documento****1. Entidad que solicita el documento: Ministerio de Minas y Energía****2. Verificación de competencia del CNOGas:**

Conforme con la Ley 401 de 1997, Artículo 4, se crea el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNOGas-, como cuerpo colegiado asesor del Ministerio de Minas y Energía y la CREG, que tiene como una de sus funciones hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del sistema nacional de transporte de gas natural sea segura, confiable y económica.

**3. Control de gestión del documento**

Emisión a Minenergía	19/9/23	Enviado por correo
Texto revisión final	13/9/23	Enviado por correo para comentarios
Texto borrador presentado a miembros CNOGas	1/9/23	Enviado por correo para comentarios
Presentado a miembros del CNOGas	31/8/23	Borrador presentado para debate

## Contenido

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	4
<b>2. OBJETO</b> .....	4
<b>3. ANTECEDENTES</b> .....	4
<b>5. CONFIABILIDAD EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL</b> .....	10
5.1. Abastecimiento de gas en el Interior del país. ....	10
5.1.1. Riesgos identificados. ....	10
5.1.2. Alternativas de abastecimiento.....	10
5.2. Abastecimiento de gas en Costa Norte .....	11
5.2.1. Riesgos identificados. ....	11
5.2.2. Alternativas de abastecimiento.....	11
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	11

## 1. INTRODUCCIÓN

Este documento se elabora por requerimiento del Ministerio de Minas y Energía, quien ha solicitado al CNOGas, como órgano asesor, presentar alternativas para garantizar una operación segura y confiable del sistema, que permita asegurar el abastecimiento de gas natural en Colombia para los próximos años, en consideración a la Declaración de Producción de los campos de gas natural. Las alternativas planteadas en este documento no incorporan mecanismos ni opciones en el corto plazo.

Es importante destacar que las alternativas presentadas no disponen de análisis que permitan la viabilidad de cada una, por tanto, queda a cargo del Ministerio de Minas y Energía su análisis, realización de estudios e impacto en el mercado de gas colombiano.

## 2. OBJETO.

Identificar acciones requeridas desde la oferta de gas nacional o importado que permita asegurar el abastecimiento de la demanda nacional en el tiempo, teniendo en cuenta:

- (i) La declinación de campos mayores de gas con una alta participación en la atención de la demanda de gas.
- (ii) La declaratoria de desierta del segundo proceso UPME, para la selección del inversionista para la construcción y puesta en operación del proyecto de regasificación del Pacífico.
- (iii) El tiempo extenso para el desarrollo de campos con probabilidades de disponibilidad de gas, según el resultado de la fase exploratoria.

## 3. ANTECEDENTES.

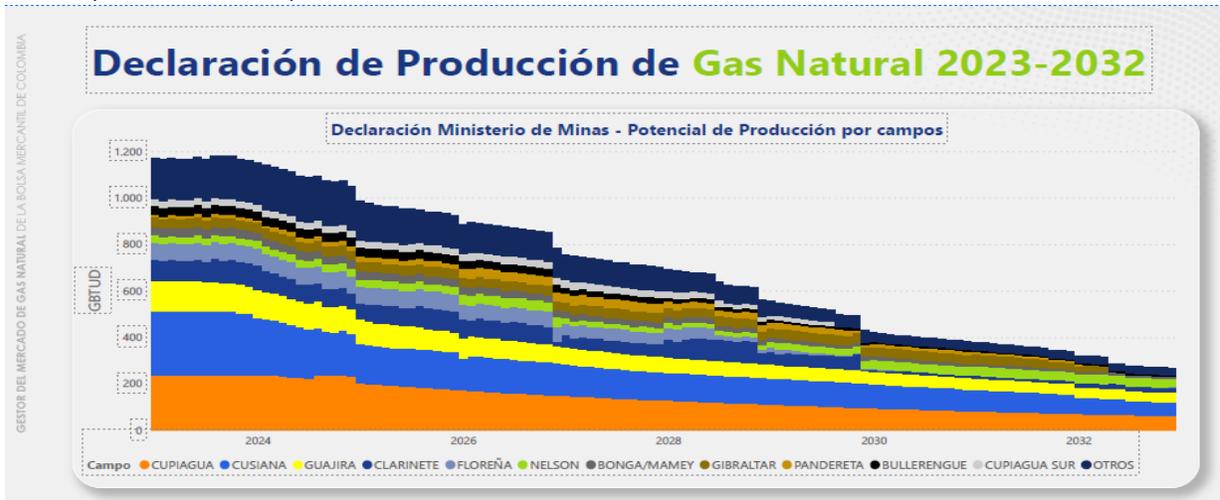
Se ha evidenciado que la producción de los campos nacionales ha venido reduciéndose, con ocasión de la declinación natural de los yacimientos, tal como ha sido declarado por los productores de gas natural en Colombia en el 2023, según los datos publicados por el Ministerio de Minas y Energía para el período 2023-2032, como se muestra a continuación:

BORSA MERCANTIL DE GAS NATURAL DE COLOMBIA

### Declaración de Producción de Gas Natural 2023-2032

Declaración Ministerio de Minas - Potencial de Producción por campos													
Año Gas	CUPIAGUA	CUSIANA	GUAJIRA	CLARINETE	FLOREÑA	NELSON	BONGA/MAMEY	GIBRALTAR	PANDERETA	BULLERENGUE	CUPIAGUA SUR	OTROS	Total
2024	233	221	114	84	73	33	36	41	17	38	30	188	1109
2025	194	166	97	81	73	33	34	41	23	38	30	155	964
2026	163	146	82	80	65	41	31	41	38	35	30	128	879
2027	141	129	71	49	52	23	27	41	40	26	30	107	733
2028	122	117	63	84	37	20	22	40	27	17	24	83	658
2029	105	111	57	56	10	27	18	40	24	12	13	54	526
2030	90	100	52	9	2	39	14	40	11	9	0	38	404
2031	78	89	48	12	0	39	12	37	8	8	0	33	363
2032	67	66	44	19	0	39	9	12	1	7	0	31	295

Fuente: (Gestor del Mercado)



Fuente: (Gestor del Mercado)

De la información presentada anteriormente, se evidencia una disminución de alrededor del 20% en la producción de los campos nacionales, entre los años 2024 al 2026, es decir, un 21% en 3 años, lo cual representa una disminución promedio año en la producción de gas de 76 MPCD, y del 66% entre los años 2024 y 2032, producción que para el 2024 es de 1109 GBTUD.

Por otro lado, en el Plan Energético Nacional 2022-2052 publicado recientemente por la UPME, establece que: siguiendo la misma metodología empleada en la proyección de escenarios de petróleo, se han establecido cuatro escenarios de oferta de gas natural, los cuales se basan en la información disponible sobre reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos. Estos escenarios representan diferentes niveles de éxito en la exploración y explotación futura, y resultan en una disponibilidad de gas natural en el país que varía entre 2.6 y 14.4 TPC (Terapiés cúbicos) durante las próximas tres décadas. A partir de esta oferta total, se determinan las curvas de producción necesarias para cubrir la demanda. Fuente: (UPME, 2023)

La siguiente tabla muestra las probabilidades asumidas de comercialización de las reservas y recursos de gas natural para cada uno de los escenarios considerados.

- Escenario 1, se incluyen reservas con una probabilidad de incertidumbre del 90% ( $\approx 2574$  GPC). Escenario 2, se agregan a las reservas del Escenario 1 los Recursos Contingentes con una probabilidad de producción del 90% ( $\approx 301$  GPC), así como los Recursos Prospectivos Convencionales con una probabilidad de producción del 90% ubicados exclusivamente en las cuencas costa afuera de Sinú y Guajira ( $\approx 3406$  GPC).
- Escenario 3 considera un 80% de probabilidad respecto a los mismos referentes planteados en el escenario anterior, y,
- Escenario 4, contempla un 90% de probabilidad de incertidumbre para Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos a nivel nacional. Fuente: (UPME, 2023)

*Tabla - Descripción los escenarios de oferta de gas natural*

Escenario	Reservas	Recursos contingentes	Recursos prospectivos convencionales	Recursos prospectivos no convencionales
Escenario 1	90%	0%	0%	0%
Escenario 2	90%	90%	90% Guajira y Sinú Costa afuera	0%
Escenario 3	80%	80%	80% Guajira y Sinú Costa afuera	0%
Escenario 4	90%	90%	90%	0%

Fuente: (UPME, 2023)

En la tabla mostrada a continuación, se indican los volúmenes futuros estimados que se producirían de cada una de las reservas y recursos mencionados. Es importante tener en cuenta que, debido al componente aleatorio, estos volúmenes pueden variar ligeramente en cada cálculo realizado:

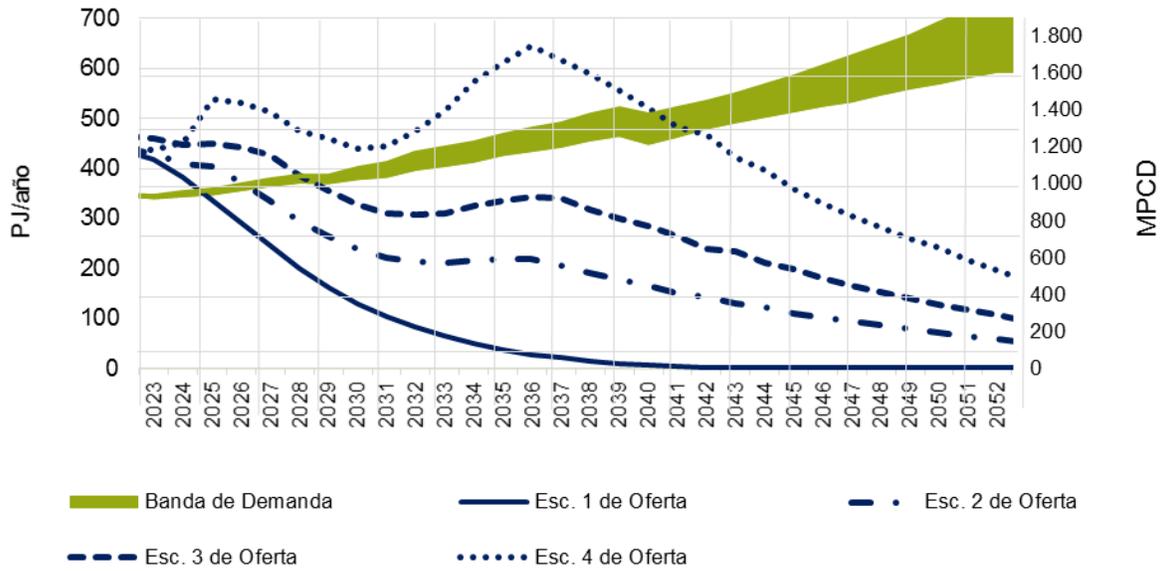
*Tabla - Volumen de los escenarios de oferta de gas natural en Gigapies cúbicos*

Escenario	Reservas	Recursos contingentes	Recursos prospectivos convencionales	Recursos prospectivos no convencionales	Total
Escenario 1	2.574	-	-	-	2.574
Escenario 2	2.574	301	3.406	-	6.281
Escenario 3	3406	595	5.628	-	9.176
Escenario 4	2.574	301	11.481	-	14.356

Fuente: (UPME, 2023)

La demanda nacional de gas natural actualmente está alrededor de 1.000 MPCD ( $\approx 345$  PJ/año), se encuentra en diversos sectores productivos y residenciales. Se espera que esta demanda aumente entre 1.600 y 1.900 MPCD (590 y 736 PJ/año) en las próximas tres décadas. Fuente: (UPME, 2023)

En la figura abajo, se muestra los diversos escenarios de oferta en comparación con la demanda nacional de gas natural. En el Escenario 1, de mayor certidumbre, se proyecta un incremento en las importaciones, lo que llevaría a depender de la oferta internacional de gas natural en aproximadamente una década. En los otros escenarios, los niveles de importación disminuyen a medida que se incorporan recursos. Es importante destacar, que esta figura no incluye las capacidades de importación actualmente disponibles ni las proyectadas. Fuente: (UPME, 2023)

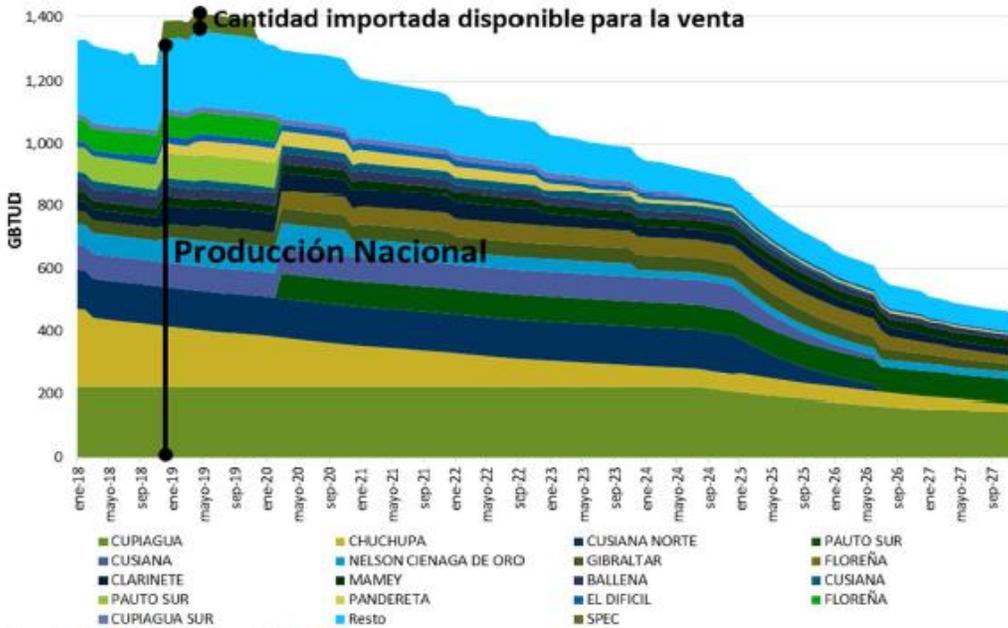


Fuente: (UPME, 2023)

Como complemento y comparación con los datos del documento UPME -PEN 2023-2052, en el balance de gas natural realizado por la UPME para el periodo 2018-2027, se presentaba la declaración de producción de gas natural, pronóstico que se ha venido cumpliendo como tendencia.

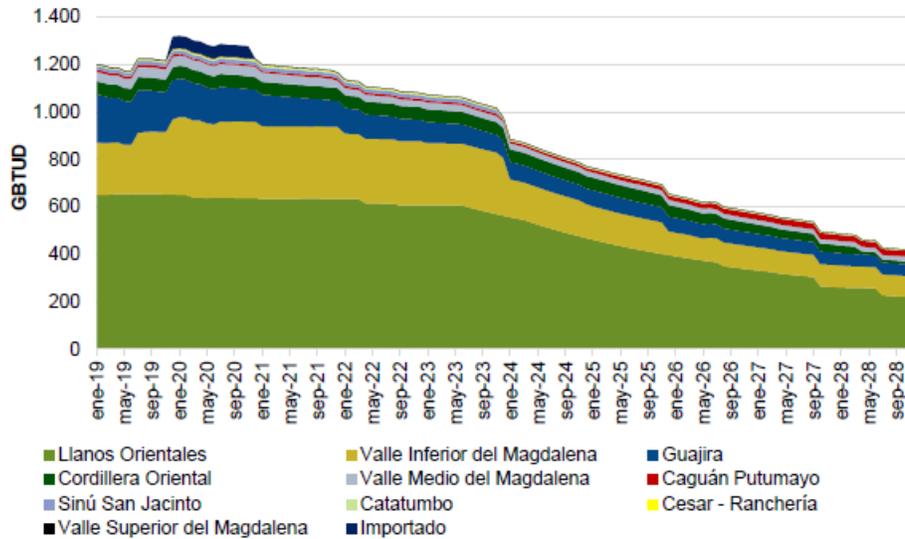
Abajo se copia gráfico de potencial de producción total:

(UPME - MME, 2018)



Fuente: MME. Cálculos: UPME

Para el año 2018, conforme con documento MME-UPME, la declaración de producción por cuenca corresponde a la siguiente gráfica:



Fuente: MME. Cálculos: UPME  
(UPME - MME, 2018)

Conforme con estos datos, el 55,5% de la producción corresponde a la cuenca de Llanos Orientales, el 22% a la del Valle Inferior del Magdalena y el 10,3% a la Guajira. (UPME - MME, 2018)

Los campos, agrupados por cuenca que participaron el documento de declaración de producción, exceptuando Caguán-Putumayo se encuentran en la siguiente tabla:

Cuenca	Campos
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar – Ranchería	Compae, La Loma
Cordillera Oriental	Bolívar, Bonanza, Corrales, Gibraltar
Guajira Offshore	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Andina, Apiay, Ardilla, Avispa, Azor, Calona, Canaguay, Candelilla, Capachos, Carmentea, Caruto, Ceibo, Cobra, Corcel A, Corcel C, Corcel D, Corcel E, Cupiagua, Cupiagua Sur, Curito, Cusiana, Cusiana Norte, Espadarte, Floreña, Huron, Juape, Kananaskis, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo, Santo Domingo Norte, Yaguazo, Yatay
Sinú San Jacinto	Bullerengue
Valle Inferior del Magdalena (VIM)	Arianna, Arjona, Bonga, Breva, Cañaflecha, Cañahuate, Cañandonga, Capure, Clarinete & Oboe, Cotorra, El Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Manamo, Nelson Ciénaga de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Palmer, Pandereta, Pedernalito, Toronja, Trombón
Valle Medio del Magdalena	Agua Blancas, Caramelo, Corazón, Corazón West, Guaduas, La Cira Infantas, La Estancia, La Salina, Lisama, Llanito, Maná, Nutria, Opón, Palagua, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Río Opia, Tesoro, Toposí, Toqui Toqui, Yarigui Cantagallo
Valle Superior Del Magdalena	Dina Cretaceo, Dina Norte, Dina Terciario, La Cañada Norte, Loma Larga, Tempranillo, Tempranillo Norte, Tenay

Fuente: MME. Cálculos: UPME.

Para el 2018, conforme al documento publicado por UPME, la oferta de gas natural proyectada distribuida por campos, la cual se ha mantenido sin mayores variaciones, es la siguiente:

Cuenca	Campo o Planta de Regasificación	Oferta 2019-46 [TPC]	Participación	Poder Calorífico [BTU / PC]
Caguan-Putumayo	Orito	0.1144	0.80%	583
Catatumbo	Cúcuta	0.0163	0.11%	992
	Tibú	0.0107	0.07%	969
CesarRanchería	La Jagua	0.1059	0.74%	982
Cordillera Oriental	Mariquita	0.0006	0.00%	1,021
	Sogamoso	0.1175	0.82%	1,013
	Toledo	0.1109	0.77%	1,077
	Vasconia	0.0041	0.03%	1,014
Guajira	Ballena	0.5053	3.52%	996
Guajira (Offshore)	Ballena Nueva*	2.4181	16.84%	996
Importación	Buenaventura*	3.6161	25.19%	996
	Mamonal*	3.5074	24.43%	1,035
Llanos Orientales	Aguazul	2.1099	14.70%	1,145
	Apiay	0.0026	0.02%	1,070
	Barranca de Upía	0.0021	0.01%	1,572
	Yopal	0.1869	1.30%	1,104
Valle Inferior del Magdalena	Curumaní	0.0782	0.54%	2,485
	El Difícil	0.0841	0.59%	1,104
	Jobo	0.6586	4.59%	1,004
	San Pedro	0.5320	3.71%	1,001
Valle Medio del Magdalena	Aguachica	0.0046	0.03%	996
	Agustín Codazzi	0.0366	0.25%	943
	Barrancabermeja	0.0463	0.32%	1,188
	Piedras	0.0132	0.09%	1,185
	San Rafael	0.0671	0.47%	1,067
	Sebastopol	0.0011	0.01%	993
Valle Superior del Magdalena	Aipe	0.0007	0.01%	1,145
	Hobo	0.0049	0.03%	1,205
	Neiva	0.0002	0.00%	1,086
<b>Total</b>		<b>14.36</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,037</b>

Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME.

#### 4. ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NACIONAL.

De acuerdo con la información presentada anteriormente, se describen alternativas que podrían aportar para asegurar la oferta de gas natural necesaria para un adecuado abastecimiento de la demanda nacional:

##### 4.1. Alternativas con gas nacional

- Asignación de nuevas áreas para exploración.
- Desarrollo de lineamientos que permitan incorporar las reservas de diferentes cuencas en especial el Piedemonte.
- Desarrollo de estrategias necesarias para permitir incorporar los proyectos de exploración costa afuera.

- Implementar estrategias para desarrollar soluciones regionales que permita incorporar los gases renovables en la oferta de gas natural.
- Desarrollo de facilidades de almacenamiento.
- Desarrollo de gas asociado al carbón.

#### 4.2. Alternativas con gas importado

- Incremento de la capacidad instalada de la planta de regasificación.
- Construcción y puesta en operación de plantas de regasificación.
- Interconexión de gas natural con otros países.

### 5. CONFIABILIDAD EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

El presente análisis de confiabilidad se basa en identificar, desde la perspectiva del abastecimiento, diferentes alternativas de atención de la demanda en riesgo ante limitaciones ocasionado por:

- (i) Mantenimientos de alto impacto
- (ii) Evento en activos del sector gas (campos y sistemas de transporte)
- (iii) Reducción de la oferta de gas ante declinación natural de campos
- (iv) Atrasos en el desarrollo de proyectos exploratorios.
- (v) Restricciones por capacidad instalada en algunos nodos del SNT.

#### 5.1. Abastecimiento de gas en el Interior del país.

##### 5.1.1. Riesgos identificados.

- La declinación de campos mayores de gas con una alta la participación en la atención de la demanda de gas.
- Procesos declarados desiertos para selección del Inversionista planta regasificación de El Pacífico.
- Evento catastrófico de origen natural, - Volcán Nevado Del Ruíz entre otros-.
- Eventos con impacto negativo en activos de producción y transporte de gas.
- Limitaciones por la topología de la infraestructura de transporte para abastecimiento de la demanda del Valle del Cauca y Cauca.
- Crecimiento de Demanda limitado por escasez en las reservas de gas que no permite el tránsito de las industrias a gas natural.

##### 5.1.2. Alternativas de abastecimiento.

- Transferencia de gas desde la Costa Norte (No aplica para evento en SNT).
- Implementación de proyectos referidos a
  - Aire propanado -Gas sintético.
  - Biogás.
  - Sistemas para atención de la demanda con GNC
  - Sistemas de almacenamiento de gas.
  - Sistemas de GNL.
- Construcción de variantes para confiabilidad operativa por redundancia en capacidad de transporte.

- Desarrollo de nuevas fuentes de suministro tales como proyectos de exploración costa afuera y proyectos en el Piedemonte.
- Interconexión con otros países.

## 5.2. Abastecimiento de gas en Costa Norte

### 5.2.1. Riesgos identificados.

- La declinación de campos mayores de gas con una alta la participación en la atención de la demanda de gas.
- Evento catastrófico de origen natural – erosión costera entre otros-
- Eventos con impacto negativo en activos de producción e infraestructura de transporte de gas.
- Crecimiento de Demanda limitado por escasez en las reservas de gas que no permite el tránsito de las industrias a gas natural.

### 5.2.2. Alternativas de abastecimiento.

- Transferencia de gas desde el interior (No aplica para evento en SNT).
- Implementación de proyectos referidos a
  - Aire propanado -Gas sintético.
  - Biogás.
  - Sistemas para atención de la demanda con GNC
- Construcción de variantes confiabilidad operativa por redundancia en capacidad de transporte.
- Desarrollo de nuevas fuentes de suministro tales como proyectos de exploración costa afuera, incremento de la capacidad de Planta de Regasificación de Cartagena.
- Interconexión con otros países.

## 6. CONCLUSIONES

- La inversión en exploración, desarrollo de campos existentes es necesaria para dar tranquilidad a la demanda y se pueda dar un adecuado tránsito en la transición energética.
- Las proyecciones de declinación en la producción de campos nacionales de gas natural sugieren un desafío emergente para Colombia. Es vital para la nación abordar esta situación a través de estrategias que fortalezcan la autosuficiencia energética.
- Las alternativas propuestas, tanto nacionales como importadas, reflejan la necesidad de diversificar y expandir las fuentes de suministro.
- La construcción y mejora de la infraestructura, tales como, sin limitarse a plantas de regasificación, son fundamentales para asegurar una operación segura y confiable del sistema.
- La colaboración y coordinación entre UPME, CNOGas, el Ministerio de Minas y Energía y otros actores relevantes son esenciales para crear una visión y estrategia integrada para el futuro del gas natural en Colombia.
- Las estrategias de abastecimiento deben considerar riesgos potenciales, desde la declinación natural de campos hasta eventos catastróficos, para garantizar un suministro continuo y confiable.

- Es necesario disponer de información del Ministerio de Minas y Energía y la ANH acerca de los retos para que los recursos contingentes se incorporen como reservas, de tal manera se pueda aportar en la identificación de alternativas para la superación de las restricciones que se identifiquen.
- A pesar de los desafíos actuales, es vital para Colombia mantener una perspectiva a largo plazo, invirtiendo en investigación, desarrollo y adopción de tecnologías avanzadas en el sector del gas.