

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	14/11/2024
Proyecto de Decreto:	“Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, y se dictan otras disposiciones.”

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente con continuidad y calidad, a todos los habitantes del territorio nacional. En igual sentido prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

Adicionalmente, el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado.

En virtud de tales competencias, el Ministerio de Minas y Energía encuentra necesario modificar el Capítulo 2 del Título II del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, con el fin de viabilizar alternativas de suministro de gas natural, el mercado nacional, el cual debe adaptarse a las condiciones del mercado internacional, con el fin de asegurar la adquisición de este recurso energético, y su continuo abastecimiento para atender la demanda nacional. Adicionalmente, y como medida de mitigación del riesgo ante la ocurrencia de algún evento de insalvable restricción de alguna fuente de suministro, deben establecerse incentivos para aumentar la oferta de gas natural importado y de las fuentes costa afuera.

Así las cosas, se pasará a desarrollar: (i) el fundamento técnico de la propuesta normativa, (ii) la situación normativa actual, y (iii) los lineamientos de política pública a implementar.

1.1 FUNDAMENTOS TÉCNICOS

a. Concepto Técnico emitido por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía

De conformidad con la información tomada del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023-2038 elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética, de los datos presentados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como de las comunicaciones de Ecopetrol S.A. y Empresas Públicas de Medellín, mediante el concepto técnico con radicado 3-2024-016160 del 28 de mayo de 2024, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) de este Ministerio, alertó sobre un posible déficit de gas natural que puede presentarse en el mediano plazo, tras estudiar

el cruce del informe de Potencial de Producción de gas natural del año 2023 (DH-MME)¹ y la última proyección de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética² (UPME) tal y como se observa en la siguiente gráfica:

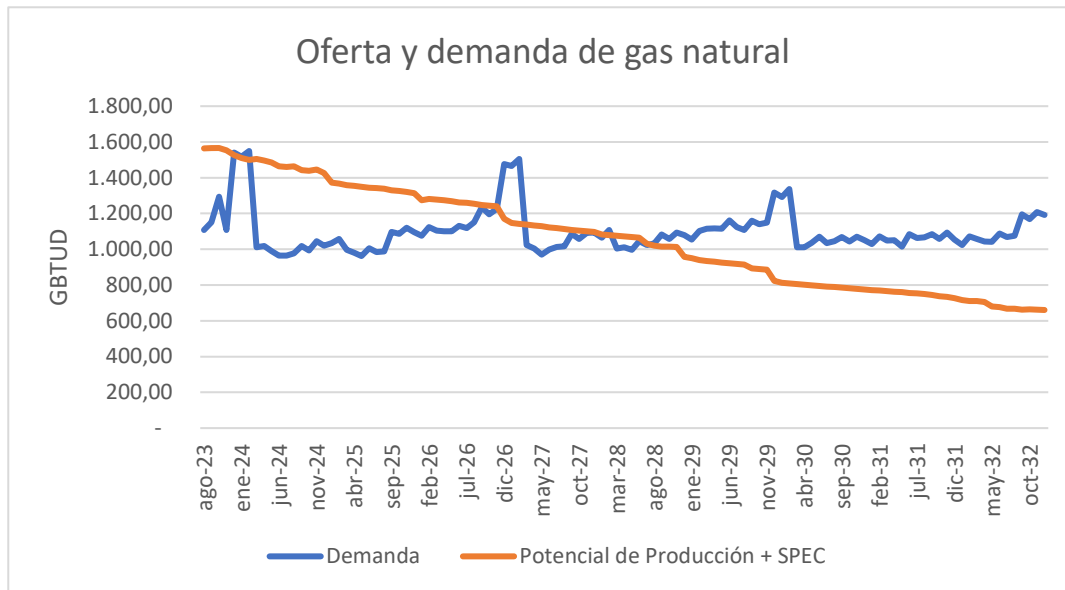


Ilustración 1: Balance oferta y demanda de gas natural, Fuente: UPME, ANH

De igual manera, este Ministerio ha recibido comunicaciones de empresas como Ecopetrol que bajo el radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024 y EPM con el radicado MME 1-2024-015025 del 10 de abril de 2024² solicitan flexibilizar la normativa respecto al suministro de gas en el mercado, y dar incentivos a la comercialización de gas natural por medio de importaciones, con el fin de solucionar en el corto plazo el déficit previsible. Es claro que la importación de gas natural es un mercado en gran expansión que en 2022 tuvo transacciones por \$325 mil millones de dólares donde los principales exportadores son Estados Unidos, Australia y Catar, y los principales importadores son los países de Asia y Europa como se evidencia en la siguiente gráfica.

¹ Soporte magnético declaración de producción de Gas Natural – Ministerio de Minas y Energía (<https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/#:~:text=Soporte%20magn%C3%A9tico%20declaraci%C3%B3n%20de%20producci%C3%B3n%20de%20Gas%20Natural>)

² Se anexan a esta memoria los comunicados MME 1-2024-010304 de Ecopetrol y 1-2024-015025 de EPM.

“(…) tiene el propósito de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, en concordancia con los lineamientos establecidos por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía -MME, se consideran tres escenarios de oferta y tres de demanda, a partir de la mejor información institucional disponible, con la cual se logre representar con el menor nivel de incertidumbre las condiciones que favorezcan la toma de decisiones oportunas, que aseguren que los proyectos requeridos para garantizar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento entren en servicio de manera oportuna, contribuyendo al bienestar social de la población como servicio público domiciliario.(…)”.

En el capítulo 5 del estudio técnico del PAGN *-Balance de Gas Natural-* se pone en evidencia que hay un déficit proyectado, en el cual se diferencian tres (3) escenarios de oferta que son comparados con la proyección de demanda nacional que tiene en cuenta la ocurrencia del Fenómeno de El Niño. Veamos:

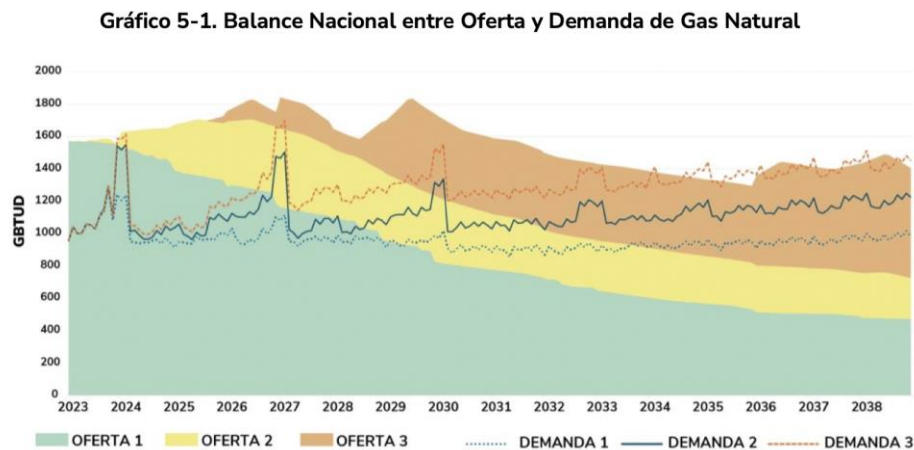


Ilustración 3: Balance entre oferta y demanda de gas natural, Fuente: UPME

- a) Escenario de oferta 1: Se prevé mantener constante la declaración de producción de 2023. Este escenario pone de manifiesto que, de no acometer acciones diferentes para la ampliación de la oferta de gas natural, para el año 2026 se puede materializar un déficit de demanda que afecte al país.
- b) Escenario de oferta 2: En esta proyección, se incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental, trasladando el déficit de gas hacia 2029 para la demanda “alta”, y para el 2032 para la demanda media esperada. Lo anterior es insuficiente para lograr cubrir las necesidades de la demanda hasta el horizonte del estudio, que es el año 2038.

³ Comunicado MME 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024

⁴ Se anexa a esta memoria el “Documento definitivo: Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 - 2038”

([https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones SIPG/Estudio tecnico para el plan de abastecimiento de Gas Natural 2023 2038.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Estudio_tecnico_para_el_plan_de_abastecimiento_de_Gas_Natural_2023_2038.pdf))

c) Escenario de oferta 3: La forma en que puede garantizarse una proyección de oferta que cubra las necesidades del mercado para el año 2038, viene del desarrollo e incorporación de recursos costa afuera (offshore) proyectados y ampliaciones de capacidad de importación.

Adicionalmente, el Gestor del Mercado de Gas Natural realizó el informe anual de Declaración de Producción de Gas Natural 2024-2033⁵ que fue publicado el 12 de julio de 2024, en el que se puede evidenciar que el potencial de producción declarado por los productores -en virtud de la Resolución MME 00662 del 03 de julio de 2024- está en un declive progresivo que, sólo puede revertirse a través de la materialización de las reservas probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3), y la reclasificación de los recursos contingentes. Otra forma de cubrir el déficit del potencial de producción, es suplir las cantidades a través de la importación, que en el corto plazo es posible a través de interconexiones internacionales y terminales de regasificación.

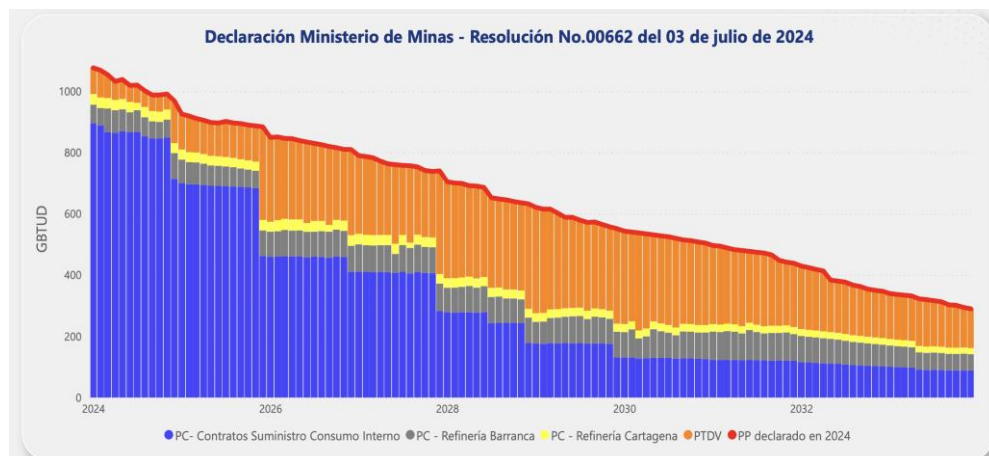


Ilustración 4: Declaración de Producción de Gas Natural, Fuente: IANH Informe de Recursos y Reservas

Por su parte, agentes como Empresas Públicas de Medellín (EPM), plantearon mediante el comunicado MME 1-2024-015025 del 10 de abril de 2024, su preocupación en los siguientes términos:

“(…)

2. Según los análisis del Gestor del Mercado se evidencia que la producción de los campos nacionales ha venido reduciéndose, debido a la declinación natural de los principales yacimientos del país. El potencial actualmente reportado oscila entre 1.109 GBTUD en 2024 y 879 GBTUD en 2026, es decir, una reducción de 21% en 3 años lo cual representa una disminución promedio anual en la producción de gas de 76 GBTUD.
3. En los últimos 3 procesos de comercialización entre 2021 y 2023 las cantidades de gas

⁵ Informe Declaración Producción Gas Natural 2024-2033
<https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-07/Informe%20Declaraci%C3%B3n%20Producci%C3%B3n%20Gas%20Natural%202024-2033%20%282024.07.12%29.pdf>

4. ofertadas por Ecopetrol-ECP desde sus campos de la costa y el interior al mercado mayorista, cayeron 6 veces, al pasar de 403 GBTUD a 71GBTUD en 2023. Las últimas tres asignaciones se han realizado vía subasta y asignación a prorrata, con precios de reserva definidos por el productor. Adicionalmente, los consumos en las refinerías, del orden de 130 GBTUD y los propios autoconsumos de ECP, lo han convertido en el competidor número uno del gas para los segmentos Hogares, Industria y GNV.
5. En octubre de 2023, y de acuerdo con información suministrada por el CNOG, varios campos de Canacol tuvieron problemas técnicos eliminando de la oferta 76 GBTUD, alrededor del 7% de la oferta nacional de gas.
6. Durante los últimos 3 años EPM ha solicitado cantidades requeridas para atender su demanda con un horizonte de 5 años, pero sistemáticamente sólo se han asignado cantidades parciales. Como se observa en la siguiente tabla, en 2022 y 2023, en promedio solo se asignó por el productor el 34% y el 5%, respectivamente de las cantidades solicitadas en firme.

Tabla 1: Participación EPM Procesos de Comercialización Anual- MBTUD, Fuente: EPM

	Cantidades solicitadas			Cantidades Asignadas EPM			Porcentaje asignación		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023
2022	4,500			4,500			100%		
2023	15,400	15,380		13,400	5,600		87%	36%	
2024	15,400	11,800	15,600	13,400	4,143	944	87%	35%	6%
2025	15,400	11,800	19,305	13,400	4,143	944	87%	35%	5%
2026		7,000	19,305		2,026	944		29%	5%
2027		7,000	3,705		2,026			29%	0%
2028			3,705						0%
2029									
Subtotal	50,700	52,980	61,620	44,700	17,938	2,832			
	Diferencia			88%	34%	5%			

7. No se conoce ningún pronunciamiento oficial de Ecopetrol sobre el desarrollo de proyectos en el Piedemonte llanero para comercializar mayores cantidades de gas a partir de diciembre de 2024, utilizando la Resolución MME 40745 de 2023 sobre oleoductos multifásicos. Tampoco existe a la fecha ninguna señal concreta de Ecopetrol o del gobierno sobre la posibilidad real de importación de gas desde Venezuela, bajo el marco del contrato vigente con dicho gobierno. (...).

En consideración a lo anterior, es necesario impulsar desde la política pública los mecanismos necesarios para los agentes del sector tengan las señales oportunas para viabilizar con agilidad -tanto financieramente, como técnicamente- los mecanismos y proyectos de comercialización de: (i) gas importado ya sea, vía interconexiones internacionales o plantas de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) y/o, (ii) gas a partir de la explotación de yacimientos costa afuera.

Cabe recordar que, la regulación actual fue desarrollada teniendo como base una industria y producción nacional de gas, orientada a la exploración y explotación de yacimientos continentales, y si bien estos han aportado al crecimiento sostenido del sector en los últimos 30 años, también se ha generado una gran dependencia de los “grandes campos” del interior del país (Cusiana y Cupiagua) y de los campos de la Guajira, que están en declive y no han sido reemplazados por nuevos hallazgos.

De hecho, el desarrollo de campos costa afuera requiere mayores recursos de inversión y una planificación mucho más anticipada que la regulación actual limita. De igual forma, el desarrollo de la única infraestructura de regasificación de GNL con la que cuenta el país, fue apalancado por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad para el sector de generación eléctrica, y no responde a las necesidades de importación que el PAGN requiere.

c. Estado de Reservas y Recursos de Gas Natural

El 24 de mayo de 2024 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), presentó el Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos⁶. Dicho informe se realiza con base en información que reportan las compañías operadoras a la ANH. En particular la nota de prensa realizada por la ANH informó lo siguiente con referencia al gas natural:

“Gas reservas:

A 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas para gas (1P) ascendieron a 2.373 giga pies cúbicos (Gpc). A nivel de reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles), para el 2023 llegaron a 3.692 Gpc. La relación R/P (Reservas/Producción) es de 6.1 años para el 2023.

Entre 2019 y 2023, descontando la producción de 1.925 Gpc, Colombia ha utilizado solo el 12 % de sus reservas totales de gas (3P). Comparando 2023 con 2019, último año antes de la pandemia, se ha usado solo el 11 % de las mismas, mostrando así una gestión eficiente.

Recursos contingentes de gas:

Los recursos contingentes que han sido descubiertos son potencialmente recuperables y serán considerados comerciales, una vez se supere la respectiva contingencia.

A 31 de diciembre de 2023, los recursos contingentes de gas (1C) fueron de 1.289 Gpc, un aumento del 97 % respecto a los 655 Gpc en 2022. Los recursos contingentes totales (3C) aumentaron un 29 %, pasando de 5.806 Gpc en 2022 a 7.506 Gpc en 2023.

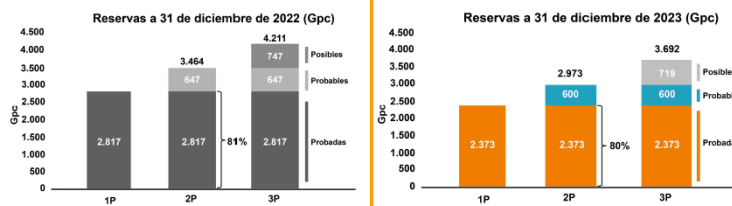
Entre 2019 y 2023, estos recursos aumentaron un 180 %, y comparando 2023 con 2019, último año antes de la pandemia, el incremento fue del 263 %. (...).”

En detalle, el Informe de la ANH muestra las siguientes cifras:

⁶ Informe Anual de Reservas y Recursos IRR 2023
https://www.anh.gov.co/documents/24758/Informe_de_Reservas_y_Recursos_2023.pdf



Comportamiento de las reservas de gas 2022 – 2023 (Gpc)



El 80% de las reservas 2P (mejor estimación) son reservas probadas 1P.

Esto significa que por cada 5 pies cúbicos de Gas en reservas que tiene el país en la categoría 2P (mejor estimación), 4 se encuentran en la 1P.

Gpc: Giga pies cúbicos

1P: Indica la estimación baja de Reservas (igual a P1)
2P: Mejor estimación de Reservas (P1+P2)
3P: Estimación alta de Reservas (P1+P2+P3)

www.anh.gov.co

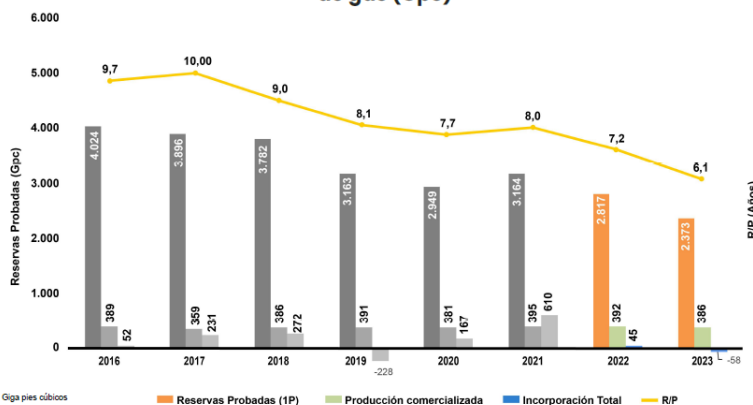
21

Ilustración 5: Comparativo reservas de gas 2022-2023, Fuente: ANH, Informe de Recursos y Reservas 2022 – 2023

Así mismo, el Informe de la ANH pone en evidencia la disminución progresiva de las reservas probadas de gas natural con las que cuenta el país para respaldar las necesidades de la demanda nacional, como se observa a continuación:



Comportamiento histórico de reservas probadas 1P de gas (Gpc)



Gpc: Giga pies cúbicos

Reservas Probadas (1P) Producción comercializada Incorporación Total R/P

www.anh.gov.co

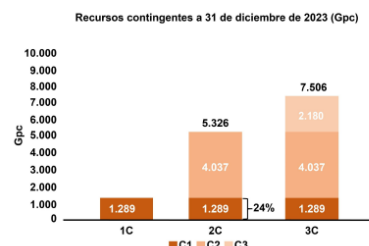
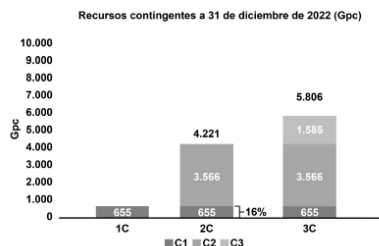
24

Ilustración 6: Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación Anual de Gas, Fuente: ANH Informe de Recursos y Reservas 2022 – 2023

Lo anterior contrasta con la evolución de los recursos contingentes, que de acuerdo con el propio Informe son:



Comportamiento de los recursos contingentes de gas 2022 – 2023 (Gpc)



A 31 de diciembre de 2023 había recursos por 7.506 Gpc descubiertos y potencialmente recuperables (3C), un 29 % más que en el 2022.

* En los 7.506 Gpc (3C) no se incluyen 4.631 Gpc de Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) descubiertos, reportados por la operadora, por requerirse información adicional para completar la caracterización del yacimiento.

Gpc: Giga pies cúbicos

1C: Estimación Baja de Recursos Contingentes (C1)
2C: Mayor estimación de Recursos Contingentes (C1+C2)
3C: Estimación alta de Recursos Contingentes (C1+C2+C3)

www.anh.gov.co

28

Ilustración 7: Recursos Contingentes de Gas Natural, Fuente: ANH, Informe de Recursos y Reservas 2022 – 2023

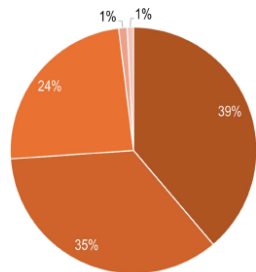
Contingencia	Offshore (Gpc)	Onshore (Gpc)
Económica (2912 Gpc, 39%) 95% Offshore 5% Onshore	La contingencia está asociada especialmente a construcción y habilitación de infraestructura.	Proyectos que, en las condiciones actuales, no cuentan con evaluación económica positiva para la maduración comercial.
Técnica (2636 Gpc, 35%) 63% Offshore 37% Onshore	Obedecen a delimitación de descubrimiento, donde se requieren actividades adicionales para reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos.	Corresponde a proyectos en yacimientos descubiertos que están adquiriendo información adicional que permita evaluar su viabilidad técnica y de desarrollo.
Asuntos Legales y/o Contractuales (1812 Gpc, 24%) 9% Offshore 91% Onshore	Corresponde a un Área en Programa de Evaluación que está a la espera de resultados para declarar la comercialidad.	Son recursos que están relacionados con GMAC (Gas Metano Asociado al Carbón) por el proyecto de Ley en curso relacionado con la Exploración y Explotación de algunos Yacimientos No Convencionales (YNC). Y áreas en Programa de Evaluación a la espera de resultados para declarar la comercialidad.
Ambiental y/o Social (82 Gpc, 1%) 100% Onshore	No hay reporte de contingencias ambientales o sociales asociadas a proyectos Offshore	Corresponden a nuevos pozos a ser perforados y a algunos trabajos de reacondicionamiento, que requieren trámites ambientales y sociales.
Finalización de Contrato (63 Gpc, 1%) 1% Offshore 99% Onshore	Campo que reporta recursos contingentes más allá de la finalización del contrato.	Campos que reportan recursos contingentes más allá de la finalización del contrato.

Ilustración 8: Tipo de contingencia Offshore –Onshore: ANH Informe de Recursos y Reservas 2022 – 2023

En el detalle del Informe de la ANH, se puede apreciar que a 31 de diciembre de 2023 el Onshore corresponde a 38,6% (2.897 Gpc) y el Offshore es del 61,4% (4.609 Gpc) de recursos descubiertos y potencialmente recuperables 3C.



Recursos contingentes (3C) de gas por tipo de contingencia (Gpc)



- Económica
- Técnica
- Asuntos Legales y/o Contractuales
- Ambiental y/o Social
- Finalización de Contrato

Contingencia	2023	
	Volumen (Gpc)	Porcentaje
Económica	2.912	39%
Técnica	2.636	35%
Asuntos Legales y/o contractuales	1.812	24%
Ambiental y/o social	82	1%
Finalización de contrato	63	1%
Total	7.506	100%

→ 74%
→ 98%

Contingencia	2023			
	Offshore (Gpc)	Porcentaje	Onshore (Gpc)	Porcentaje
Económica	2.765	95%	147	5%
Técnica	1.660	63%	976	37%
Asuntos legales y/o contractuales	167	9%	1.645	91%
Ambiental y/o social	0	0%	82	100%
Finalización de contrato	1	1%	63	99%
Total	4.593	61%	2.913	39%

Gpc: Giga pies cúbicos

www.anh.gov.co

32

Ilustración 9: Recursos contingentes (3C) de gas por tipo de contingencia (Gpc), Fuente: ANH Informe de Recursos y Reservas 2022 – 2023

1.2 SITUACIÓN NORMATIVA ACTUAL

a. De las conexiones para internar recursos costa afuera (Offshore)

La Ley 2128 de 2021 (Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país), en su artículo 4 define lo siguiente:

ARTÍCULO 4. DESARROLLO DEL GAS COMBUSTIBLE. *El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, adoptará una política pública que establezca las condiciones para promover la masificación del uso de gas combustible y garantizar su abastecimiento, como eje de la transición energética. Para lo cual, dentro de los 2 (dos) meses siguientes a la entrada en vigor de la presente Ley, el Ministerio de Minas y Energía deberá incluir en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y GLP los proyectos necesarios para la conexión al Sistema Nacional de Transporte - SNT de gas natural proveniente de los hallazgos offshore. (...)*

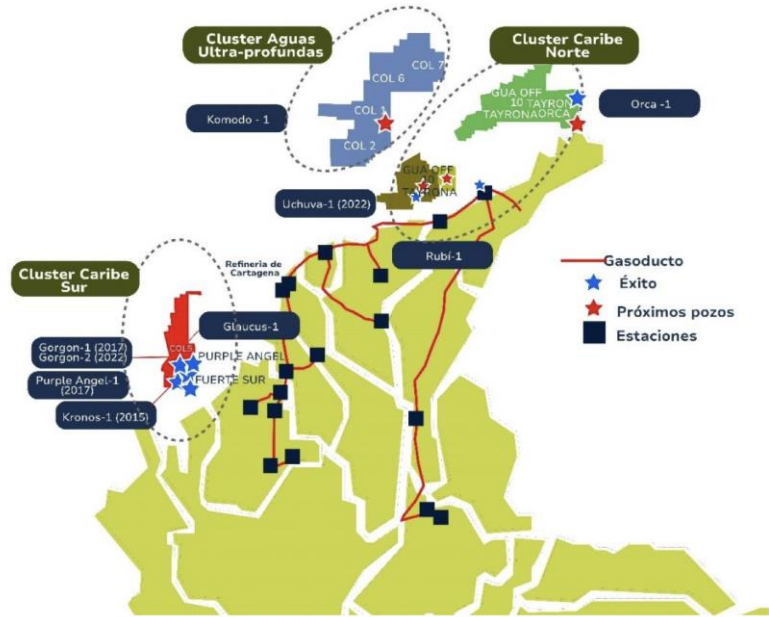
Partiendo de esa directriz, el PAGN 2023-2038 incluyó en el literal f) en su capítulo 7.5.2. (Nuevos Proyectos de Infraestructura de Gas Natural) lo siguiente:

“La potencial oferta derivada de este tipo de proyectos ingresaría al SNT a través de conexiones en la Costa Atlántica, desde clústeres ubicados en el Caribe, denominados Norte, Sur y Aguas ultra-profundas (Ver Gráfica 7-13).

En la medida en que los proyectos de esta naturaleza descritos en el Informe de Recursos y Reservas 2023 de la ANH no reportan aún cantidades de gas a nivel de reservas probadas, probables y posibles, y que a la fecha, no se tiene confirmación de decisiones finales de inversión, se recomienda realizar seguimiento al cronograma de avances de los diferentes proyectos para establecer la ubicación

específica de los tramos de conexión, capacidades y FPO, según características declaradas por los operadores”.

Gráfico 7-12. Ubicación de proyectos Costa Afuera con recursos potenciales de gas natural



Fuente: Elaboración UPME con información Empresas Operadoras

Ilustración 10: Ubicación de potenciales recursos de gas costa afuera, Fuente: UPME - Estudio Técnico para el plan de abastecimiento de Gas Natural 2023-2038

El anterior análisis realizado por la UPME pone en evidencia la imposibilidad de incorporar las conexiones para internar recursos costa afuera al PAGN, debido al estatus de “contingencia” en el que se encuentran varios de los proyectos. Esta situación ha generado una especie de dilema en la toma de decisiones, ya que los agentes esperan las señales positivas de la UPME, respecto a las conexiones con el fin de viabilizar los proyectos, y su vez la UPME espera que se superen las barreras que impiden que estos recursos pasen de contingentes a reservas probadas, probables, o posibles para incluir las conexiones en el PAGN.

Por lo expuesto, desde la política pública deben proponerse acciones que lleven a superar algunas de las barreras existentes, de manera que se pueda superar la condición de contingente de aquellos recursos que requiere el país para la atención de su demanda de gas natural.

b. De la participación en la importación de gas natural

Mediante la Resolución 062 de 2013, modificada por la Resolución CREG 152 del mismo año, se emitió la regulación mediante la cual se definió la fórmula para establecer el ingreso regulado al Grupo de Generadores Térmicos que utilice el Gas Natural Importado (GNI) para cubrir generaciones de seguridad.

En la Resolución 152 de 2013 se definió lo siguiente con respecto al Ingreso Regulado (IR):

“(...) El Ingreso Regulado IR se reconocerá a partir de la entrada en operación del proyecto y hasta el 30 de noviembre de 2025. Para el primer mes de operación se reconocerá el IR en forma proporcional al número de días que efectivamente la planta haya estado en operación. No obstante, si la entrada del proyecto es posterior al 30 de noviembre de 2016 no se tendrá derecho a percibir lo correspondiente al IR. (...)”.

En el mismo año 2013, se conformó el Grupo Térmico (GT) integrado por Celsia, Termocandelaria y Termobarranquilla quienes se interesaron en gestionar un proyecto de importación de gas natural apalancados en las señales regulatorias y en el beneficio para su esquema de Cargo por Confiabilidad.

En agosto de 2013 el GT inicia un proceso de selección para un AI (Agente de Infraestructura) ofertando unos valores correspondientes a un costo variable de regasificación (US/MPDC), cuya indexación determinó el propio GT y un valor anual, a dólares de la fecha de adjudicación (trasladando el IR), uniforme por 10 años.

El ingreso anual regulado (IR) fue del 50% del valor anualizado del proyecto presentado por el GT. El cargo “temporal” aprobado mediante la Resolución 022 de 2014, fue el siguiente:

“ARTÍCULO 1o. Aprobar de acuerdo con CREG 062/2013 y CREG 152/2013, el valor del ingreso anual regulado total de carácter transitorio, por el término de 10 años para el Grupo de Generadores Térmicos (GT), el valor de cuarenta millones setecientos cincuenta mil dólares (\$40.750.000.00USD)”.

Con el proyecto y el cargo aprobado, se adjudica al GT e inicia este su gestión. Entre noviembre de 2014 y marzo de 2015 se formalizaron los contratos necesarios para la operación. En abril de 2015, se otorgó la licencia ambiental al proyecto y en julio del mismo año inició la construcción. El 3 de diciembre de 2016 -con un (1) año de atraso con respecto a la expectativa de los cargos aprobados- fue declarada formalmente en operación la Terminal de Regasificación de LNG de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC).

El 27 de diciembre, mediante la Resolución CREG 195 de 2016, se aprueba el ingreso regulado total de forma permanente al GT, así:

“ARTÍCULO 1o. Aprobar, de conformidad con la metodología establecida en la Resolución CREG 062 de 2013, modificada por la Resolución CREG 152 de 2013, el valor del ingreso anual regulado total de carácter definitivo, por el término de 9 años para el grupo de generadores térmicos (GT), el valor de cuarenta millones setecientos cincuenta mil dólares (\$40.750.000.00 USD) por año”.

En este punto, vale la pena señalar que, en los considerandos de la misma Resolución CREG 195 de 2016, se menciona que, mediante comunicación del 12 de octubre de 2016, con radicado CREG E-

2016-011105, el GT manifiesta que las Obligaciones de Energía Firme (OEF) definitivas a respaldar con GNI ascienden a 348 MPCD, así:

“(…)
Flores IV 71.0
Flores I 26.8
Tebesa 142.0
Termobarranquilla 3 13.1
Termobarranquilla 4 13.6
Termocandelaria I 39.7
Termocandelaria II 39.7
Totales 348.4
(…)”.

Así mismo, SPEC LNG en la nota de prensa emitida el 4 de enero de 2024 informó a la opinión pública lo siguiente:

“Acuerdo entre SPEC LNG y Höegh LNG permitiría regasificar 533 Mpcd de gas natural y brindar mayor confiabilidad energética a Colombia

Cartagena de Indias, 4 de enero de 2024.

Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG) y Höegh LNG logran acuerdo que permitiría aprovechar toda la capacidad instalada de la unidad flotante de almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) Höegh Grace, por lo menos, hasta el 2031. De esta manera, se podrían regasificar 533 millones de pies cúbicos día (Mpcd) para robustecer el abastecimiento de gas natural en Colombia.

“Es una muy buena noticia que llega en un momento clave para el país, pues ante los escenarios de incertidumbre para afrontar el déficit de gas natural proyectado por la Unidad de Planeación Minero – Energética (Upme), este acuerdo fortalece nuestro proyecto de ampliación de la capacidad actual de regasificación de 400 a 533 Mpcd, lo cual contribuiría al abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo para Colombia”, dijo José María Castro, Gerente General de SPEC LNG”⁷.

Lo anterior, evidencia que el único activo disponible para la importación de gas natural licuado por medio del almacenamiento y regasificación, tiene una disposición de uso como respaldo para el sector eléctrico, pero una parte de su capacidad puede destinarse para el resto de la demanda de gas, pues aun cuando SPEC tenga compromisos con el GT cercanos a los 400 MPCD, se pudo comprobar que durante el mes de abril a la fecha, la máxima capacidad de regasificación disponible es de 450 MPCD según información de energía inyectada al STN. Veamos:

⁷ Sitio Web: <https://www.speclng.com/Paginas/NoticiasESP/SPEC-LNG-y-H%C3%B6egh-LNG.aspx>

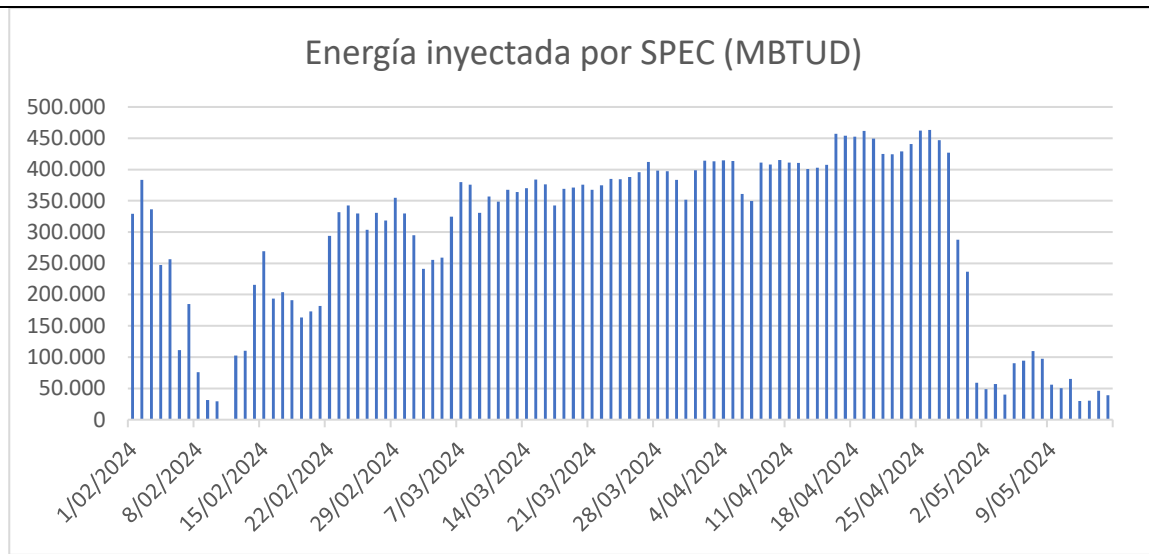


Ilustración 11: Energía Inyectada SPEC, Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

Con todo, el PAGN contempla en los numerales d), e) del numeral 7.5.2 y a) del numeral 7.5.3 las siguientes alternativas para impulsar las terminales de regasificación:

- a) Importación en Cartagena con conexión a SNT Costa Atlántica: (...) Considerando el potencial déficit de oferta nacional, se requeriría ampliar la capacidad de importación desde Cartagena no inferior a 130 MPCD abierta a la demanda de todos los sectores de consumo a partir de 1T 2027.
- b) Importación en la Guajira con conexión a SNT: (...) Considerando el potencial déficit de oferta nacional en el corto plazo, se observa la necesidad de diversificar y ampliar la capacidad de importación desde un punto en la Costa Atlántica con conexión directa al Sistema Nacional de Transporte y disponibilidad de flujo hacia el interior del país a partir de 1T 2026, la cual se requiere abierta a todos los sectores de consumo y con una capacidad de entrega entre 50 y 150 MPCD por motivos a abastecimiento y confiabilidad.
- c) Infraestructura de importación de gas del Pacífico – IIGP: (...) Este proyecto hace parte de la infraestructura de gas natural adoptada previamente mediante Resolución MME 40304 de 2020. Integra una planta con capacidad de regasificación no menor a 400 MPCD y de almacenamiento no inferior a 170000 m3 de GNL ubicada en el puerto de Buenaventura y un Gasoducto nuevo entre Buenaventura un punto de conexión al SNT en Yumbo con capacidad de entrega no inferior a 400 MPCD al SNT.

Ahora bien, las actividades de importación y exportación de gas natural tienen las siguientes condiciones de acuerdo con el Decreto 1073 de 2015:

- a) El párrafo del artículo 2.2.2.2.33. (Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas) define:

Parágrafo. La comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.

b) Así mismo, el artículo 2.2.2.2.35. (De las Interconexiones Internacionales de Gas Natural) expone:

Los Agentes Exportadores o Importadores podrán construir, administrar, operar y mantener las Interconexiones Internacionales de Gas Natural que se requieran para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación; así mismo, podrán disponer de la capacidad de transporte de las Interconexiones Internacionales de Gas Natural.

En consideración a ese contexto normativo, Ecopetrol mediante comunicación con radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024, mencionó lo siguiente en relación con la asimilación de actividades realizada por la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios por medio de la Resolución 20201000057975 de 2020:

“3. Obligación de constituirse como empresa de servicios públicos como requisito para comercializar gas importado:

Según lo definido en el parágrafo del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, adicionado por el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, tiene la facultad de definir cuándo las actividades que inciden de forma determinante en la correcta prestación de un servicio público domiciliario pueden asimilarse a alguna de las que componen las cadenas de prestación de estos servicios o a las complementarias a los mismos.

En ejercicio de esta facultad, la SSPD expidió la Resolución 20201000057975 de 2020, “por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones”.

En los artículos 3 y 4 de esa resolución se asimilan las actividades de regasificación y comercialización de gas importado a las de transporte y comercialización de gas natural, respectivamente. En el artículo 5, por su parte, se exige que quienes realicen alguna de las actividades asimiladas se constituyan como ESP, en los términos del artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Al respecto, es importante resaltar que esta nueva exigencia contenida en la resolución de la Superintendencia tuvo el efecto material, desde el momento de su expedición, de impedir a Ecopetrol S.A. y a los otros productores-comercializadores el desarrollo de una actividad que estaban facultados a desarrollar legítima y legalmente hasta ese momento: la importación de gas y su comercialización para la prestación del servicio público domiciliario.

En efecto, el Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, artículo 2.2.2.2.33, señala expresamente que “[l]a comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de

comercialización del gas de producción nacional”. Es decir, según la política pública, al menos desde 2011 la comercialización del gas importado y la comercialización del gas de producción nacional eran asimilables y estaban sometidas a la regulación de la CREG y, entendemos, a la inspección, vigilancia y control de la SSPD.

De manera análoga, la definición de infraestructura de importación y las condiciones de acceso establecidas en el Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, no establecen restricción al tipo de agente que realice esta actividad. En consecuencia, conforme a las normas vigentes en ese momento los productores-comercializadores ya tenían la posibilidad de comercializar gas importado y de regasificar en caso de ser requerido. De hecho, antes de la adopción de la Resolución SSPD 20201000057975 de 2020, en el año 2007 Ecopetrol S.A. suscribió un contrato de importación de gas natural con Petróleos de Venezuela, PDVSA, que, si bien está suspendido, se encuentra vigente y es exigible.

Dado que este es un tema que compete a la SSPD, mediante comunicación del 1 de marzo de 2024, radicada en esa entidad con el número 20245290893642, solicitamos a la Superintendencia revisar el tema.

En todo caso, nos permitimos poner en conocimiento del Ministerio esta situación, con el objetivo de que pueda aportar a los análisis que aquella entidad realice alrededor de los efectos que la asimilación expuesta está teniendo sobre las posibilidades de abastecimiento del país. Para estos efectos, adjuntamos una copia de la comunicación mencionada”.

Nótese como actualmente existen limitaciones para los agentes -como los productores / productores-comercializadores- que ya hacen parte de la cadena de suministro de gas natural domiciliario, y que tienen la capacidad e interés, participen en el desarrollo del sector. Por ello, desde el proyecto normativo, se hacen las aclaraciones necesarias para que se den las condiciones en las que los agentes participen e incrementen la oferta en el mercado de gas natural.

1.3 LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA A IMPLEMENTAR

a. Ajuste y agregación de definiciones

Algunas de las modificaciones que se plantean en el decreto a expedir, implican la adición de algunos conceptos y el ajuste de otros, de los señalados en el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, como se pasará a explicar:

- Agente Importador de Gas, Comercializador de gas importado y Comercialización de gas importado

En el esquema normativo actual, puede ser difícil poner en el mercado primario el gas importado necesario para atender a la demanda, por ello se requiere crear las definiciones de comercializador de gas importado y comercialización de gas importado, de manera armónica a como las ha desarrollado

la CREG⁸. En ese sentido, y debido al desarrollo que ha tenido y la comercialización de gas importado en los últimos años, es pertinente que sea considerada una actividad complementaria al servicio público de gas combustible, individualmente considerada dadas las particularidades del mercado de gas importado, que no permitirían asimilarla a la comercialización de gas de producción nacional.

- *Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV*

Se ajusta la definición de *Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV*, para que ahora estas cantidades diarias atiendan al promedio **semanal** de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro.

Se añade el requerimiento de que la CIDV debe contar con respaldo físico para dar una mayor certidumbre y seguridad al mercado al momento de realizar la declaración.

- *Conexión de Fuentes Costa Afuera*

Con esta definición se acota con precisión el punto de inicio y el punto final del sistema de tuberías que permiten la conexión entre el punto de entrega aprobado por la ANH y el SNT; siendo éstas responsabilidad del productor sin que hagan parte del SNT; lo anterior para dar precisión a la redacción del artículo 7 del proyecto normativo que adiciona un párrafo al artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015 incluyendo estas infraestructuras en el alcance del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como se explica en el numeral f) de esta sección.

- *Contrato Firme sujeto a Condiciones*

Se crea una nueva modalidad de contrato que permita contratar el gas natural sin contar con el respaldo físico. Esta necesidad recae en que, las inversiones de los campos costa afuera de los hallazgos de Gorgon 1, Uchiva 2 y Glaucus 19, no han podido declarar comercialidad, a su vez no han declarado Reservas, y por ende aún no cuentan con respaldo físico, el cual es necesario, para que puedan firmar los contratos que estipula la regulación, y con ello, asegurar la Decisión Final de Inversión (FID), y tener viabilidad financiera.

Esta problemática, también fue expuesta por Ecopetrol en su comunicación con radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024, donde menciona que la regulación actual exige tener respaldo físico para poder tener contratos en firme, pero ninguno de estos proyectos será financieramente viable si no se firman los contratos respectivos.

⁸ Resolución CREG 137 de 2013 y 186 de 2020.

⁹ Como lo indica la Ilustración 8, los hallazgos de los campos costa afuera están en una amplia proporción (99%) sin declarar reservas debido a contingencias económicas.

- Conversión de Infraestructura, Infraestructura Convertida e Infraestructura Existente

El PAGN para el periodo 2023-2038, muestra la necesidad de conectar el Valle Inferior del Magdalena con el interior del país para el primer trimestre del año 2027, también se plantean distintos proyectos que son necesario para abastecer la demanda del interior y el uso de infraestructura existente para el transporte de gas natural.

Por infraestructura existente debe entenderse aquella que se usa para el transporte de otros hidrocarburos como los combustibles líquidos, la cual se puede ser utilizada también para gas natural. Con ello se aliviarían los problemas de abastecimiento en el interior del país, en el corto plazo, pues para el año 2027 se proyecta un déficit continuo de gas natural debido a que no existe suficiente infraestructura que sea capaz de mover el gas desde la Costa Caribe hasta el interior. A continuación, se ilustra el balance de gas natural al interior del país:

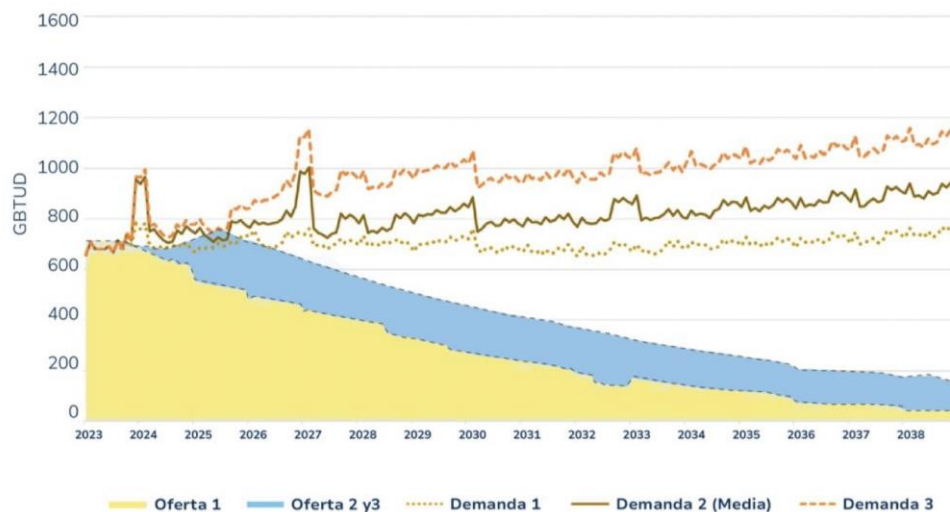


Ilustración 12: Balance de gas natural en el interior del país. Fuente: UPME

Por lo anterior, y ante la necesidad de lograr un abastecimiento de gas en todo el territorio, es preciso que los activos del transporte de hidrocarburos diferentes al gas natural que puedan ser convertidos, se pongan en operación de forma oportuna para garantizar la creciente demanda del interior del país.

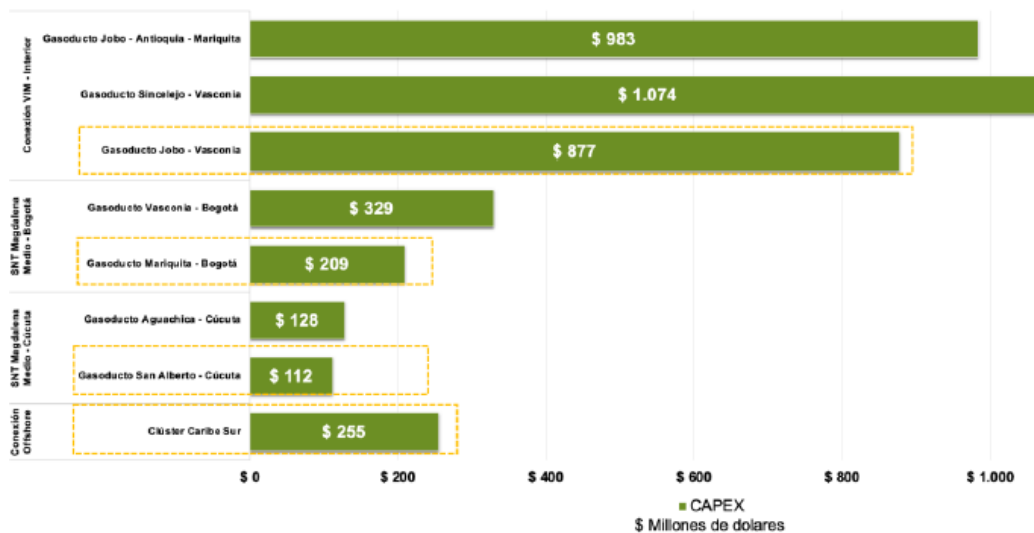
Para suplir las necesidades de corto plazo, debe permitirse a los propietarios y operadores de dicha infraestructura, la posibilidad de realizar las inversiones necesarias para adaptarla de manera que sea útil para el transporte de gas natural. Esta infraestructura al no ser un gasoducto deberá adaptarse técnicamente para que cumpla la regulación vigente de transporte de gas natural. Sin embargo, no es necesario que el operador de esta infraestructura se convierta en un transportador de gas natural, pues es claro que esta infraestructura al ser actualmente utilizada para otros hidrocarburos, no es parte del SNT. De igual manera, al convertirse para el uso de gas natural puede reconvertirse nuevamente en el futuro para el transporte de otros hidrocarburos.

Ahora bien, en el Estudio Técnico para el PAGN (Tabla 12-1 - Nueva infraestructura de oferta y transporte recomendada en el ETPAGN 2023-2038) se sugiere para el proyecto “Gasoducto para conectar VIM - Interior en Magdalena Medio” lo siguiente:

“ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda la alternativa (C) Jobo-Vasconia, por menor costo indicativo y FPO requerida para evitar potencial déficit estimado.”

Como soporte, en el numeral 9.2. del Estudio Técnico para el PAGN (Estimación de Costos para Nuevas Propuestas de Infraestructura), se establecieron los costos de inversión de las opciones, resaltando que en el tramo seleccionado, una opción de reconversión de infraestructura “tendría costos y tiempos de desarrollo potencialmente menores”. Veamos:

Gráfico 9-2. Estimación de Costos de Inversión – Infraestructura de Transporte (Costos Indicativos)



“De la gráfica anterior se observa que:

- Para la Conexión VIM con Interior, la opción c) Jobo – Vasconia resulta ser la alternativa más viable entre la Costa Atlántica y el centro del país, más aún si se considera como opción adicional una potencial reconversión de infraestructura, la cual tendría costos y tiempos de desarrollo potencialmente menores. (...).”

CENIT S.A.S. como empresa de transporte de hidrocarburos, interesada en convertir su infraestructura, señaló al Ministerio¹⁰ la relevancia que tiene actualmente la infraestructura convertida para el abastecimiento de medio plazo en el interior del país, e indicó que el hecho que un agente

¹⁰ Comunicado radicado 1-2024-030589 del 19 de julio de 2024.

cuenta con la infraestructura parcialmente lista para poder transportar gas natural al interior del país, ahorraría tiempo e inversión que se reflejaría en la tarifa y el abastecimiento del usuario final de gas natural.

Así mismo, indicó que la infraestructura convertida ya tiene adelantado el trámite de licencias ambientales y los acuerdos sociales con las comunidades, de manera que podría tener listo el proyecto y en operación en 2027, conforme al calendario propuesto por la UPME en el PAGN 2023-2038 (fecha de puesta en operación para diciembre de 2026). De igual manera expresa que, trasladar a un tercero la operación de la infraestructura, podría poner en riesgo la integralidad y seguridad de la misma por la experiencia remanente que tiene el actual propietario respecto a su administración, operación y mantenimiento.

Ahora, la adopción de estos proyectos mediante el PAGN puede seguir dos caminos regulatorios de acuerdo con la Resolución CREG 102 008 de 2022¹¹ o aquellas que la modifiquen o la sustituyan, que son: i) el proceso de selección y ii) el procedimiento para que el transportador incumbente ejecute en primera instancia proyectos de Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte existente (IPAT). En este caso, y teniendo como contexto la fecha de puesta en operación de diciembre de 2026 para el tramo Jobo-Vasconia, los menores costos y la necesidad manifiesta de tener operando esta infraestructura para evitar impactos negativos en el SNT, es pertinente prever el desarrollo de ambas opciones que permite la regulación, para desarrollar este tipo de proyectos.

Asimilar la Infraestructura Convertida a un IPAT, tiene sentido en el entendimiento que la infraestructura ya existe y tiene un propietario, además es compatible con las inversiones que dicho propietario debe realizar, y que para este caso, pueden ser “estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura” como está definido en las definiciones de la Resolución 102 008 de 2022:

“(…) Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte IPAT: Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos loops, estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura de transporte de gas, que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural. (…)”

Para desarrollar un proyecto IPAT, el transportador puede declarar ante la CREG el proyecto una vez es adoptado por el MME, y de no declararlo, pasará a un proceso de selección. Así lo indica la norma:

¹¹ Por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”.

“ARTÍCULO 4. PROCEDIMIENTO PARA QUE EL TRANSPORTADOR INCUMBENTE EJECUTE EN PRIMERA INSTANCIA PROYECTOS DE IPAT. Durante el período tarifario t el transportador podrá ejecutar proyectos IPAT que se encuentren embebidos dentro de su respectivo sistema de transporte, para lo cual se aplicará el siguiente procedimiento:

a) Dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que la UPME defina los proyectos prioritarios del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el transportador podrá declarar ante la UPME y ante la CREG el nombre de los proyectos IPAT que prevé realizar. (...).”

En caso de no ser presentado como IPAT, el proyecto deberá ir a un proceso de selección realizado por la UPME, contemplado en el Capítulo III de la Resolución CREG 102 008 de 2022 o aquellas que la modifiquen o la sustituyan, atendiendo a los tiempos que demanda el desarrollo de este tipo de procesos.

Finalmente, es claro que la infraestructura de transporte de gas natural es parte integral del abastecimiento, pues sin el desarrollo de ésta, resulta inocuo promover la inversión de campos costa afuera o infraestructura de importación de gas.

- Infraestructura de Regasificación

La intención de la normativa a expedir es promover la inversión en este tipo de infraestructura y por ende permitir que todos los agentes del mercado puedan desarrollarla de forma libre.

El PAGN estima que van a necesitarse dos fuentes de regasificación adicionales. La primera alternativa es la ampliación de la actual planta de SPEC, y una adicional, denominada importación Guajira. Ambas fuentes de importación entregarían un adicional entre 180 MPCD y 280 MPCD dependiendo de cómo se desarrolle el mercado de la infraestructura actual de SPEC.

Por lo anterior, se modifica la definición de infraestructura de regasificación al especificar que todos los agentes del mercado podrán construir y/u operar infraestructuras de regasificación, y que en ningún caso dicha infraestructura se considera como una extensión de los activos del SNT. De lo contrario, entender que dicha infraestructura es una prolongación del SNT, impediría que agentes distintos a los transportadores pudieran operarla, lo cual a todas luces cerraría la posibilidad de que agentes de otro tipo pudieran realizar las inversiones y desarrollar esta infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas natural.

En este punto vale mencionar que la regasificación para la importación de gas natural se puede entender bajo diferentes modalidades, tanto en su operación como en su modelo de inversión. Como herramienta para transportar el GNL al SNT para ser consumido por los usuarios finales, como fuente de suministro para poder consumir el gas natural importado y como fuente de respaldo en caso de contingencias en el abastecimiento, por lo tanto, esta infraestructura no debe considerarse parte del

SNT, y ningún operador de esta infraestructura que realice una actividad diferente a la de transporte de gas natural, debe ser considerado como tal.

Adicionalmente, se aclara que la operación de la infraestructura de regasificación con destino al servicio público domiciliario de gas combustible, es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, de manera que no debe ser asimilada a otras actividades existentes, pues por sus particularidades y el desarrollo que ha tenido en el mercado de gas, debe ser considerada como una actividad independiente, al ser necesaria para prestar el servicio de gas combustible. En ese mismo sentido, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios puede y debe ejercer sus funciones sobre el desarrollo de esta actividad complementaria.

En esa línea, el *Contrato Firme sujeto a Condiciones* que se crea sería complementario con esta propuesta, pues con éste se permitiría financiar la infraestructura de importación, y suplir las necesidades del energético en el mediano y largo plazo. Al facilitar la contratación de estas cantidades de importación de manera continua, se incentivar la contratación e inversión en estas infraestructuras, desde los grandes consumidores de gas hasta los comercializadores que atienden a miles de usuarios en demanda residencial.

- *Respaldo Físico*

El Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 en el artículo de 2.2.2.1.4 define el *Respaldo Físico* y estipula que es necesario contar con este, para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garanticen firmeza. De igual manera, es necesario que los agentes que atiendan la demanda esencial cuenten con respaldo físico. También, la regulación actual respecto a la comercialización mayorista de gas natural establecida en la Resolución CREG 186 de 2020, exige que todos los contratos que garanticen firmeza deban contar con respaldo físico.

Cabe mencionar que la regulación estipula la necesidad de tener respaldo físico porque el Decreto 1073 de 2015 indica que todo contrato debe contar con éste; sin embargo, ante la necesidad de aumentar la oferta de gas de fuentes distintas a los campos costa adentro, por un previsible déficit como se observa en la Ilustración 1, es necesario ajustar la definición actual para que sea claro que el respaldo físico debe existir al momento de honrar las entregas o al momento de ofrecer suministro en un momento dado.

Ahora bien, el respaldo físico respecto a la importación de gas se debe consolidar siempre que se tenga contratada la infraestructura de importación. Así se incentiva la importación y se armoniza la normativa a la realidad de los mercados internacionales.

Cabe recordar que el mercado del caribe de Gas Natural Licuado (LNG) mueve grandes cantidades del recurso todos los días del año, a precios spot y contratos de largo plazo, entonces, al ser un mercado con un índice de liquidez elevado, lo que se requiere para contar con el respaldo físico de

gas importado a nivel nacional, es contar con la logística para poder ofrecerlo; esto significa, tener contratos con la capacidad de regasificación y almacenamiento; o en su defecto contar con un contrato que asegure que se cuenta con capacidad de uso de las interconexiones internacionales para importar.

Con los cambios expuestos, se dan las herramientas para hacer viables los hallazgos de los campos costa afuera y la importación de gas, y con ello tener seguridad en el abastecimiento de gas natural.

b. Flexibilización de las prioridades en el abastecimiento de gas natural

Con el fin de contar los incentivos necesarios para la importación de gas en el mediano plazo, y que algunos agentes gestionen el riesgo operativo y financiero de tener gas importado en su consumo, se debe revisar detalladamente la prioridad en el abastecimiento que existe actualmente en el Decreto 1073 de 2015.

Inicialmente se deben comparar los precios existentes entre los campos productores de gas natural que abastecen al país, con los precios internacionales de GNL.

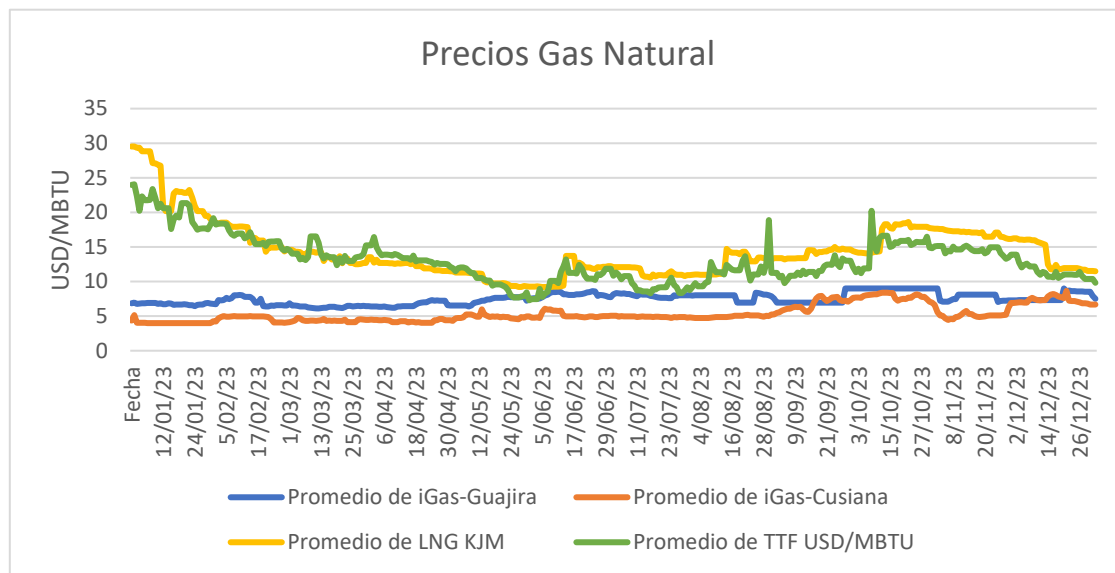


Ilustración 13: Comparativa de precios de gas natural, Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

La gráfica claramente evidencia que el gas nacional es con amplia diferencia más asequible que el gas natural importado, por lo que el agente que decida de manera permanente consumir GNL se enfrenta a una clara pérdida de competitividad. Por lo que, si se quiere liberar gas nacional a cambio de que algún consumidor esté dispuesto a pagar más por gas importado, se debe dar a dicho consumidor un incentivo que compense la pérdida de competitividad.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Por lo tanto, desde esta cartera se plantea que el incentivo sea la seguridad en el abastecimiento que puedan tener los agentes dispuestos a consumir gas importado. Esto quiere decir que, a los importadores con contratos firmes de gas, se les excluya de los órdenes de priorización descritos en los artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.2 del Decreto 1073 de 2015.

Los mencionados artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.2, se aplican cuando hay un evento de insalvable restricción en algún campo productor o algún evento de racionamiento programado, es decir, ante estas circunstancias se aplica la priorización en el abastecimiento. La demanda esencial de los usuarios residenciales tiene prioridad en el abastecimiento ante alguno de los eventos descritos anteriormente, seguida de las compresoras necesarias para que funcione el Sistema Nacional de Transporte (SNT) y finalmente se asigna a la demanda de gas natural eléctrica, en caso de que el Sistema Interconectado Nacional la necesite y no cuente con fuentes alternativas de gas.

Por lo tanto, cuando el gas natural importado abastezca a una industria en particular que está sacrificando su competitividad, al no intentar comprar un gas más barato en los campos nacionales, sino directamente en el exterior, se plantea el incentivo a partir del cual este consumidor tendrá garantizado el abastecimiento ante eventos de insalvable restricción o racionamiento programado.

De esta forma se garantiza un precio más competitivo para las industrias que sigan consumiendo gas nacional, se cubren los déficits de gas de mediano plazo evitando un posible desabastecimiento y se incentiva la inversión en infraestructura de importación de gas la cual funge como un activo de confiabilidad.

Para plasmar este incentivo, este Ministerio propone añadir un párrafo al artículo 2.2.2.2.1 que menciona explícitamente que los consumidores con contratos firmes de gas importado, estarán excluidos de la aplicación de este artículo, es decir excluidos del orden de priorización de abastecimiento ante eventos de insalvable restricción y/o racionamiento programado. Sin embargo, se aclara que la capacidad de importación de gas que este fuera de los contratos firmes acordados, será priorizada para los usuarios residenciales y pequeños comerciantes.

c. Delegación del Ministerio de Minas y Energía respecto a las actividades relacionadas con la Declaración de Producción y Declaración de CIDV

En el párrafo 1 del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, se establecen las siguientes funciones a cargo del Ministerio de Minas y Energía:

“Párrafo 1°. Toda la información declarada al MME o a quien este determine conforme a lo previsto en el presente Decreto será analizada, ajustada, consolidada y publicada por el MME mediante acto administrativo, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El MME verificará que la PP sea equivalente a la suma de: (i) PTDV de cada productor de gas de dicho campo; (ii) la PC de cada productor de gas de dicho campo; y (iii) las cantidades de Gas Natural

de Propiedad del Estado y Participaciones de la ANH. Cuando el PP difiera de dicha suma, el MME ajustará la diferencia en la PDTV de cada productor en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo”.

Si bien, al inicio de la mencionada norma, se indica que ciertas acciones pueden dirigirse “*al MME o a quien este determine*”, en la práctica el párrafo no brinda dicha flexibilidad para permitir la delegación respecto a: Verificar la conformación del Potencial de Producción (PP) de gas natural de un campo determinado, y ajustar la diferencia en el Potencial Total de Producción para la Venta (PTDV), de cada productor, en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo, cuando se requiera.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que las acciones indicadas pueden delegarse, por eficiencia y estandarización en un organismo ya definido y reglamentado como el Gestor del Mercado de Gas Natural, quien consolida y administra la información del sector, incluidas las declaraciones de producción, se ajustará el párrafo del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, para viabilizar tal delegación.

Al respecto es importante recordar que, mediante el artículo 2.2.2.2.31 del Decreto 1073 de 2015 se indicó que “*La CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural de que trata el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. (...)*”.

Dicha labor encomendada a la CREG se materializó en las Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020, en las cuales se establecieron las condiciones y funciones a nivel de información y gestión a desarrollar por parte del Gestor del Mercado de Gas Natural.

Justamente, una de sus tareas actuales del Gestor del Mercado de Gas Natural, es publicar en su página web, en la sección “Inicio/Informes/Informes de Mercado” los **Informes de la declaración de producción de gas natural**; que consolidan los datos del sector en este aspecto.

En conclusión, la modificación del párrafo 1 del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, tiene por objetivo dar al Ministerio la posibilidad de articularse eficientemente para la ejecución de una labor que, con el dinamismo que tiene la importación de gas natural, incrementará las actualizaciones y junto a ello, la necesidad de informar oportunamente al mercado. El Ministerio de Minas y Energía una vez expedido el decreto podrá delegar en el Gestor del Mercado la recepción, consolidación y análisis de la información de la declaración de producción presentada por los operadores y asociados, la cual será remitida al Ministerio para la expedición del respectivo acto administrativo. En el mismo sentido, todas las modificaciones serán presentadas ante al Gestor del Mercado quien realizará las modificaciones y análisis requeridos, los cuales remitirá al Ministerio para la expedición del nuevo acto administrativo.

Adicionalmente, es importante desde la política pública dar una visión de largo plazo y por lo tanto permitir realizar la declaración de producción mayor a 10 años, de igual manera se espera que, de tener éxito, los campos de los hallazgos costa afuera puedan abastecer al país por un periodo mayor a 10 años y por lo tanto es importante darles la libertad de que puedan hacer la declaración de producción mínimo por 10 años.

Ahora bien, actualmente el artículo 2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015 establece las reglas para que los agentes declaren su Potencial Total de Producción para la Venta (PTDV), esta declaración debe hacerse cada año, adaptada a las condiciones existentes de los campos nacionales. Respecto a la Capacidad Disponible de Importación para Venta (CIDV), la norma en cuestión tiene un parágrafo que indica lo siguiente: Los comercializadores de gas importado declararán las CIDV en los términos previstos en este artículo.

Lo señalado en el parágrafo, implica que la condición de importación se encuentra asimilada a la producción nacional, y este Ministerio encuentra que tal asimilación debe eliminarse, para que de forma independiente se establezcan las condiciones particulares para que esta CIDV pueda actualizarse, y se adapta al enorme mercado de GNL. En la misma línea se indicará que ésta puede realizarse en cualquier momento del año. Esta declaración se realizará en promedios diarios de forma mensual, con esto se adapta la normativa al mercado de gas natural licuado que como se explica en el literal d, tiene un alto grado de liquidez y está en expansión.

Adicionalmente, debido a las declaraciones de producción reveladas el 3 de julio de 2024 por el MME, se recibió por parte de Ecopetrol comunicación con radicado 1-2024-029396 del 8 de julio de 2024, en la que solicita que la CIDVF pueda ser actualizada en cualquier momento del año con el fin de poder promover la importación de gas natural y suplir el posible déficit que enfrentaría en el año 2025. Por lo tanto, para poder flexibilizar la CIDVF, también se deben modificar los tiempos de declaración de la CIDV, debido a que la máxima cantidad de gas a ofrecer en el mercado es la CIDV.

d. Ajustes respecto a la comercialización de GNL y gas costa afuera

El mercado de GNL ha ido evolucionando durante la última década, al ser uno de los energéticos más líquidos a nivel internacional, como se pasará a explicar.

En primer lugar, debe precisarse que los principales indicadores que pueden medir los precios del gas natural a nivel internacional son 4: (i) Henry Hub de Estados Unidos, (ii) TTF de los Países Bajos, (iii) NPB de Reino Unido y (iv) KJM de Corea y Japón.

Para cotizar el GNL en el mercado Spot, se utilizan los últimos 3 así: índice TTF para el mercado del Atlántico y KJM para los mercados del Pacífico. Para los contratos de largo plazo en los mercados del Atlántico, se utiliza de referencia el indicador Henry Hub como índice de los precios del mercado dentro

de los Estados Unidos, por lo que estos contratos se pueden firmar al precio del indicador Henry Hub más una prima adicional que depende de la capacidad de licuefacción, transporte del gas y condiciones de mercado a nivel internacional.

En el caso del continente americano, el mayor exportador de gas natural son los Estados Unidos con el 90% de la cuota de mercado, seguido de Perú, Trinidad y Tobago, Chile y República Dominicana, llegando en el 2022, a exportar entre estos países más de \$70 mil millones de dólares, siendo el octavo producto más tranzado en todo el mundo¹². A continuación se ilustra el comportamiento de las exportaciones de GNL de Estados Unidos, entre enero de 2016 y diciembre de 2025:

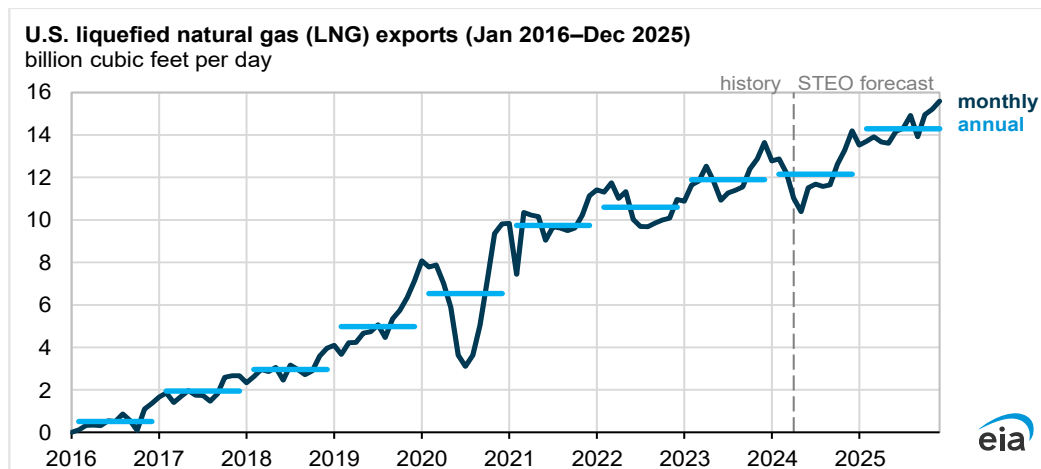


Ilustración 14: Exportaciones anuales de GNL de EE.UU, Fuente, EIA

También, a raíz de la guerra ruso ucraniana, que llevó a que se cancelara el gasoducto Nordstream 2 y se restringieran las importaciones de Rusia a la Unión Europea de todos los productos, se le otorgó una ventaja competitiva al GNL de países como Estados Unidos, Qatar y Australia. Esto se puede evidenciar en la siguiente gráfica:

¹² Fuente: The Observatory of Economic Complexity

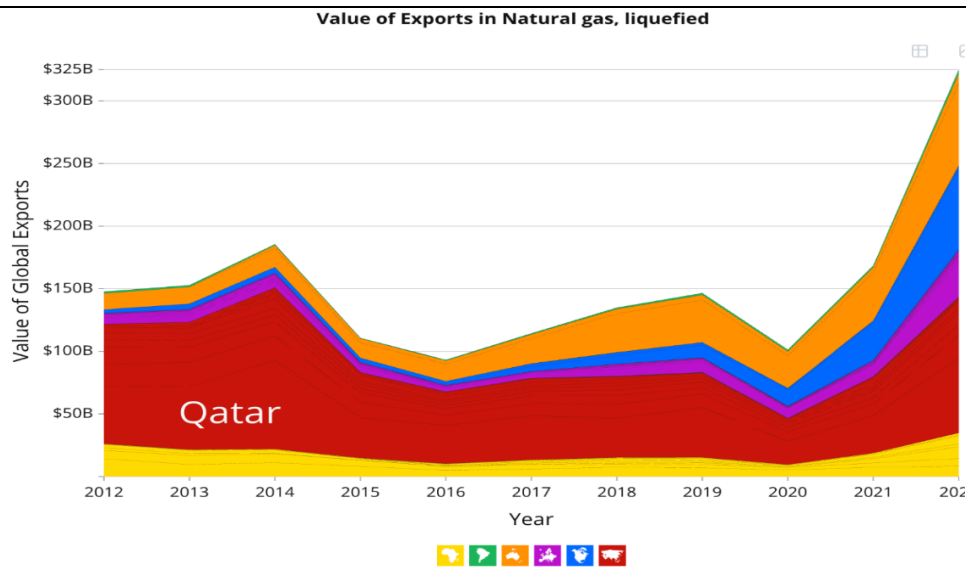


Ilustración 15: Valor de las exportaciones de GNL anuales, Fuente: Observatorio de Complejidad Económica

Como se evidencia en la ilustración, el mercado de GNL entre los años 2012 y 2019 estuvo alrededor de los \$150 mil millones de dólares al año, y en los años 2019 y 2021 rondando esos mismos valores. Sin embargo, entrada la guerra entre Rusia y Ucrania que conllevó a la restricción de oferta de una nación importante en el mercado mundial, aumentó considerablemente las transacciones de GNL elevándolas en 2022 a un valor cercano a los \$325 mil millones de dólares.

De igual manera se evidencia un incremento en las exportaciones de GNL, no sólo en sus transacciones financieras, sino también en las transacciones físicas como se puede ver a continuación.

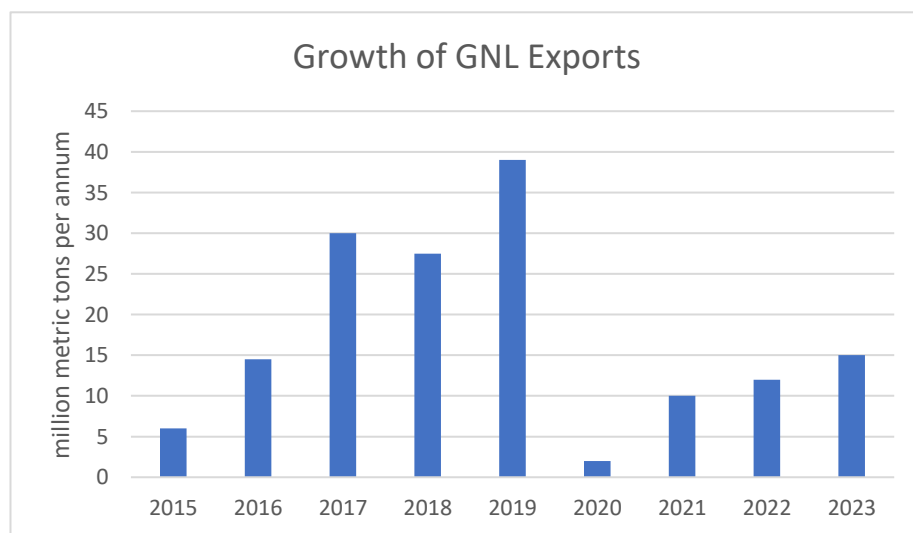


Ilustración 16: Crecimiento de las exportaciones de GNL en millones de toneladas métricas anuales, Fuente: Statista

Estos incrementos en la producción de GNL han hecho que ahora sea un mercado que puede funcionar como spot, donde existen mercados de largo plazo y también un mercado secundario desarrollado que tranza diariamente más de 4.000 MPCD (Global LNG Hub, 2024). Dada esta condición, se evidencia que el GNL se ha convertido en un “commodity” o bien de consumo masivo al igual que el petróleo, el café o las acciones de la bolsa de valores.

Ahora bien, la infraestructura necesaria para poder importar GNL es una regasificadora, tras la extracción del gas natural de los pozos, este procede a enfriarse hasta los -160°C y se transporta en un barco metanero hasta la Unidad Flotante de Regasificación (FSRU), esta última almacena el gas congelado y con el agua del mar lo va vaporizando, hasta que el GNL alcance una temperatura entre los $0-10^{\circ}\text{C}$, esté en estado gaseoso y se adapte la presión para poder ser introducido al SNT.

Esta compleja infraestructura es uno de los elementos esenciales para que el gas natural tenga un amplio mercado internacional. Como es de suponerse, esta infraestructura tiene una capacidad limitada de importar gas natural; por lo tanto, cualquier agente importador que desee poner gas importado en el mercado nacional debe disponer de esta infraestructura, sea a través de un contrato con la regasificadora o por medio de un agregador de demanda que tenga contrato con la regasificadora.

Al escenario anterior, debe agregarse el escenario nacional con el fin de comprender el riesgo déficit y la necesidad de viabilizar la comercialización de gas importado. La disponibilidad de gas natural nacional se reduce para los años 2025 y 2026, en comparación con lo publicado en el 2023, tras la declaración del potencial de producción (PP), como se puede ver a continuación:

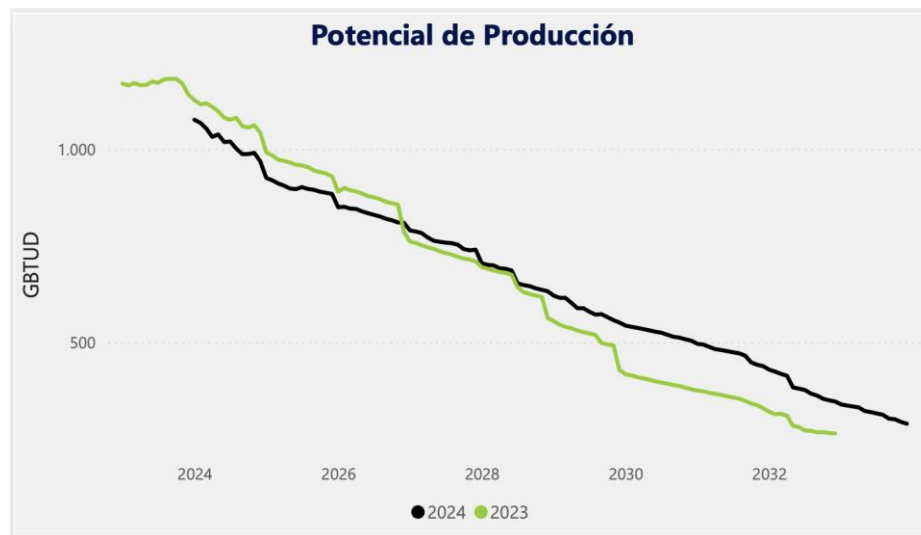


Ilustración 17: Potencial de Producción 2023 y 2024. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

Adicionalmente, se comparó la CIDV sumada con el potencial de producción vigente exceptuando el consumo de las refinerías y autoconsumos, con datos de la UPME de la demanda proyectada, y se encontró que para el 2025 puede haber un posible déficit que se vuelve más amplio en el 2026. Por

esta razón, debe flexibilizarse la comercialización de gas natural importado, adaptando el mercado de importación al mercado internacional, pues como se ha dicho, el mercado internacional de GNL es muy líquido y está en expansión:

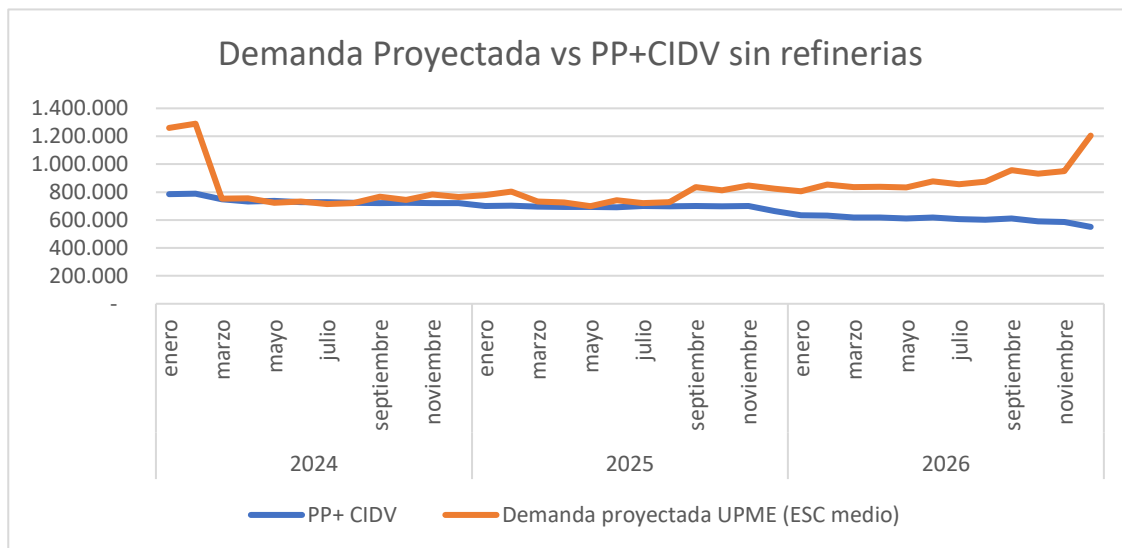


Ilustración 18: Comparación entre demanda proyectada contra el potencial de producción sumado a la CIDV sin tener en cuenta el consumo de refineries.

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

Así las cosas, si Colombia quiere tener una participación activa en el comercio internacional de este energético, debe adaptar su normativa para tal fin, pues el artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015 establece las condiciones para comercializar la CIDV y la PTDV, de manera unificada atendiendo a las necesidades y dinámicas de los yacimientos continentales, y debido a la evolución que ha tenido el mercado de gas surge la necesidad de ajustar la comercialización de gas natural importado, conforme a las dinámicas de los mercados internacionales.

Por lo anterior, se adicional un artículo que señala los mecanismos y procedimientos de comercialización de los contratos firmes sujetos a condiciones, para acelerar y viabilizar la inversión en la infraestructura de regasificación y en los campos costa afuera de gas natural.

Respecto a los campos costa afuera, los hallazgos de Gorgon 1, Uchuva 2 y Glaucus 1¹³ no han podido declarar comercialidad, y a su vez no han declarado reservas, por ende, aún no cuentan con respaldo físico, de manera que el contrato firme sujeto a condiciones aseguraría la Decisión Final de Inversión (FID). Esta problemática, también fue expuesta por Ecopetrol en su comunicación con radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024, donde menciona que la regulación actual exige respaldo físico

¹³ Como lo indica la Ilustración 9, los hallazgos de los campos costa afuera van a ser la fuente principal de gas natural en el largo plazo, para evitar enfrentar un déficit del mismo.

para poder tener contratos en firme, pero ninguno de estos proyectos será financieramente viable si no se firman los contratos previos a la declaración de comercialidad.

La siguiente ilustración desarrolla la línea de tiempo que tendría la suscripción de dichos contratos firmes sujetos a condiciones:

Línea de Tiempo – Proyectos Offshore / Importación

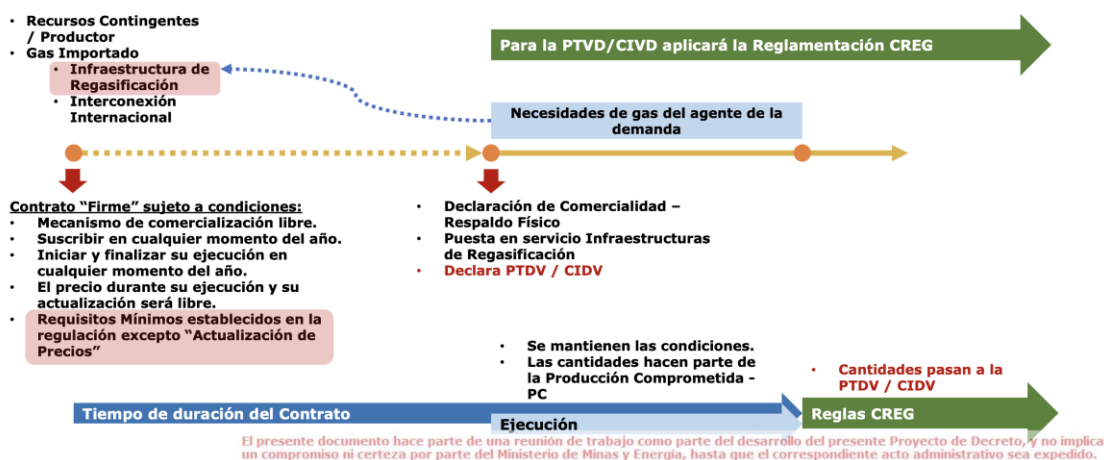


Ilustración 19: Línea de tiempo de contratos firmes sujetos a condiciones precedentes.

Fuente: Elaboración propia

Es importante que los mecanismos y condiciones contractuales que realicen los vendedores y compradores sean libres, pero que se sometan a los requisitos mínimos que establece la regulación (capítulo II de la Resolución CREG 186 de 2020) con excepción de la actualización de precios.

De igual manera, se aclara que los vendedores deben tener declaración de comercialidad del campo y/o la puesta en servicio de la infraestructura de regasificación al momento de la ejecución del contrato, y desde esa declaración o puesta en servicio, los nuevos contratos que se firmen pueden ser comercializados como lo indique la regulación vigente.

Se debe aclarar que las exigencias mínimas que estén vigentes en la regulación al momento de suscribir el contrato firme sujeto a condiciones se van a mantener durante toda la vigencia del mismo, es decir, hasta finalizar la ejecución del contrato, sin importar que las condiciones mínimas que establezca la CREG cambien durante ese periodo. Esto con el fin de otorgar seguridad jurídica al contrato suscrito.

e. Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV y la CIDV

En la agenda regulatoria de la CREG publicada mediante la Circular 99 de 2023 se indicó que para el tercer trimestre de 2024 se publicaría una propuesta de alternativas regulatorias para la regasificación

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

y además se publicaría en firme el proyecto de resolución CREG 702 003 de 2023. Sin embargo, para poder suplir el déficit de corto plazo, se propone que durante la ronda de negociación del próximo año que iría desde el 29 de julio hasta el 30 de noviembre de 2024, la comercialización de gas importado sea exceptuado de los mecanismos y procedimientos CREG. Lo anterior se materializa mediante un párrafo transitorio dentro del artículo 2.2.2.2.24.

Adicionalmente, al exceptuar la comercialización de gas importado de los mecanismos y procedimientos CREG, se permitirá a agentes con capacidad de infraestructura de regasificación comprometida, vender su gas importado en el mercado primario y competir con los demás productores de gas natural, ofreciendo contratos firmes o interrumpibles que permitan satisfacer las necesidades de abastecimiento que tenga el país en el corto plazo.

f. Proyectos a incluir en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural

Conforme a lo expuesto en el literal a) del numeral 1.2 de este documento relacionado con las conexiones para internar recursos off shore, y teniendo en cuenta el déficit de gas natural al que se puede enfrentar el país, se evidencia la necesidad de disponer de infraestructura que actualmente no existe.

Por ello, deben emitirse señales desde la política pública para que dichos proyectos de infraestructura se materialicen. Dicha señal se debe contemplar en el PAGN reglamentado en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, que establece que la UPME debe desarrollar el Plan con previsiones a 10 años.

Por lo tanto, esta cartera considera que pueden incluirse las obras necesarias que garanticen el abastecimiento de gas natural en el país, con previsiones al largo plazo, por lo que se propone crear un párrafo para que el planeador del sistema tenga los lineamientos necesarios para incluir la infraestructura necesaria para conectar los campos costa afuera.

De igual manera, es necesario que la infraestructura existente se adapte a las nuevas fuentes de producción de gas natural y para esto, la UPME en el estudio técnico del PAGN 2023-2038 plantea la “*reconversión de Infraestructura de Transporte*”. En la actualidad existe infraestructura de transporte de hidrocarburos, principalmente de crudo, que, según información suministrada por los mismos operadores, se encuentra subutilizada, y por tanto su uso podría contribuir con la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, siempre y cuando se realicen las inversiones necesarias para reconvertir esta infraestructura con soluciones costo-eficientes para la demanda. Para este caso específico se propone como alternativa la conversión de infraestructura, actualmente dedicada para el transporte de crudo, a infraestructura dedicada exclusivamente para el transporte de gas natural.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

El aprovechamiento de activos de infraestructura existente para su conversión optimiza tiempos y costos de construcción, sin la generación de los impactos sociales y ambientales que conlleva la construcción de una infraestructura de transporte de hidrocarburos totalmente nueva. Adicionalmente, trae como beneficio la ampliación de la capacidad de transporte que podría incentivar la conexión de campos existentes que carecen de infraestructura de transporte o que se encuentran alejados del SNT de tal forma que se viabilice la inyección de gas al sistema.

En este sentido, con la implementación de esta alternativa se podría facilitar el desarrollo de nuevas fuentes de producción local, como la materialización de las expectativas de los hallazgos “off shore” e incentivaría la construcción de proyectos privados de importación de GNL, conforme se mencionó en el numeral inmediatamente anterior.

Finalmente, se precisa que se verificó la última publicación de la UPME del Estudio Técnico del PAGN 2023-2038, y allí se plantearon rutas de gasoductos que permitirían que la infraestructura convertida pueda ser una opción viable para conectar al Valle Inferior del Magdalena con el Interior.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El presente Decreto aplica a todos los agentes y entidades que representen recursos de producción, importación, transporte y comercialización de gas natural y/o que se encuentran involucrados en su cadena productiva. Igualmente aplica a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a la Unidad de Planeación Minero Energética, y a todas las personas y entidades que tengan interés en el tema que se regula.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

El proyecto de Decreto se expide con base en las facultades constitucionales y legales conferidas al Presidente de la República, mediante el numeral 11 del artículo 189, y el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021, que indica que el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado.

De conformidad con las citadas disposiciones y con las demás que se mencionan en la parte motiva del proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye que el Gobierno nacional es el competente para expedir la norma en análisis.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

La Ley 2128 de 2021 fue publicada en el Diario Oficial 51.756 del 4 de agosto de 2021 y se encuentra vigente, especialmente el artículo 3.

El Decreto 1073 de 2015 fue publicado en el Diario Oficial 49.523 del 26 de mayo de 2015 y se encuentra vigente, especialmente los artículos 2.2.2.1.4., 2.2.2.2.1., 2.2.2.2.21., 2.2.2.2.23. y 2.2.2.2.28.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente proyecto normativo se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, así:

- Se modifican y adicionan unas definiciones al artículo 2.2.2.1.4.
- Se modifica el artículo 2.2.2.2.1.
- Se modifica el artículo 2.2.2.2.21.
- Se agrega el artículo 2.2.2.2.21.1.
- Se modifica el artículo 2.2.2.2.24.
- Se modifica el artículo 2.2.2.2.28.
- Se agrega el artículo 2.2.2.2.45.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción.

Mediante correo electrónico del 20 de mayo de 2024, el Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica emitió el informe sobre decisiones judiciales, señalando lo siguiente:

“...se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

Artículos 2.2.2.1.4., 2.2.2.2.1., 2.2.2.2.21., 2.2.2.2.23. y 2.2.2.2.28. del Decreto 1073 de 2015.

Una vez revisada la base de datos, se tiene que contra normas consultadas, (sic) no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el Decreto 1081 de 2015, el proyecto normativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del 17 de mayo al 1 de junio de 2024 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

Adicionalmente, al cierre del periodo de comentarios se evaluó la incidencia de este proyecto normativo sobre la libre competencia del mercado de gas natural, y conforme al cuestionario establecido en el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, se determinó que debía remitirse a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para obtener concepto de abogacía de la competencia.

La Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía hizo la consulta correspondiente a la citada Superintendencia, mediante radicado 2-2024-024532 del 30 de julio de 2024. El 16 de agosto de 2024, a través del radicado 24-324895- -2-0, la Superintendente Delegada para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio emitió concepto de la abogacía de la competencia sobre el proyecto normativo realizando las siguientes recomendaciones:

1. "En relación con la definición de Infraestructura de Regasificación propuesta en el artículo 1 del proyecto: Considerar la conveniencia de coordinar con la CREG la realización de un estudio económico sobre el impacto integral de las posibles integraciones verticales con el eslabón de regasificación en la dinámica competitiva y la eficiencia económica del mercado de gas natural en Colombia."

Al respecto, es importante mencionar que ya se encuentra en curso esta recomendación por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, teniendo en cuenta que en su agenda regulatoria indicativa de 2024 publicada mediante la Circular CREG 099 de 2023, se incluyó el proyecto regulatorio de "Análisis de alternativas para la regulación de la planta de regasificación" a partir del cual se definirán las condiciones de acceso, uso y remuneración de las plantas de regasificación adoptadas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y en general, de aquellas plantas de regasificación que se instalen para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

Por lo tanto, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG, evaluarán las conclusiones de este estudio y tomarán las decisiones de política pública y regulación que sean necesarias, especialmente respecto al impacto de las posibles integraciones verticales en esta materia, como lo recomienda la Superintendente Delegada para la Protección de la Competencia. De esta forma se atiende la recomendación presentada por la Superintendencia de Industria y Comercio.

2. "En relación con el artículo 3 del proyecto: Monitorear periódicamente el funcionamiento del mercado de gas en Colombia y, en caso de detectar en el corto plazo una insalvable restricción en la oferta de gas natural o situación de grave emergencia no transitorias, implementar planes de contingencia que garanticen la protección de la Demanda Esencial en lo que respecta al suministro de gas."

Sobre el particular, actualmente tanto el Gestor del Mercado de Gas Natural definido por la Resolución CREG 186 de 2020 y encargado a la BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA S.A. por medio de la Resolución CREG 135 de 2020, como la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- y la

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-; realizan en el marco de sus competencias, el monitoreo periódico del funcionamiento del mercado de gas en Colombia.

En consecuencia, ya se cuenta con los mecanismos de seguimiento que permitirán que tanto el Ministerio de Minas y Energía, como la CREG, adopten las medidas respectivas conforme a sus competencias, para asegurar el continuo abastecimiento de la demanda nacional del gas combustible, especialmente de la demanda esencial, cuando se detecten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia no transitorias, a través de la implementación de planes de contingencia. De esta forma se atiende la recomendación presentada por la Superintendencia de Industria y Comercio.

4. IMPACTO ECONÓMICO

No aplica. Al establecerse lineamientos para la importación y para la comercialización de gas natural con el fin de garantizar el abastecimiento y la generación de energía eléctrica, los impactos económicos que se generen serán regulados a través de las disposiciones que expida la CREG y se materializarán cuando se adelanten las actividades, según las circunstancias que se presenten.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el presente Decreto no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO *(Si cuenta con ellos)*

No aplica. Sin embargo se cuenta con el sustento de viabilidad técnica conforme se observa en el presente documento.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)

X

Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

N/A

Informe de observaciones y respuestas

X

Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio

X

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		
			T-GJ-F-01
			11-08-2023 V-1

Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

JORGE EDUARDO SALGADO ARDILA
Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

ADWAR MOISÉS CASALLAS CUÉLLAR
Director de Hidrocarburos

Elaboró: Andrés Fernando Soto Pinto / Esteban Jurado Gómez / Tatiana Diaz Morales

Revisó: David Felipe Hernández Taborda / Jorge Alirio Ortiz Tovar / Esther Rocío Cortés Gordillo / Yolanda Patiño Chacón

Aprobó: Jorge Eduardo Salgado Ardila / Juan Carlos Bedoya Ceballos / Adwar Moisés Casallas Cuéllar