



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

1 Introducción

2 Consideraciones

3 Panorama de la contratación del mercado
primario, declaración PTDV, CIDV y PTDVF

4 Demanda esencial

5 Demanda industrial

6 Demanda termoeléctrica



1. Introducción

Mediante el Informe Anual del mercado de gas natural del 2023¹, publicado el 31 de mayo, se analizó el estado de la contratación junto con la información disponible en la Declaración de Producción de Gas Natural presentada al Ministerio de Minas y Energía en el 2023. En este informe se identificó la necesidad de hacer un análisis especial y una serie de toma de decisiones para garantizar el 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 publicación 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 el año 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 firme³, publicado el 23 de julio, de acuerdo con lo dispuesto en la circular 040 del 26 de junio de 2024, se encontró que las cantidades declaradas de PTDFV eran significativamente menores a las declaradas en la PTDV para el año gas 2025, razón por la cual el proceso de comercialización podría verse afectado para la negociación de contratos bajo modalidades que garantizan firmeza.

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, está realizando el análisis del contexto actual de la disponibilidad de gas natural a ser contratado en el corto plazo, con el fin de aportar a la definición de un enfoque de análisis ajustado a las condiciones reales del mercado con base en la información reportada al gestor del mercado por parte de los agentes y contando con el aporte de todos los involucrados en el mismo. De esta manera se busca conformar un único análisis que permita identificar la dimensión de la problemática real y permita, a quien corresponda, tomar las medidas que sean necesarias para que cada molécula de gas pueda ser llevada para atender la demanda nacional.

En la medida en que la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el Ministerio de Minas y Energía han emitido proyectos de resoluciones y de decreto que visualizan bajo una nueva óptica la comercialización del suministro de gas natural, incluyendo el importado, se pone a consideración de los interesados solo el año gas 2025, a la espera de recibir comentarios para replicar este análisis para los años gas 2026, 2027 y 2028.

Teniendo en cuenta todo lo expuesto, este informe se desarrollará incluyendo en primer lugar las consideraciones tenidas en cuenta para realizar este análisis. En segundo lugar, se identifica el panorama de la contratación del mercado primario, junto con declaración PTDV, CIDV y PTDFV. En

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>



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

ESTABLECIDA POR LEY 1712 DE 2014
BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA



BMC

**BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA**

Informe Especial

20 de agosto 2024

tercer lugar, se analizará el panorama entre la contratación vigente para el año gas 2025 contra las proyecciones de la demanda del escenario medio de la UPME. En cuarto lugar, se replicará el ejercicio de la demanda esencial en la demanda industrial, teniendo en cuenta las cantidades remanentes de PTDV y PTDFV. Por último, se realizará el análisis para la contratación referente al sector termoeléctrico.



2. 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 29 de julio de 2024. Podrá ser susceptible de modificaciones de acuerdo con la regulación que se expida y las actualizaciones de información de los supuestos.
- Este análisis se basa en proyecciones y supuestos de priorización propuestos en la regulación, por lo cual las cifras presentadas deben interpretarse con cautela, dado que están sujetas a cambios en función de factores económicos, regulatorios y del mercado.
- Si bien este análisis ofrece una visión inicial, se espera continuar trabajando para perfeccionar el análisis y obtener resultados que se ajusten a las necesidades del país.
- Solo se tiene en cuenta la contratación del Mercado Primario del gas natural producido en Colombia.
- Solo se consideran las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta declaradas al Ministerio de Minas y Energía, en lo referente al gas importado, a pesar de que entre enero y abril del 2024 la oferta total de gas natural en el país estuvo compuesta en un 23.72 % por gas importado (299,883 MBTUD).
- El análisis se realizó a nivel nacional, sin discriminar por interior y costa.
- No se incluyen las cantidades de PTDV y PTDFV asociadas a campos aislados.
- Para el análisis se tienen en cuenta 3 sectores: esencial, industrial y termoeléctrico. El sector esencial está compuesto por los sectores compresoras, residencial, comercial, GNVC y refinería.
- Primero se contrata el sector esencial y los remanentes quedan disponibles para la demanda industrial y termoeléctrica.
- Para el sector de compresoras se asume una proyección de 8,000 MBTUD, de acuerdo con el comportamiento del consumo histórico del sector.
- Se asume una flexibilidad en la contratación de PTDFV para campos mayores en diciembre de 2025.
- Para el sector esencial solo se tendrá en cuenta la contratación que garantiza firmeza.
- Solo se tendrá en cuenta el 10 % de las cantidades contratadas bajo la modalidad con interrupciones, para los sectores industrial y termoeléctrico.
- Se parte del supuesto de que el año gas 2025 tendrá unas condiciones de hidrología normales.



3. Panorama de la contratación del mercado primario, declaración PTDV, CIDV y PTDFV

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 suministro⁴ y la declaración de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDFV)⁵. Así mismo, se considerarán las proyecciones de demanda de gas natural publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)⁶ 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)⁷ del 2024, publicada mediante la Resolución No.00662 del 03 de julio de 2024.

En primer lugar, es crucial entender 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 PTDFV 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 PTDFV 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 PTDFV, dejando una PTDFV remanente para contratación, y, del mismo modo, estas cantidades se descontarán de la PTDV, dejando una PTDV remanente.

Es importante destacar que se deben considerar ciertos aspectos de las fuentes que reportan PTDV y PTDFV, 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

⁴ Declaración realizada por los agentes, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 186 de 2020, con corte al 29 de julio de 2024. Enlace de consulta: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>

⁵ Declaración realizada por los agentes el 19 de julio 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-PTDFV-y-CIDVF>

⁶ 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.>

⁷ 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

20 de agosto 2024

suministro de gas natural en cualquier momento del año. Por otro lado, se encuentra que los campos mayores, 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 tres años, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la misma resolución.

Así las cosas, para el análisis se clasificó la PTDV y PTDVF a través de tres categorías: 1) Campos mayores. 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, pero cuyo producto no tiene la opción de ingreso al Sistema Nacional de Transporte (SNT). Con base en esta clasificación se tiene lo dispuesto en la Tabla 1 para el año gas 2025.

Tabla 1. Desagregación de PTDV y PTDVF – Año gas 2025

Fecha	PTDV				PTDVF			
	Campos mayores ⁸	Campos menores, nuevos y pruebas ⁹	Campos aislados ¹⁰	Total PTDV	Campos mayores ¹¹	Campos menores, nuevos y pruebas ¹²	Campos aislados ¹³	Total PTDVF
Dic-24	55,177	48,657	34,092	137,926	16,050	26,643	15,173	57,866
Ene-25	39,916	49,880	25,932	115,728	0	29,088	14,709	43,797
Feb-25	39,154	53,296	25,502	117,952	0	28,692	14,600	43,292
Mar-25	38,763	47,689	25,121	111,573	0	28,307	14,498	42,805
Abr-25	37,957	47,595	24,805	110,357	0	27,927	14,395	42,322
May-25	37,732	47,009	24,517	109,258	0	27,559	14,298	41,857
Jun-25	37,466	47,123	24,382	108,971	0	27,856	14,206	42,062
Jul-25	37,190	54,968	24,241	116,399	0	27,490	14,114	41,604

⁸ De acuerdo con las declaraciones de los productores comercializadores, los campos mayores que declararon PTDV mayor a cero fueron: Bullerengue, Chuchupa, Clarinete, Cupiagua, Cupiagua Sur, Cusiana, Gibraltar.

⁹ De acuerdo con las declaraciones de los productores comercializadores, los campos menores, nuevos y en pruebas extensas que declararon PTDV mayor a cero fueron: Aguas Vivas, Alboka, Arrayan, Arrecife, Ballena, Bonanza, Bonga Mamey, Breva-1, Cañadonga, Caramelo, Claxon, Corazón, Corazón 9, Corazon West, Cornamusa, Corrales, Cosecha, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Istanbul, La Cira Infantas, La Punta, La Salina, Lulo, Mana, Nelson, Nispero - Trombón, Oboe, Palagua, Palmer, Pandereta, Recetor West, Rio Opia, San Marcos, Santa Beatriz 01, Santa Clara, Santo Domingo, Sardinata, Saxofón, Tempranillo, Tenay, Tibu, Toronja, Yarigui-Cantagallo.

¹⁰ De acuerdo con las declaraciones de los productores comercializadores, los campos aislados que declararon PTDV mayor a cero fueron: Aguas Blancas, Andina, Araguato, Arjona, Bayonero, Campo La Belleza, Caño Limón, Caño Rondon, Caño Yarumal, Capachos, Capachos Sur, Caricare, Carmentea, Casabe, Casabe Sur, Cerrito, Cerro Gordo, Chenche, Chipiron, Cicuco, El Difícil, Finn, Floreña, Galembó, Gigante, Ibamaca, Jiba Unificado, Kananaskis, La Cañada Norte, Lisama, Llanito, Macana, Matachín Norte, Matachín Sur, Morrocoy, Olini, Oripaya, Ortega, Pacande, Palogrande, Payoa, Purificación, Ramiriqui, Redondo, Redondo Este, Rex, Rex Ne, Rio Saldaña, San Roque, Santiago, Terecay, Tisquirama, Toldado, Toqui Toqui, Totare, Toy, Yaguara.

¹¹ De acuerdo con las declaraciones de los productores comercializadores, los campos mayores que declararon PTDVF mayor a cero fueron: Cupiagua Sur, Bullerengue, Chuchupa, Cupiagua, Cusiana y Gibraltar.

¹² De acuerdo con las declaraciones de los productores comercializadores, los campos menores, nuevos y en pruebas extensas que declararon PTDVF mayor a cero fueron: Arrecife, Ballena, Caramelo, Corazón, Corrales, Istanbul, La Salina, Palagua, Pandereta y Recetor West.

¹³ De acuerdo con las declaraciones de los productores comercializadores, los campos aislados que declararon PTDVF mayor a cero fueron: Aguas Blancas, Arjona, Capachos, Cerro Gordo, Floreña, La Cañada Norte, Payoa, San Roque y Tisquirama.



Informe Especial

20 de agosto 2024

Fecha	PTDV				PTDVF			
	Campos mayores ⁸	Campos menores, nuevos y pruebas ⁹	Campos aislados ¹⁰	Total PTDV	Campos mayores ¹¹	Campos menores, nuevos y pruebas ¹²	Campos aislados ¹³	Total PTDVF
Ago-25	35,373	54,228	24,767	114,368	0	28,043	14,431	42,474
Sep-25	36,622	54,974	24,873	116,469	0	27,703	14,347	42,050
Oct-25	36,337	54,644	24,526	115,507	0	27,369	14,263	41,632
Nov-25	36,053	56,633	24,146	116,832	0	27,039	14,183	41,222

Fuente: SEGAS y DPGN del MME (Cifras en MBTUD)

En este orden de ideas, y de acuerdo con la DPGN del MME, se tiene que la CIDV reportada por el comercializador de gas importado fue de 50.000 MBTUD para el año gas 2025. Lo anterior cobra relevancia, si se tiene en cuenta que la CREG y el MME han emitido proyectos de resoluciones y de decreto que visualizan bajo una nueva óptica la comercialización del suministro de gas natural, incluyendo el importado. Así mismo, es necesario aclarar que para los análisis realizados no se incluye la capacidad total de la planta de regasificación ubicada en Cartagena de Indias.

Tabla 2. CIDV – Año gas 2025

Fecha	CIDV
Dic-24	50,000
Ene-25	50,000
Feb-25	50,000
Mar-25	50,000
Abr-25	50,000
May-25	50,000
Jun-25	50,000
Jul-25	50,000
Ago-25	50,000
Sep-25	50,000
Oct-25	50,000
Nov-25	50,000

Fuente: DPGN del MME (Cifras en MBTUD)

Una vez identificadas las cantidades disponibles para la venta se partirá del supuesto de que solo se tendrán en cuenta las cantidades que se podrían ofertar con algún tipo de acceso al SNT, dado que, de lo contrario, se estarían contabilizando cantidades disponibles para la venta que no necesariamente están disponibles para esta demanda. Así mismo, se partirá del supuesto de que las cantidades de PTDVF asociadas a campos mayores, disponibles en diciembre de 2024, se podrán negociar en contratos que garantizan firmeza, dado que, de acuerdo con la regulación vigente, está producción no sería posible negociarla bilateralmente en contratos que garantizan firmeza. Así las



Informe Especial

20 de agosto 2024

cosas, se encuentra que las cantidades de PTDV+CIDV y PTDVF resultantes serán las que se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Cantidades disponible de PTDV + CIDV y PTDVF para el SNT – Año gas 2025

Fecha	PTDV (SNT)				PTDVF (SNT)		
	Campos mayores	Campos menores, nuevos y pruebas	CIDV	PTDV+CIDV	Campo Mayor	Campos menores, nuevos y pruebas	PTDVF
Dic-24	55,177	48,657	50,000	153,834	16,050	26,643	42,693
Ene-25	39,916	49,880	50,000	139,796	0	29,088	29,088
Feb-25	39,154	53,296	50,000	142,450	0	28,692	28,692
Mar-25	38,763	47,689	50,000	136,452	0	28,307	28,307
Abr-25	37,957	47,595	50,000	135,552	0	27,927	27,927
May-25	37,732	47,009	50,000	134,741	0	27,559	27,559
Jun-25	37,466	47,123	50,000	134,589	0	27,856	27,856
Jul-25	37,190	54,968	50,000	142,158	0	27,490	27,490
Ago-25	35,373	54,228	50,000	139,601	0	28,043	28,043
Sep-25	36,622	54,974	50,000	141,596	0	27,703	27,703
Oct-25	36,337	54,644	50,000	140,981	0	27,369	27,369
Nov-25	36,053	56,633	50,000	142,686	0	27,039	27,039

Fuente: SEGAS y DPGN del MME (Cifras en MBTUD)

El ejercicio de contraste entre las proyecciones de demanda y la contratación se realizará para los principales sectores de consumo:

- Esencial¹⁴, que agrupa: compresoras, residencial, comercial, Gas Natural Vehicular (GNV), y refinería.
- Industrial
- Termoeléctrico

¹⁴ 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 refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional.”



Informe Especial

20 de agosto 2024

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

En lo que respecta a las contrataciones bajo la modalidad contractual con interrupciones, a pesar de que en las tablas de los diferentes sectores se incluye la totalidad del suministro contratado bajo esta modalidad, para los análisis solo se tendrá en cuenta el 10 % de la cantidad contratada, en virtud del comportamiento de los datos históricos de ejecución de estos contratos¹⁵.

Con el objetivo de realizar un ejercicio que permita entender cómo se vislumbra el panorama de contratación para cada uno de los tres sectores, se partirá del supuesto de que primero se contratará la demanda esencial en modalidades que garantizan firmeza, mientras que los sectores industrial y termoeléctrico se contrataran con las cantidades remanentes. Es importante destacar que este análisis se basa en proyecciones y supuestos de priorización propuestos en la regulación, por lo cual las cifras presentadas deben interpretarse con cautela, dado que están sujetas a cambios en función de factores económicos, regulatorios y del mercado.

¹⁵ 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.



4. Demanda Esencial

En vista de que los agentes que atienden la demanda esencial tienen la obligación de contratar el suministro con agentes que cuenten con respaldo físico, y dadas las condiciones particulares de aseguramiento relacionadas con esta demanda, para el análisis de la demanda esencial solo se tendrá en cuenta la contratación que garantiza firmeza en el mercado primario de suministro y la proyección de consumo publicada por la UPME, las cuales se encuentran discriminada por sector en la Tabla 4. En lo referente al sector refinería, se estiman unas necesidades preliminares de contratación en el mercado primario de 26,000 MBTUD, según lo informado por este tipo de demanda.

Tabla 4. Contratación mercado primario suministro y proyección sector esencial – Año gas 2025

Fecha	Contratación Compresoras	Proyección consumo Compresoras ¹⁶	Contratación Residencial	Proyección consumo Residencial	Contratación Comercial	Proyección consumo Comercial	Contratación GNV	Proyección consumo GNV
Dic-24	1,664	8,000	166,117	181,269	31,449	58,706	90,100	56,318
Ene-25	1,664	8,000	166,117	177,672	31,449	57,805	90,100	49,812
Feb-25	1,664	8,000	166,117	187,232	31,449	60,741	90,100	54,462
Mar-25	1,664	8,000	166,117	180,536	31,449	59,458	90,100	52,418
Abr-25	1,664	8,000	166,117	190,518	31,449	60,065	90,100	51,075
May-25	1,664	8,000	166,117	187,470	31,449	58,755	90,100	51,595
Jun-25	1,664	8,000	166,117	192,867	31,449	62,429	90,100	51,757
Jul-25	1,664	8,000	166,205	184,533	31,449	59,697	90,100	51,933
Ago-25	1,664	8,000	166,205	187,691	31,449	59,456	90,100	53,919
Sep-25	1,664	8,000	166,205	193,345	31,449	61,736	90,100	54,955
Oct-25	1,664	8,000	166,205	187,955	31,449	61,332	90,100	54,126
Nov-25	1,664	8,000	166,205	195,102	31,449	63,346	90,100	54,507

Fuente: SEGAS y Proyecciones UPME (Cifras en MBTUD)

Se observa que para el año gas 2025 el promedio de la contratación que garantiza firmeza es de 289,367 MBTUD¹⁷, mientras que la demanda proyectada promedio alcanza los 332,383 MBTUD, incluyendo las necesidades de la refinería. Ahora bien, una vez se desagrega la información para cada mes del año gas 2025, se observa que la demanda esencial proyectada está cubierta en más

¹⁶ Para el sector de compresoras se asume una proyección de 8,000 MBTUD, de acuerdo con el comportamiento del consumo histórico del sector.

¹⁷ Contratación con fecha de corte al 29 de julio de 2024.



Informe Especial

20 de agosto 2024

del 80 % para todos los meses, como se puede ver en la Tabla 5, alcanzando porcentajes de cubrimiento superiores al 90 % para diciembre del 2024 y enero del 2025.

Tabla 5. Contratación y proyección sector esencial – Año gas 2025

Fecha	Garantiza firmeza	Con Interrupciones	Proyección UPME	% Cubrimiento proyección	Faltante por contratar
Dic-24	289,330	9,600	304,293	95%	14,963
Ene-25	289,330	9,600	319,288	91%	29,958
Feb-25	289,330	9,600	336,434	86%	47,104
Mar-25	289,330	9,600	326,412	89%	37,082
Abr-25	289,330	9,600	335,658	86%	46,328
May-25	289,330	9,100	331,819	87%	42,489
Jun-25	289,330	9,100	341,052	85%	51,722
Jul-25	289,418	9,100	330,163	88%	40,745
Ago-25	289,418	9,100	335,066	86%	45,648
Sep-25	289,418	9,100	344,036	84%	54,618
Oct-25	289,418	9,100	337,413	86%	47,995
Nov-25	289,418	9,100	346,955	83%	57,537

Fuente: SEGAS y Proyecciones UPME (Cifras en MBTUD)

En la Tabla 6 se presentan las diferencias entre las proyecciones y la contratación, junto con las cantidades de PTDV+CIDV y PTDVF. En este punto, se parte del supuesto de que las cantidades de PTDV+CIDV y PTDVF se encuentran disponibles en su totalidad para la contratación de esta demanda. Así las cosas, con la PTDVF disponible se alcanza a cubrir en su totalidad la diferencia entre la contratación y la proyección para diciembre del 2024.

Para los meses restantes, se observa que la PTDVF declarada por los agentes no alcanzaría a cubrir las diferencias entre la contratación declarada para el año gas 2025 y las proyecciones de demanda, por lo cual, sería necesario recurrir a las cantidades declaradas de PTDV, como se observa en la Tabla 7. Resulta relevante precisar que, bajo la regulación actual, no se podrían firmar contratos que garanticen firmeza asociados a la PTDV, dado que este tipo de contratación se delimita a la PTDVF declarada. Es importante recordar que este análisis incluye una priorización para la atención de la demanda de refinería que aún no está contratada.

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.



Informe Especial

20 de agosto 2024

Tabla 6. Contratación de PTDFV – Sector esencial

Fecha	Faltante por contratar (Tabla 5)	PTDV+CIDV	PTDFV	Cantidad contratada con PTDFV	PTDFV Remanente	Faltante por contratar con PTDV+CIDV
Dic-24	14,963	153,834	42,693	14,963	27,730	0
Ene-25	29,958	139,796	29,088	29,088	0	870
Feb-25	47,104	142,450	28,692	28,692	0	18,412
Mar-25	37,082	136,452	28,307	28,307	0	8,775
Abr-25	46,328	135,552	27,927	27,927	0	18,401
May-25	42,489	134,741	27,559	27,559	0	14,930
Jun-25	51,722	134,589	27,856	27,856	0	23,866
Jul-25	40,745	142,158	27,490	27,490	0	13,255
Ago-25	45,648	139,601	28,043	28,043	0	17,605
Sep-25	54,618	141,596	27,703	27,703	0	26,915
Oct-25	47,995	140,981	27,369	27,369	0	20,626
Nov-25	57,537	142,686	27,039	27,039	0	30,498

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

Tabla 7. Contratación de PTDV+CIDV – Sector esencial

Fecha	Faltante por contratar (Tabla 6)	PTDV+CIDV remanente luego de contratar PTDFV	Contratación con PTDV+CIDV	PTDV+CIDV Remanente	PTDFV Remanente
Dic-24	0	138,871	0	138,871	27,730
Ene-25	870	110,708	870	109,838	0
Feb-25	18,412	113,758	18,412	95,346	0
Mar-25	8,775	108,145	8,775	99,370	0
Abr-25	18,401	107,625	18,401	89,224	0
May-25	14,930	107,182	14,930	92,252	0
Jun-25	23,866	106,733	23,866	82,867	0
Jul-25	13,255	114,668	13,255	101,413	0
Ago-25	17,605	111,558	17,605	93,953	0
Sep-25	26,915	113,893	26,915	86,978	0
Oct-25	20,626	113,612	20,626	92,986	0
Nov-25	30,498	115,647	30,498	85,149	0

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

En todo caso, según los contratos registrados en el Gestor, es importante aclarar que parte de la PTDV y PTDFV asociada a campos aislados se destina a la demanda residencial de algunos municipios cercanos a las fuentes, por lo cual el remanente de PTDV+CIDV y PTDFV de la Tabla 7 puede variar levemente.



Informe Especial

20 de agosto 2024

Es importante destacar que la CREG se encuentra en proceso de publicar una resolución que modifica la Resolución CREG 186 de 2020, la cual busca que la totalidad de los campos de producción declaren PTDVF, dado que bajo la regulación actual solo establece la obligación de declaración para los campos no previstos en el Artículo 19 de esta Resolución. Teniendo en cuenta esto, se espera que se realice una nueva declaración de PTDVF por parte de todos los campos, que podría variar respecto a la información reportada el 19 de julio de 2024.

Ahora bien, teniendo en cuenta que el proyecto de Resolución CREG 702 006 de 2024, que modifica la Resolución CREG 186 de 2020 establece un orden para priorización de la demanda esencial, el cual *“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 GNCV, 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”*. Se considera necesario analizar el escenario que se vislumbra con esta nueva resolución.

Con base en el orden planteado, se evidencia que la demanda de compresoras, residencial, comercial y GNV (308,549 MBTUD) podría ser cubierta en su totalidad con la PTDVF disponible, a excepción de septiembre y noviembre de 2025, donde se presentarían diferencias de 915 y 4,498 MBTUD, respectivamente, como se observa en la Tabla 8.

Tabla 8. Contratación de PTDV+CIDV y PTDVF – Sector esencial (remanente a Refinería)

Fecha	Total Contratación Compresoras, Residencial, Comercial y GNV	Total Proyección consumo Compresoras, Residencial, Comercial y GNV	Faltante por contratar	PTDVF	PTDVF Contratada Compresoras, Residencial, Comercial y GNV	Faltante por contratar Compresoras, Residencial, Comercial y GNV	PTDVF remanente para refinería
Dic-24	289,330	304,293	14,963	42,693	14,963	0	27,730
Ene-25	289,330	293,288	3,958	29,088	3,958	0	25,130
Feb-25	289,330	310,434	21,104	28,692	21,104	0	7,588
Mar-25	289,330	300,412	11,082	28,307	11,082	0	17,225
Abr-25	289,330	309,658	20,328	27,927	20,328	0	7,599
May-25	289,330	305,819	16,489	27,559	16,489	0	11,070
Jun-25	289,330	315,052	25,722	27,856	25,722	0	2,134
Jul-25	289,418	304,163	14,745	27,490	14,745	0	12,745
Ago-25	289,418	309,066	19,648	28,043	19,648	0	8,395
Sep-25	289,418	318,036	28,618	27,703	27,703	915	0
Oct-25	289,418	311,413	21,995	27,369	21,995	0	5,374
Nov-25	289,418	320,955	31,537	27,039	27,039	4,498	0

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

En todo caso, en vista de que la Tabla 8 hace referencia a un proyecto de resolución que no se encuentra en firme, se continuará el ejercicio de análisis con los datos obtenidos en la Tabla 7, la cual incluye toda la demanda esencial sin un orden de priorización.



5. Demanda Industrial

Una vez analizado el sector de la demanda esencial, se aborda el sector industrial. Se observa que la contratación promedio para el año gas 2025 es de 242,825 MBTUD¹⁸, teniendo en cuenta los contratos que garantizan firmeza (239,417 MBTUD) y el 10 % de ejecución de los contratos con modalidad con interrupciones (34,000 MBTUD con un supuesto de ejecución de 3,400 MBTUD). Así las cosas, una vez se contrasta la contratación y las proyecciones se identifica un porcentaje de cubrimiento del 86 % promedio, donde se observan diferencias que alcanzan los 48,156 MBTUD, como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Contratación y proyección de demanda sector industrial – Año gas 2025

Fecha	Garantiza firmeza	Con Interrupciones	Contratación Firme + 10 % Con interrupciones	Proyección UPME	% Cubrimiento proyección (GF+10%*CI /Proyección)	Faltante por contratar
Dic-24	239,417	34,924	242,909	277,167	88%	34,257
Ene-25	239,417	34,000	242,817	272,119	89%	29,302
Feb-25	239,417	34,000	242,817	285,934	85%	43,117
Mar-25	239,417	34,000	242,817	279,882	87%	37,065
Abr-25	239,417	34,000	242,817	274,741	88%	31,924
May-25	239,417	34,000	242,817	275,780	88%	32,963
Jun-25	239,417	34,000	242,817	282,243	86%	39,426
Jul-25	239,417	34,000	242,817	280,304	87%	37,487
Ago-25	239,417	34,000	242,817	285,649	85%	42,832
Sep-25	239,417	34,000	242,817	290,973	83%	48,156
Oct-25	239,417	34,000	242,817	282,476	86%	39,659
Nov-25	239,417	34,000	242,817	289,293	84%	46,476

Fuente: SEGAS y Proyecciones UPME (Cifras en MBTUD)

Con las declaraciones de PTDV+CIDV y PTDVF, realizadas en el 2024, se identifica que en las condiciones actuales del mercado no se lograría cubrir el 100 % de la demanda con contratos que garantizan firmeza para este sector, dado que la PTDVF fue contrata, por la demanda esencial, en su totalidad para 11 de los 12 meses del año gas 2025, quedando PTDVF disponible solo para diciembre del 2024; sin embargo, es clave entender que el perfil de contratación de la demanda industrial no obedece a una contratación 100 % firme, sino que, a manera de ejemplo, entre el 2015 y el 2024 el

¹⁸ Ibid.



Informe Especial

20 de agosto 2024

perfil de contratación promedio obedeció a un 79 % en modalidades que garantizan firmeza y a un 21 % en la modalidad con interrupciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Tabla 10 se presentan las cantidades faltantes por cubrir para el sector industrial, junto con la PTDV+CIDV y PTDFV remanente de la Tabla 7, que se obtienen después de la contratación de la demanda esencial. En primer lugar, se observa que las cantidades faltantes para cubrir la demanda industrial superan la PTDFV disponible para diciembre del 2024, por lo cual tendrían que recurrir a cantidades disponibles de PTDV+CIDV como se muestra en la Tabla 10 y Tabla 11.

Tabla 10. Contratación de PTDFV – Sector industrial

Fecha	Faltante por cubrir (Tabla 8)	PTDV+CIDV Remanente (Tabla 7)	PTDFV Remanente (Tabla 6)	Contratación con PTDFV	Faltante por contratar con PTDV+CIDV
Dic-24	34,257	135,379	27,730	27,730	6,527
Ene-25	29,302	106,438	0	0	29,302
Feb-25	43,117	91,946	0	0	43,117
Mar-25	37,065	95,970	0	0	37,065
Abr-25	31,924	85,824	0	0	31,924
May-25	32,963	88,852	0	0	32,963
Jun-25	39,426	79,467	0	0	39,426
Jul-25	37,487	98,013	0	0	37,487
Ago-25	42,832	90,553	0	0	42,832
Sep-25	48,156	83,578	0	0	48,156
Oct-25	39,659	89,586	0	0	39,659
Nov-25	46,476	81,749	0	0	46,476

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

Tabla 11. Contratación de PTDV+CIDV – Sector industrial

Fecha	Faltante por contratar con PTDV+CIDV (Tabla 9)	PTDV+CIDV Remanente luego de contratar PTDFV	Contratación con PTDV+CIDV	PTDV+CIDV Remanente	PTDFV Remanente
Dic-24	6,527	107,649	6,527	101,122	0
Ene-25	29,302	106,438	29,302	77,136	0
Feb-25	43,117	91,946	43,117	48,828	0
Mar-25	37,065	95,970	37,065	58,905	0
Abr-25	31,924	85,824	31,924	53,900	0



Informe Especial

20 de agosto 2024

Fecha	Faltante por contratar con PTDV+CIDV (Tabla 9)	PTDV+CIDV Remanente luego de contratar PTDVF	Contratación con PTDV+CIDV	PTDV+CIDV Remanente	PTDVF Remanente
May-25	32,963	88,852	32,963	55,888	0
Jun-25	39,426	79,467	39,426	40,040	0
Jul-25	37,487	98,013	37,487	60,526	0
Ago-25	42,832	90,553	42,832	47,721	0
Sep-25	48,156	83,578	48,156	35,423	0
Oct-25	39,659	89,586	39,659	49,926	0
Nov-25	46,476	81,749	46,476	35,272	0

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

Una vez realizado el ejercicio propuesto, se observa que el sector industrial podría cubrir toda su brecha de contratación utilizando la PTDV+CIDV y la PTDVF remanente de la Tabla 7. Se observa que para aquellos meses en que la PTDV+CIDV remanente es menor a 50,000 MBTUD, sería necesario acudir a las cantidades importadas de gas. En este orden de ideas, se ratifica la necesidad de adoptar medidas de política pública, regulatoria y/o comercial que permitan disponer del gas declarado en la PTDV y CIDV para la atención de la demanda industrial, según las necesidades identificadas aun no contratadas.



6. Sector termoeléctrico

En vista de que no se tiene en cuenta la PTDV y PTDVF asociada a campos aislados, para analizar el sector termoeléctrico se excluyó la contratación de los campos aislados, la cual asciende a 48,737 MBTUD, contratados bajo modalidad firme. Así mismo, se descontó esta cantidad de las proyecciones de demanda realizadas por la UPME.

Bajo los supuestos descritos hasta aquí, quedaría PTDV+CIDV remanente para la atención de esta demanda. Este hecho resulta ir en línea con el perfil contractual de este sector, el cual entre el 2015 y el 2024 se contrató bajo la modalidad con interrupciones en un 54 % y en las modalidades que garantizan firmeza en un 46 % (principalmente en la modalidad de opción de compra de gas). 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.

Para el año gas 2025 se observa que la modalidad con interrupciones representa el 58 % de la contratación, mientras que el 42 % restante obedece a contrataciones bajo modalidades que garantizan firmeza, lo cual va en línea con el perfil de contratación de años anteriores. Una vez se aplica el supuesto de que solo el 10 % de los contratos con interrupciones se ejecuta, en la Tabla 12 se puede ver el cubrimiento de la demanda proyectada con la contratación actual.

Tabla 12. Contratación y proyección sector termoeléctrico – Año gas 2025

Fecha	Garantiza firmeza	Con Interrupciones	Contratación Firme + 10 % Con interrupciones	Proyección UPME	% Cubrimiento proyección (GF+10%*CI /Proyección)	Faltante por contratar
Dic-24	56,610	148,000	71,410	138,431	52%	67,021
Ene-25	56,610	148,000	71,410	166,176	43%	94,766
Feb-25	56,610	148,000	71,410	161,271	44%	89,861
Mar-25	56,610	148,000	71,410	105,104	68%	33,694
Abr-25	56,610	148,000	71,410	95,148	75%	23,738
May-25	56,610	148,000	71,410	71,464	100%	54
Jun-25	56,610	148,000	71,410	97,370	73%	25,960
Jul-25	56,610	148,000	71,410	90,355	79%	18,945
Ago-25	56,610	148,000	71,410	87,058	82%	15,648
Sep-25	56,610	148,000	71,410	181,232	39%	109,822
Oct-25	56,610	148,000	71,410	172,363	41%	100,953
Nov-25	56,610	148,000	71,410	191,033	37%	119,623

Fuente: SEGAS y Proyecciones UPME (Cifras en MBTUD)



Tabla 13. Contratación de PTDV+CIDV y PTDFV – Sector termoeléctrico

Fecha	Faltante por contratar (Tabla 11)	PTDV+CIDV remanente (Tabla 10)	PTDFV remanente (Tabla 10)	PTDV+CIDV Remanente	Faltante por contratar
Dic-24	67,021	86,322	0	19,300	-
Ene-25	94,766	62,336	0	-	32,430
Feb-25	89,861	34,028	0	-	55,833
Mar-25	33,694	44,105	0	10,411	-
Abr-25	23,738	39,100	0	15,362	-
May-25	54	41,088	0	41,034	-
Jun-25	25,960	25,240	0	-	720
Jul-25	18,945	45,726	0	26,781	-
Ago-25	15,648	32,921	0	17,273	-
Sep-25	109,822	20,623	0	-	89,199
Oct-25	100,953	35,126	0	-	65,826
Nov-25	119,623	20,472	0	-	99,150

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

A partir de los resultados de la Tabla 13, se observa que las cantidades disponibles de PTDV+CIDV alcanzarían a cubrir la brecha entre la contratación y las proyecciones para 6 de los 12 meses del año gas, mientras que, para febrero, abril, junio, septiembre, octubre y noviembre del 2025, podría ser necesario recurrir a gas importado o a las cantidades remanentes de corto plazo. Es importante resaltar que el sector termoeléctrico se ha abastecido recientemente con gas importado por cantidades superiores a los valores encontrados, 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.

Como una nota final tenemos que este ejercicio se puede replicar contratando en primer lugar la demanda no cubierta del sector termoeléctrico, y luego, la demanda no cubierta del sector industrial, sin que se vea afectada la validez de las conclusiones aquí obtenidas, en cuanto a cantidades disponibles, pero si en cuanto a qué demanda debe recurrir al gas importado. Al final, resultaría en una decisión basada en precios, de acuerdo con las condiciones reales de la demanda, los mecanismos de contratación que se utilicen y las eventuales decisiones de priorización provenientes de política pública.