

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía
	T-GJ-F-01		

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	30/12/2025
Proyecto de Decreto:	Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015 Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar las medidas de política pública orientadas a promover la oferta de gas natural, biogás y biometano; y se dictan otras disposiciones

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

1.1. Contexto normativo

El artículo 2 de la Constitución Política señala que son fines esenciales del Estado, entre otros: servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución.

Por otra parte, el artículo 365 de la Carta señala que “[l]os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente 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.

De acuerdo con el artículo 370 ide la Constitución Política, “[c]orresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios (...)”. En desarrollo de lo anterior, el artículo 68 de la Ley 142 de 1994 establece que dichas funciones se desarrollarán por medio de las Comisiones de Regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas.

El numeral 8.2 del artículo 8 de la Ley de servicios públicos domiciliarios, señala que es competencia de la Nación “[e]n forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas”.

Además, el ordenamiento jurídico vigente reconoce el papel de los gases de origen renovable como parte de la transición energética y como alternativa complementaria para el abastecimiento energético territorial. En particular, la Ley 1715 de 2014 impulsa la incorporación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable –FNCER– al sistema energético nacional, reconoce la biomasa y la energía de residuos como FNCER y prevé instrumentos para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento energético de residuos sólidos y de biomasa residual, habilitando la aceleración de regulación técnica y de calidad aplicable a dichos energéticos.

El parágrafo 3 del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, indica que las competencias relacionadas con la definición de nuevas actividades o eslabones de la cadena de prestación de los servicios públicos domiciliarios de gas combustible y energía eléctrica, así como la determinación de las actividades en que cada agente puede participar, aun cuando fueron atribuidas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), podrán ser asumidas por el Presidente de la República, o por el Ministerio de Minas y Energía, según a quién corresponda la función delegada en la CREG.

 Energía 	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minero
		T-GJ-F-01
		11-08-2023 V-1

Por otro lado, el artículo 20 de la Ley 2099 de 2021, faculta al Ministerio de Minas y Energía para incentivar el desarrollo y uso de nuevos energéticos de origen orgánico y renovable, así como para expedir la regulación necesaria que permita su incorporación progresiva a la matriz energética nacional mediante esquemas piloto, parámetros de calidad y lineamientos técnicos que habiliten usos alternativos seguros y sostenibles.

El artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que “[e]l 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 (...)”.

La Ley 2294 de 2023 –Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, en particular a través del Programa Basura Cero, el Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos y el fortalecimiento de la figura de las comunidades energéticas, orienta al país hacia un modelo de economía circular y transición energética justa, en el cual el aprovechamiento energético del biogás y el biometano constituye un instrumento relevante para la sustitución de combustibles altamente contaminantes, la reducción de la disposición final de residuos y el fortalecimiento de la seguridad energética territorial..

De otra parte, mediante la Resolución 89 de 2013 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), reglamentó aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación (compradores, vendedores, mercado primario, secundario, tipos de contratos, eventos eximentes, compensaciones, información al gestor).

Mediante Resolución 114 de 2017, la CREG ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Mediante Resolución 21 de 2019, la CREG modificó la Resolución CREG 114 de 2017, en lo relacionado con el mercado secundario de suministro.

Mediante Resolución 186 de 2020, la CREG reglamentó aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural, separando dicha actividad de la capacidad de transporte las cuales son reguladas en la Resolución CREG 185 de 2020. Actualmente, la Resolución CREG 102 015 de 2025, establece las reglas del mercado mayorista de gas natural, para la comercialización de gas natural nacional e importado y para el mercado secundario.

La CREG mediante la Resolución CREG 102 015 de 2025 compila las reglamentaciones expedidas respecto de los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural.

El artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015 establece los mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta (PTDV), y de las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV), conforme a los lineamientos previstos en dicha norma.

El artículo 2.2.2.2.25 del Decreto 1073 de 2015 estableció los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas para promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes.

Según el parágrafo del artículo 2.2.2.2.33 del Decreto 1073 de 2015, 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.

Mediante Resolución CREG 102 015 de 2025 se reglamentaron los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural, los cuales hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

De otro lado, la Resolución CREG 53 de 2011 se estableció el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo (GLP). En el contexto actual del sector eléctrico colombiano, se observa que para el parque de generación termoeléctrico dual -capaz de operar con combustibles líquidos, gas natural o GLP-, resulta conveniente promover el uso de sustitutos del gas natural, como el GLP. Ello obedece a que este combustible presenta menores niveles de emisiones de CO₂ en comparación con los combustibles líquidos de origen fósil, como lo es el Fuel Oil 2 o el Fuel Oil 6, y que adicionalmente contribuye a incrementar la disponibilidad de gas natural para otros usos del sector gas.

De igual forma, el Decreto 670 de 2025, que reglamenta el Programa Basura Cero, asigna competencias específicas al sector minero-energético para definir lineamientos técnicos que habiliten el aprovechamiento del biogás y otras formas de energía derivadas del procesamiento de residuos orgánicos, y para reglamentar el aprovechamiento energético de corrientes de residuos no susceptibles de reutilización ni reciclaje, en articulación con las entidades competentes de vivienda, ambiente y agricultura.

En este contexto normativo, se justifica que el presente proyecto de decreto, orientado a adoptar medidas de política pública para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del gas combustible, incorpora disposiciones marco que habiliten el biogás y el biometano como fuentes complementarias de suministro, definiendo competencias sectoriales y habilitadores regulatorios para su incorporación gradual, segura y verificable dentro del marco del Decreto 1073 de 2015.

1.2. Aspectos técnicos y económicos

El comportamiento reciente del mercado de gas natural ha evidenciado condiciones estructurales que justifican la intervención del Gobierno Nacional, con el fin de corregir distorsiones, preservar la competencia, garantizar el abastecimiento y proteger al usuario final. El desbalance entre la oferta y la demanda contractualmente comprometida, sumada al incremento de prácticas especulativas en el mercado secundario, ha generado señales de precios que no corresponden a los costos reales del mercado y están afectando de manera directa la eficiencia económica y la seguridad energética del país.

La información consolidada por el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Gestor del Mercado convergen en la misma conclusión: el funcionamiento actual del mercado secundario, bajo condiciones de estrechez, está generando incentivos económicos que exceden la finalidad para la cual dicho mercado fue creado, poniendo en riesgo la estabilidad tarifaria y la adecuada prestación del servicio público de gas combustible.

La trayectoria descendente del potencial de producción declarado por los productores, acompañada de la reducción gradual en la producción efectiva, confirma que la disponibilidad nacional se ha afectado desde 2022, mientras las declaraciones mostraban niveles superiores a 1.000 GBTUD al inicio del horizonte, las proyecciones más recientes muestran dicho potencial en valores cercanos a los 750–780 GBTUD hacia 2027.

La producción efectiva, por su parte, ha operado entre un 5% y 15% por debajo del potencial, afectada por mantenimientos programados, eventos operacionales y la declinación normal de los principales campos que son campos maduros. Ello ha generado un aumento significativo de la participación del gas importado en el abastecimiento nacional, con la consecuente exposición a ciclos de precios internacionales y riesgos logísticos.

Estos elementos, por sí solos, explicarían parte de la presión en los precios del mercado primario; sin embargo, lo observado en los últimos años excede las dinámicas razonables de un mercado en transición hacia una mayor dependencia del importado y evidencia conductas que afectan al mercado y a la libre competencia económica.

Los análisis de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios confirman que el precio ponderado del mercado primario y el Costo Unitario Variable (CUV) han aumentado de forma sostenida desde 2021, con incrementos particularmente pronunciados entre 2023 y 2025.

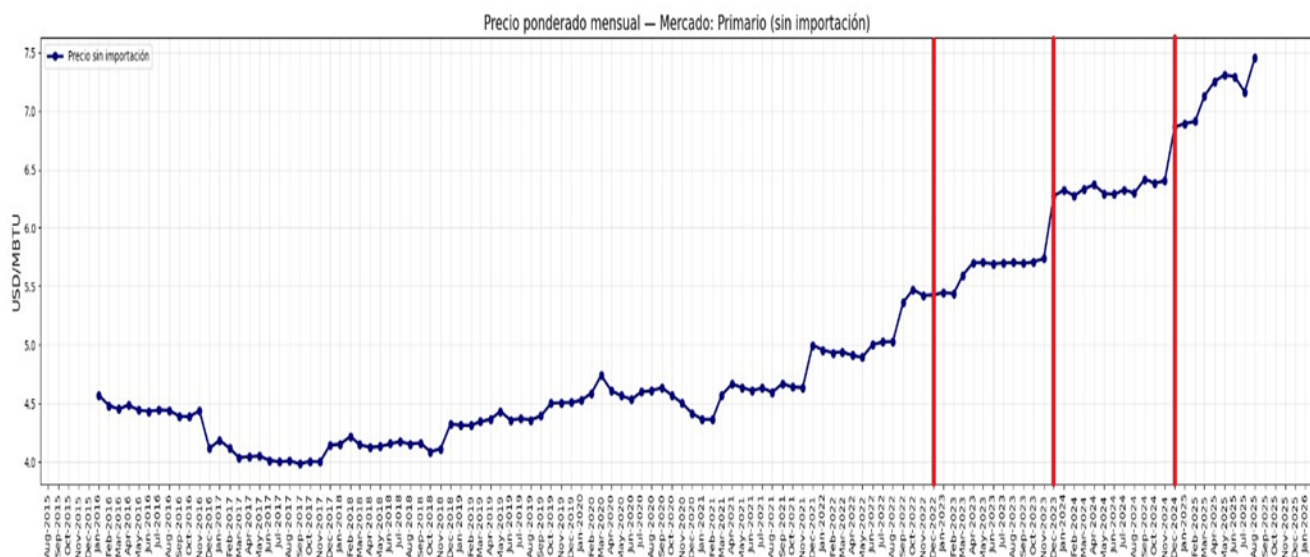


Ilustración 1. Precio Ponderado de gas natural en el mercado primario. Fuente. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

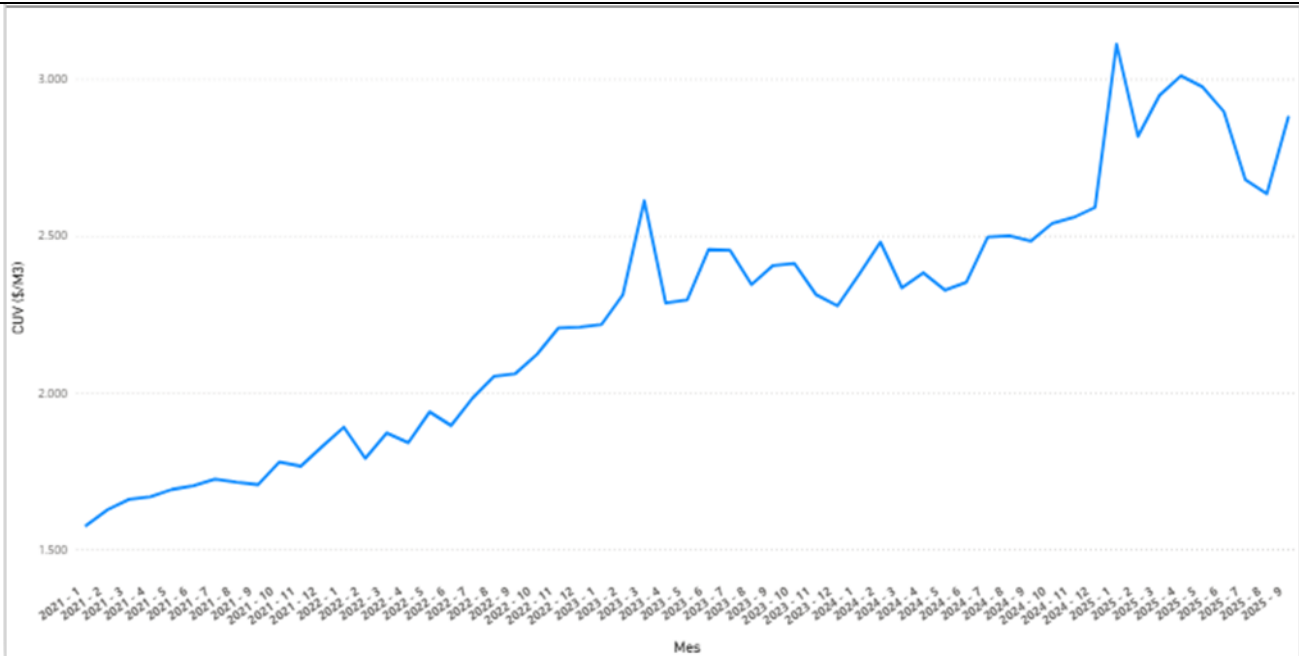


Ilustración 2. Precio Ponderado de gas natural en el mercado primario. Fuente. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La información reportada por las empresas muestra que los contratos suscritos a partir de diciembre de 2025 presentan precios significativamente superiores frente a los contratos vigentes, incluso sin variaciones equivalentes en los costos operativos o en las condiciones técnicas del sistema.

Este fenómeno coincide con episodios identificados en los que algunos agentes con excedentes contractuales o capacidad disponible han realizado múltiples reventas de los mismos volúmenes a precios crecientes, generando márgenes de intermediación que no guardan relación con ningún costo real y que responden primordialmente a la estrechez coyuntural entre oferta y demanda.

Tales prácticas no solo encarecen el suministro, sino que afectan la señal económica sobre la cual se organizan los procesos de nominación, programación, cobertura contractual y abastecimiento de los agentes del mercado.

1.2.1. Mercado Mayorista de gas natural y definiciones

La Resolución CREG 102 015 de 2025, establece las reglas del mercado mayorista de gas natural donde define la comercialización de gas natural nacional e importado y las reglas de comercialización que debe tener el mercado secundario de gas natural.

La situación actual de abastecimiento hace necesario importar mayores cantidades de gas natural, razón por la cual las nuevas infraestructuras de importación deben adaptarse al registro de información del que actualmente gozan los campos nacionales.

Los campos nacionales tienen para su registro de información el Potencial de Producción (PP) que es aquella capacidad total que puede producir un campo cada día, la Producción Comprometida (PC) que es aquella producción que ya fue vendida a algún agente del mercado y el Potencial de Producción

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

Disponible para Venta (PTDV); y la suma de estos últimos dos debe ser igual al Potencial de Producción.

Paralelamente, durante el 2025 se ha inyectado por parte de SPEC 178 MPCD y se ha atendido parte de la demanda nacional con gas natural importado en un equivalente de 57 MPCD conforme a los datos del gestor del mercado, en parte debido a que el gas que se consume de las refinerías no ha sido puesto al mercado para que los otros sectores de la demanda puedan participar por este.

También se evidencia un aumento en la contratación del gas natural importado en el mercado primario a lo largo del año 2025 que empieza con 22 MPCD y ya llega a 65 MPCD, lo que muestra aún más la necesidad de que todo el gas comercializable pueda ser puesto a disposición de todos los agentes del mercado para que puedan competir por este.

Con base en lo anterior, es necesario que las nuevas infraestructuras de importación deben adaptarse al registro de información del que actualmente gozan los campos nacionales, y en ese sentido se propone establecer unas definiciones adicionales que sean aplicables a la importación de gas natural y por tal motivo se propone añadir nuevas como el Potencial de Importación (PI) de alguna infraestructura y la Capacidad de importación Comprometida (CIC), la cual se entendería como la capacidad de importación que ya fue vendida a algún agente del mercado. La suma de la CIC con la Capacidad de Importación Disponible para la Venta (CIDV) debería ser igual al PI.

Ante las actualizaciones realizadas en las definiciones respecto al gas natural importado, también es necesario modificar el artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 que establece las condiciones del potencial de importación, a fin de incorporar nuevas definiciones

Tratando el tema de producción comprometida, existen productores y productores comercializadores que tienen a su propiedad o participación de refinerías para la producción de combustibles líquidos. El artículo 41 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 indica que los productores-comercializadores deben registrar ante el Gestor del Mercado los consumos propios que sean destinados a las refinerías. Sin embargo, la oferta para la atención de estos consumos está exenta de realizar un proceso de comercialización competitivo. Se estima que se podrían presentar excedentes de la oferta dirigida a las refinerías, y que estos podrían ser aprovechados por los otros sectores de la demanda como el residencial, comercial, GNCV e industrial.

Conforme a los datos del Gestor del Mercado de Gas Natural, las refinerías han mantenido un consumo cercano a los 135 MPCD que es un equivalente aproximado al 18% de la demanda nacional sin contar la generación termoeléctrica, lo que lo convierte en un consumidor relevante del Gas Natural.

Paralelamente, durante el 2025 se ha inyectado por parte de SPEC 178 MPCD y se ha atendido parte de la demanda nacional con gas natural importado en un equivalente de 57 MPCD conforme a los datos del gestor del mercado, en parte debido a que el gas que se consume de las refinerías no ha sido puesto al mercado para que los otros sectores de la demanda puedan participar por este.

También se evidencia un aumento en la contratación del gas natural importado en el mercado primario a lo largo del año 2025 que empieza con 22 MPCD y ya llega a 65 MPCD, lo que muestra aún más la necesidad de que todo el gas comercializable pueda ser puesto a disposición de todos los agentes del mercado para que puedan competir por este.

[OBJ]

*Ilustración 3: Cantidad contratada de gas en el mercado primario.
Fuente. Gestor del Mercado de Gas Natural*

Desde el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 donde establece que los regímenes tarifarios deben ser el de mercados competitivos, se debe incentivar a que todos los sectores que consumen gas natural participen en procesos competitivos para la compra de este combustible a los productores y productores comercializadores.

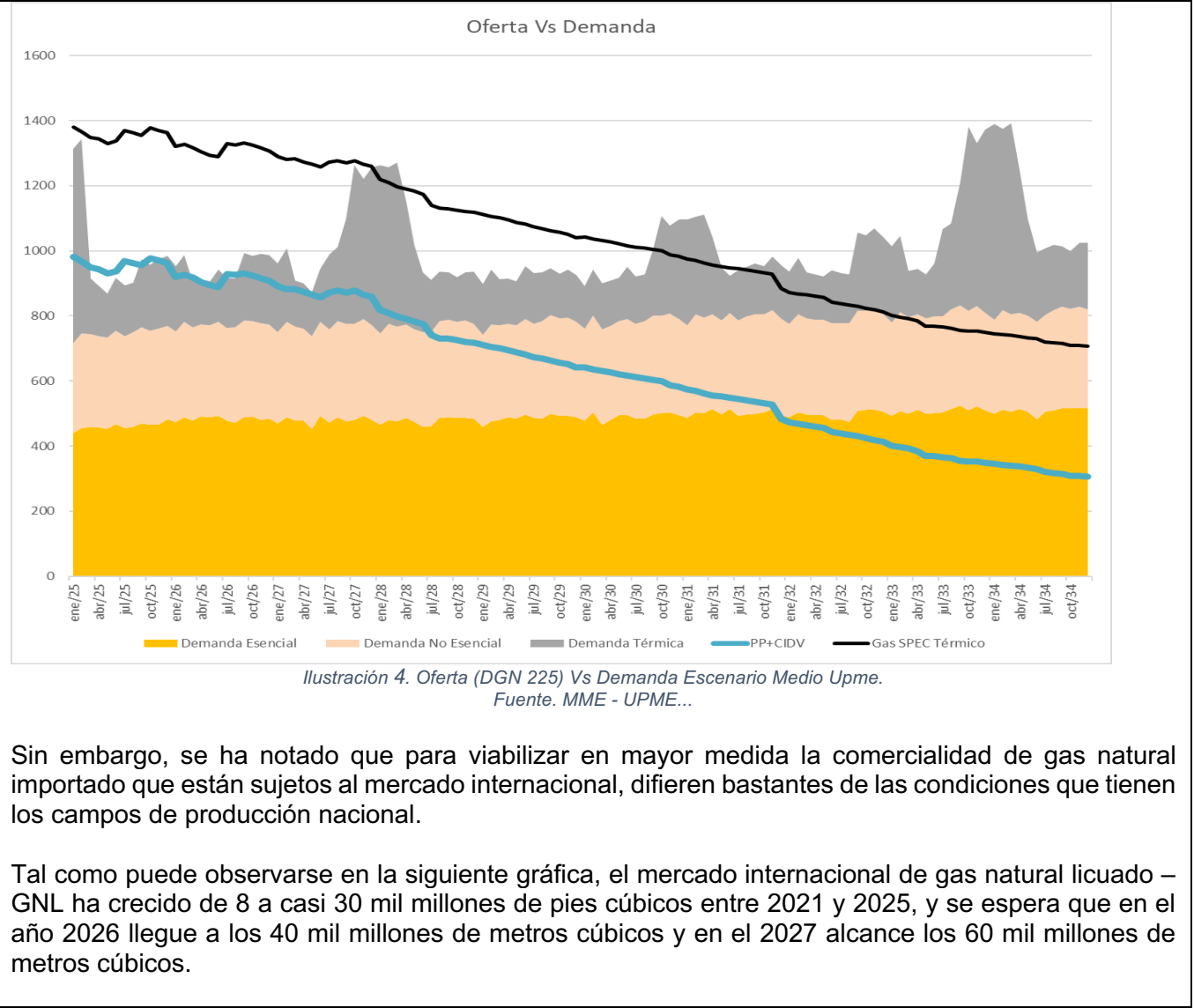
Por lo anterior, se debe determinar que el gas natural que se consume por parte de las refinerías no hace parte de consumos propios que debe ser declarado como PTDV para que, sea adquirido por parte de las refinerías conforme las reglas de comercialización mayorista de gas natural.

Adicionalmente, según la información publicada en la Circular CREG 195 de 2025 muestra, como se han comportado las iteraciones en el mercado secundario de gas natural y los márgenes de intermediación que han tenido algunas de estas transacciones que han llegado a ser superiores al 200% en distintas ocasiones. Ante la situación estrecha, entre oferta y demanda de gas natural, y la necesidad de evitar la eventual especulación de agentes en el mercado secundario que altere las cifras y se generen condiciones de mercado que no corresponden a la realidad con la que se obtiene el hidrocarburo.

Por este motivo, se requiere que la CREG evalúe si es necesaria la intervención del mercado secundario de gas natural con base en los análisis que está realizando; y por tal razón, determinar si se debe cambiar la condición de libertad que tiene el mercado secundario conforme la definición existente en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

El Decreto 1467 de 2024 adicionó el artículo 2.2.2.2.45 al Decreto 1073 de 2015 para establecer las condiciones comerciales de las fuentes que no tienen reservas probadas y las nuevas infraestructuras de importación. Dentro de estas condiciones se estableció que deben cumplir con los requisitos mínimos que establece la regulación vigente, la cual se determina en el capítulo II de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Se observa conforme a las proyecciones de demanda de la UPME y el potencial de producción que ha sido declarado ante el Ministerio de Minas y Energía, la necesidad de aumentar la cantidad de proyectos de importación.



Sin embargo, se ha notado que para viabilizar en mayor medida la comercialidad de gas natural importado que están sujetos al mercado internacional, difieren bastantes de las condiciones que tienen los campos de producción nacional.

Tal como puede observarse en la siguiente gráfica, el mercado internacional de gas natural licuado – GNL ha crecido de 8 a casi 30 mil millones de pies cúbicos entre 2021 y 2025, y se espera que en el año 2026 llegue a los 40 mil millones de metros cúbicos y en el 2027 alcance los 60 mil millones de metros cúbicos.

Y-o-y change in bcm

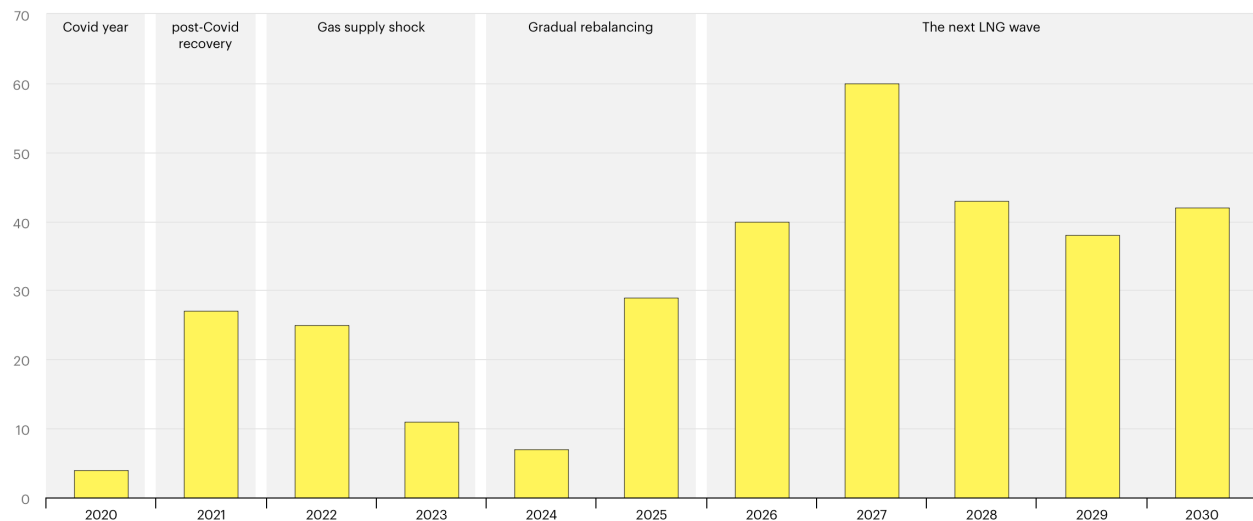


Ilustración 5: Exportaciones mundiales de GNL.

Fuente: Resumen ejecutivo del mercado internacional de Gas Natural 2025, Agencia Internacional de la energía [Executive summary – Gas 2025 – Analysis - IEA](#)

Dados los grandes volúmenes de GNL existente en el mercado internacional, es necesario adaptar la regulación nacional vigente para que los usuarios colombianos puedan ser beneficiados con las condiciones existentes en ese mercado. Por lo tanto, se deben eliminar las restricciones que establece la regulación para los nuevos proyectos de GNL importado, con el fin de incentivar la construcción y operación de infraestructura y la compra de este por parte de los distribuidores que atienden a la demanda nacional.

1.2.2. Mercado Secundario de gas natural:

El mercado secundario, cuyo propósito original es facilitar ajustes operativos y mejorar la eficiencia en la utilización de los volúmenes contratados, ha evolucionado en condiciones de estrechez hacia un espacio donde algunos agentes pueden ejercer una influencia determinante en la formación de precios, aprovechando situaciones de escasez relativa para obtener beneficios extraordinarios.

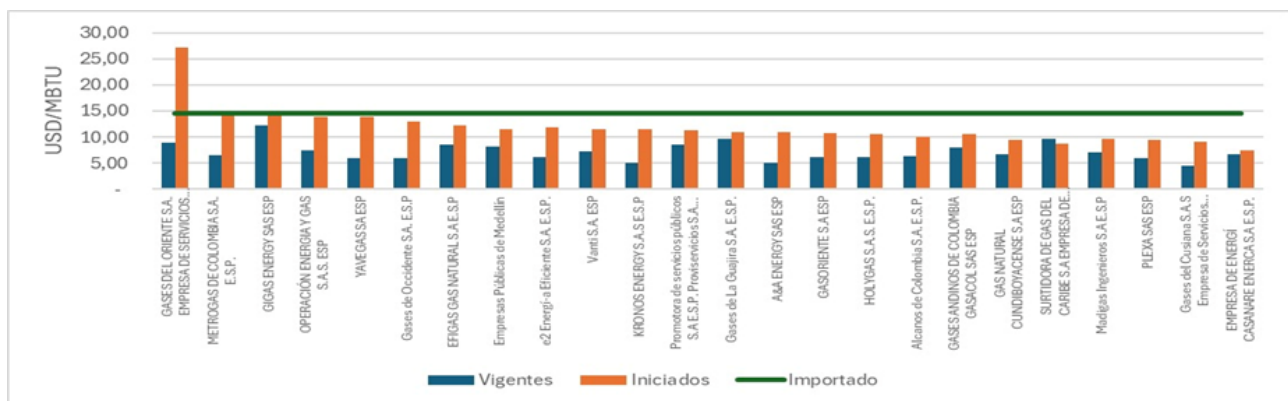


Ilustración 6. Precios Mercado Secundario de gas natural. Fuente. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La reventa sucesiva de los mismos volúmenes, la sobrecontratación con fines de arbitraje y la fijación de precios que superan ampliamente el valor del contrato original, sin proporcionalidad con los costos marginales de producción o de importación, constituyen elementos que, de mantenerse sin intervención, comprometen la competencia, trasladan costos injustificados a los usuarios finales y pueden configurar riesgos concretos de abuso de posición dominante o explotación de la escasez, asunto que corresponde evaluar y prevenir preventivamente en cumplimiento del Decreto 1074 de 2015 y de la obligación del Estado de preservar la libre competencia económica.

El mercado secundario fue concebido como un mecanismo complementario destinado exclusivamente a optimizar la utilización de los volúmenes ya contratados en el mercado primario, permitiendo a los agentes ajustar su cobertura en el corto plazo ante desbalances operativos puntuales, variaciones internas de su demanda o requerimientos logísticos por indisponibilidades transitorias. Su función original era servir como herramienta de eficiencia y flexibilidad, nunca como un espacio de abastecimiento estructural ni como un punto principal de atención de la demanda.

Sin embargo, la reducción progresiva de la oferta nacional y las mayores presiones sobre el balance han llevado a que, en la práctica, el mercado secundario se convierta en fuente recurrente de respaldo para cubrir necesidades de consumo que antes se aseguraban mediante contratos firmes. Esta transformación lo ha desnaturalizado y lo ha convertido en una instancia donde se transa gas esencial para usuarios finales bajo condiciones de escasez, lo que incrementa el riesgo de fijaciones de precio alejadas de los costos reales del suministro y refuerza la necesidad de adoptar medidas de política pública que permitan corregir esta desviación respecto de su propósito original.

Debe enfatizarse que el diseño institucional del sector asigna al Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, la responsabilidad de velar por el abastecimiento y la confiabilidad del gas combustible, en cumplimiento de lo dispuesto en la Constitución Política (artículos 365 y 370), la Ley 142 de 1994 y la Ley 2128 de 2021. Dicho mandato implica intervenir cuando existan fallas de mercado, distorsiones en precios o prácticas que afecten la prestación eficiente del servicio.

La CREG, por su parte, ha señalado en la Resolución 102 015 de 2025 que el mercado secundario requiere ajustes para evitar que la flexibilidad operativa se convierta en un espacio que incentive comportamientos ineficientes o contrarios al bienestar del usuario.

La SSPD, en sus más recientes informes, ha recomendado establecer límites a los precios de la molécula, restringir la reventa excesiva de volúmenes y fortalecer los mecanismos de control del Gestor del Mercado.

En virtud de este marco y de la evidencia empírica recopilada, el proyecto de decreto propone establecer límites concretos y proporcionales a los precios de las transacciones del mercado secundario mientras persista la estrechez estructural del sistema, entendida como la condición donde el potencial de producción nacional es inferior a 1,15 veces la demanda del país. Este umbral se fundamenta en análisis técnicos elaborados por el Ministerio, que demuestran que por debajo de dicha relación oferta–demanda se incrementan exponencialmente los incentivos para la especulación y la captura de rentas por parte de agentes con excedentes contractuales.

El límite propuesto, definido como el precio contractual más un margen financiero razonable equivalente a la DTF a 90 días y 100 puntos básicos, garantiza que los agentes puedan recuperar

costos asociados a riesgos y liquidez, sin permitir que se generen márgenes excesivos derivados de la escasez física.

Adicionalmente, el proyecto establece la facultad de la CREG para limitar el número máximo de veces que un mismo volumen puede ser revendido en el mercado secundario, con el fin de evitar la circulación artificiosa de excedentes que incrementa el precio marginal y distorsiona la señal de eficiencia.

Por todo lo anterior, la intervención propuesta es necesaria para restablecer condiciones de transparencia, competencia y eficiencia en el mercado de gas natural, y cumple con los principios de razonabilidad, proporcionalidad e idoneidad exigidos por el Decreto 1074 de 2015 y por el régimen de protección a la competencia. Las medidas no eliminan la flexibilidad del mercado secundario, pero sí garantizan que dicha flexibilidad no se utilice para obtener ventajas injustificadas en detrimento del usuario final.

El proyecto responde a un problema real, documentado por las entidades del sector, y se ajusta al mandato constitucional y legal de asegurar el abastecimiento, estabilizar costos, evitar fallas de mercado y proteger la prestación eficiente del servicio público de gas combustible. En consecuencia, se considera plenamente justificada su adopción como medida de política pública para garantizar la seguridad energética, la estabilidad tarifaria y el interés general del país.

1.2.3. Precio de los contratos con interrupciones:

El suministro de gas mediante contratos está definido en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, el cual establece los lineamientos sobre dos (2) modalidades a saber:

“Contrato Firme o que Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico.

Contrato Interrumpible o que no Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente no asume compromiso de continuidad del servicio de suministro de un volumen máximo de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato.”

La anterior definición pone de manifiesto que la diferencia sustancial entre los dos tipos de contrato de suministro radica en la responsabilidad -trasladadas al vendedor como riesgos comerciales- de mantener una entrega constante cuando hay un contrato en firme, sólo con excepción del tiempo pactado para mantenimiento y labores programadas. En contraposición con la modalidad con interrupciones, en donde las partes acuerdan condiciones adicionales a las mencionadas, en las cuáles el suministro se puede suspender.

La CREG, dentro de sus competencias de regular el mercado mayorista establecidas en el artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015 (Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV

y de las CIDV) profundizó sobre las condiciones de los contratos con interrupciones de la siguiente manera en el artículo 3 de la Resolución CREG 102 015 de 2025¹:

“Contrato de suministro con interrupciones, (CI): contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad diaria en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural durante el periodo contratado. El contrato se considera firme o que garantiza firmeza y que cuenta con Respaldo Físico en un día de gas, cuando se cumple con lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución.”. (subrayado fuera del texto original)

Esta definición dentro de la reglamentación del mercado mayorista de gas natural pone de manifiesto que lo definido entre las partes (como lo menciona el Decreto 1073 de 2015) está enmarcado en una condición diaria, es decir, que la obligación del vendedor con el comprador sólo es exigible cuando el día anterior al día de la entrega se confirma en la autorización de las cantidades solicitadas (nominadas) por el comprador.

La conclusión de este análisis es que los riesgos contractuales que la modalidad con interrupciones traslada al vendedor son mínimas en comparación con relación a lo que debe asumir para los casos en que debe garantizar firmeza, que están establecidos en la misma Resolución CREG 102 105 de 2025 en el Capítulo II (Requisitos mínimos de los contratos de suministro), puntualmente en los artículos 13 (Incumplimiento) y 14 (Compensaciones).

Desde el punto de vista comercial, un productor/comercializador que se compromete a ofrecer cantidades de gas en firme de acuerdo con los criterios de la Resolución CREG 102 015 de 2025, debe plantear coberturas ante la posibilidad de incumplimiento; lo cual deriva usualmente en pólizas, garantías, y una disponibilidad operativa en la producción que tiene un costo que finalmente termina trasladado al comprador, y se materializa en un “producto” de mayores prestaciones y especificaciones.

Lo anterior, en el sector de gas significa que un distribuidor/comercializador que atiende su demanda (residencial, comercial, GNCV o industria) o un comercializador que atiende demanda no regulada (en especial grandes industrias) puede -a través de contratos de garantizan firmeza- ofrecer una mayor estabilidad en el suministro, compromisos de tarifa a largo plazo y condiciones que permiten a los usuarios mantener la confianza en el servicio, y en un combustible que permite estándares elevados en cuanto a la disminución de emisiones y procesos más limpios. No tiene por tanto sentido -desde el punto de vista del costo/beneficio- que el suministro del gas con interrupciones tenga un precio comparable al del suministro de gas que garantiza firmeza.

Ahora bien, es importante analizar la evolución y comportamiento del precio de los contratos con interrupciones y su correlación con el potencial de producción.

¹ Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural.

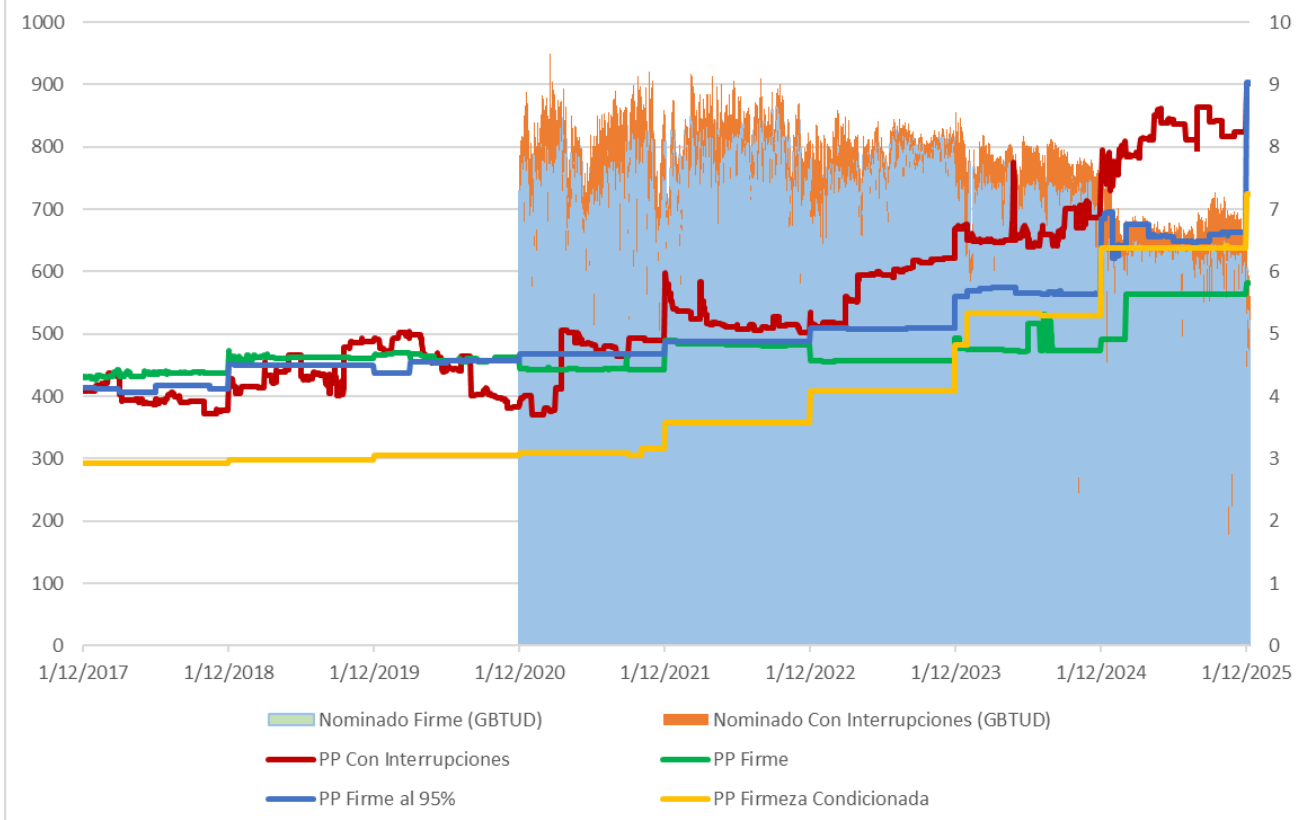


Ilustración 7. Precio Promedio Contratos vs Nominación. Fuente: Construida a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

En la Ilustración 7 se puede observar cómo la tendencia de los precios promedio de los contratos con interrupciones ha estado fluctuando de forma constante alrededor de los precios promedio de gas natural en condiciones de firmeza hasta que en el inicio del año gas del 1 de diciembre de 2022 la tendencia cambió haciendo que los valores se incrementaran en una pendiente mayor; lo anterior comportándose de manera inversa a la utilización (nominaciones) del gas natural por parte de la demanda; notándose un impacto superior en el años gas que inició el 1 de diciembre de 2024 al 30 de noviembre de 2025.

Esta tendencia tiene la potencialidad de seguir incrementándose de no tomar las medidas necesarias y tener control sobre este tipo de producto contractual en un entorno de estrechez en la oferta de gas natural.

1.2.4. Contrato Firme Sujeto a condiciones:

El Contrato Firme Sujeto a Condiciones establece que la principal condición para que se convierta en un contrato firme es la declaración de comercialidad de un campo de producción o la puesta en servicio de la infraestructura de importación.

Sin embargo, en el caso de los campos de producción hay una diferencia temporal entre la declaración de comercialidad y la declaración de reservas probadas debido a que una va primero que la otra.

La declaración de reservas son las que habilitan el respaldo físico y por ende las entregas del gas natural a los compradores por parte de los vendedores al momento de ejecutar un contrato que garantiza firmeza conforme a las disposiciones de la regulación vigente en el decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 102 015 de 2025.

La declaración de comercialidad corresponde a la comunicación formal ante la ANH, por parte del operador, en la que se declara que el descubrimiento es un campo comercial y se asume un compromiso para su desarrollo

La certificación de reservas requiere, entre otros hitos, de la aprobación de los permisos ambientales requeridos para la operación o la certeza razonable de obtenerlos. Esto lo plantean las directrices PRMS adoptadas por la SEC y ANH, que son acogidas por los procedimientos internos de Ecopetrol

Por este motivo un campo de producción con reservas probadas si puede ejecutar un contrato firme a diferencia de un campo que solo cuente con declaración de comercialidad, pero no con reservas probadas.

Por este motivo, se considera pertinente que el contrato firme sujeto a condiciones se ejecute sujeto a su declaración de reservas y comercialidad, mas no a su declaración de comercialidad.

1.2.5. Regulación para Estaciones de Servicio de GNCV:

De igual manera que las Estaciones de Servicio de Gasolina Motor Corriente tienen distintos regímenes de Libertad Vigilada o Libertad Regulada conforme a la Resolución MME 181254 de 2012 y que está sujeto a modificación con la Resolución CREG 704 001 de 2023 que se encuentra en consulta de la ciudadanía.

Como lo indica la siguiente gráfica, los precios por metro cúbico que ha tenido el Gas Natural Vehicular en las Estaciones de Servicio ha incrementado desde los \$1.700 a los \$2.900 COP/m³, lo que significa un incremento del 70%.

Con el fin de corregir distorsiones del mercado, posiciones dominantes y mejorar la competitividad de los usuarios activos del GNCV; se insta a la CREG a evaluar si las EDS que prestan el servicio a usuarios de gas natural comprimido vehicular deben tener regímenes similares que los de Gasolina Motor Corriente o ACPM.

1.2.6. Biogás y Biometano:

El biogás y el biometano se producen a partir de corrientes de residuos y biomasa residual cuya gestión involucra competencias de distintos sectores de la administración pública, particularmente aquellos asociados a vivienda y saneamiento básico, ambiente y agricultura. Esta naturaleza intersectorial del origen del recurso ha sido ampliamente documentada tanto en ejercicios de planeación nacional como en experiencias internacionales de política pública sobre bioenergía y economía circular, en las cuales se reconoce la necesidad de una articulación explícita con el sector energético para habilitar su aprovechamiento de forma segura y eficiente (UPME, 2021; PIBE Pacífico, 2025; Hoja de Ruta del Biogás – España).

De manera complementaria a las medidas orientadas a corregir distorsiones del mercado y mejorar la formación de precios, el país requiere ampliar el conjunto de alternativas de oferta que contribuyan a la confiabilidad del abastecimiento, especialmente para la atención de la demanda esencial. En este contexto, el biogás y el biometano constituyen energéticos de origen renovable producidos a partir de biomasa residual y corrientes de residuos orgánicos, con potencial para aportar oferta local, distribuida y territorial, reducir las emisiones de metano y disminuir la dependencia relativa de fuentes externas en escenarios de estrechez, sin desnaturalizar el régimen del servicio público de gas combustible.

Desde la perspectiva del sector minero-energético, la utilización del biogás y del biometano como solución energética —ya sea para la sustitución de leña en la cocción de alimentos, la generación de energía eléctrica o, en el caso del biometano, para usos térmicos, vehiculares o su mezcla e inyección en redes de gas combustible— exige la definición de condiciones habilitantes y lineamientos técnicos sectoriales en materias propias del servicio energético. Entre estos se incluyen, de manera no exhaustiva, criterios de seguridad industrial, medición, trazabilidad, calidad energética y compatibilidad con la infraestructura existente, aspectos que forman parte del núcleo regulatorio del sector de gas combustible y que no pueden ser abordados exclusivamente desde la gestión de residuos.

Los análisis técnicos realizados en el marco del Plan Indicativo de Bioenergía de la Región Pacífico destacan que, si bien existe un marco regulatorio inicial para el biogás y el biometano —en particular la Resolución CREG 240 de 2016—, resulta pertinente ampliar y actualizar dicha regulación en lo relativo a las especificaciones técnicas de calidad del biometano, con el fin de armonizarla progresivamente con referentes internacionales consolidados, como los desarrollados en Europa y Brasil (UPME, 2025).

En paralelo, los estudios de potencial energético de la biomasa desarrollados por la UPME evidencian que Colombia cuenta con una base significativa de recursos para la producción de biogás y biometano a partir de residuos agrícolas, pecuarios y sólidos orgánicos urbanos. De acuerdo con el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa y sus anexos metodológicos, el aprovechamiento energético de estos residuos permitiría transformar pasivos ambientales en oferta energética local y distribuida, reduciendo emisiones de metano y fortaleciendo la seguridad energética territorial, especialmente en zonas rurales y regiones con limitaciones de cobertura energética convencional (UPME, Anexos D y E).

Además, los agentes del mercado de gas han manifestado de manera expresa su interés en el desarrollo del biometano como complemento a la oferta nacional de gas combustible. En particular, el gremio Naturgas, mediante derecho de petición radicado ante el Ministerio de Minas y Energía (No. 1-2025-062992), señaló que la masificación del biometano permitiría incorporar gas renovable a la oferta nacional y aprovechar la infraestructura existente sin requerir inversiones adicionales significativas, dado que el biometano posee características equivalentes al gas natural.

En este sentido, los agentes del mercado de gas combustible —en especial los distribuidores y, cuando se aplica, los transportadores y comercializadores— resultan destinatarios directos del marco habilitante propuesto, en la medida en que la eventual inyección, mezcla o uso directo del biometano se realiza sobre infraestructura del servicio público y exige reglas claras de compatibilidad técnica, seguridad industrial, protección del usuario, medición y trazabilidad, materias propias del ámbito de competencia del sector minero-energético.

1.2.6.1. Necesidades de lineamientos sectoriales para habilitar usos energéticos del Biogás y el Biometano:

El biogás y el biometano se producen a partir de corrientes de residuos y biomasa residual cuya gestión involucra competencias de distintos sectores de la administración pública, particularmente los asociados a vivienda, saneamiento básico, ambiente y agricultura. La evidencia técnica internacional y regional muestra que, cuando estos gases se destinan a usos energéticos, su aprovechamiento requiere una articulación expresa con el sector energético, a fin de garantizar condiciones adecuadas de calidad energética, seguridad y confiabilidad del suministro.

Experiencias comparadas, como la Hoja de Ruta del Biogás del Reino de España² y el sistema de estandarización del biogás en China³, demuestran que la masificación del biogás y del biometano como energéticos solo ha sido posible cuando existen lineamientos sectoriales claros en materia de calidad del gas, seguridad industrial, medición, trazabilidad y compatibilidad con la infraestructura energética existente, sin perjuicio de los controles ambientales aplicables.

En particular, el Real Decreto 376/2022 del Reino de España establece que la inyección, mezcla o uso de gases renovables en redes de gas requiere marcos habilitantes previos que permitan acreditar el origen renovable, asegurar la calidad del energético y proteger a los usuarios finales, constituyéndose estos elementos en prerequisites para el desarrollo posterior de instrumentos regulatorios y de mercado.

Desde la perspectiva del sector energético, la utilización del biogás y el biometano como solución energética —ya sea para la sustitución de leña en la cocción de alimentos, la generación de energía eléctrica, o el uso del biometano con usos térmicos, vehiculares o su mezcla e inyección en redes de gas combustible— exige la definición de condiciones habilitantes y lineamientos técnicos sectoriales en materias propias del servicio y de la operación energética, tales como seguridad industrial, medición, trazabilidad, criterios de calidad energética y compatibilidad con la infraestructura existente. Estos aspectos han sido identificados de manera consistente en estudios técnicos regionales sobre el estado de la biodigestión en América Latina y el potencial de los biocombustibles de segunda generación, como factores críticos para evitar riesgos operativos y garantizar la sostenibilidad de los proyectos.

Las condiciones de estos lineamientos por parte del Ministerio de Minas y Energía tienen como finalidad asegurar la protección del usuario final, la confiabilidad del suministro y la operación segura del sistema energético, sin perjuicio de las competencias que corresponden a las autoridades ambientales en materia de permisos, control de emisiones, vertimientos y demás instrumentos de gestión ambiental.

² [Vicepresidencia Tercera del Gobierno de España & Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico \(MITECO\). \(2022\). Hoja de Ruta del Biogás \(V.6\). Gobierno de España. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novidades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novidades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)

³ [Wang, X., Yan, R., Zhao, Y., Cheng, S., Han, Y., Yang, S., Cai, D., Mang, H.-P., & Li, Z. \(2020\). Biogas standard system in China. *Renewable Energy*, 157, 1265–1273. https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.064](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.064)

En el caso colombiano, documentos técnicos elaborados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), como el Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico), su análisis preliminar y el informe - Oportunidades del Biogás y el Biometano-, evidencian que el país genera anualmente más de catorce (14) millones de toneladas de residuos sólidos municipales, de los cuales, una proporción significativa corresponde a fracciones orgánicas con potencial de valorización energética. Sin embargo, una parte relevante de estos residuos continúa siendo dispuesto en rellenos sanitarios o botaderos a cielo abierto, incrementando la liberación de metano y desaprovechando su potencial energético, en parte por la ausencia de marcos sectoriales claros que habiliten su uso energético de manera segura y ordenada.

En consecuencia, los artículos propuestos sobre biogás y biometano se justifican como medidas de política pública complementarias, en tanto: (i) habilitan un marco general para que el Ministerio de Minas y Energía defina mediante resolución condiciones técnicas de calidad, seguridad, medición y trazabilidad; (ii) permiten articular el aprovechamiento energético con la gestión sostenible de residuos en el marco del Programa Basura Cero; (iii) facilitar la integración del biometano a la infraestructura de gas combustible cuando sea técnicamente viable; y (iv) fortalecer la planeación sectorial al incorporar estas fuentes en los instrumentos de la UPME y en los sistemas de información sectoriales, preservando la protección del usuario final y la seguridad operativa del sistema.

Estas disposiciones no sustituyen las obligaciones de confiabilidad, ni desnaturalizan el régimen del servicio público de gas combustible; por el contrario, habilitarán una alternativa complementaria y progresiva para contribuir a la seguridad energética territorial y la reducción de riesgos de abastecimiento, bajo reglas técnicas verificables y coordinación interinstitucional.

1.2.6.2. Finalidad de la habilitación para la inyección, mezcla o uso directo del biometano

La habilitación para la inyección, mezcla o uso directo del biometano en la infraestructura de gas combustible responde a objetivo de política pública orientados a fortalecer la seguridad energética, la eficiencia del sistema y la transición hacia fuentes más limpias, sin desnaturalizar el régimen del servicio público domiciliario de gas combustible.

Esta aproximación es consistente con las buenas prácticas regulatorias internacionales, particularmente con la experiencia del Reino de España, donde el Real Decreto 376/2022 establece un marco normativo específico para los gases renovables, reconociendo al biogás y al biometano como energéticos aptos para su integración en los sistemas de gas, bajo condiciones de sostenibilidad, trazabilidad, calidad y seguridad, y mediante la implementación de sistemas de garantías de origen que acreditan su carácter renovable

En particular, dicha habilitación tiene como finalidades:

- Contribuir a la seguridad y diversificación del abastecimiento de gas combustible, mediante la incorporación progresiva de fuentes renovables de origen orgánico que complementan la oferta convencional, sin sustituirla ni comprometer la confiabilidad del sistema.
- Aprovechar energéticamente corrientes de residuos y biomasa residual, reduciendo prácticas ineficientes como la quema en antorcha o la disposición final sin valorización energética, en concordancia con los principios de economía circular y transición energética justa.

- Facilitar la sustitución progresiva de combustibles más contaminantes, especialmente en usos térmicos, vehiculares y en la cocción de alimentos, garantizando que dicha sustitución se realice bajo condiciones de seguridad, calidad y continuidad propias del servicio público de gas combustible.
- Permitir la integración ordenada del biometano a la infraestructura existente, asegurando la compatibilidad técnica con el Sistema Nacional de Transporte y las redes de distribución, la seguridad industrial, la protección de los usuarios y la trazabilidad del energético.
- Habilitar señales regulatorias de largo plazo que promuevan inversiones en proyectos de biogás y biometano, tanto a escala industrial como comunitaria y territorial, en articulación con los instrumentos de planeación energética del país.

En este sentido, el presente decreto no regula en detalle las condiciones técnicas de la inyección, mezcla o uso del biometano, sino que establece un marco habilitante sectorial, dejando el desarrollo técnico específico a resoluciones posteriores del Ministerio de Minas y Energía y los ajustes regulatorios que corresponden a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, conforme a sus competencias.

1.2.7. Justificación de las definiciones de biogás y biometano incorporadas al Decreto 1073 de 2015

Las definiciones de biogás, biometano y garantía de origen incorporadas al Decreto 1073 de 2015 se fundamentan en referentes técnicos y regulatorios ampliamente reconocidos a nivel internacional y nacional, con el fin de asegurar coherencia conceptual, alineación con buenas prácticas internacionales y seguridad jurídica para el desarrollo normativo posterior del sector.

En particular, se tomó como referencia principal el informe Outlook for Biogas and Biomethane de la Agencia Internacional de Energía (IEA), el cual constituye uno de los documentos técnicos más completos y actualizados a nivel global sobre producción, usos energéticos, estándares de calidad y rol sistémico del biogás y el biometano en la transición energética. Este documento define el biogás como el gas resultante de la digestión anaerobia de materia orgánica y el biometano como el producto de su depuración hasta alcanzar especificaciones equivalentes al gas natural, enfoque que ha sido adoptado por múltiples jurisdicciones.

Adicionalmente, se consideraron experiencias regulatorias comparadas, en especial el Real Decreto 376/2022 del Reino de España, que regula los criterios de sostenibilidad y el sistema de garantías de origen de los gases renovables, incluyendo biogás y biometano. Este instrumento resulta particularmente relevante por tratarse de una regulación sectorial aplicable a gases renovables integrados a la infraestructura de gas natural, y por definir de manera precisa la garantía de origen como un certificado de trazabilidad del carácter renovable del energético, sin confundirla con permisos ambientales o autorizaciones operativas.

En el ámbito nacional y territorial, las definiciones también se apoyan en los documentos técnicos del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE) y sus análisis complementarios elaborados con la UPME con del Ministerio de Minas y Energía, los cuales contextualizan el uso del biogás y el biometano en escenarios comunitarios, rurales y regionales, y resaltan la necesidad de contar con definiciones claras que permitan su incorporación ordenada a la planeación energética, a los sistemas de información y a los esquemas regulatorios del sector minero-energético.

Finalmente, se tuvo en cuenta el marco regulatorio colombiano existente, en particular la Resolución CREG 240 de 2016, que reconoce la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano, lo cual refuerza la necesidad de armonizar las definiciones del Decreto 1073 de 2015 con los desarrollos regulatorios vigentes y evitar ambigüedades conceptuales.

En conjunto, estas fuentes técnicas y normativas sustentan que las definiciones incorporadas no introducen conceptos nuevos o ajenos al ordenamiento, sino que precisan y sistematizan nociones ya utilizadas en la regulación, alineándolas con estándares internacionales y habilitando un desarrollo reglamentario posterior claro, gradual y jurídicamente sólido.

A continuación, explicación detallada de las definiciones incluidas en el proyecto decreto:

Aprovechamiento energético de residuos: La inclusión de esta definición en el Decreto 1073 de 2015 se justifica en la necesidad de armonizar el marco energético con los principios de economía circular y transición energética justa adoptados en la Ley 2294 de 2023 y desarrollados en el Decreto 670 de 2025 – Programa Basura Cero.

Desde la perspectiva del sector minero-energético, resulta indispensable precisar que el aprovechamiento energético de residuos constituye una actividad energética regulada cuando su finalidad es la producción de energía útil (eléctrica, térmica o gaseosa), diferenciándola de otros usos ambientales o de disposición final.

Esta definición permite delimitar el alcance de las competencias del Ministerio de Minas y Energía frente a otras autoridades sectoriales, habilitando la preparación posterior de lineamientos técnicos en materia de seguridad, medición y calidad energética, sin invadir competencias ambientales o de gestión de residuos.

Bioenergía: La definición de bioenergía se incorpora con el fin de alinear el Decreto 1073 de 2015 con los estándares internacionales adoptados por la Agencia Internacional de Energía (IEA)⁴ y con los instrumentos de planeación sectorial desarrollados por la UPME, en particular el Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE)⁵.

Su inclusión permite establecer un marco conceptual común para todos los vectores energéticos de origen biológico (sólidos, líquidos y gaseosos), facilitando la planeación, el seguimiento estadístico y la articulación de políticas públicas.

La exclusión expresa del hidrógeno y de los combustibles sintéticos evita solapamientos regulatorios con otros marcos normativos específicos, preservando la coherencia del decreto.

Biogás: La definición de biogás incorporada en el proyecto normativo se fundamenta en la definición adoptada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la Resolución CREG 240 de 2016, la

⁴ <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane>.

⁵ <https://www.upme.gov.co/simec/hidrocarburos/plan-indicativo-de-bioenergia/>

cual reconoce el biogás como una mezcla gaseosa producto de la digestión anaerobia de materia orgánica, con contenido predominante de metano y dióxido de carbono.

Su incorporación resulta necesaria para identificar de manera expresa este energético como una fuente renovable susceptible de uso energético, diferenciándolo de otras corrientes gaseosas no destinadas a fines energéticos, y habilitar su tratamiento regulatorio cuando se destina a la sustitución de leña, generación eléctrica u otros usos energéticos.

Esta definición es consistente con los lineamientos técnicos internacionales adoptados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y con los instrumentos de planeación sectorial desarrollados por la UPME, y permite al Ministerio de Minas y Energía definir posteriormente estándares técnicos y de seguridad, conforme a sus competencias.

Biometano: La definición de biometano se incorpora con el propósito de reconocer su naturaleza diferenciada frente al biogás, en la medida en que, tras procesos de depuración o mejoramiento, alcanza condiciones de calidad equivalentes a las del gas natural. Esta caracterización se encuentra alineada con la Resolución CREG 240 de 2016, que reconoce la posibilidad de clasificar el biometano dentro de la misma familia de gases combustibles que el gas natural.

La precisión conceptual resulta indispensable para habilitar su eventual inyección, mezcla o uso directo en infraestructuras de transporte y distribución de gas combustible, bajo criterios de calidad energética, seguridad industrial y trazabilidad, sin desnaturalizar el régimen del servicio público domiciliario de gas.

Asimismo, la definición permite armonizar la regulación nacional con prácticas internacionales ampliamente reconocidas, como las señaladas por la Agencia Internacional de Energía (IEA), y con los instrumentos de planeación energética de largo plazo del país.

Garantía de origen del biogás o del biometano: La incorporación de la definición de garantía de origen del biogás o del biometano responde a la necesidad de habilitar instrumentos de trazabilidad que permitan acreditar el origen renovable del energético cuando este sea utilizado con fines energéticos, tanto en forma de electricidad como de gas combustible.

Este tipo de instrumentos constituye un habilitador esencial para el seguimiento de metas de política pública asociadas a la transición energética, la economía circular y los compromisos climáticos, así como para el eventual desarrollo de esquemas de incentivos, mercados voluntarios o mecanismos regulatorios específicos, sin que ello implique la creación inmediata de dichos instrumentos.

La definición adoptada se encuentra alineada con estándares internacionales y experiencias regulatorias comparadas. En particular, toma como referencia el Real Decreto 376/2022 del Reino de España, que regula el sistema de garantías de origen de los gases renovables, así como los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones asociados, y que define la garantía de origen como un certificado que acredita que una determinada unidad de energía proviene de fuentes renovables.

De manera complementaria, la definición es coherente con los enfoques técnicos desarrollados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en el informe Outlook for Biogas and Biomethane, en el cual se destaca el papel de los sistemas de certificación para asegurar trazabilidad, unicidad y confianza en el desarrollo de mercados de biogás y biometano.

En consecuencia, la inclusión de esta definición en el presente decreto no crea ni regula el sistema de garantías de origen, sino que establece un marco conceptual habilitante que permite su eventual desarrollo posterior mediante actos administrativos específicos, dentro de las competencias del Ministerio de Minas y Energía y de las autoridades regulatorias correspondientes.

Proyectos de biogás y proyectos de biometano: Estas definiciones permiten delimitar el alcance de las actividades que componen la cadena de valor del biogás y del biometano, facilitando su incorporación en instrumentos de planeación, sistemas de información sectoriales y esquemas de seguimiento.

Su inclusión reconoce la diversidad de escalas (industrial, comunitaria y territorial) y evita interpretaciones restrictivas que limitan el desarrollo de soluciones energéticas locales.

Redes aisladas de bioenergía: La definición de redes aisladas de bioenergía responde a la necesidad de reconocer esquemas de distribución que no hacen parte del Sistema Nacional de Transporte, pero que cumplen funciones energéticas relevantes en contextos rurales y territoriales.

Esta definición habilita soluciones de abastecimiento local sin alterar el régimen general del transporte y distribución de gas, preservando la seguridad jurídica del sistema.

1.3. Análisis de mercado e impacto económico

1.3.1. Control al Mercado Secundario:

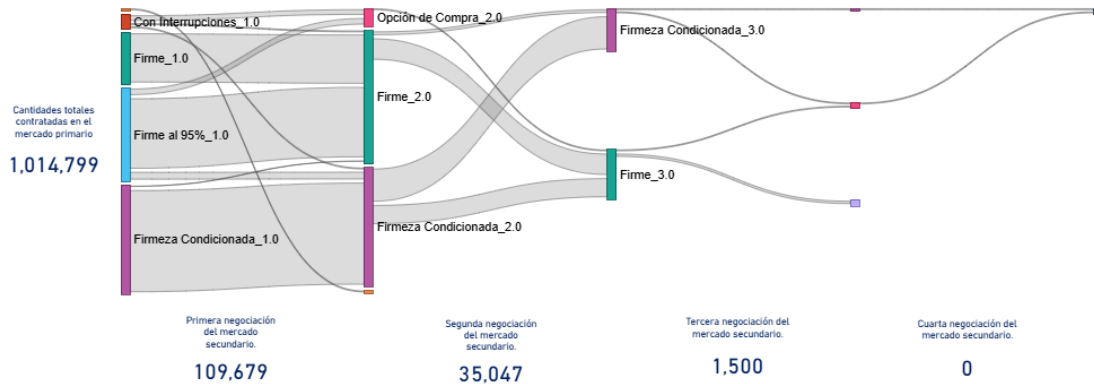
Para el análisis de impacto que puede tener la medida con relación a los contratos secundarios, se tomará como base lo siguiente:

- Cantidades de gas negociadas en el mercado secundario en promedio diario entre el 1 de diciembre y el 22 de diciembre de 2025.
- Diferencia de precio entre el promedio del gas con firmeza vigente en el mes de diciembre de 2025 (entre el 1 y el 22 de diciembre), y el precio promedio del gas en el mercado secundario negociado durante el mes de diciembre de 2025.

Cantidades de gas transadas en el mercado secundario:

CONTRATACIÓN Y NOMINACIÓN

Cantidad contratada (GBTUD)	Firmes (GBTUD)		Interrumpibles (GBTUD)	
610	0		610	
Cantidad nominada (GBTUD)		Generación (GBTUD)		GNVC (GBTUD)
		8		3
		Industria (GBTUD)		Residencial (GBTUD)
34		15		Otros (GBTUD)
				0

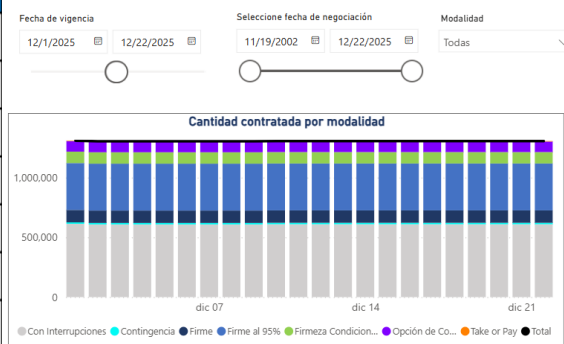


	Firme (GBTUD)	Con Interrupciones (GBTUD)	Total (GBTUD)
Primera Negociación	102.507	7.172	109.679
Segunda Negociación	35.047	0	35.047
Tercera Negociación	1.500	0	1.500

Ilustración 8. Cantidades negociadas promedio día en el mercado secundario del 1 al 22 de diciembre de 2025.
Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Para el análisis se utilizarán los valores de la primera y segunda negociación de contratos en firme por su representatividad; es decir 102,5 GBTUD y 35 GBTUD.

Modalidad	Precio USD/MBT	Cantidad (GBTU)
Con Interrupciones	8,08	609,714
Contingencia	6,42	12,395
Firme	5,8	103,723
Firme al 95%	8,7	392,386
Firmeza Condicionada	7,3	95,538
Opción de Compra	15,25	88,129
Take or Pay	8,32	4,165



PRECIOS DE CONTRATOS VIGENTES - MERCADO SECUNDARIO

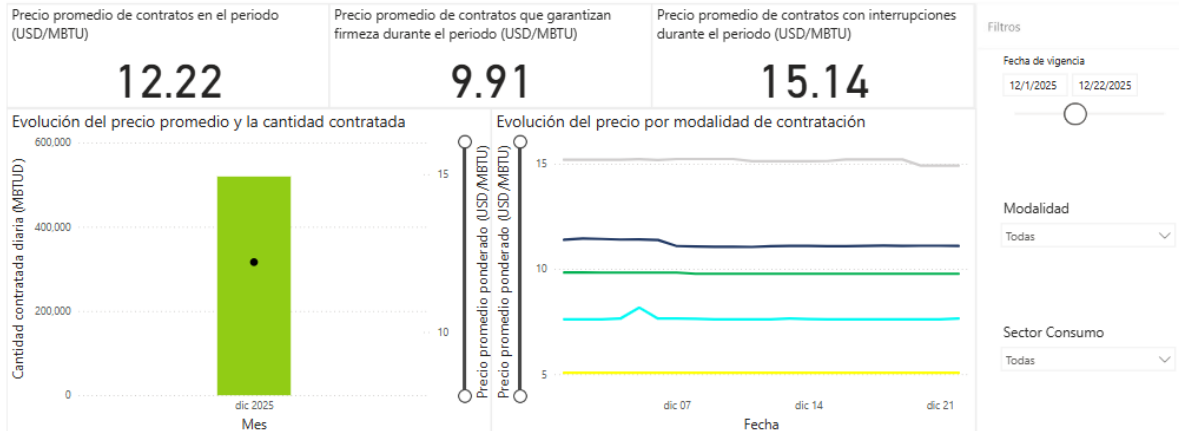


Ilustración 8. Precio Promedio ponderado en el mercado primario y en el mercado secundario del 1 al 22 de diciembre de 2025. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Para el análisis se usará el valor de 8,00 USD/MBTU, como precio promedio diario de gas con firmeza que aplica para las condiciones vigentes de los contratos que usan en el período de observación todos los sectores de consumo en el mercado primario.

Finalmente, se usará el valor de DTF a 90 días de 8,86% (dato para el 19 de diciembre de 2025⁶) sumando los cien puntos básicos para tener un margen de 9,86% en cada negociación. Con estos valores y las cantidades de gas negociado en promedio día en el mercado secundario en cada iteración, se calcula el costo total de gas negociado; valor que se compara con las mismas cantidades a las que se aplica el precio promedio del mercado secundario de 9,91 USD/MBTU.

Tabla 1. Comparación de costo de gas en el mercado secundario; base cantidades firmes de la primera y segunda iteración de negociaciones de contratos firmes. Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Datos del Gestor del Mercado de Gas Natural.

Iteración mercado secundario	Firme (MBTUD)	Precio Base (USD/MBTU)	Margen Propuesto (%)	Precio Propuesta (USD/MBTU)	Valor Transacciones (USD)
Primera Negociación	102.507	8,00	9,86%	8,79	900.914
Segunda Negociación	35.047	8,00	20,69%	9,66	338.392
					1.239.305
Iteración mercado secundario	Firme (MBTUD)			Precio Promedio Secundario Firme (USD/MBTU)	Valor Transacciones (USD)
Primera Negociación	102.507			9,91	1.015.844
Segunda Negociación	35.047			9,91	347.316
					1.363.160
					Diferencia Promedio Dia (USD) 123.855

En conclusión, el impacto en el mercado de gas natural de la medida en el mercado secundario se puede determinar de la siguiente forma:

- El impacto estimado diario se puede estimar en un orden de magnitud de 124.000 USD/día.

1.3.2. Precio de los contratos con interrupciones:

Para el análisis de impacto que puede tener la medida con relación a los contratos con interrupciones, se tomará como base lo siguiente:

- Cantidades de gas interrumpible nominado en promedio diario.
- Diferencia de precio entre el promedio del gas con firmeza vigente en el mes de diciembre de 2025 (entre el 1 y el 22 de diciembre), y el precio promedio del gas con interrupciones negociado durante el mes de diciembre de 2025.

Cantidades de gas con interrupciones:

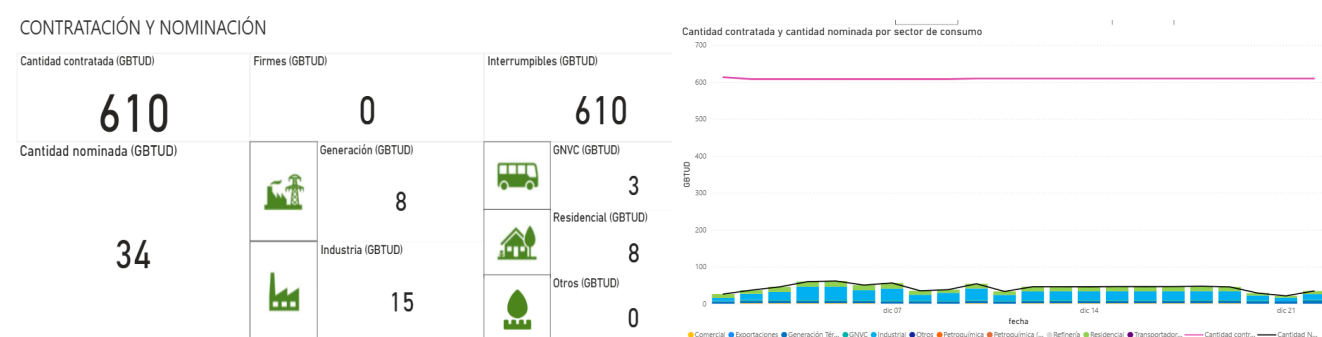


Ilustración 9. Precio Nominación autorizada del 1 al 22 de diciembre de 2025. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Para el análisis se utiliza el valor de 34 GBTUD como cantidades promedio diarias de gas con interrupciones que se usan por parte de todos los sectores de consumo.

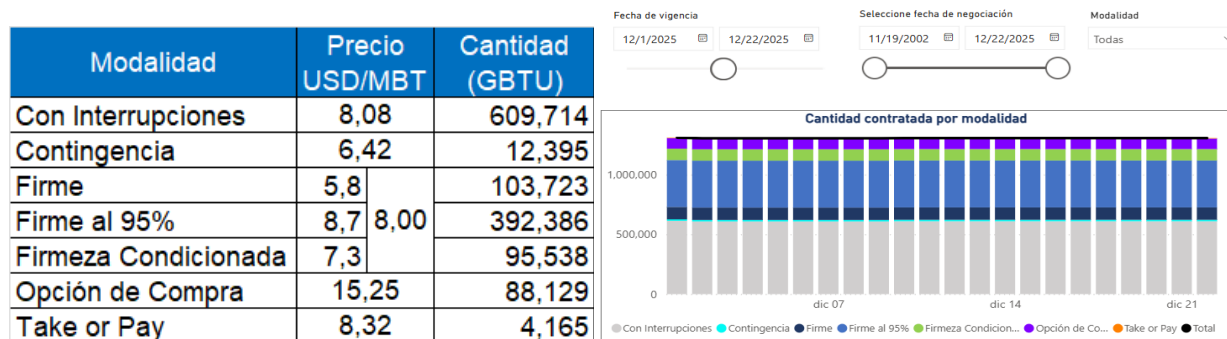
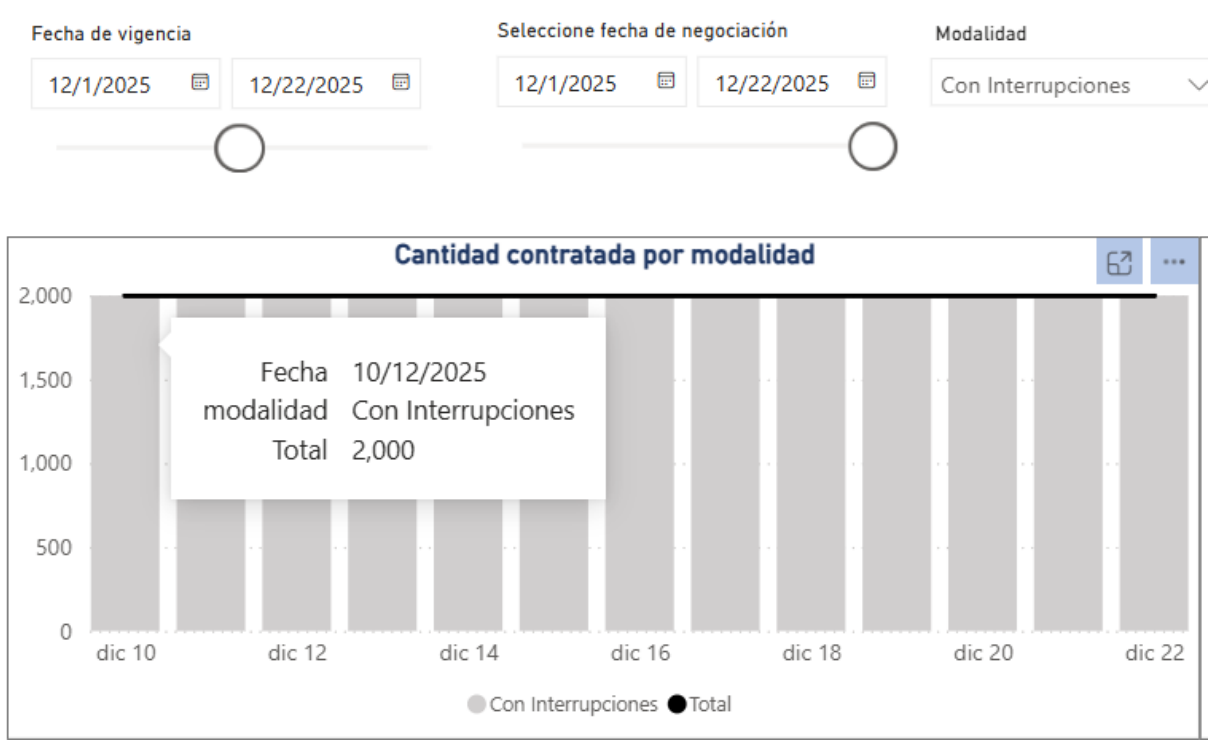


Ilustración 6. Precio Promedio y Cantidades contratadas por modalidad del 1 al 22 de diciembre de 2025. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

⁶ Fuente: Banco de la República

Para el análisis se usará el valor de 8,00 USD/MBTU, como precio promedio diario de gas con firmeza que aplica para las condiciones vigentes de los contratos que usan en el período de observación todos los sectores de consumo en el mercado primario.



Fecha	Modalidad	Precio USD/MBTU
13/12/2025	Con Interrupciones	11.50
14/12/2025	Con Interrupciones	11.50
15/12/2025	Con Interrupciones	11.50
16/12/2025	Con Interrupciones	11.50
17/12/2025	Con Interrupciones	11.50
18/12/2025	Con Interrupciones	11.50
19/12/2025	Con Interrupciones	11.50
20/12/2025	Con Interrupciones	11.50
21/12/2025	Con Interrupciones	11.50
22/12/2025	Con Interrupciones	11.50

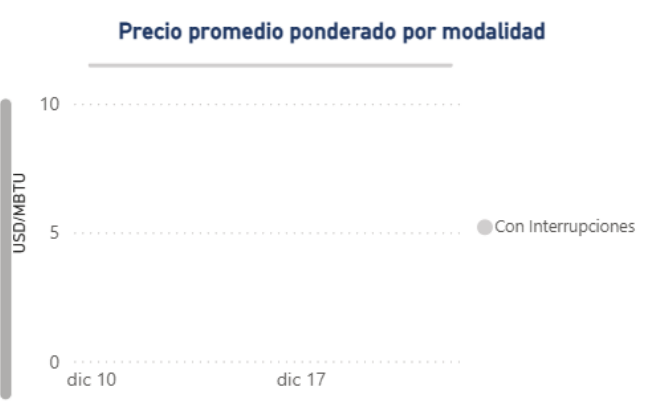


Ilustración 7. Precio Promedio y Cantidades negociadas con Interrupciones del 1 al 22 de diciembre de 2025.
Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Finalmente, se usará el valor de 11,50 USD/MBTU y 2 GBTUD (2.000 MBTUD) como precio y cantidades promedio diarias de gas con interrupciones que son impactados por la medida.

En conclusión, el impacto en el mercado de gas natural se puede determinar de la siguiente forma:

- Las cantidades negociadas de corto plazo en contratos con interrupciones ha sido de 2 GBTUD, lo cual es una cantidad menor a los 34 GBTUD que son nominados diariamente.
- La diferencia entre el precio promedio de los contratos con firmeza activos en el período de observación y las cantidades con interrupciones negociadas en el mismo período es de 3,50 USD/MBTU (11,50 – 8,00).
- El impacto estimado diario es de 7.000 USD/día por MBTUD transados (3,50 USD/MBTU * 2.000 MBTUD).

1.4. Análisis de abogacía de la competencia

Se realizó el análisis correspondiente conforme lo dispone la Superintendencia de Industria y Comercio, en atención a lo señalado en el Capítulo 30, Abogacía de la Competencia, del Decreto 1074 de 2015, reglamentario del artículo 7 de la Ley 1430 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 201

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El proyecto normativo aplica a las empresas de servicios públicos domiciliarios productores comercializadores, comercializadores, transportadores, distribuidores de gas natural y participantes del mercado energético mayorista.

En lo relativo a los artículos de biogás y biometano, el proyecto también resulta aplicable a los agentes, desarrolladores o titulares de proyectos que producen, acondicionen, almacenen, transportan, distribuyan, inyectan o utilizan biogás y/o biometano con fines energéticos, así como a las entidades públicas competentes que intervienen en su habilitación técnica, seguimiento de información y articulación intersectorial, en los términos que se desarrollan mediante resoluciones y actos administrativos posteriores.

Igualmente, el proyecto aplica a todas las personas naturales o jurídicas 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

La Oficina Asesora Jurídica, conforme a su competencia funcional, procede a presentar la información relacionada con este acápite, en los siguientes términos:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales, respecto de los cuales el Estado debe intervenir para garantizar su prestación continua, eficiente y con criterios de

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

solidaridad y redistribución del ingreso. Dicha intervención habilita la adopción de medidas regulatorias que permitan diversificar las fuentes de suministro, incluyendo el aprovechamiento energético del biogás y el biometano como sustitutos o complementos del gas natural convencional.

La Ley 1715 de 2014, modificada por la Ley 2099 de 2021, reconoce expresamente la biomasa y la energía derivada de residuos como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), y faculta al Ministerio de Minas y Energía para establecer los instrumentos regulatorios necesarios para su incorporación al sistema energético nacional.

En particular, el artículo 20 de la Ley 2099 de 2021 faculta al Ministerio de Minas y Energía para incentivar el desarrollo, investigación y uso de energías de origen orgánico o renovable, así como para expedir la regulación que permita su incorporación progresiva a la matriz energética nacional, mediante esquemas piloto, parámetros de calidad y lineamientos técnicos

Además, el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, dictará normas necesarias para garantizar el abastecimiento, la continuidad y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el territorio nacional, lo cual comprende la adopción de medidas orientadas a diversificar progresivamente las fuentes de suministro de gases de origen renovable, reduciendo la exposición a riesgos de desabastecimiento.

De conformidad con el artículo 2 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Ministerio de Minas y Energía, entre otras funciones: (i) formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional y eficiente de la energía y el desarrollo de fuentes alternas (numeral 4); (ii) formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos y de la totalidad de las fuentes energéticas del país (numeral 5); (iii) expedir los reglamentos del sector para las actividades de transporte, distribución, procesamiento y comercialización de energéticos, incluyendo biocombustibles (numeral 8); (iv) expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, así como sus usos y aplicaciones (numeral 9); y (v) adoptar los planes de expansión de cobertura y abastecimiento de gas combustible (numeral 14).

Así mismo, el Decreto 670 de 2025, por medio del cual se reglamenta el Programa Basura Cero, asignó expresamente al Ministerio de Minas y Energía competencias para definir lineamientos técnicos que habiliten el aprovechamiento energético del biogás, reglamentar el aprovechamiento de corrientes de residuos orgánicos con fines energéticos y articular la planeación energética con la gestión sostenible de residuos, en coordinación con los sectores ambiente, vivienda y agricultura.

Por lo anterior, y con base en las disposiciones constitucionales y legales señaladas, se concluye que el Ministerio de Minas y Energía es plenamente competente para expedir las medidas presentes proyecto normativo, en cuanto desarrolla de política pública orientadas a habilitar el biogás y el biometano como fuentes complementarias y estratégicas para el abastecimiento del servicio público domiciliario de gas combustible.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Decreto 381 de 2012: Publicado en el Diario Oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente el numeral 32 del artículo 2.

Ley 1715 de 2014: Publicada en el Diario Oficial 49.150 del 13 de mayo de 2014, modificada por la Ley 2099 de 2021, vigente y aplicable en lo relativo al reconocimiento de la biomasa y la energía de residuos como FNCER.

Ley 2099 de 2021: publicada en el Diario Oficial No. 51.731 del 10 de julio de 2021, vigente, especialmente el artículo 20.

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

Decreto 670 de 2025: Publicado en el Diario Oficial 53.153 del 18 de junio de 2025, vigente, en lo relativo a las competencias del Ministerio de Minas y Energía en el marco del Programa Basura Cero.

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

Con la expedición del proyecto de Decreto “Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015 Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar las medidas de política pública orientadas a promover la oferta de gas natural, biogás y biometano; y se dictan otras disposiciones” no se derogan disposiciones vigentes.

El proyecto de adiciona, modifica y desarrolla algunas disposiciones del Decreto 1073 de 2015, con el fin de habilitar un marco normativo general para el aprovechamiento energético del biogás y el biometano, sin afectar la regulación existente aplicable al gas natural convencional.

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.

La Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, a través de su Grupo de Defensa Judicial, Extra Judicial y de Asuntos Constitucionales, emitió el informe de decisiones judiciales.

“(…)

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el proyecto normativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía.

4. IMPACTO ECONÓMICO

La Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales diligenció la información relacionada en los numerales 4, 5, 6, y 7 del presente documento, como se observa a continuación:

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

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el proyecto normativo 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. No obstante, su implementación contribuye positivamente a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, a la reducción de emisiones de metano y al cumplimiento de los compromisos climáticos del país.

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

No aplica.

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

 Energía 	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía		
				T-GJ-F-01	
				11-08-2023	V-1

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO EL SAIH SÁNCHEZ

Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y
Empresariales

JULIÁN FLÓREZ QUIROGA

Director de Hidrocarburos

Elaboró: Jorge Alirio Ortiz, Juan Carlos Bedoya, Carlos David Beltrán, Isleany Angulo Quiñones, Andrés Fernando Soto, Esteban Jurado

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / David Felipe Hernández Taborda / Ariel Alfonso Acevedo Acevedo / José Daniel Tulcán / Esther Rocío Cortés / Paola Pérez Mendivelso / Esther Rocío Cortés Gordillo / Yolanda Patiño Chacón / Ricardo Mendoza Prada.

Aprobó: Daniel Augusto El Saieh Sánchez / Julián Flórez Quiroga. / Juan Carlos Bedoya Ceballos