



ANÁLISIS DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL PARA EL AÑO GAS 2025

1 Introducción

2 Principales hallazgos del análisis

3 Consideraciones

4 Panorama del mercado primario
de gas natural

4.1 Análisis de disponibilidad de gas
en el Mercado Primario

4.2 Conclusiones mercado primario

5 Panorama del mercado secundario
de gas natural

6 Anexos



1. Introducción

En el Informe Anual del mercado de gas natural del 2023¹, publicado el 31 de mayo de 2024, se analizó el estado de la contratación de suministro de gas junto con la información disponible en la Declaración de Producción de Gas Natural presentada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado al Ministerio de Minas y Energía en el 2023. En este informe se identificó la necesidad de hacer un análisis especial para evaluar las condiciones del abastecimiento de la demanda a corto y mediano plazo, considerando que, según las proyecciones de demanda de la UPME se preveía un eventual escenario deficitario a partir del 2026.

Tras la divulgación del informe de la Declaración de Producción de Gas Natural 2024², publicado el 12 de julio, se identificó una reducción del potencial de producción para los años gas 2025 y 2026, con respecto a la declaración realizada en el 2023.

Así mismo, en el informe de la oferta total disponible para la venta en firme, publicado el 23 de julio³ y el 28 de agosto⁴, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares CREG 040, 047 y 058 de 2024, se encontró que las cantidades declaradas agregadas de PTDFV y PTDV en pruebas eran significativamente menores a las declaradas en la PTDV para el año gas 2025, y en general respecto a los años anteriores, razón por la cual el proceso de comercialización podría verse afectado para la negociación de contratos bajo modalidades que garantizan firmeza.

Tabla 1. Relación PTDV, PTDFV vs Potencial de Producción

Año Declaración	Proporción de PTDV en el potencial de producción	Proporción de PTDFV en el potencial de producción	Proporción de PTDFV en la PTDV
2020	41%	25%	62%
2021	40%	30%	75%
2022	38%	23%	59%
2023	23%	8%	37%
2024	34%	8%	24%

Fuente: Boletín Electrónico Central (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>)
Cálculos propios Gestor del Mercado de Gas natural

La Bolsa Mercantil de Colombia en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, en ejercicio de las funciones de monitoreo del mercado mayorista de gas natural atribuidas en el numeral 4.3. del artículo 4 de la Resolución CREG 076 del 2019, pone a disposición de las autoridades y los agentes del mercado un análisis del contexto actual de la disponibilidad de gas natural para ser contratado en el corto plazo. Esto, con el fin de brindar información cuantitativa que permita reconocer las

¹ <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-6/INFORME%20ANUAL%20MERCADO%20DE%20GAS%20NATURAL%202023.pdf>

² <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-07/Informe%20Declaración%20Producción%20Gas%20Natural%202024-2033%20%282024.07.12%29.pdf>

³ <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-07/Informe%20PTDFV%20y%20CIDVF%202024%2023.07.2024%201.pdf>

⁴ <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-08/Informe%20PTDFV%20y%20CIDVF%202024%2028.08.2024%201.pdf>



Informe Especial

23 de septiembre 2024

cantidades de gas disponibles y cómo éstas pueden satisfacer las necesidades de la demanda, identificando así la problemática asociada a faltantes reales de gas y facilitar, a quienes corresponda, tomar las medidas que sean necesarias para que cada molécula de gas pueda ser llevada para atender la demanda nacional.

Este análisis pone a disposición de los interesados la información para el año gas 2025, e incorpora los comentarios recibidos y espera replicar este análisis para los años gas 2026, 2027 y 2028. En este sentido, se incluyen las medidas adoptadas por la CREG en la Resolución CREG 102 009 de 2024.

El capítulo 2 de este informe presenta un resumen que consolida los principales hallazgos, respecto de la disponibilidad de gas para el 2025. En los siguientes capítulos se desarrollan los análisis detallados que soportan los principales hallazgos.

En el capítulo 3 se explican en detalle todas las consideraciones que se tuvieron en cuenta para realizar este análisis. En el capítulo 4 se realiza una simulación de asignación de la oferta, donde se analiza el panorama entre la contratación vigente para el año gas 2025 contra las proyecciones de la demanda del escenario medio de la UPME para la demanda esencial, de acuerdo con el orden de priorización establecido por la regulación vigente. Este análisis se replica para los sectores industrial, petroquímica y termoeléctrica. Por último, en el capítulo 5 se realiza un análisis de las cantidades firmes excedentarias contratadas en el mercado primario, con las que se podrían cubrir las necesidades no satisfechas para la contratación en firme de la demanda esencial.



2. Principales hallazgos del análisis

Los principales resultados del análisis se presentan a continuación, mientras que los detalles del cálculo que lo soportan se encuentran en los capítulos siguientes.

En la tabla 2 se presentan las cantidades disponibles de PDTV, CIDV, PTDVF y PTDV en pruebas disponibles para contratar para el año gas 2025.

Tabla 2. Resumen PTDVF, PTDV en pruebas, PDTV y CIDV

Año	Mes	Total PDTV y CIDV	Total PDTV y CIDV sin campos aislados	Total PTDVF y PTDV en pruebas	Total PTDVF y PTDV en pruebas sin campos aislados y sin campos mayores
2024	Diciembre	188,926	154,834	57,866	26,643
2025	Enero	166,728	140,796	43,797	29,088
2025	Febrero	168,952	143,450	43,292	28,692
2025	Marzo	162,573	137,452	42,805	28,307
2025	Abril	161,357	136,552	42,322	27,927
2025	Mayo	160,258	135,741	41,857	27,559
2025	Junio	159,971	135,589	42,062	27,856
2025	Julio	167,399	143,158	41,604	27,490
2025	Agosto	165,368	140,601	42,474	28,043
2025	Septiembre	167,469	142,596	42,050	27,703
2025	Octubre	166,507	141,981	41,632	27,369
2025	Noviembre	167,832	143,686	41,222	27,039
Promedio año gas 2025		166,945	141,370	43,582	27,810

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME

En la tabla 3 y 4 se presenta de manera general el estado de contratación actual, las necesidades de contratación y cómo éstas pueden ser cubiertas con la disponibilidad de PDTV, CIDV, PTDVF y PTDV en pruebas en el mercado primario. Se identifica un faltante promedio de cantidades en firme de 120,688 MBTUD, para todo el país, sin incluir los sectores petroquímico y termoeléctrico. Estas cantidades pueden reducirse a un promedio de 52,785 MBTUD si se asignan adecuadamente las contrataciones excedentarias que se detectan en el mercado primario.

Una vez se simula la asignación de la totalidad del gas disponible en el mercado primario y la contratación excedentaria, se identifica que, con excepción de los sectores petroquímico y termoeléctrico los cuales necesitan un análisis independiente, se podrían cubrir el 100 % de las necesidades de gas para el año gas 2025.

En la tabla 3 se presenta la información para la región costa y se destacan los siguientes aspectos:



Informe Especial

23 de septiembre 2024

- El faltante promedio por contratar en firme es de 17,405 MBTUD, sin contar el sector petroquímico.
- El sector residencial y comercial tendría un faltante de contratación en firme del 3 % (1,333 MBTUD) para cubrir totalmente su demanda proyectada; sin embargo, podría cubrirse al 100 % recurriendo a las cantidades de PTDV.
- El sector GNVC presenta contratación excedentaria (32,298 MBTUD).
- El sector refinería no podría cubrir sus faltantes de contratación en firme (16,072 MBTUD), pero puede recurrir a PTDV y CIDV para cubrir sus necesidades al 100 %.
- El sector industrial presenta contratación excedentaria (30,876 MBTUD).
- El sector petroquímico solo podría cubrir 8 % de sus necesidades recurriendo a las cantidades de PTDV y CIDV.
- El sector termoeléctrico podría cubrir el 63 % de la demanda proyectada con su contratación vigente para el año gas 2025 y algunas cantidades de PTDV y CIDV. Es preciso recordar que este sector cuenta con la disponibilidad de la planta de regasificación para abastecer el total de su demanda.

Tabla 3. Resumen región costa

Demanda	Sector	Contratado vigente 2025 (1)	Proyección demanda UPME (2)	Necesidades de contratación (1-2)	Contrata con PTDVF y PTDV en pruebas	Faltante por contratar con PTDVF y PTDV en pruebas	Contrata con PTDV y CIDV	Cubrimiento final de la proyección de demanda	
								Con PTDVF y PTDV en pruebas	Con PTDVF, PTDV en pruebas, PTDV y CIDV
Esencial	Compresoras	0	3,853	-3,853	3,853	0	0	100%	100%
	Residencial y comercial	39,161	49,338	-10,177	8,844	-1,333	1,333	97%	100%
	GNVC	40,302	8,004	32,298	0	0	0	100%	100%
	Refinería	55,945	72,016	-16,072	0	-16,072	16,072	78%	100%
No esencial	Industrial CF + 10 % CI	86,126	55,250	30,876	0	0	0	100%	100%
	Petroquímico CF + 10 % CI	0	6,175	-6,175	0	-4,940	491	0%	8%
	Termoeléctrico CF + 10 % CI	58,200	91,810	-33,610	0	-	3	48%	63%

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

En la tabla 4 se presenta la información para la región interior y se destacan los siguientes aspectos:

- El faltante promedio por contratar en firme es de 103,283 MBTUD.
- El sector residencial y comercial tendría un faltante de contratación en firme del 16 % (32,020 MBTUD) para cubrir totalmente su demanda proyectada; sin embargo, podría cubrirse al 100 % recurriendo a las cantidades de PTDV.



Informe Especial

23 de septiembre 2024

- El sector GNVC presenta contratación excedentaria (4,729 MBTUD).
- El sector refinería no podría cubrir sus faltantes de contratación en firme (14,912 MBTUD), pero puede recurrir a PTDV y CIDV para cubrir sus necesidades al 100 %.
- El sector industrial tendría un faltante de contratación en firme de 56,351 MBTUD, y observa que aun recurriendo a la PTDV y CIDV disponible solo para cubrir su demanda proyectada en un 82 %.
- El sector petroquímico tiene cubierta totalmente su demanda proyectada, con contratación vigente.
- El sector termoeléctrico, unas vez asignadas las cantidades de oferta de campos aislados podría cubrir hasta 82 % de su demanda proyectada cubierta en firme, y hasta un 89 % si se contrata la PTDV y CIDV de los campos aislados.

Tabla 4. Resumen región interior

Demanda	Sector	Contratado vigente 2025 (1)	Proyección demanda UPME (2)	Necesidades de contratación (1-2)	Contrata con PTDVF y PTDV en pruebas	Faltante por contratar con PTDVF y PTDV en pruebas	Contrata con PTDV y CIDV	Cubrimiento final de la proyección de demanda	
								Con PTDVF y PTDV en pruebas	Con PTDVF, PTDV en pruebas, PTDV y CIDV
Esencial	Compresoras	1,664	7,100	-5,436	5,436	0	0	100%	100%
	Residencial y comercial	156,442	198,138	-41,696	9,676	-32,020	32,020	84%	100%
	GNVC	49,798	45,069	4,729	0	0	0	100%	100%
	Refinería	67,304	82,172	-14,912	0	-14,912	14,912	82%	100%
No esencial	Industrial CF + 10 % CI	155,691	226,130	-70,439	0	-56,351	29,972	69%	82%
	Petroquímico CF + 10 % CI	550	143	407	0	0	0	100%	100%
	Termoeléctrico CF + 10 % CI	61,947	86,677	-24,730	9,510	-	5,884	82%	89%

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Una vez asignadas las cantidades de contratación excedentaria que se evidencian en el mercado primario, de acuerdo con el mismo orden de priorización definido en la Resolución CREG 102 009 de 2024, se observa que:

- La demanda esencial se podría contratar completamente en firme, a excepción de 4 meses para refinería, quedando cantidades excedentarias remanentes para el sector industrial.
- El sector industrial podría cubrir solo algunas cantidades de sus necesidades de contratación en firme, pero podría cubrirse totalmente con PTDV y CIDV, con lo cual lograría un perfil de contratación 73 % firme y 27 % con interrupciones.
- Las cantidades remanentes de PTDV y CIDV, luego de la contratación del sector industrial, estarían disponibles para la contratación de los sectores petroquímica y termoeléctrico; sin



Informe Especial

23 de septiembre 2024

embargo, estos sectores requieren un análisis independiente que considere sus perfiles de consumo y sus alternativas de adquisición de gas.

Tabla 5. Resumen demanda esencial

Demanda Esencial	Faltante por contratar con PTDFV y PTDV en pruebas	Faltante por contratar con PTDFV y PTDV en pruebas sin refinería	Excedentes de contratación de GNVC e industrial	Excedentes de contratación después de contratar la demanda esencial	Excedentes de contratación después de contratar la demanda esencial sin refinería
	-64,336	-33,353	67,903	3,567	34,550

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Tabla 6. Resumen demanda industrial

Demanda Industrial	Faltante por contratar con PTDFV y PTDV en pruebas (CF 80 % y CI 20%)	Excedentes de contratación después de contratar la demanda esencial	Excedentes de contratación después de contratar la demanda esencial sin refinería	Faltante por contratar en firme después de utilizar excedentes de contratación	Faltante por contratar en firme después de utilizar excedentes de contratación sin refinería
	-56,351	3,567	34,550	-52,785	-21,801

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Lograr esta asignación de gas requiere que se tomen acciones por parte de todos los involucrados en el sector. El gobierno debe supervisar que la oferta declarada llegue con las condiciones de firmeza que requiere la demanda. El regulador, además de las reglas que recientemente expidió, debe continuar modernizando las reglas de comercialización en las distintas instancias de negociación. Las entidades de inspección vigilancia y control deben garantizar que las moléculas de gas que se identifican disponibles para atender la demanda en el mercado primario y secundario se pongan a disposición de la demanda, junto con vigilar los precios resultantes, en cumplimiento de la regulación que se adecuó con este propósito.



3. Consideraciones

La BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe especial de contratación del mercado primario para el año gas 2025, el cual tiene las siguientes consideraciones:

- La información presentada corresponde a las declaraciones de información realizadas por los agentes del mercado, con corte al 28 de agosto de 2024. Podrá ser susceptible de modificaciones en función de las actualizaciones de información de los agentes.
- Este análisis se basa en proyecciones de demanda y la aplicación de los criterios de priorización establecida en la regulación, por lo cual las cifras presentadas pueden estar sujetas a cambios en función de factores económicos, regulatorios y del mercado.
- En un primer momento solo se tiene en cuenta la contratación vigente, junto con las cantidades de gas disponibles, para negociar del Mercado Primario del gas natural producido en Colombia. En un segundo momento, se tienen en cuenta las cantidades disponibles para negociar en el mercado secundario.
- Solo se consideran las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta declaradas al Ministerio de Minas y Energía, en lo referente al gas importado, y no se considera la capacidad de la planta de regasificación comprometida con el sector termoeléctrico para las Obligaciones de Energía en Firme.
- Solo se tienen en cuenta las cantidades de PTDV, PTDF y PTDV en pruebas asociadas a campos aislados del interior para el sector termoeléctrico.
- Para el sector de compresoras en el interior, no se tomará la proyección de la UPME, dado que la empresa Transportadora de Gas Internacional (TGI) manifestó al Gestor del Mercado que la cantidad requerida era de 7,100 MBTUD, en contraste con los 18,161 MBTUD promedio proyectados por la UPME.
- Para el sector esencial solo se tendrá en cuenta la contratación que garantiza firmeza.
- Para los sectores industrial, petroquímico y termoeléctrico se tendrá en cuenta el 10 % de las cantidades contratadas bajo la modalidad con interrupciones, a efectos de analizar la contratación vigente de estos sectores. Esto, en virtud del comportamiento de los datos históricos de ejecución de estos contratos⁵.
- Se parte del supuesto de que las fuentes de suministro ubicadas en la región de la costa⁶ venderán en primer lugar a los comercializadores de la costa, mientras que los remanentes serán dispuestos para la región interior.
- Se parte del supuesto de que el año gas 2025 tendrá unas condiciones de hidrología normales.

⁵ Para los años 2021, 2022 y 2023 se observó un porcentaje de ejecución de estos contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) del 12 %, 9 % y 9 %, respectivamente.

⁶ Se entiende por sistema de la costa el sistema nacional de transporte – SNT operado por Promigas S.A.



4. Panorama del mercado primario de gas natural

Con el objetivo de realizar un análisis detallado del panorama del mercado mayorista de gas natural en Colombia para el año gas 2025 (diciembre 2024 – noviembre 2025), se utilizará la información reportada por los agentes al Gestor del Mercado, en particular lo referente a la contratación del mercado primario de suministro⁷ y la declaración de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF)⁸. Así mismo, se considerarán las proyecciones de demanda de gas natural publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)⁹ en su escenario medio, junto con la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV) reportadas al Ministerio de Minas y Energía (MME) en la Declaración de Producción de Gas Natural (DPGN)¹⁰ del 2024, publicada mediante la Resolución No.00662 del 03 de julio de 2024.

La definición de PTDV, según el Decreto 1073 de 2015, se refiere a la *“Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT”*. Del mismo modo, la Resolución CREG 186 de 2020 especifica que la PTDVF se refiere a la *“cantidad diaria promedio mes de gas natural [...] que un productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades que garantizan firmeza”*. Es importante aclarar que las cantidades de PTDVF están contenidas dentro de las cantidades de PTDV; por lo tanto, una vez las fuentes celebren contratos con modalidades contractuales que garanticen firmeza, las cantidades asociadas a estos contratos se descontarán de la PTDVF, dejando una PTDVF remanente para contratación, y, del mismo modo, estas cantidades se descontarán de la PTDV, dejando una PTDV remanente.

El análisis se realizará diferenciando la región interior y la región costa. Para esto es necesario tener en cuenta las siguientes particularidades:

- Para la PTDV y PTDVF la desagregación se realiza teniendo en cuenta la ubicación geográfica del campo.

⁷ Declaración realizada por los agentes, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 186 de 2020, con corte al 28 de agosto de 2024. Enlace de consulta: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>

⁸ Declaración realizada por los agentes hasta el 27 de agosto de 2024, de acuerdo con el cronograma de comercialización publicado mediante la Circular CREG 047 de 2024. Enlace de consulta: <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/oferta-de-PTDVF-y-CIDVF>

⁹ Proyecciones de demanda del escenario medio de la UPME, publicadas en enero de 2024. Enlace de consulta: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia#:~:text=Gas%20Natural%3A&text=Para%20el%20a%C3%B1o%202022%2C%20el,para%202038%20de%201202%20GBTUD.>

¹⁰ Declaración de producción de Gas Natural publicada mediante la Resolución No. 00662 del 03 de julio de 2024. Enlace de consulta: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>



Informe Especial

23 de septiembre 2024

- Para la contratación registrada ante el Gestor del Mercado la desagregación se realiza por el comercializador que adquirió el gas, teniendo en cuenta la ubicación donde presta el servicio a usuarios finales. En caso de que un comercializador atienda municipios del interior y la costa, se asignarán las cantidades a la región donde se presente la mayor contratación.
- En vista de que no se trata de un ejercicio de simulación dinámica, se parte del supuesto de que las fuentes de suministro ubicadas en la región de la costa venderán en primer lugar a los comercializadores de la costa, mientras que los remanentes serán dispuestos para la región interior. Lo anterior, teniendo en cuenta el orden de priorización dispuesto en la Resolución CREG 102 009 de 2024.

En línea con lo anterior, para este análisis se tendrá en cuenta el orden de priorización de la demanda esencial dispuesto en el artículo 18 de la Resolución CREG 102 009 de 2024, para las negociaciones directas:

“Son en su orden: i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNVC, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional.”

Como información base para el inicio de este análisis, en la siguiente tabla se presenta el estado de contratación en firme frente a la proyección de demanda de la UPME, por sector de consumo y ubicación geográfica, para el año gas 2025. En general se observa que todos los sectores tienen necesidades de contratación, a excepción de los sectores GNVC e Industrial en la región de la costa, donde se identifican importantes cantidades excedentarias.

Tabla 7. Necesidades de contratación por sector y región.

Demanda	Sector	Costa			Interior		
		Contratado vigente 2025	Proyección UPME	Diferencia promedio	Contratado vigente 2025	Proyección UPME	Diferencia promedio
Esencial	Compresoras	0	3,853	-3,853	1,664	7,100	-5,436
	Residencial y comercial	39,161	49,338	-10,177	156,442	198,138	-41,696
	GNVC	40,302	8,004	32,298	49,798	45,069	4,729
	Refinería	55,945	72,016	-16,072	67,304	82,172	-14,912
No esencial	Industrial	86,126	55,250	30,876	155,691	226,130	-70,439
	Petroquímico CF + 10 % CI	0	6,175	-6,175	550	143	407
	Termoeléctrico CF + 10 % CI	58,200	91,810	-33,610	61,947	86,677	-40,364

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)



Informe Especial

23 de septiembre 2024

Es importante destacar que se deben considerar ciertos aspectos de las fuentes que reportan PTDV, PTDVF y PDTV en pruebas, dado que el proceso de comercialización del gas declarado puede variar según estos factores. Por un lado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, los campos que se encuentren en pruebas extensas, los campos menores, los yacimientos no convencionales, los nuevos campos y los campos aislados pueden negociar directamente el suministro de gas natural en cualquier momento del año. Por otro lado, los campos con una producción superior a los 30 MPCD, deben seguir el proceso de comercialización de contratos de largo plazo, que los circunscribe a negociar contratos que garantizan firmeza con una duración mínima de un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la misma resolución, modificado por el artículo 10 de la Resolución CREG 102 009 de 2024.

En las tablas 8 y 9 se presenta la oferta de gas disponible. Para efectos de este análisis la PTDV, PTDVF y PDTV en pruebas se clasificó en tres categorías: 1) Campos con una producción superior a los 30 MPCD. 2) Campos menores, nuevos y pruebas extensas, los cuales pueden negociar en cualquier momento del año. 3) Campos aislados, que también pueden negociar en cualquier momento, entendiendo como campo aislado aquel que no tiene conexión, a través de gasoductos, a sistemas de transporte del SNT que tienen acceso físico, directamente o a través de otros sistemas de transporte, a los puntos de Ballena en el Departamento de La Guajira o de Cusiana en el Departamento de Casanare. Por último, y de acuerdo con la DPGN del MME, la CIDV reportada por el comercializador de gas importado fue de 50.000 MBTUD para el año gas 2025.

Tabla 8. Desagregación de PTDV – Año gas 2025

Fecha	Producción mayor a 30 MPCD	Campos Art. 19 sin campos aislados	Campos Aislados	CIDV	Total PTDV+CIDV
Dic-2024	55,177	49,657	34,092	50,000	188,926
Ene-2025	39,916	50,880	25,932	50,000	166,728
Feb-2025	39,154	54,296	25,502	50,000	168,952
Mar-2025	38,763	48,689	25,121	50,000	162,573
Abr-2025	37,957	48,595	24,805	50,000	161,357
May-2025	37,732	48,009	24,517	50,000	160,258
Jun-2025	37,466	48,123	24,382	50,000	159,971
Jul-2025	37,190	55,968	24,241	50,000	167,399
Ago-2025	35,373	55,228	24,767	50,000	165,368
Sep-2025	36,622	55,974	24,873	50,000	167,469
Oct-2025	36,337	55,644	24,526	50,000	166,507
Nov-2025	36,053	57,633	24,146	50,000	167,832
Promedio año gas	38,978	52,391	25,575	50,000	166,945

Fuente: cálculos del Gestor del Mercado con información de la DPGN del MME (Cifras en MBTUD)



Tabla 9. Desagregación de PTDFV y PTDV en pruebas– Año gas 2025

Fecha	Producción mayor a 30 MPCD	Campos Art. 19 sin campos aislados	Campos Aislados	Total PTDFV
Dic-2024	16,050	26,643	15,173	57,866
Ene-2025	0	29,088	14,709	43,797
Feb-2025	0	28,692	14,600	43,292
Mar-2025	0	28,307	14,498	42,805
Abr-2025	0	27,927	14,395	42,322
May-2025	0	27,559	14,298	41,857
Jun-2025	0	27,856	14,206	42,062
Jul-2025	0	27,490	14,114	41,604
Ago-2025	0	28,043	14,431	42,474
Sep-2025	0	27,703	14,347	42,050
Oct-2025	0	27,369	14,263	41,632
Nov-2025	0	27,039	14,183	41,222
Promedio año gas	1,338	27,810	14,435	43,582

Fuente: cálculos del Gestor del Mercado con información de la DPGN del MME (Cifras en MBTUD)

Los campos con una producción superior a los 30 MPCD solo declararon cantidades de PTDFV mayores a cero para diciembre del 2024, por lo cual estas no serán tenidas en cuenta como PTDFV disponible, dado que, de acuerdo con la regulación vigente, estos campos solo pueden firmar contratos de suministro firme que tengan una duración igual o mayor a un año. Aunado a lo anterior, tampoco podrían disponerse de estas cantidades en las subastas firmes bimestrales, en la medida en que la cantidad que garantiza firmeza tiene que ser la misma para dos meses consecutivos. Así las cosas, solo se pueden disponer de estas cantidades bajo contratos con interrupciones, por lo cual la PTDFV asociada a estos campos solo se tendrá en cuenta como PTDV.

En lo referente a la PTDFV asociada a los campos que se encuentran inmersos dentro del artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, se establece que *“Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que éstas acuerden.”*; sin embargo, de esta disposición se exceptúan los campos en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, los campos aislados y la comercialización de gas importado que se destine a la atención de la demanda del sector térmico, de acuerdo con el párrafo 20 de esta misma resolución, modificado por el artículo 9 de la Resolución CREG 102 009 de 2024.

En línea con esto, y de acuerdo con la PTDFV y PTDV en pruebas declarada al Gestor del Mercado hasta el 27 de agosto de 2024, se identifica que el 21 % de lo declarado corresponde a PTDV en pruebas, el 33 % a PTDFV de campos aislados, el 44 % a PTDFV de campos menores y el 2 % a PTDFV de campos con una producción superior a los 30 MPCD. Así las cosas, el 98 % de las cantidades declaradas como PTDFV y PTDV en pruebas se tendrán en cuenta como disponibles en este análisis,



Informe Especial

23 de septiembre 2024

dado que las cantidades remanentes de contratación, después de cubrir una contratación anual, pueden ser llevadas a las subastas firmes bimestrales.

Ahora bien, una vez se discrimina la PTDV, CIDV, PTDVF y PTDV en pruebas por región, sin incluir los campos aislados, se identifica que para la región de la costa la cantidad de PTDVF disponible promedio es de 12,800 MBTUD, como se observa en la tabla 10, mientras que para la región del interior la PTDVF disponible promedio es de 15,010 MBTUD.

Tabla 10. Cantidades disponibles de PTDV, CIDV, PTDVF y PTDV en pruebas para el SNT – Costa

Fecha	PTDV y CIDV sin campos aislados	PTDV campos aislados	PTDVF y PTDV en pruebas Art. 19 sin campos aislados	PTDVF campos aislados
Dic-2024	110,237	1,111	12,800	0
Ene-2025	115,473	1,028	12,800	0
Feb-2025	118,646	947	12,800	0
Mar-2025	113,024	906	12,800	0
Abr-2025	112,542	891	12,800	0
May-2025	112,184	876	12,800	0
Jun-2025	111,733	861	12,800	0
Jul-2025	119,699	1,043	12,800	0
Ago-2025	116,618	1,381	12,800	0
Sep-2025	119,028	1,722	12,800	0
Oct-2025	118,778	1,597	12,800	0
Nov-2025	120,883	1,479	12,800	0
Promedio año gas	115,737	1,154	12,800	0

Fuente: cálculos del Gestor del Mercado con información de la DPGN del MME (Cifras en MBTUD)

Tabla 11. Cantidades disponibles de PTDV, CIDV, PTDVF y PTDV en pruebas para el SNT – Interior

Fecha	PTDV y CIDV sin campos aislados	PTDV campos aislados	PTDVF y PTDV en pruebas Art. 19 sin campos aislados	PTDVF campos aislados
Dic-2024	44,597	32,981	13,843	15,173
Ene-2025	25,323	24,904	16,288	14,709
Feb-2025	24,804	24,555	15,892	14,600
Mar-2025	24,428	24,215	15,507	14,498
Abr-2025	24,010	23,914	15,127	14,395
May-2025	23,557	23,641	14,759	14,298
Jun-2025	23,856	23,521	15,056	14,206
Jul-2025	23,459	23,198	14,690	14,114
Ago-2025	23,983	23,386	15,243	14,431
Sep-2025	23,568	23,151	14,903	14,347
Oct-2025	23,203	22,929	14,569	14,263
Nov-2025	22,803	22,667	14,239	14,183
Promedio año gas	25,633	24,422	15,010	14,435

Fuente: cálculos del Gestor del Mercado con información de la DPGN del MME (Cifras en MBTUD)



Informe Especial

23 de septiembre 2024

En todo caso, teniendo en cuenta que la PTDV corresponde a una declaración de gas natural comercializable, la cual considera el desarrollo de las reservas de gas natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas, sobre estas cantidades se deberían adoptar medidas de política pública, regulatoria y/o comercial para permitir que este gas sea contratado y atienda la demanda esencial. Por esta razón, se simuló que estas cantidades podrían cubrir los faltantes por contratar.

Para este análisis se agruparon los diferentes sectores de consumo de la siguiente manera:

- Esencial¹¹, que agrupa: compresoras, residencial y comercial (pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución), Gas Natural Vehicular (GNV), y refinería.
- Industrial
- Petroquímica
- Termoeléctrico

Para cada uno de los sectores se calculó el total de la contratación que garantiza firmeza de acuerdo con la siguiente expresión:

$$GF_{s,m} = \sum CF_{CF_{s,m}} + \sum CF_{CF95_{s,m}} + \max \left\{ \sum CF_{CFC_{s,m}}; \sum CF_{OCG_{s,m}} \right\} + \sum CF_{CSC_{s,m}} + \sum CF_{TOP_{s,m}}$$

Donde:

$GF_{s,m}$: Cantidad contratada bajo modalidades que garantizan firmeza del sector s para el mes m .

$CF_{CF_{s,m}}$: Cantidad contratada bajo la modalidad de contratos de suministro firme (modalidad contractual), CF del sector s para el mes m .

$CF_{CF95_{s,m}}$: Cantidad contratada bajo la modalidad de contrato de suministro firme al 95 %, $CF95$ del sector s para el mes m .

$CF_{CFC_{s,m}}$: Cantidad contratada bajo la modalidad de contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC del sector s para el mes m .

$CF_{OCG_{s,m}}$: Cantidad contratada bajo la modalidad de contrato de opción de compra de gas, OCG del sector s para el mes m .

$CF_{CSC_{s,m}}$: Cantidad contratada bajo la modalidad de contrato de suministro de contingencia, CSC del sector s para el mes m .

$CF_{TOP_{s,m}}$: Cantidad contratada bajo la modalidad de contrato Take or Pay, del sector s para

¹¹ De acuerdo con el Decreto 1073 de 2015, la demanda esencial se define como: "Demanda Esencial: Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinерías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional."



Informe Especial

23 de septiembre 2024

el mes *m*. Contratos firmados antes de la entrada en vigor de la Resolución CREG 089 de 2013.

En vista de que las cantidades de los contratos que garantizan firmeza están asociadas a la variable de Producción Comprometida declarada al MME: “*Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza*”, se entiende que las cantidades contratadas bajo la modalidad con interrupciones están asociadas a la PTDV declarada al MME. Así las cosas, desde el principio del ejercicio se descontarán el 10 % de las cantidades contratadas con interrupciones para los sectores Industrial, Petroquímico y Termoeléctrico, partiendo del supuesto de que solo se ejecutarán estas cantidades del total de la contratación bajo esta modalidad. Esto, con el fin de calcular la PTDV remanente para la contratación de los diferentes sectores.

El nivel de contratación del sector refinería se estima a partir de la Producción Comprometida para Refinerías declarada al MME, agregando la contratación vigente en modalidades que garantizan firmeza para el año gas 2025 que se encuentre registrada ante el Gestor del Mercado.



4.1. Análisis de disponibilidad de gas en el Mercado Primario

En esta sección se determinan las cantidades de contratación a partir de las proyecciones de la UPME y la contratación vigente para el año gas 2025 registrada ante el Gestor del Mercado. Se simula la asignación de las cantidades de gas disponibles, con base en la necesidad de contratación y el orden de priorización establecido en la política pública y en la regulación.

Los faltantes de gas para cubrir las necesidades de contratación proyectadas por la UPME, se asume que puede ser cubiertos de dos formas:

- Con los excedentes de contratación que se observan en la tabla 7 de este informe; sin embargo, para esta primera parte del análisis se utilizan únicamente las cantidades disponibles en el mercado primario. Este escenario de simulación se desarrollará en el capítulo 4 de este informe.
- Con las cantidades asociadas a la PTDV y CIDV declarada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado. Bajo este escenario en el mercado primario, los faltantes de gas se cubrirán con estas cantidades declaradas. Es importante de todas formas aclarar que, bajo la regulación actual, la demanda esencial debería cubrirse con PTDFV. Este escenario de simulación se desarrollará en este capítulo.

4.1.1. Sector compresoras

El sector de demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, de acuerdo con el orden de priorización dispuesto en la política pública y en la Resolución CREG 102 009 de 2024, se encuentra en primer lugar, por lo cual este sector inicia la simulación.

Costa

Para la región costa, se observa que ante el Gestor del Mercado no se encuentra registrado ningún contrato asociado al sector de compresoras en 2025. Resulta pertinente destacar que las cantidades promedio asociadas a la PTDV en pruebas son de 9,005 MBTUD, las cuales pueden ser contratadas en primera instancia por la demanda esencial no regulada.

Se observa que la PTDV en pruebas y la PTDFV declarada por los productores-comercializadores de la costa, sería suficiente para atender la diferencia que se presenta entre las proyecciones de la UPME y la contratación vigente, lo anterior considerando que este sector decida contratarse en el mercado primario, dado que históricamente se ha contratado en el mercado minorista. Así las cosas, después de esta contratación quedaría una PTDFV remanente promedio de 8,947 MBTUD.



Tabla 12. Resumen contratación compresoras - Costa

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDVF costa	Faltante por contratar
Dic-2024	0	3,818	-3,818	3,818	0
Ene-2025	0	3,791	-3,791	3,791	0
Feb-2025	0	3,849	-3,849	3,849	0
Mar-2025	0	3,833	-3,833	3,833	0
Abr-2025	0	3,841	-3,841	3,841	0
May-2025	0	3,843	-3,843	3,843	0
Jun-2025	0	3,879	-3,879	3,879	0
Jul-2025	0	3,843	-3,843	3,843	0
Ago-2025	0	3,859	-3,859	3,859	0
Sep-2025	0	3,890	-3,890	3,890	0
Oct-2025	0	3,878	-3,878	3,878	0
Nov-2025	0	3,912	-3,912	3,912	0
Promedio año gas	0	3,853	-3,853	3,853	0

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Interior

Para la demanda proyectada en la región interior no se tomó la proyección de la UPME, dado que históricamente no se ha observado ese consumo y que en conversaciones con el transportador de la zona se infirió un menor requerimiento de gas estimado, en aproximadamente 7,100 MBTUD, en contraste con los 18,161 MBTUD promedio proyectados por la UPME.

Se encuentra una diferencia promedio de 5,436 MBTUD, entre las cantidades requeridas por el agente y la contratación vigente para el año gas 2025, las cuales podrían ser contratadas con la PTDV en pruebas y la PTDVF declarada por los productores-comercializadores ubicados en la región interior, dejando una PTDVF remanente promedio de 9,574 MBTUD.

Tabla 13. Resumen contratación compresoras - Interior

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección con declaración transportador	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDVF interior	Faltante por contratar
Dic-2024	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Ene-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Feb-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Mar-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Abr-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
May-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Jun-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0



Informe Especial

23 de septiembre 2024

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección con declaración transportador	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDFV interior	Faltante por contratar
Jul-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Ago-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Sep-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Oct-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Nov-2025	1,664	7,100	-5,436	5,436	0
Promedio año gas	1,664	7,100	-5,436	5,436	0

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

En resumen, se encuentra que el sector de compresoras podría contratar sus necesidades de gas bajo modalidades contractuales que garantizan firmeza, dado que, al ser el primero en la priorización de la demanda establecida por la CREG, contaría con la totalidad de la PTDFV declarada por los productores comercializadores, con un promedio total de 9,298 MBTUD. Ahora bien, estas cantidades pueden ser contratadas con PTDFV en pruebas, las cuales como se indicó anteriormente ascienden a 9,005 MBTUD, lo cual dejaría libre la PTDFV de los campos menores y nuevos para la contratación de la demanda esencial regulada.

4.1.2. Sectores residencial y comercial

En el segundo lugar de la priorización se encuentra la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.

Costa

En la tabla 14 se observa que existe una necesidad de contratación promedio en firme de 10,177 MBTUD, de los cuales 8,844 MBTUD se contrarían con la PTDFV que aún queda disponible en la región de la costa, por lo cual se tendría un faltante promedio por contratar en firme de 1,333 MBTUD. En este escenario del mercado primario, esta cantidad se cubriría con PTDFV disponible en esta región.

Tabla 14. Resumen contratación residencial y comercial - Costa

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDFV Costa	Faltante por contratar con PTDFV	Contratación con PTDFV Costa	Faltante por contratar total
Dic-2024	39,161	47,589	-8,428	8,428	0	0	0
Ene-2025	39,161	47,494	-8,333	8,333	0	0	0
Feb-2025	39,161	50,791	-11,630	8,951	-2,680	2,680	0
Mar-2025	39,161	49,052	-9,891	8,967	-924	924	0
Abr-2025	39,161	49,849	-10,688	8,959	-1,730	1,730	0
May-2025	39,161	48,385	-9,224	8,957	-267	267	0



Informe Especial

23 de septiembre 2024

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDFV Costa	Faltante por contratar con PTDFV	Contratación con PTDFV Costa	Faltante por contratar total
Jun-2025	39,161	50,566	-11,405	8,921	-2,484	2,484	0
Jul-2025	39,161	48,441	-9,280	8,957	-323	323	0
Ago-2025	39,161	48,452	-9,291	8,941	-350	350	0
Sep-2025	39,161	50,742	-11,581	8,910	-2,670	2,670	0
Oct-2025	39,161	49,140	-9,979	8,922	-1,057	1,057	0
Nov-2025	39,161	51,561	-12,400	8,888	-3,512	3,512	0
Promedio año gas	39,161	49,338	-10,177	8,844	-1,333	1,333	0

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Interior

En la tabla 15 se observa que existe una necesidad de contratación promedio en firme de 41,696 MBTUD, de los cuales 9,676 MBTUD se contrarían con la PTDFV que aún queda disponible en el región del interior y en la región de la costa, por lo cual se tendría un faltante promedio por contratar en firme de 32,020 MBTUD. En este escenario del mercado primario, esta cantidad se cubriría con PTDFV disponible en las dos regiones.

Tabla 15. Resumen contratación residencial y comercial - Interior

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDFV Costa e Interior	Faltante por contratar con PTDFV	Contratación con PTDFV Costa e Interior	Faltante por contratar total
Dic-2024	156,405	192,386	-35,981	8,962	-27,019	27,019	0
Ene-2025	156,405	187,982	-31,577	11,528	-20,049	20,049	0
Feb-2025	156,405	197,181	-40,776	10,456	-30,320	30,320	0
Mar-2025	156,405	190,942	-34,537	10,071	-24,466	24,466	0
Abr-2025	156,405	200,734	-44,329	9,691	-34,638	34,638	0
May-2025	156,405	197,840	-41,435	9,323	-32,112	32,112	0
Jun-2025	156,405	204,730	-48,325	9,620	-38,705	38,705	0
Jul-2025	156,493	195,789	-39,296	9,254	-30,042	30,042	0
Ago-2025	156,493	198,695	-42,202	9,807	-32,395	32,395	0
Sep-2025	156,493	204,339	-47,846	9,467	-38,379	38,379	0
Oct-2025	156,493	200,148	-43,655	9,133	-34,522	34,522	0
Nov-2025	156,493	206,887	-50,394	8,803	-41,591	41,591	0
Promedio año gas	156,442	198,138	-41,696	9,676	-32,020	32,020	0

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)



En resumen, se observa que para las regiones del interior y la costa la PTDVF remanente, luego de la contratación de las compresoras, no es suficiente para cubrir las necesidades de contratación en firme que requieren el sector residencial y comercial, identificando un faltante promedio por contratar en firme de 33,553 MBTUD (1,333 MBTUD en la costa y 32,020 MBTUD en el interior).

4.1.3. Sector GNVC

Para el sector de GNVC se observa que tanto para la región costa, como para la región interior, las cantidades contratadas bajo modalidades que garantizan firmeza superan las proyecciones de demanda de la UPME, en un promedio de 32,298 MBTUD para la región de la costa y de 4,729 MBTUD para la región del interior, lo que se traduce en una contratación promedio excedentaria total de 37,027 MBTUD. Estas cantidades podrían estar disponibles para contratarse en el mercado secundario.

Tabla 16. Resumen contratación GNVC - Costa

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación
Dic-2024	40,302	8,463	31,839
Ene-2025	40,302	7,723	32,579
Feb-2025	40,302	7,970	32,332
Mar-2025	40,302	8,046	32,256
Abr-2025	40,302	7,574	32,728
May-2025	40,302	8,012	32,290
Jun-2025	40,302	7,610	32,692
Jul-2025	40,302	7,894	32,408
Ago-2025	40,302	8,273	32,029
Sep-2025	40,302	8,292	32,010
Oct-2025	40,302	8,030	32,272
Nov-2025	40,302	8,167	32,135
Promedio año gas	40,302	8,004	32,298

Fuente: UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Tabla 17. Resumen contratación GNVC - Interior

Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación
Dic-2024	49,798	47,856	1,942
Ene-2025	49,798	42,089	7,709
Feb-2025	49,798	46,492	3,306
Mar-2025	49,798	44,373	5,425
Abr-2025	49,798	43,501	6,297
May-2025	49,798	43,583	6,215



Fecha	Garantiza Firmeza (GF)	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación
Jun-2025	49,798	44,147	5,651
Jul-2025	49,798	44,038	5,760
Ago-2025	49,798	45,646	4,152
Sep-2025	49,798	46,663	3,135
Oct-2025	49,798	46,096	3,702
Nov-2025	49,798	46,340	3,458
Promedio año gas	49,798	45,069	4,729

Fuente: UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

4.1.4. Sector refinera

Para el sector refinera se identifica que no se cuenta con PTDFV remanente, luego de que los sectores de compresoras, residencial y comercial se contraten. Por esta razn, a pesar de que es demanda esencial y se debe contratar bajo modalidades que garanticen firmeza, se observa que en el mercado primario solo queda PTDFV y CIDV para su contratacin.

Costa

En la tabla 18 se observa que existe una necesidad de contratacin promedio en firme de 16,072 MBTUD. En este escenario del mercado primario, estas cantidades se cubriran primero con los remanentes de PTDFV y con una CIDV promedio de 9,279 MBTUD.

Tabla 18. Resumen contratacin refinera - Costa

Fecha	PC refinera y contratos que garantizan firmeza	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratacin	Faltante por contratar con PTDFV	Contratacin con PTDFV+CIDV Costa	Faltante por contratar
Dic-2024	57,284	70,147	-12,863	-12,863	12,863	0
Ene-2025	57,834	72,640	-14,806	-14,806	14,806	0
Feb-2025	57,188	72,834	-15,646	-15,646	15,646	0
Mar-2025	56,818	72,946	-16,128	-16,128	16,128	0
Abr-2025	56,085	72,793	-16,708	-16,708	16,708	0
May-2025	55,926	71,656	-15,730	-15,730	15,730	0
Jun-2025	55,668	72,002	-16,334	-16,334	16,334	0
Jul-2025	55,412	71,494	-16,082	-16,082	16,082	0
Ago-2025	55,155	71,023	-15,868	-15,868	15,868	0
Sep-2025	54,903	66,758	-11,855	-11,855	11,855	0
Oct-2025	54,654	75,296	-20,642	-20,642	20,642	0
Nov-2025	54,407	74,606	-20,199	-20,199	20,199	0
Promedio año gas	55,945	72,016	-16,072	-16,072	16,072	0

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)



Informe Especial

23 de septiembre 2024

Interior

En la tabla 19 se observa que existe una necesidad de contratación promedio en firme de 14,868 MBTUD. En este escenario del mercado primario, estas cantidades se cubrirían principalmente con CIDV.

Tabla 19. Resumen contratación refinería - Interior

Fecha	PC refinería	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Faltante por contratar con PTDVF	Contratación con PTDV+CIDV costa e interior	Faltante por contratar
Dic-2024	84,104	83,585	519	0	0	0
Ene-2025	76,576	80,600	-4,024	-4,024	4,024	0
Feb-2025	72,369	77,238	-4,869	-4,869	4,869	0
Mar-2025	71,650	84,923	-13,273	-13,273	13,273	0
Abr-2025	69,665	78,527	-8,862	-8,862	8,862	0
May-2025	66,118	83,348	-17,230	-17,230	17,230	0
Jun-2025	65,296	84,355	-19,059	-19,059	19,059	0
Jul-2025	63,972	82,501	-18,529	-18,529	18,529	0
Ago-2025	62,741	80,108	-17,367	-17,367	17,367	0
Sep-2025	60,372	82,409	-22,037	-22,037	22,037	0
Oct-2025	58,383	84,965	-26,582	-26,582	26,582	0
Nov-2025	56,398	83,504	-27,106	-27,106	27,106	0
Promedio año gas	67,304	82,172	-14,868	-14,912	14,912	0

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

En resumen, para el sector de refinería se encuentra que el faltante promedio por contratar en firme sería del orden de 30,983 MBTUD (16,072 MBTUD para la costa y 14,912 MBTUD para el interior) y tendría que contratarse exclusivamente con la PTDV de la costa, junto con un promedio de 25,795 MBTUD de CIDV.

Hasta este punto, luego de cubrir la totalidad de la demanda esencial, se identifica un faltante promedio por contratar en firme de 64,336 MBTUD (30,983 MBTUD para el sector de refinería y 33,353 MBTUD para los sectores residencial y comercial).

4.1.5. Sector Industrial

Luego de que se priorizó la demanda esencial, este ejercicio parte del supuesto de que el sector industrial sería el siguiente en contratar las cantidades remanentes.

Costa

Para la región de la costa se identifica que las cantidades contratadas en modalidades que garantizan firmeza, más un 10 % de las cantidades contratadas bajo la modalidad con interrupciones, son del orden 89,126 MBTUD, mientras que las proyecciones promedio de la UPME son de 55,250 MBTUD,



Informe Especial

23 de septiembre 2024

con lo cual se tendría que la cantidad contratada supera la proyección en un promedio de 33,884 MBTUD. Ahora solo teniendo en cuenta las cantidades contratadas que garantizan firmeza, la contratación excedentaria es en promedio 30,876 MBTUD. Estas cantidades podrían estar disponibles para contratarse en el mercado secundario.

Tabla 20. Resumen contratación industrial - Costa

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Diferencia entre proyección y contratación GF
Dic-2024	89,218	57,940	31,279	28,186
Ene-2025	89,126	55,401	33,725	30,725
Feb-2025	89,126	56,167	32,959	29,959
Mar-2025	89,126	55,792	33,334	30,334
Abr-2025	89,126	54,136	34,990	31,990
May-2025	89,126	55,167	33,959	30,959
Jun-2025	89,126	54,633	34,493	31,493
Jul-2025	89,126	53,695	35,431	32,431
Ago-2025	89,126	55,098	34,028	31,028
Sep-2025	89,126	54,963	34,163	31,163
Oct-2025	89,126	54,103	35,023	32,023
Nov-2025	89,126	55,904	33,222	30,222
Promedio año gas	89,134	55,250	33,884	30,876

Fuente: UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Interior

En la tabla 21 se observa que, si el sector industrial quisiera contratarse de acuerdo con el perfil de contratación histórico que ha presentado, 80 % en firme y 20 % con interrupciones, el faltante por contratar en firme sería del orden de 56,351 MBTUD, mientras que las cantidades totales faltantes por contratar ascienden a 70,439 MBTUD. En este escenario del mercado primario, para la contratación de este sector se contaría con los remanentes de PTDV de la región interior y la región costa, junto con la CIDV remanente, que son solo del orden de 29,972 MBTUD en promedio.

En línea con lo anterior, se identifica que si hasta aquí todos hubiesen contratado la PTDV y CIDV disponible en el mercado primario de acuerdo con lo dispuesto en este análisis, la PTDV y CIDV remanente no sería suficiente para atender la demanda industrial en la región del interior a partir de enero de 2025, donde se presentaría un faltante por contratar promedio de 40,468 MBTUD, con un pico de 72,209 MBTUD para noviembre.



Tabla 21. Resumen contratación industrial – Interior

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Faltante por contratar con PTDVF (CF 80%)	Contratación con PTDV+CIDV costa e interior	Faltante por contratar
Dic-2024	155,691	219,227	-63,536	-50,829	63,536	0
Ene-2025	155,691	216,718	-61,027	-48,822	54,079	-6,948
Feb-2025	155,691	229,768	-74,077	-59,261	42,492	-31,584
Mar-2025	155,691	224,090	-68,399	-54,719	35,604	-32,795
Abr-2025	155,691	220,605	-64,914	-51,931	27,937	-36,977
May-2025	155,691	220,613	-64,922	-51,938	24,093	-40,829
Jun-2025	155,691	227,611	-71,920	-57,536	12,401	-59,519
Jul-2025	155,691	226,609	-70,918	-56,734	31,941	-38,977
Ago-2025	155,691	230,551	-74,860	-59,888	27,828	-47,032
Sep-2025	155,691	236,010	-80,319	-64,255	21,202	-59,117
Oct-2025	155,691	228,374	-72,683	-58,146	13,058	-59,624
Nov-2025	155,691	233,389	-77,698	-62,159	5,489	-72,209
Promedio año gas	155,691	226,130	-70,439	-56,351	29,972	-40,468

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

En resumen, se observa que las cantidades de PTDV y CIDV a nivel agregado no son suficientes para abastecer la demanda del sector industrial del interior en el mercado primario, bajo los supuestos vistos hasta aquí, inclusive incluyendo los 50,000 MBTUD declarados como CIDV que se comenzaron a utilizar desde el sector de refinería.

4.1.6. Sector petroquímico

Antes de proceder con el análisis del sector petroquímico, es importante destacar que, según la regulación vigente, solo deben registrarse ante el Gestor del mercado los contratos asociados al consumo de gas natural como combustible. Por lo tanto, la información disponible no incluye datos sobre la industria petroquímica que utiliza el gas natural como materia prima. En consecuencia, no es posible, con la información actual, obtener conclusiones sobre la disponibilidad de gas para este sector.

Costa

Para la región de la costa se identifica que no se cuenta con contratación asociada a este sector, por lo cual la demanda proyectada por la UPME se encontraría pendiente por contratar.

Partiendo del supuesto de que el sector petroquímico quisiera contratarse con el mismo perfil de contratación que el sector industrial, 80 % bajo modalidades que garanticen firmeza y 20 % en la modalidad con interrupciones, se observa que se presentaría un faltante por contratar con PTDVF de un promedio de 4,940 MBTUD; sin embargo, estos no se tendrán en cuenta para el análisis agregado, de acuerdo con las razones expuestas al inicio del análisis de este sector.



Tabla 22. Resumen contratación petroquímico – Costa

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Faltante por contratar con PTDVF (CF 80%)	Contratación con PTDV+CIDV	Faltante por contratar
Dic-2024	0	5,891	-5,891	-4,713	5,891	0
Ene-2025	0	5,833	-5,833	-4,666	0	-5,833
Feb-2025	0	6,311	-6,311	-5,049	0	-6,311
Mar-2025	0	5,904	-5,904	-4,723	0	-5,904
Abr-2025	0	6,120	-6,120	-4,896	0	-6,120
May-2025	0	6,355	-6,355	-5,084	0	-6,355
Jun-2025	0	6,043	-6,043	-4,834	0	-6,043
Jul-2025	0	6,341	-6,341	-5,072	0	-6,341
Ago-2025	0	6,545	-6,545	-5,236	0	-6,545
Sep-2025	0	6,453	-6,453	-5,162	0	-6,453
Oct-2025	0	6,211	-6,211	-4,969	0	-6,211
Nov-2025	0	6,091	-6,091	-4,873	0	-6,091
Promedio año gas	0	6,175	-6,175	-4,940	491	-5,684

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Interior

Para la región del interior se encuentran registrados contratos por 5,500 MBTUD en la modalidad con interrupciones, por lo cual, aplicando el supuesto del 10 %, se tendría una cantidad contratada de 550 MBTUD, los cuales resultan ser superiores a la demanda proyectada de la UPME, la cual es del orden de 143 MBTUD.

Tabla 23. Resumen contratación petroquímico – Interior

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación
Dic-2024	550	131	419
Ene-2025	550	131	419
Feb-2025	550	145	405
Mar-2025	550	137	413
Abr-2025	550	144	406
May-2025	550	150	400
Jun-2025	550	142	408
Jul-2025	550	149	401
Ago-2025	550	153	397
Sep-2025	550	150	400
Oct-2025	550	143	407
Nov-2025	550	141	409
Promedio año gas	550	143	407

Fuente: UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)



Informe Especial

23 de septiembre 2024

En resumen, se observa que la PTDV y CIDV remanente luego de contratar la demanda esencial y el sector industrial no sería suficiente para abastecer las proyecciones de demanda de la UPME para el sector petroquímico de la costa quedando un faltante promedio por contratar de 6,201 MBTUD entre febrero y noviembre.

4.1.7. Sector termoeléctrico

En último lugar se encuentra el sector termoeléctrico, donde es importante resaltar que parte importante de este sector cuenta con el acceso exclusivo a la planta de regasificación, la cual tiene una capacidad de 400 MPCD, de los cuales 350 MPCD están asociados a Obligaciones de energía en Firme (OEF) hasta noviembre de 2025. Así mismo, es clave entender que las proyecciones de demanda asociadas a este sector tienden a presentar los márgenes de desviación más altos, en comparación con el consumo reportado al Gestor del Mercado debido a la dinámica de esta demanda, como se observa en el análisis realizado en el Anexo 2 de este informe.

Así las cosas, se parte de la información registrada ante el Gestor del Mercado; sin embargo, este sector requiere de un análisis particular que considere sus condiciones y posibilidades de abastecimiento y de consumo, para lo cual posteriormente se realizará un análisis específico para este sector. En línea con esto, se replicará el análisis que se ha realizado hasta este punto para los demás sectores, sin la pretensión de identificar de manera concluyente la disponibilidad de gas para este sector.

Costa

En la tabla 24 se observa que existe una necesidad de contratación promedio de 33,610 MBTUD, pero bajo los supuestos de este análisis, y hasta este punto, no habría disponibilidad de gas en el mercado primario.

Es necesario resaltar que parte de la demanda termoeléctrica de la costa se puede abastecer a través de la planta de regasificación, donde recientemente se han inyectado cantidades superiores a los faltantes por contratar observados, como por ejemplo en abril del 2024 donde se inyectaron 411,621 MBTUD y marzo del mismo año donde se inyectaron 356,611 MBTUD, alcanzando máximos diarios de 463,013 MBTUD, debido a la ocurrencia del Fenómeno de El Niño 2023-2024.

Tabla 24. Resumen contratación termoeléctrico – Costa

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDV+CIDV	Faltante por contratar
Dic-2024	58,200	78,422	-20,222	39	-20,183
Ene-2025	58,200	103,918	-45,718	0	-45,718
Feb-2025	58,200	99,938	-41,738	0	-41,738
Mar-2025	58,200	70,700	-12,500	0	-12,500
Abr-2025	58,200	69,587	-11,387	0	-11,387
May-2025	58,200	64,699	-6,499	0	-6,499



Informe Especial

23 de septiembre 2024

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDV+CIDV	Faltante por contratar
Jun-2025	58,200	90,625	-32,425	0	-32,425
Jul-2025	58,200	83,805	-25,605	0	-25,605
Ago-2025	58,200	80,426	-22,226	0	-22,226
Sep-2025	58,200	119,480	-61,280	0	-61,280
Oct-2025	58,200	110,748	-52,548	0	-52,548
Nov-2025	58,200	129,370	-71,170	0	-71,170
Promedio año gas	58,200	91,810	-33,610	3	-33,607

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Interior

En lo que respecta a la región del interior, se recuerda que en la medida en que las proyecciones de demanda de la UPME tienen en cuenta las termoeléctricas ubicadas en las zonas aisladas, para la oferta de la región interior en este sector se tendrán en cuenta las cantidades declaradas como PTDVF y PTDV asociadas a los campos aislados del interior.

Una vez realizada esta aclaración, se observa que las cantidades contratadas bajo modalidades que garantizan firmeza, más el 10 % de las cantidades contratadas con interrupciones, son del orden de 61,947 MBTUD, mientras que las proyecciones de la UPME son en promedio 86,677 MBTUD, lo que da como resultado una diferencia promedio de 24,730 MBTUD.

Tabla 25. Resumen contratación termoeléctrico – Interior

Fecha	GF+10%*CI	Proyección UPME	Diferencia entre proyección y contratación	Contratación con PTDVF aislados	Contratación con PTDV aislados	Faltante por contratar
Dic-2024	61,947	108,746	-46,799	15,173	17,808	-13,818
Ene-2025	61,947	110,995	-49,048	14,709	10,195	-24,144
Feb-2025	61,947	110,070	-48,123	14,600	9,955	-23,568
Mar-2025	61,947	83,141	-21,194	14,498	6,696	0
Abr-2025	61,947	74,298	-12,351	12,351	0	0
May-2025	61,947	55,502	6,445	0	0	0
Jun-2025	61,947	55,482	6,465	0	0	0
Jul-2025	61,947	55,287	6,660	0	0	0
Ago-2025	61,947	55,369	6,578	0	0	0
Sep-2025	61,947	110,489	-48,542	14,347	8,804	-25,391
Oct-2025	61,947	110,352	-48,405	14,263	8,666	-25,476
Nov-2025	61,947	110,400	-48,453	14,183	8,484	-25,786
Promedio año gas	61,947	86,677	-24,730	9,510	5,884	-11,515

Fuente: MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)



**GESTOR DEL MERCADO DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA**
UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

VALORES FINANCIEROS
ECONOMIA



BMC

**BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA**

Informe Especial

23 de septiembre 2024

En resumen, se observa para el mercado primario la PTDV y CIDV no sería suficiente para cubrir las diferencias entre la contratación y las proyecciones para la región de la costa; sin embargo, en este análisis no se tiene en cuenta la planta de regasificación, con la que cuenta parte del sector, la cual puede cubrir estos déficits identificados.



4.2. Conclusiones mercado primario

Hasta este punto se ha realizado únicamente un análisis del mercado primario, de acuerdo con las declaraciones de PTDVF, PTDV en pruebas, PTDV y CIDV realizadas por los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado hasta el 27 de agosto de 2024 y los registros de contratación hasta la misma fecha.

Los puntos para resaltar de toda la información anterior son:

- En promedio faltarían 64,336 MBTUD para que la demanda esencial se pueda contratar en su totalidad bajo modalidades que garanticen firmeza, de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente.

Tabla 26. Faltante por contratar con PTDVF – Demanda esencial

Fecha	Compresoras	Residencial y comercial	GNVC	Refinería	Total esencial nacional
Dic-2024	0	-27,019	0	-12,863	-39,882
Ene-2025	0	-20,049	0	-18,830	-38,879
Feb-2025	0	-33,000	0	-20,516	-53,516
Mar-2025	0	-25,391	0	-29,401	-54,791
Abr-2025	0	-36,368	0	-25,570	-61,938
May-2025	0	-32,379	0	-32,960	-65,339
Jun-2025	0	-41,189	0	-35,393	-76,582
Jul-2025	0	-30,365	0	-34,612	-64,977
Ago-2025	0	-32,745	0	-33,235	-65,980
Sep-2025	0	-41,049	0	-33,892	-74,941
Oct-2025	0	-35,579	0	-47,225	-82,804
Nov-2025	0	-45,103	0	-47,305	-92,408
Promedio año gas	0	-33,353	0	-30,983	-64,336

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

- En promedio faltarían 56,351 MBTUD para que el sector industrial se contrate bajo modalidades que garanticen firmeza, con el fin de mantener el perfil de contratación histórico que ha presentado, 80 % en firme y 20 % con interrupciones.

Tabla 27. Faltante por contratar con PTDVF - Sector industrial

Fecha	Industrial (CF 80 % + CI 20 %)
Dic-2024	-50,829
Ene-2025	-48,822
Feb-2025	-59,261
Mar-2025	-54,719



Fecha	Industrial (CF 80 % + CI 20 %)
Abr-2025	-51,931
May-2025	-51,938
Jun-2025	-57,536
Jul-2025	-56,734
Ago-2025	-59,888
Sep-2025	-64,255
Oct-2025	-58,146
Nov-2025	-62,159
Promedio año gas	-56,351

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

- Teniendo en cuenta la demanda esencial y el sector industrial, faltarían en promedio 120,688 MBTUD para contratarse bajo modalidades que garanticen firmeza, manteniendo un perfil de 100 % firme para la demanda esencial y un 80 % en firme y 20 % con interrupciones para el sector industrial.

Tabla 28. Faltante por contratar con PTDFV – Demanda esencial y sector industrial

Fecha	Compresoras	Residencial y comercial	GNVC	Refinería	Industrial	Total nacional
Dic-2024	0	-27,019	0	-12,863	-50,829	-90,711
Ene-2025	0	-20,049	0	-18,830	-48,822	-87,701
Feb-2025	0	-33,000	0	-20,516	-59,261	-112,777
Mar-2025	0	-25,391	0	-29,401	-54,719	-109,511
Abr-2025	0	-36,368	0	-25,570	-51,931	-113,869
May-2025	0	-32,379	0	-32,960	-51,938	-117,277
Jun-2025	0	-41,189	0	-35,393	-57,536	-134,118
Jul-2025	0	-30,365	0	-34,612	-56,734	-121,711
Ago-2025	0	-32,745	0	-33,235	-59,888	-125,868
Sep-2025	0	-41,049	0	-33,892	-64,255	-139,196
Oct-2025	0	-35,579	0	-47,225	-58,146	-140,950
Nov-2025	0	-45,103	0	-47,305	-62,159	-154,567
Promedio año gas	0	-33,353	0	-30,983	-56,351	-120,688

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

- Aunque no es lo establecido por la política pública vigente, las cantidades faltantes por contratar para los sectores residencial y comercial podrían cubrirse totalmente con las cantidades declaradas de PTDFV. El sector refinería podría cubrirse en su totalidad con PTDFV y CIDV. Esto implica que tendrían que transportarse en promedio 23,606 MBTUD de PTDFV y



Informe Especial

23 de septiembre 2024

13,032 MBTUD de CIDV de la región costa a la región interior, con un pico total en noviembre de 61,682 MBTUD.

- Aun si se cuenta con los 30,284 MBTUD disponibles de PTDV y CIDV de la región costa, el sector industrial de la región interior no se podría contratar en su totalidad en el mercado primario, quedando un faltante por contratar promedio de 40,468 MBTUD.
- Para atender la demanda esencial y cubrir parcialmente el sector industrial en el interior se requiere transportar en promedio 66,428 MBTUD de PTDV y CIDV de la región costa a la región interior, con un pico de 74,503 MBTUD en septiembre. Con el objetivo de contrastar este dato frente a la capacidad real que se puede transportar de la región costa a la región interior, en el Anexo 1 de este informe se presenta un análisis que permite verificar la viabilidad de transportar gas en este sentido.
- Con las salvedades expuestas asociadas al análisis del sector petroquímico habría un faltante promedio por contratar de 4,940 MBTUD, con lo cual el faltante promedio total de PTDV y CIDV en el mercado primario sería de 45,408 MBTUD.



5. Panorama del mercado secundario de gas natural

En el mercado secundario existe la posibilidad de vender varias veces una molécula de gas que previamente ha sido negociada en el mercado primario y, dado que a partir de la información que se reporta al Gestor del Mercado, no se puede realizar un seguimiento de la ejecución de los contratos, tampoco es posible realizar la trazabilidad de la demanda que finalmente es atendida con esa molécula de gas. Por esta razón las cantidades de gas que se observan contratadas para las diferentes demandas en el mercado secundario no se utilizarán en este análisis.

En contraste, la contratación excedentaria que se identificó en el análisis del mercado primario corresponde a cantidades que fueron resultado de negociaciones en este mercado y que aún se observan disponibles, a la fecha de consulta del 28 de agosto de 2024.

De acuerdo con lo observado en las tablas 29 y 30, se identificó que los sectores GNVC e industrial presentan una contratación en firme mayor a las proyecciones de la UPME. En la medida en que estos contratos ya se encuentran registrados ante el Gestor del Mercado, estas cantidades excedentarias deberían disponerse en el mercado secundario para las necesidades de contratación en firme de la demanda.

Tabla 29. Contratación que garantiza firmeza por encima de la proyección UPME

Fecha	Contratación que garantiza firmeza por encima de la proyección costa	Contratación que garantiza firmeza por encima de la proyección interior	Contratación que garantiza firmeza por encima de la proyección nacional
Dic-2024	60,026	1,942	61,968
Ene-2025	63,304	7,709	71,013
Feb-2025	62,292	3,306	65,598
Mar-2025	62,590	5,425	68,016
Abr-2025	64,718	6,297	71,015
May-2025	63,249	6,215	69,464
Jun-2025	64,185	5,651	69,836
Jul-2025	64,839	5,760	70,598
Ago-2025	63,057	4,152	67,209
Sep-2025	63,173	3,135	66,308
Oct-2025	64,296	3,702	67,998
Nov-2025	62,357	3,458	65,815
Promedio año gas	63,174	4,729	67,903

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Al respecto, resulta importante resaltar en este punto que la Resolución CREG 102 009 de 2024 establece que:



Informe Especial

23 de septiembre 2024

“Las cantidades de suministro excedentarias contratadas por un comercializador en el mercado primario o en el mercado secundario, registradas para atender a la demanda regulada, deberán ser ofrecidas en primera instancia a los demás compradores del mercado secundario que solicitan el suministro para atender directamente la demanda regulada de sus propios mercados de comercialización.” (Subrayado fuera de texto)

Así las cosas, se identifica que la contratación excedentaria de los sectores GNVC e industrial, al estar asociada a la demanda no regulada, no tendría que ser ofrecida en primera instancia a los compradores del mercado secundario que buscan atender demanda regulada; sin embargo, para efectos de este análisis se partirá del supuesto de que estas cantidades excedentarias en firme podrían cubrir el faltante de contratación en firme de la demanda esencial, con lo cual los faltantes de contratación en firme serían los siguientes:

Tabla 30. Contratación disponible para el Mercado Secundario

Fecha	Faltante por contratar en firme demanda esencial	Contratación en firme por encima de la proyección nacional	Faltante por contratar en firme demanda esencial	Cantidades remanentes en firme para el sector industrial	Faltante por contratar en firme industrial (CF 80% - CI 20 %)	Faltante por contratar industrial (CF 80% - CI 20 %)
Dic-2024	-39,882	61,968	0	22,086	-50,829	-28,743
Ene-2025	-38,879	71,013	0	32,134	-48,822	-16,687
Feb-2025	-53,516	65,598	0	12,082	-59,261	-47,179
Mar-2025	-54,791	68,016	0	13,225	-54,719	-41,495
Abr-2025	-61,938	71,015	0	9,077	-51,931	-42,854
May-2025	-65,339	69,464	0	4,125	-51,938	-47,812
Jun-2025	-76,582	69,836	-6,746	0	-57,536	-57,536
Jul-2025	-64,977	70,598	0	5,621	-56,734	-51,113
Ago-2025	-65,980	67,209	0	1,230	-59,888	-58,659
Sep-2025	-74,941	66,308	-8,633	0	-64,255	-64,255
Oct-2025	-82,804	67,998	-14,806	0	-58,146	-58,146
Nov-2025	-92,408	65,815	-26,593	0	-62,159	-62,159
Promedio año gas	-64,336	67,903	-4,732	8,298	-56,351	-48,053

Fuente: Cálculos del Gestor del Mercado con información del MME, UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Se observa que el faltante promedio de 64,336 MBTUD para contratar en firme por parte de la demanda esencial, identificado en el mercado primario, ahora es en promedio 4,732 MBTUD y se presenta solo para cuatro meses, variando entre 6,746 MBTUD y 26,593 MBTUD. Así mismo, se identifica que quedarían cantidades excedentarias remanentes en 8 meses para el sector industrial, con lo cual quedaría un faltante promedio por contratar en firme de 48,053 MBTUD. El nuevo faltante promedio por contratar en firme pasaría de sería de 120,688 MBTUD, identificado en el mercado primario, a 52,785 MBTUD.

Del presente análisis del mercado secundario para el año gas 2025, en donde se asignan las cantidades excedentarias contratadas en el mercado primario se concluye que:



Informe Especial

23 de septiembre 2024

- La demanda esencial, sin incluir el sector refinera, se podría contratar completamente en firme.
- El sector refinera podría contratarse totalmente en firme, a excepci3n de 4 meses.
- El sector industrial cambiaría sus faltantes a 48,053 MBTUD en firme y 14,088 MBTUD con interrupciones para mantener su perfil de contrataci3n hist3rico. Estos faltantes podrían cubrirse totalmente con PTDV, con lo cual lograría un perfil de contrataci3n 73 % firme y 27 % con interrupciones.
- Las cantidades remanentes de PTDV, luego de la contrataci3n del sector industrial, estarían disponibles para la contrataci3n de los sectores petroquímica y termoeléctrico; sin embargo, estos sectores requieren un análisis independiente que considere sus perfiles de consumo y sus alternativas de adquisici3n de gas.

6. Anexos

6.1. Anexo 1 - Análisis de la capacidad de transporte para verificar viabilidad de transportar gas de la costa al interior

Si bien el objetivo de este análisis no es establecer como debe operar el Sistema Nacional de Transporte (SNT), resulta relevante entender los diferentes escenarios de como el gas disponible en la región de la costa puede abastecer la región del interior, evaluando las posibles capacidades y opciones disponibles para garantizar que cada molécula de gas pueda ser llevada para atender la demanda nacional.

La UPME estableció por primera vez en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural del 2020 el proyecto IPAT para transportar suministro desde Barranquilla hacia Ballena en condición de contraflujo con capacidad de 170 MPCD. Ahora bien, PROMIGAS SA ESP en el trimestre de negociación septiembre - noviembre de 2024 realizó la Declaración de Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP), Capacidad Disponible Primaria (CDP), Capacidad para Estaciones de Compresión (CCOMP), Capacidades Comprometidas en Contratos Firmes (CCCF), Capacidades Comprometidas en Contratos Firmes Trimestrales (CCCFT), Capacidades Comprometidas en Contratos de Firmeza Condicionada (CCCFC), Capacidades Comprometidas en Contratos de Opción de Compra de Gas (CCCOCG) y Capacidades Comprometidas en Contratos de Contingencia (CCCCTG) donde se evidenció que el tramo La Mami – Ballena cuenta con las siguientes capacidades para el 2025:

Tabla A. Capacidades tramo Ballena – La Mami

Tramo	Año	Trimestre estándar	CMMP	CCOMP	CCCF	CCCFT	CCCFC	CCCOCG	CCCCTG	Capacidad Disponible Primaria
LA MAMI-BALLENA	2025	Dic-Feb	66,160	0	0	32,630	0	0	0	33,530
LA MAMI-BALLENA	2025	Mar-May	66,160	0	0	32,630	0	0	0	33,530
LA MAMI-BALLENA	2025	Jun-Ago	66,160	0	0	32,630	0	0	0	33,530
LA MAMI-BALLENA	2025	Sep-Nov	66,160	0	0	32,630	0	0	0	33,530

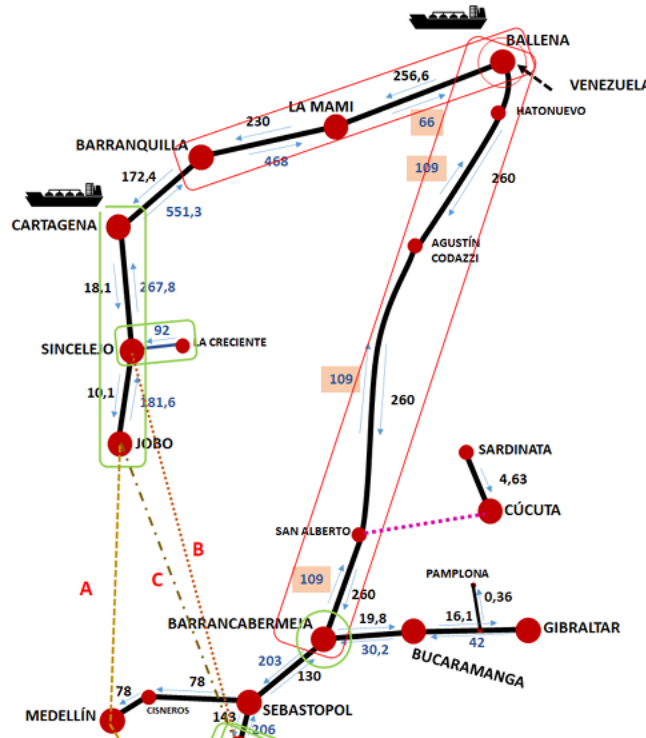
Fuente: Boletín Electrónico Central¹²

Teniendo en cuenta la capacidad en contraflujo del tramo La Mami- Ballena declarada se evidencia una capacidad para conducir las moléculas de suministro desde las fuentes de Sucre, Córdoba y la planta de regasificación hacia el interior del país de 66.160 KPCD para el año 2025, como se observa en la figura 1. Así mismo, para este año se evidencia una capacidad disponible primaria de 33.530 KPCD que puede ser objeto de contratación durante el trimestre de comercialización en curso.

¹² <https://www.bmcbe.com.co/informacion-transaccional/Comercializaci%C3%B3n-de-Transporte/Comercializaci%C3%B3n-de-Capacidad-Disponible-Primaria%E2%80%93Red-existente-y-proyectos-IPAT/Divulgaci%C3%B3n-de-Capacidad-Disponible-Primaria>



Figura 1. Representación generalizada de la ubicación de proyectos y necesidades



Fuente: Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 20232038

Un método de comparación que resulta útil para conocer la capacidad del sistema de la costa para remitir cantidades de suministro al interior es observar el comportamiento de las fuentes y los gasoductos durante los eventos de mantenimiento en Cusiana/Cupiagua o en lo evidenciado en el reciente Fenómeno de El Niño. Lo anterior, no busca tener referencia en el comportamiento de la demanda sino exclusivamente el gas remitido al interior desde fuentes de la costa.

En lo referente a la dinámica de las fuentes de suministro de la costa en esos periodos, históricamente se ha evidenciado cómo las fuentes de la Guajira (Ballena – Chuchupa) han entregado en promedio 70 GBTUD a la costa y 17 al interior. Sobre las cantidades que van hacia la costa, estas están destinadas a atender principalmente la demanda de gas natural del sector de Refinería y que por tanto utilizan capacidades de los tramos Ballena – La Mami, La Mami – Barranquilla, Barranquilla – Cartagena y Cartagena – Mamonal. Ahora bien, en periodos de restricción de abastecimiento en el interior, se ha observado como los agentes de la cadena de prestación del servicio han operado el sistema para fortalecer la capacidad de entrega de suministro hacia el interior, llevando mayores cantidades de suministro desde Ballena Chuchupa, aproximadamente 70 GBTUD, invirtiendo el comportamiento habitual del sistema.



De lo anterior, se observa que en caso tal de que sea necesario recurrir al gas de la costa, se cuenta con una capacidad de 66.160 KPCD disponibles desde las fuentes de suministro de Sucre, Córdoba y Planta de Regasificación y adicionalmente se cuenta con un suministro de entre de 70 GBTUD desde las fuentes de la Guajira. Es claro que las dos alternativas dependen de la cantidad de suministro disponible, y dependen del comportamiento de las fuentes de suministro que podrían agregarse para alcanzar hasta 136 GBTUD. En adición, es de resaltar que la capacidad máxima de mediano plazo del tramo Ballena – Barrancabermeja es de 254.570 KPCD cuyo volumen transportado promedio es de 47.978 KPCD, y cuenta con una capacidad disponible primaria para el último trimestre de 2025 de 208.250 KPCD.

Ahora bien, es cierto que el planteamiento de esta opción no es el escenario ideal; no obstante, el objetivo es plantear un análisis sobre el cual se puedan reducir las dificultades en el abastecimiento de gas natural en el país, entre tanto entran nuevas fuentes de abastecimiento y mayores capacidades de transporte para conducir gas desde la costa hacia el interior, en línea con los planteamientos de la UPME. Para efectos de lo anterior, se deberá contar con la coordinación de los agentes del mercado, el CNO gas y el MME.

6.2. Anexo 2. Análisis de la información de demanda utilizada

En este anexo, se presentan los análisis de información de la demanda utilizada, enfocados en dar respuesta a los comentarios recibidos, relacionados con el uso de la demanda real y los picos de demanda, en cambio del escenario medio de las proyecciones de la UPME.

Para el efecto se toma como referencia el periodo entre agosto 2023 y agosto 2024, dado que desde el 2023 la UPME implementó una nueva metodología para la proyección de la demanda, con el fin de evitar comparar valores que fueron estimados con base en diferentes metodologías.

Para lo anterior, se utilizó el Mean Absolute Percentage Error (MAPE) comparando las proyecciones de demanda realizadas por la UPME y los valores promedio mensual de los reportes de energía entregada en cada punto de salida del SNT reportado por los comercializadores y usuarios no regulados.

6.2.1. Análisis comparación proyección UPME frente a la demanda real

Los valores de MAPE obtenidos muestran que, mientras los sectores residencial y comercial, GNVC, industrial y refinería presentan un MAPE que oscila entre el 3 % y el 10 %, sectores como el termoeléctrico, petroquímico y compresoras presentan mayores valores de este indicador, superando en algunos casos el 100 %. No obstante, es importante resaltar que a pesar de que los porcentajes son altos, la diferencia en cuanto a magnitudes no supera las 26 GBTUD en promedio anual.



Informe Especial

23 de septiembre 2024

Para el sector de compresoras, se entiende que la UPME consideró que el sistema nacional de transporte – SNT operaría en unas condiciones diferentes a las actuales, lo cual justifica las diferencias presentadas respecto al comportamiento histórico declarado ante el Gestor del Mercado. Por otra parte, en el sector petroquímico y termoeléctrico se observa que los valores de MAPE obtenidos son significativos; sin embargo, dadas las características particulares de esta demanda y como se indica en el informe principal, no se realizará un informe detallado para estos sectores.

Tabla B. MAPE por sectores – agosto 2023 - 2024

Región	Sector	Proyección UPME	Demanda registrada ante el GMGN	Diferencia Proyección Demanda real	MAPE
Nacional	Compresoras	21,859	7,014	14,844	225%
	Residencial	182,828	174,569	8,259	5%
	Comercial	58,306	53,146	5,160	10%
	GNVC	54,756	57,172	2,416	8%
	Refinería	154,424	145,598	8,826	10%
	Industrial	279,337	273,784	5,553	3%
	Petroquímica	6,132	19,225	13,093	66%
	Termoeléctrico	332,752	307,044	25,708	46%

Fuente: Proyecciones UPME y SEGAS (Cifras en MBTUD)

Por los análisis presentados, se considera que el uso de las proyecciones de la UPME es adecuado para el desarrollo de este informe.

6.2.2. Análisis demanda pico mensual frente a las proyecciones de la UPME

Para dar respuesta a los comentarios respecto a la consideración de la demanda pico como objeto de contratación para cada uno de los sectores, se identifican los periodos con comportamientos de mayores consumos para contrastarlos con las proyecciones de la UPME.

Para ello, se identifican los periodos con mayor consumo durante el año corrido entre agosto de 2023 y agosto de 2024, con base en la información declarada por los agentes ante el Gestor del Mercado. De manera gráfica, se compara esta información con las proyecciones de la UPME y el indicador MAPE para cada uno de los casos.

De las gráficas se observa que la demanda proyectada por la UPME, con excepción de los sectores compresoras, petroquímico y termoeléctrico, es muy cercana a la demanda real llegando a estar por encima de la demanda pico mensual en gran parte del periodo analizado, razón por la cual se considera que el uso de las proyecciones de la UPME es adecuado para el desarrollo de este informe.



Informe Especial

23 de septiembre 2024

En complemento, en la resolución CREG 102 009 de 2024 se establecen los periodos de priorización calculados por el Gestor del Mercado y se indica que la demanda será igual a:

“Consumo promedio mensual proyectado por la UPME en la publicación más reciente de las “Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural” en el “Escenario Medio”, a la fecha de realización del cálculo, para el año a del sector s de consumo. Valor dado en MBTUD.” (Subrayado fuera del texto)

Figura 2. Comportamiento real Demanda Esencial y No esencial vs Proyecciones de la UPME vs MAPE

