

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

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha:	11/12/2025
Proyecto de Resolución:	Por la cual se habilita transitoriamente el uso de las infraestructuras de importación de gas natural para promover la confiabilidad para el abastecimiento energético de la demanda de gas y electricidad y se establecen 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.

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 y el Estado intervendrá los mismos a fin de garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

De acuerdo con el numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, el servicio público domiciliario de gas combustible es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

Asimismo, el citado numeral, considera como actividades complementarias de la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible la comercialización desde la producción, así como el transporte de gas por un gasoducto principal, u otros medios, desde el sitio de generación hasta el punto de conexión con una red secundaria.

Que, el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado, como eje de la transición energética.

El numeral 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, adicionado por el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, asigna al Ministerio de Minas y Energía la función de “adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.”

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

Mediante la Resolución 24 de 1995 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del reglamento de operación.

Mediante Resolución 34 de 2001 la CREG dictó normas sobre el funcionamiento del mercado mayorista de energía, entre otras, el pago de las reconciliaciones positivas de los generadores térmicos.

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 párrafo 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.

Según lo dispuesto por el artículo 2.2.2.2.34 del Decreto 1073 de 2015 “el precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del Sistema Nacional de Transporte - SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG”.

Mediante la Resolución CREG 53 de 2011 se estableció el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo, GLP.

Para facilitar la importación y comercialización del gas natural licuado - GNL en el mercado nacional, mediante el Anexo 1 de la Resolución CREG 62 de 2013, por la cual se establece un ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad, modificada por la Resolución CREG 152 de 2013, se estableció la Metodología para definir ingreso regulado por la provisión del servicio de Gas Natural Importado (GNI) para la atención de la demanda contingente por generaciones de seguridad térmica.

Mediante la Resolución CREG 195 de 2016, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) aprobó el ingreso regulado total de forma permanente al Grupo de Generadores Térmicos (GT), señalando que el valor de dicho ingreso, por el término de 9 años para el grupo de generadores térmicos (GT), será de cuarenta millones setecientos cincuenta mil dólares (\$40.750.000.00 USD) por año.

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.

Mediante 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.

1.2. Aspectos técnicos y económicos

A continuación, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales presenta la información técnica y económica con las que sustenta la adopción de la medida prevista en el acto administrativo en análisis:

La Resolución CREG 102 015 de 2025, establece las reglas del mercado mayorista de gas natural donde define ciertos tipos de productos que pueden utilizar los compradores y vendedores, entre esos un producto condicionado al despacho eléctrico como lo es el contrato de opción de compra de gas, que está sujeto a que el precio de bolsa en alguna hora del día alcance el 95% del precio de escasez.

Lo anterior está definido de la siguiente manera en el artículo 3 de la citada resolución:

“Condición de probable escasez: corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del Mercado Mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del Precio de Escasez Superior (PES).

Contrato de suministro con firmeza condicionada, (CFC): contrato escrito en el que un vendedor garantiza el suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la Condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor para cada año de vigencia del contrato o en proporción a la duración del contrato, cuando este tiene periodos de duración diferentes. Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

(...)

Contrato de suministro de Opción de Compra de Gas, (OCG): contrato escrito en el que un vendedor garantiza el suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, cuando se presente la Condición de probable escasez y, en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador para cada año de vigencia del contrato o en proporción a la duración del contrato cuando este tiene periodos de duración diferentes. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente. Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.”. (subrayado fuera del texto original)

Esta opción del mercado ha permitido a las plantas de generación termoeléctrica respaldar sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural y permitir que tengan el combustible en los momentos de sequía o que se requiere que entreguen la confiabilidad al sistema; de igual forma esta modalidad hay permitido optimizar el uso de gas natural entre la demanda no regulada (industria y GNV), que se ha favorecido con la garantía de firmeza, y la generación térmica que tienen un uso que depende del despacho del CND y de las condiciones de hidrología que condicionan la generación con recurso hídrico.

Es importante resaltar el contexto de la demanda de gas natural. Para ello abajo se detallan los consumos promedio mes en GBTUD (datos del mes de noviembre de 2025) de cada uno de los sectores de consumo. Allí destacan las cifras de: 168.354 del sector termoeléctrico respectivamente.

Consumo promedio del periodo por sectores (MBTUD)*

	Térmico 168,354		Refinerías 124,564		Residencial 167,721		Compresoras 4,159
	GNVC 60,520		Comercial 65,139		Industria 217,828		Petrolero 23,962
	Petroquímica 8,537		Otros 0		Exportaciones 0		

Ilustración 1: Consumo promedio mes de noviembre de 2025. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

En la ilustración 2 se puede evidenciar que para el siguiente trimestre de ejecución (diciembre 2025 a febrero 2026) las cantidades disponibles de gas para la venta en firme son de 61,76 GBTUD, de las cuales 40 GBTUD pertenecen a oferta de gas importado. sin embargo, la capacidad de importación que tiene la planta de regasificación alcanza los 475 GBTUD; de los cuáles 75 GBTUD son ofrecidos ya al mercado mediante CIDV/CIDVF, y los restantes 400 GBTUD se han destinado exclusivamente a la generación térmica del Grupo Térmico (GT), por lo que teniendo en cuenta los consumos del sector térmico, el país podría contar con una capacidad considerable teniendo en cuenta los períodos con hidrologías favorables.

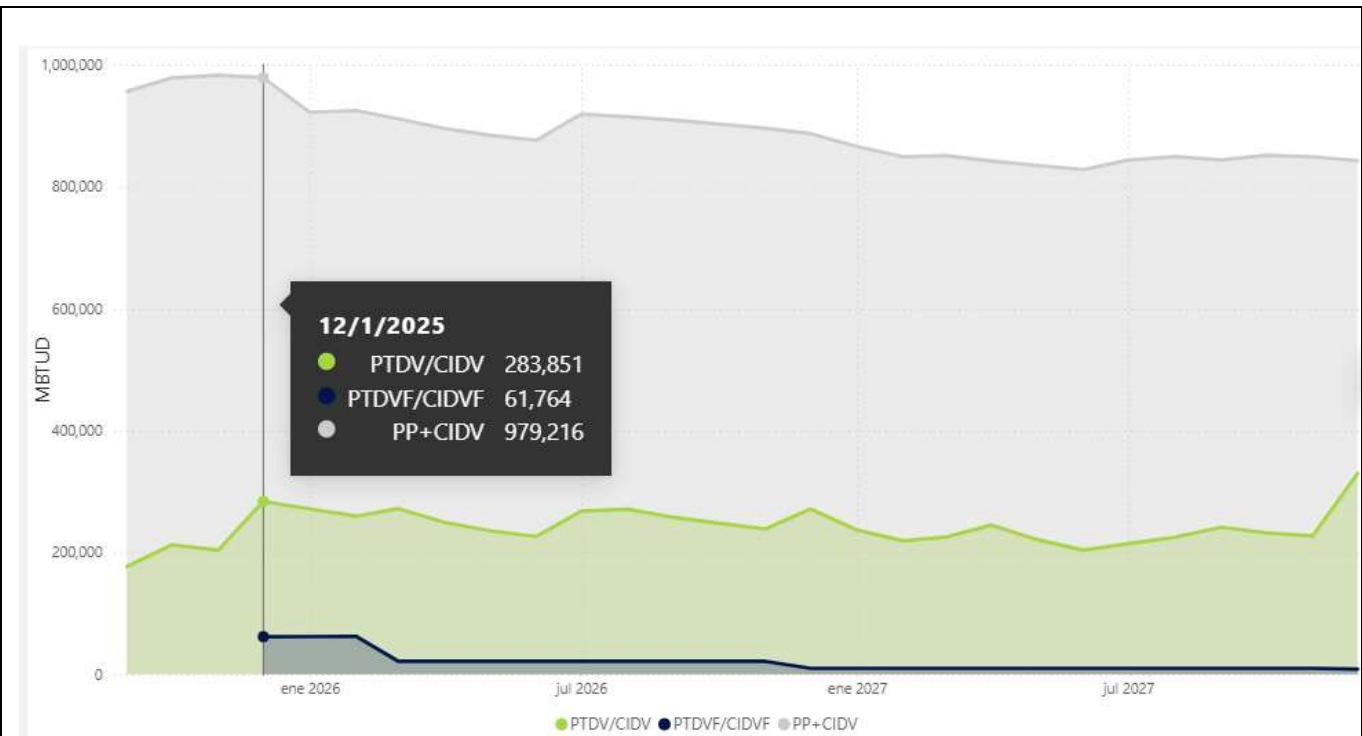


Ilustración 2. PTDV y PTDVF (trimestre de negociación Sep-Oct). Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural - BIGAS

Lo anterior es importante para acotar que el Distribuidor/Comercializador, que atendiendo la demanda esencial tiene dificultades en acceder a gas en firme en el mercado primario, está teniendo que recurrir cada vez más al mercado secundario como una opción para conseguir firmeza. Este mercado está teniendo dinámicas de precio que lo están llevando a valores cada vez más cercanos al valor del gas importado, con promedios mensuales entre \$12,34 y \$12,75 USD/MBTU (Ilustración 3).

Transacciones mercado secundario – Suministro

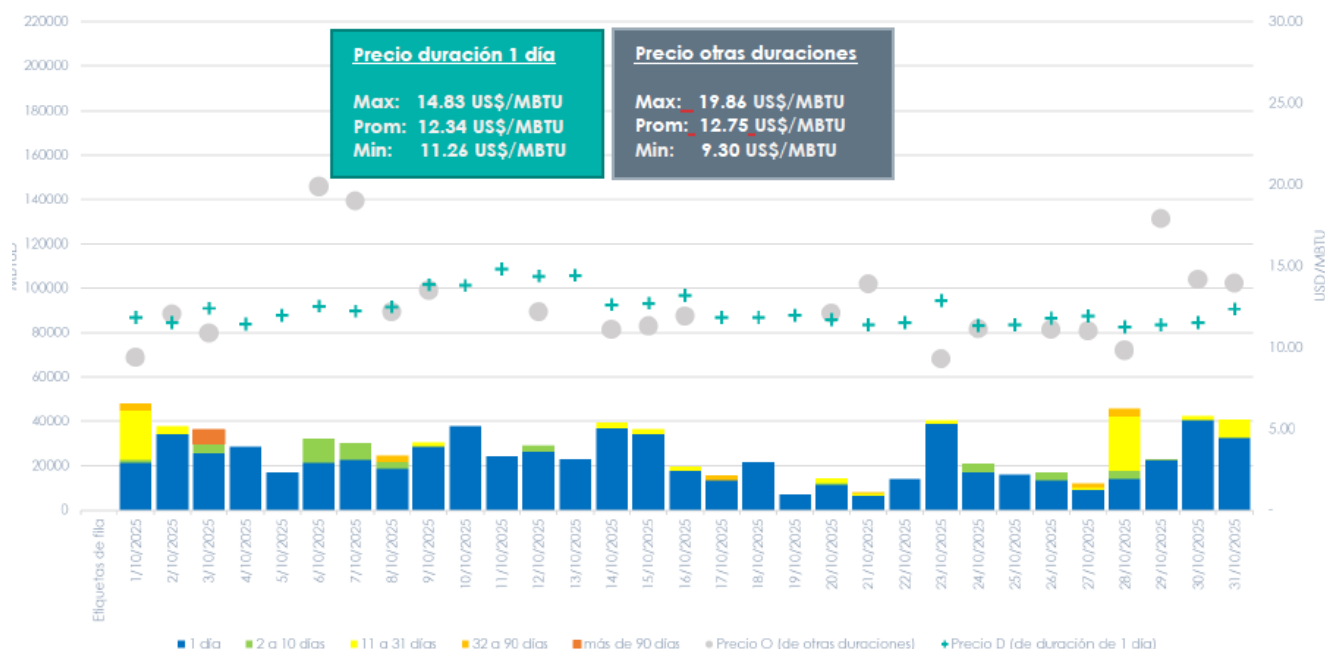


Ilustración 3. Transacciones mercado secundario octubre – Suministro. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural. Informe Mensual octubre 2025

Con base en lo anterior, se evidencia la necesidad de complementar el suministro actual con fuentes que puedan ofrecer contratos con garantía de firmeza con precios competitivos; en este sentido se han dado opciones regulatorias para tener firmeza diaria (Resolución CREG 102 015 de 2025, complementada por la Resolución MME 40563 de 2025) con contratos con interrupciones, sin embargo es importante que los agentes que atienden demanda esencial y no esencial puedan disponer de contratos firmes de gas importado que puedan asegurar su abastecimiento, obtener precios competitivos con respecto a la tendencia del mercado secundario y utilizar capacidad de regasificación disponible que tiene una alta probabilidad de no ser utilizada hasta que lleguen los periodos de baja hidrología que se prevén para enero de 2027 conforme a los datos de proyecciones de demanda de la UPME.

En relación con los contratos con interrupciones, si bien los precios promedio que el mercado está reflejando son del orden de 8,16 USD/MBTU (Ilustración 4)



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS (precio contratos que garantizan firmeza)

*Precios promedio ponderado por cantidad en cada modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto "Take or Pay" presenta el valor más bajo con 5.19 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con 13.61 USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de 8.16 USD/MBTU y 6.62 USD/MBTU respectivamente.

Ilustración 4. Curva de precios contratados por modalidad contractual – octubre 2025. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural. Informe Mensual octubre 2025

Lo anterior contrasta con los precios promedio que han sido negociados en el último año gas (1-dic/24 a 30-nov/25) y que serán aplicados en el año gas que inicia el 1 de diciembre de 2025 y termina el 30 de noviembre de 2026 (Ilustración 5); en donde se hace evidente que el producto de suministro que brinda el menor respaldo a los compradores (con interrupciones) está negociándose a un precio similar al del gas en firme (alrededor de los 10 USD/MBTU); por lo tanto, las cantidades de gas natural importado (que tiene un horizonte de 13,09 USD/MBTU) que se habiliten con estas medidas tienen mayor probabilidad de ser un producto atractivo para el mercado, y que brinde la garantía de firmeza requerida.

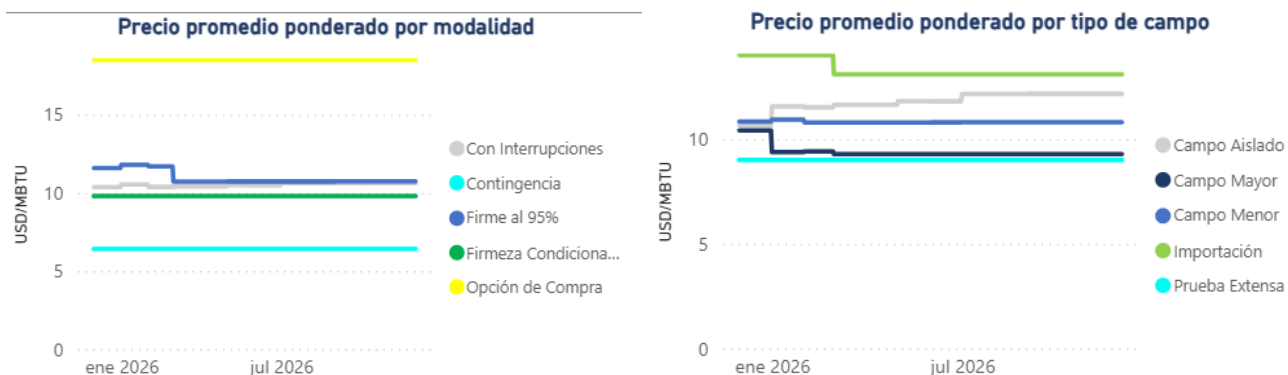
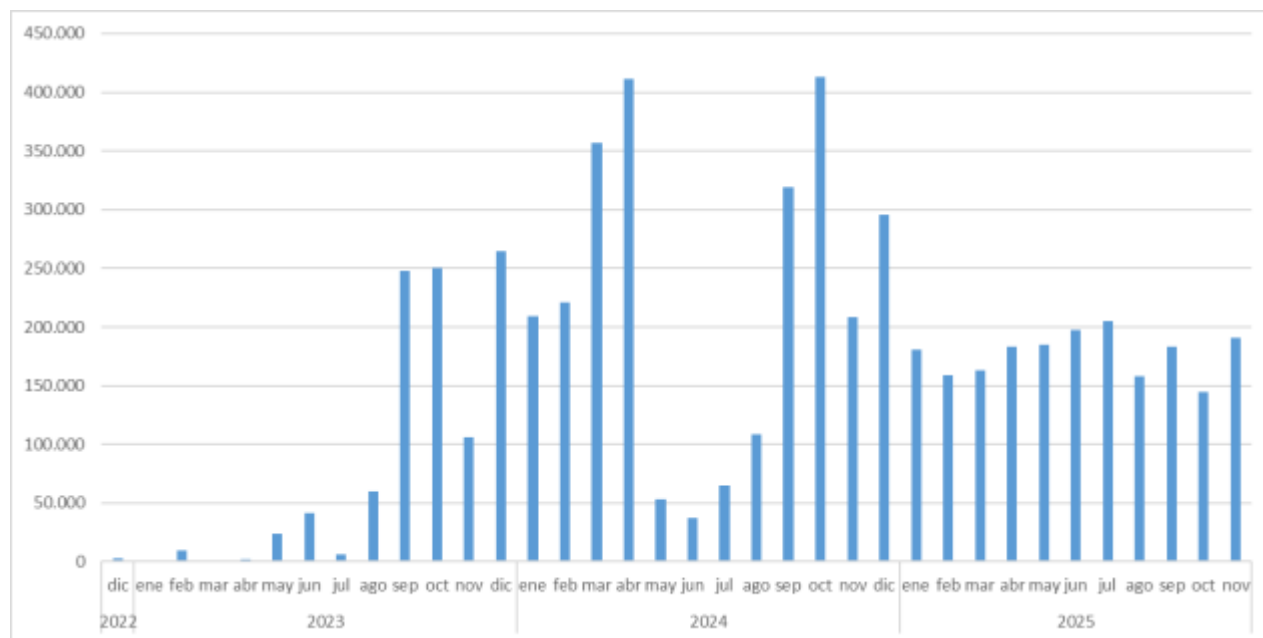


Ilustración 5. Precio por Modalidad y Tipo de Campo, mercado primario – Negociado entre el 1 de diciembre de 2024 y el 30 de noviembre de 2025; vigente desde el 1 de diciembre de 2025 hasta el 30 de noviembre de 2026. Fuente: BI – Gestor del Mercado de Gas Natural.

1.2.1. Análisis de la utilización de la capacidad de la terminal de regasificación de SPEC:

Para soportar la posibilidad de utilización de la capacidad de regasificación de la planta de SPEC, es relevante revisar el comportamiento durante los últimos 3 años gas (desde el 1 de diciembre de 2022 al 30 de noviembre del 2025) cuantificando la capacidad que estando disponible no ha sido puesta a disposición de la demanda, que cada vez más requiere garantizar su abastecimiento con contratos en firme.



*Ilustración 6. Oferta de Producción (MBTUD) – Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU).
Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BIGAS*

En la Ilustración 6, se puede observar el promedio diario de gas natural importado (en MBTUD) regasificado a través de la FSRU de SPEC. El Fenómeno de El Niño 2023-2024 fue declarado formalmente en noviembre de 2023 (después de varios meses -desde mayo del mismo año- de contar con incrementos en las temperaturas) y con duración hasta el mes de abril de 2024.

Se puede evidenciar que los picos corresponden con dichos meses, y en particular con los meses de septiembre a diciembre de 2024, en donde a pesar de no estar en la condición de El Niño, se presentaron patrones de hidrología aún deficitaria.

Aún con la exigencia a la generación térmica en condiciones de baja hidrología, si se tiene en consideración que la capacidad disponible es actualmente de 475 GBTUD, es evidente que es plausible la oportunidad de maximizar el uso de la FSRU, con un modelo de contrato que sin poner en riesgo los compromisos del GT con el despacho eléctrico, pueda aportar a los requerimientos cada vez mayores de gas en firme ante el declive en la oferta de producción nacional, como se ve en el dato del potencial de producción de la ilustración 2.

En particular, se puede ver que durante el año 2025 la media se ha mantenido entre 150 y 200 GBTUD (acotando que en promedio entre 35 y 40 GBTUD ya se estaban comercializando como CIDV/CIDVF); poniendo en evidencia que hay en promedio un poco más de la mitad de la capacidad de la FSRU que no es aprovechada para el abastecimiento de la demanda del país, y que por lo tanto es una opción adicional para contar con gas en firme.

Actualmente se están nominando cantidades de contratos con interrupciones (Ilustración 7) que están entre los 50 y los 80 GBTUD; por lo que se evidencia que cantidades de gas importado en firme que resulten como parte de la medida propuesta están acordes a las necesidades del mercado; teniendo en cuenta que, de las cantidades nominadas, no todos los usuarios pertenecen a la Demanda Esencial; que hacen parte de aproximadamente el 50% de las nominaciones.

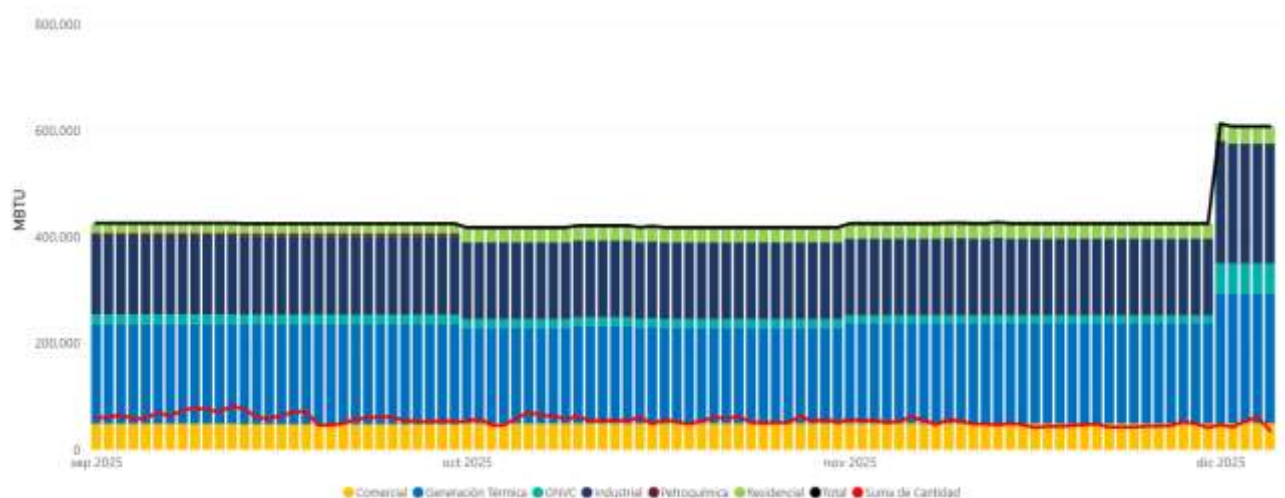


Ilustración 7. Cantidad Contratada vs Nominada gas con interrupciones – Nominado entre el 1 de septiembre de 2025 y el 5 de diciembre de 2025. Fuente: BI - Gestor del Mercado de Gas Natural.

1.2.2. Necesidad de ingresos adicionales para la planta de importación SPEC:

De igual manera, para asegurar el correcto funcionamiento y abastecimiento de gas natural importado para que sea utilizado por todos los habitantes del territorio que podrían tener acceso a este a través del Sistema Nacional de Transporte, se observa la necesidad de continuar con el mecanismo de ingreso regulado para la operación de la infraestructura. Conforme a la carta enviada por TPL energía mediante el radicado 1-2025-051016 del 9 de octubre de 2025, la empresa mantiene pasivos a la fecha mayores a los \$157 millones de dólares provenientes de obligaciones no honradas por parte de comercializadores del sector de energía eléctrica.

Por lo que para asegurar la continuidad del servicio de la infraestructura de regasificación y permitir que esta pueda ser utilizada por todos los usuarios del servicio de gas natural, se debe garantizar un continuo pago a los representantes comerciales de esta infraestructura, similar a lo remunerado en el numeral 1 del anexo 1 de la resolución CREG 062 de 2013 para poder solventar el pasivo financiero y garantizar la confiabilidad del mercado de energía eléctrica y de gas natural.

1.2.3. Suministro de GLP para el Parque de Generación Termoeléctrica

En materia de suministro del gas licuado de petróleo para el parque de generación termoeléctrico del país, es importante resaltar que actualmente y desde el año 2024, existe dentro del conjunto de plantas de generación de la costa caribe, unidades de generaciones que están habilitadas para cubrir generación de seguridad y que pueden operar de manera dual ya sea con gas natural o con gas licuado de petróleo - GLP.

Dentro del conjunto de plantas que ya se encuentra en operación comercial, además de los proyectos que vienen adelantándose por iniciativas privadas y que aún no se registran en el sistema dado que harán parte de los mecanismos habilitantes previstos en el esquema del cargo por confiabilidad, se encuentra la planta de generación Planta Central TermoCaribe 3, desarrollada por TermoCaribe S.A.S. E.S.P. Esta planta se encuentra ubicada en el municipio de Santa Rosa de Lima, departamento de Bolívar (noreste de Cartagena) y es objeto del despacho central que realiza el CND. El combustible principal declarado es el GLP (gas licuado de petróleo) con la posibilidad técnica de operación con gas natural u otros combustibles dependiendo de la configuración operativa. Esta planta posee una capacidad instalada de 42 MW (según parámetros del cargo por confiabilidad) pero con 52 MW reportados como capacidad efectiva neta operativos luego de su entrada en operación comercial. Esta planta está formada por motores/turbinas flexibles orientadas a despacho y se encuentra conectada a la Subestación Bolívar (anillos de 110–220 kV según esquemas de conexión informados por XM).

A continuación, se presenta un resumen de la generación diaria durante el periodo crítico hidrológico del Fenómeno de El Niño 2023-2024 para la planta en cuestión. Se observa que la planta ha generado a su capacidad efectiva de 52 Megavatios (52 MW) durante los 24 periodos del día, alcanzando una generación real diaria de hasta 1.2 Gigavatios-hora diarios (1.2 GWh-d). Asimismo, se observa que la planta, durante dicho periodo, hizo uso de combustibles fósiles, siendo necesario hacer uso de combustibles menos contaminantes y que sustituyan el consumo de gas natural.

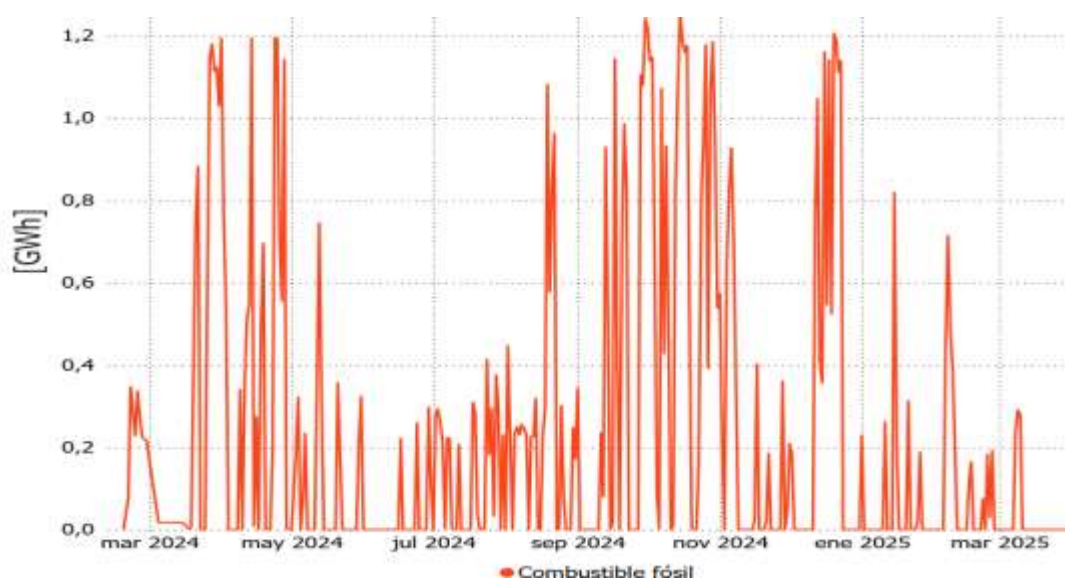


Ilustración 8. Generación de Energía de plantas térmicas duales que pueden sustituir el consumo de gas natural y combustibles líquidos de altas emisiones, por gas licuado de petróleo (GLP). Fuente: SINERGOSX <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>

Es entonces prioritario que, para este tipo de plantas térmicas, pueda hacerse uso de gas licuado de petróleo como sustituto del consumo del gas natural con el objeto de ampliar la oferta de este gas natural hacia otros sectores que no tienen la posibilidad de usar sustitutos, o que, si bien pueden usar algún sustituto, este resulta siendo más contaminante (carbón, combustibles líquidos, entre otros). Por esta razón se recomienda en este proyecto normativo, habilitar el uso del GLP para el parque de generación termoeléctrico que operativamente pueda usar este combustible, como medida que permita aumentar la oferta de gas natural para el uso en otros sectores energéticos, industria o sector residencial.

En el mismo sentido es importante mencionar que el consumo actual del país es de 67.000 toneladas mensuales de GLP, de la cuales se importa el 47% y el 53% proviene de la producción nacional¹, con lo cual se diluye en alguna proporción el precio de venta al usuario final. Por lo anterior, el GLP que se utilice para las plantas térmicas debe ser importado.

1.2.4. Mecanismo Transitorio de Suministro de gas natural adicional.

En la actualidad, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, lidera los planes de seguimiento desarrollados en el marco del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos (CIH), en articulación con entidades públicas y privadas -entre ellas los Ministerios, la ANLA, la CREG, Ecopetrol, gremios como ACP y Naturgas- con el objetivo de gestionar eficientemente las reservas y recursos de petróleo y gas, buscando aumentar la producción y garantizar la seguridad energética del país, ha reforzado con los productores diferentes acciones para incrementar la producción, y buscar alternativas para promover la eficiencia en los campos de producción, conexión a la red eléctrica, optimización de procesos productivos, sustitución por otras fuentes de energía más limpias, logrando así cambiar la matriz energética de producción y liberar cantidades de gas natural que puedan ponerse a disposición del mercado.

Estas estrategias pueden resultar en cantidades de gas natural que pueden ofrecerse en condiciones que garantizan firmeza ya sea de largo plazo, o por períodos específicos del año.

La Resolución CREG 102 015 de 2025 definió el su artículo 3, los períodos de comercialización así:

“Trimestres Estándar: son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas.

Trimestre Estándar de ejecución: Corresponde al Trimestre Estándar en que se cumple el compromiso de la entrega de gas natural.

¹ Fuente: Estadísticas Gas Nova. Informe Septiembre – Hoja12 y Hoja15 - <https://www.gasnova.co/informes-estadisticos/>

Trimestre Estándar de negociación: *Corresponde al Trimestre Estándar en que se realiza la entrega de información al Gestor del Mercado, la realización de los mecanismos de comercialización y el registro de los contratos resultantes ante el Gestor del Mercado. El primer Trimestre Estándar de negociación corresponderá al primer Trimestre Estándar completo que se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.”*

Así mismo, en el artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 (*Entrega y divulgación de información sobre PTDVF y CIDVF, disposición a comprar y realización de balances comerciales en el mercado primario.*)

“(…) a) Los vendedores del Mercado primario de que trata el artículo 16 de la presente resolución, deberán declarar al Gestor del Mercado, con sujeción a lo previsto en el artículo 8o de la Resolución CREG 080 de 2019, la PTDVF, la CIDVF, para cada una de la totalidad de las Fuentes de Suministro, sin excepción ninguna, teniendo en cuenta lo siguiente:

i. La declaración debe presentarse el primer día hábil de cada Trimestre Estándar de negociación. (…)”

De lo anterior se concluye que para negociar cantidades que garanticen firmeza en el mercado primario, los productores/comercializadores sólo pueden declarar sus cantidades de PTDVF y CIDVF el primer día hábil de cada trimestre estándar de negociación; imposibilitando así la comercialización de cantidades que se ofrezcan al mercado durante el resto del trimestre estándar de negociación, y que se puedan usar en los siguientes trimestres estándar de ejecución, en especial en el siguiente.

Dentro de la medida se da una posibilidad de hacer contratos que garantizan firmeza con prioridad al siguiente trimestre de ejecución, y sin exceder la fecha de finalización del contrato a ese período, debido a que este mecanismo busca soluciones de corto plazo; ya que para el resto de las situaciones, las reglas del Mercado Mayorista de gas natural establecidas en la Resolución CREG 102 015 de 2025 son aplicables y responden a las necesidades de la demanda de gas natural.

1.2.5. Swaps Contractuales y Operativos.

El Swap se define como la posibilidad de hacer un intercambio de “gas” entre diferentes compradores de tal forma que se facilite el transporte físico de las moléculas de gas natural, manteniendo la estabilidad operativa del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

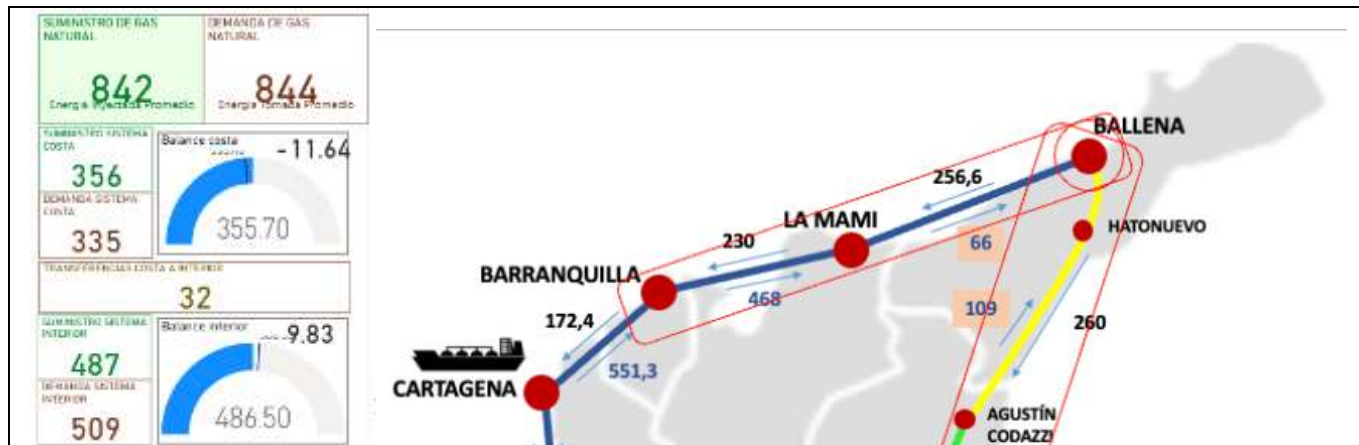


Ilustración 9. Balance Costa – Interior (1 de septiembre a 30 de noviembre de 2025). Fuente: BI – Gestor del Mercado de Gas Natural

En la Ilustración 9, se puede evidenciar que en el pasado trimestre de ejecución, hay un balance de alrededor de 21 GBTUD que del suministro del sistema “costa” se aportan al sistema del “interior”; lo anterior está actualmente limitado por la capacidad en contraflujo del tramo La Mami – Ballena, que actualmente cuenta con 66 MPCD.

Como medida preventiva, hasta que el proyecto IPAT asociado al citado tramo se termine de ejecutar y pueda llevar la capacidad en contraflujo a 170 MPCD, es pertinente que la CREG pueda definir reglas claras para que los intercambios operativos y comerciales sean una herramienta que permita viabilizar el suministro de gas a través del SNT a las ubicaciones en donde la demanda los requiere.

1.3. Análisis de Mercado de los impactos de las medidas:

En este momento, la componente “G” de la tarifa, que refleja el costo de gas natural viene reflejando una tendencia al alza, que de acuerdo con el último boletín de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), es del orden de 55,15% del costo unitario (Boletín tarifario de gas II Trimestre 2025, publicado el 30 de septiembre de 2025) y con valores medio de 1.500 pesos por metro cúbico.

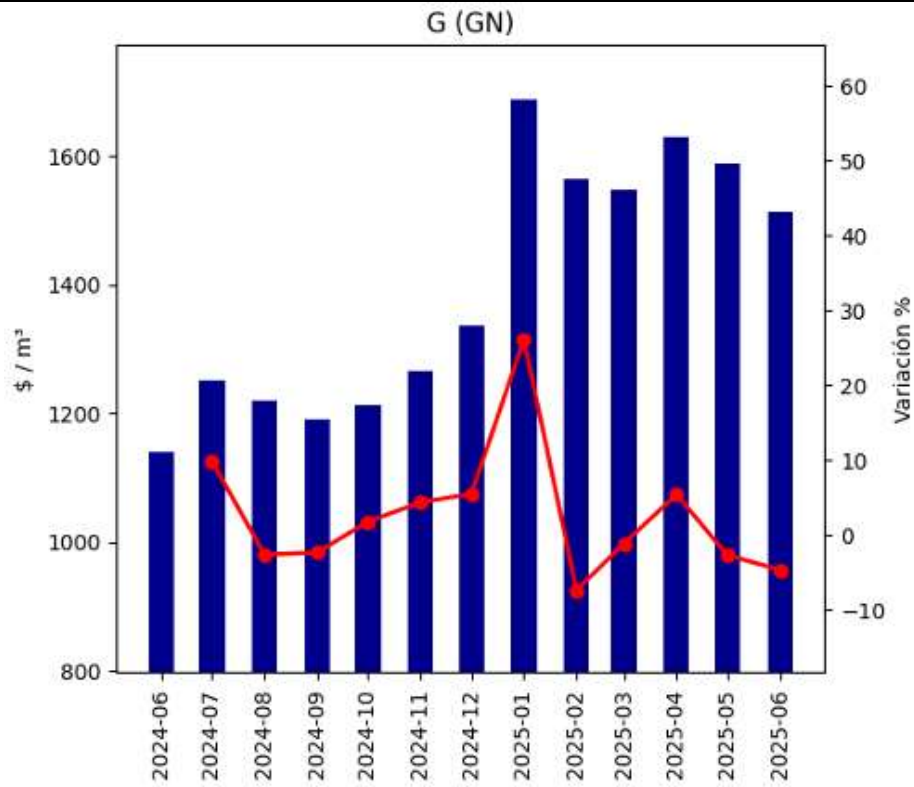


Ilustración 10. Componente “G” tarifario promedio ponderado – Gas Natural. Fuente: Boletín SSPD II Trimestre 2025.

Lo anterior permite evidenciar el impacto directo que tiene cualquier medida que se enfoque en los precios y disponibilidad de gas para el mercado.

1.3.1. Análisis de Mercado gas importado en firme en el mercado secundario:

En la Ilustración 11, se muestra la evolución de las transacciones del mercado secundario que tienen como origen gas contratado que garantiza firmeza en el mercado primario.

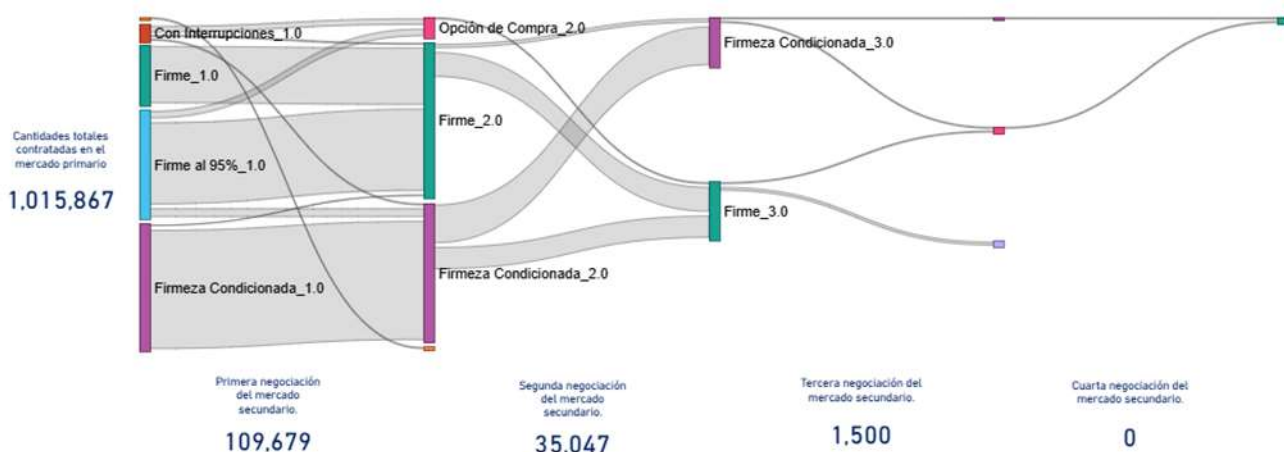


Ilustración 11. Cantidades transadas en el mercado secundario por sector de consumo (entre el 1 y el 5 de diciembre de 2025). Fuente: BI – Gestor del Mercado de Gas Natural

Las transacciones del mercado secundario están en gran parte orientadas a contratos que garantizan firmeza (los contratos con interrupciones del secundario son sólo 2,5 GBTUD de un promedio de 109 GBTUD transados), por lo tanto, el gas que se pueda poner a disposición mediante esta medida compite directamente con el gas en firme que actualmente se está ofreciendo en el secundario, lo anterior tiene un efecto posible:

- Presionar a que las ventas en el secundario de corto plazo puedan reducirse, y mitigar la incertidumbre de contratación en el mediano y largo plazo para los comercializadores que atienden demanda esencial y no esencial; en particular para el sector industrial que requiere señales de estabilidad.

En la cuantificación del impacto en el mercado, sólo una porción actual del secundario (2,5 GBTUD) que usa gas con interrupciones y que se está contratando a un precio de 15,22 USD/MBTU (Ilustración 12) tendría un impacto positivo al cambiar su fuente. Lo anterior es de un peso ponderado mínimo si se revisa desde el punto de vista total de la demanda, sin embargo, para el sector puntual que esté usando ese producto, puede significar un ahorro de 275 \$/m³².

² Cálculo de 137,72 \$/m³, con un gas de 1.000 BTU/PC, y una TRM de 3.900 \$/USD.



Ilustración 12. Precio promedio ponderado en el mercado secundario por modalidad (entre el 1 y el 5 de diciembre de 2025). Fuente: BI – Gestor del Mercado de Gas Natural

En conclusión, para esta medida, se prevé un impacto menor en el mercado; y en el evento en que un comercializador que atiende demanda esencial mediante contratos con interrupciones, y quiera tener firmeza con gas importado, el impacto será en promedio al alza, que con los datos de la Ilustración 5, implicaría un incremento de 3 USD/MBTU (414 \$/m³) para los 25 GBTUD que actualmente se nominan para la Demanda Esencial con interrupciones. Lo anterior impactaría -de darse- a un 3% del total de la demanda de gas natural.

1.3.2. Análisis de Mercado gas adicional en el mercado primario (aplica a la medida de GLP para la generación térmica, y gas adicional ofrecido por los productores / comercializadores):

Las posibilidades de gas adicional que los productores/comercializadores puedan ofrecer al mercado, desplazaría a gas con interrupciones o a gas importado que se esté usando para atender demanda. Teniendo como referencia los precios negociados en el último año gas (ver Ilustración 5) que son:

- Firme al 95%: 10,73 USD/MBTU.
- Con Interrupciones: 10,61 USD/MBTU.
- Gas Importado: 13,09 USD/MBTU.

Conclusiones:

- Reemplazar el gas con interrupciones que se está nominando para la Demanda Esencial por gas en firme en el primario (orden de magnitud de alrededor de 20 GBTUD - Tabla 1). No hay un impacto económico significativo, sin embargo, el riesgo de no atender la Demanda Esencial con contratos que garanticen firmeza es cubierto.
- Reemplazar el gas importado que se está nominando para la Demanda Esencial por gas en firme en el primario (orden de magnitud de alrededor de 32 GBTUD, desagregado en Residencial 9

GBTUD, GNCV 12 GBTUD, Comercial 11 GBTUD). Para estas cantidades la diferencia es de 2,36 USD/MBTU, que para los mercados que puedan beneficiarse, sería de 325 \$/m³.

Tabla 1. Nominación de Gas con Interrupciones en el mercado primario. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

2025	Residencial	Comercial	GNCV	Demanda Esencial
Octubre	16,9	0,9	0,1	17,9
Noviembre	16,6	1,7	2,6	20,9
Diciembre	12,5	0,8	2,6	15,9

Los impactos se establecen de forma general, debido a que la distribución de los contratos está repartida en diferentes comercializadores/distribuidores y a su vez en sus mercados.

1.3.3. Análisis de Mercado Swaps contractuales y operativos:

Para esta medida no se prevén impactos, debido a que la regulación corresponde a la CREG, y adicionalmente el mecanismo de intercambio permite una solución física para el transporte de la molécula de gas natural a través del SNT, sin impactar los costos de gas que cada agente obtiene de las negociaciones en el mercado mayorista de gas natural.

1.3.4. 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.

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

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

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 y el Estado intervendrá los mismos a fin de garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

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.

El numeral 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el cual a su vez fue adicionado por el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013 faculta al Ministerio de Minas y Energía para adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.

Por lo anterior, y con base en las demás disposiciones señaladas en el proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye que el Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para expedir el acto administrativo objeto de análisis.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

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 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.

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

Con la expedición de la resolución *“Por la cual se habilita transitoriamente el uso de las infraestructuras de importación de gas natural para promover la confiabilidad para el abastecimiento energético de la demanda de gas y electricidad y se establecen otras disposiciones”* no se deroga, subroga, modifica, adiciona o sustituye disposición vigente alguna.

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.

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

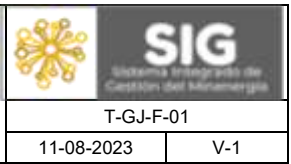
N/A

Informe de observaciones y respuestas

X

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

X

	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:

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 Tovar / Andrés Fernando Soto Pinto / Juan Carlos Bedoya Ceballos

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / David Felipe Hernández Taborda / José Daniel Tulcán Lucero / Paola Pérez Mendivelso / Yolanda Patiño Chacón / Ricardo Mendoza Prada / Carlos David Beltrán Quintero / / Karen Schutt Esmeral

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