

Análisis Disponibilidad de Gas 2026

Gestor de mercado de gas natural Resumen



26 de junio de 2025



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA



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

Declaración DPGN - Resolución No.00739 del 28 de mayo de 2025
Declaración de PTDF del 03 de junio de 2025
Fecha de Corte contratación: 18 de junio 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Objetivo

El objetivo de este análisis es **poner la información, reportada al Gestor de Mercado, en forma organizada y analizada, a disposición de los diferentes actores del mercado, como son entidades del gobierno, agentes de la cadena y usuarios afectados**, de tal forma que los responsables de garantizar el abastecimiento tengan herramientas adicionales para la toma de decisiones pertinentes en el corto, mediano y largo plazo.

Alcance

1. Este análisis determina las necesidades de gas que tiene la demanda, adicionales a las cantidades que ya están contratadas, asumiendo que **las cantidades disponibles para contratar se ponen a disposición de la demanda sin considerar las limitaciones de infraestructura que puedan afectar la conexión entre la oferta y la demanda**.
2. A partir de esta información, **se identifican las necesidades de gas que no podrían cubrirse con las cantidades disponibles** y sería necesario recurrir a gas importado, mientras no se identifiquen nuevas fuentes de suministro local.
3. De esta manera, también **se estiman las cantidades de gas que tendrían que movilizarse de la Costa al Interior**, para satisfacer completamente la demanda, asumiendo que las cantidades faltantes de gas provienen del punto de importación de la región Costa.
4. Este análisis verifica la posibilidad de movilizar las cantidades, identificadas anteriormente, entre las regiones Costa e Interior a través del Sistema Nacional de Transporte, únicamente de manera aritmética y con base en la información de inyección histórica y las Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) reportadas al Gestor del Mercado. Análisis adicionales asociados a la capacidad de la infraestructura se desarrollarán en otro informe.

Alcance

5. Esta versión del informe no incluye un análisis del año gas 2025, ya que se prevé que las condiciones observadas durante el primer semestre se mantengan en el segundo.

Fuentes de información

1. Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV) reportadas al Ministerio de Minas y Energía (MME) en la **Declaración de Producción de Gas Natural del 2025**, publicada mediante la **Resolución No.00739 del 28 de mayo de 2025**.
2. **Declaración de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) y PTDV en pruebas** reportadas al Gestor del Mercado, el junio 3 de 2025, para el trimestre estándar de negociación (TEN) de junio a agosto de 2025.
3. **Proyecciones de demanda** de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su escenario medio, publicadas en enero de 2024.
4. **Declaraciones de información transaccional y operativa realizadas por los agentes del mercado**, con corte al 18 de junio de 2025.

Consideraciones

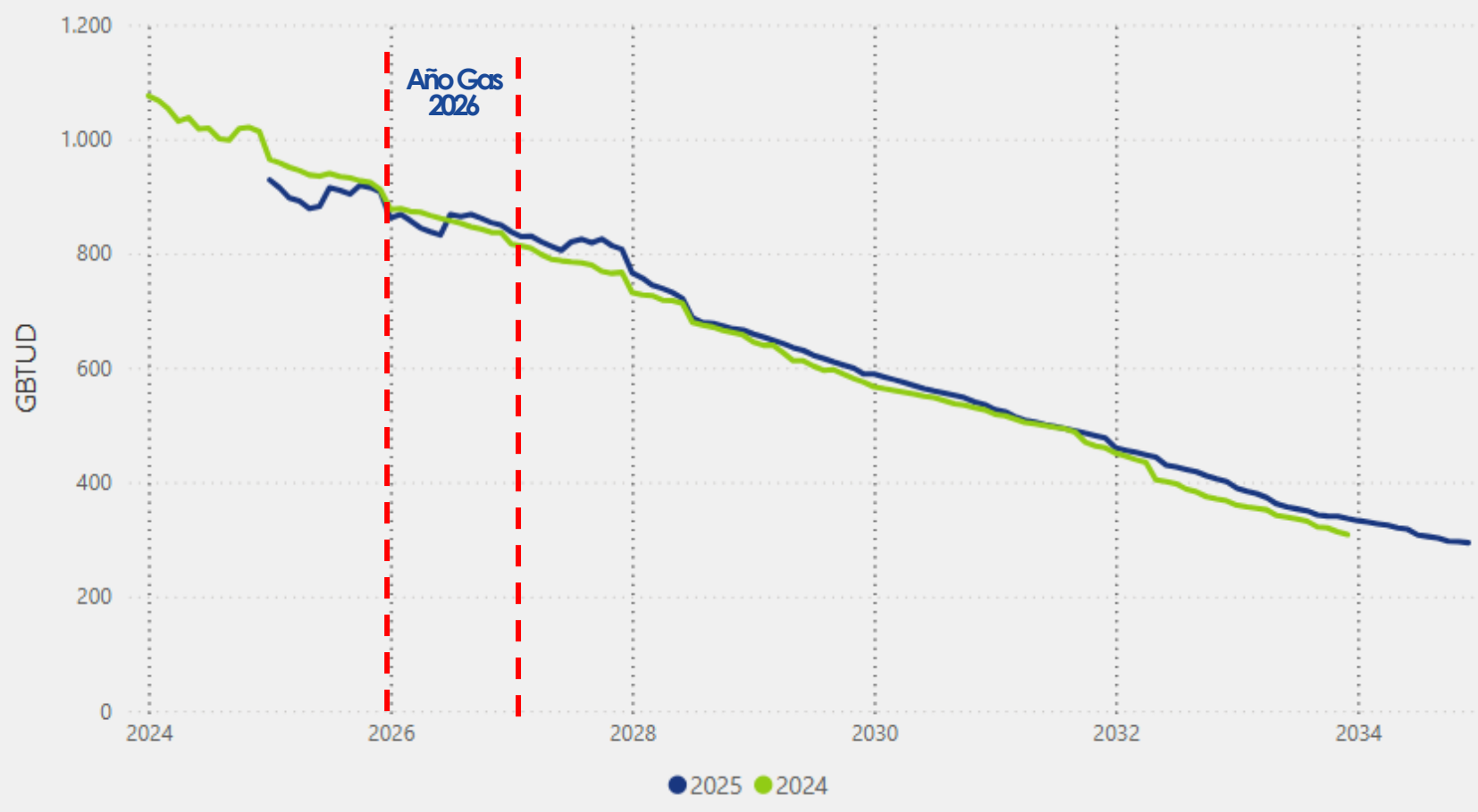
1. Esta versión del análisis incluye las disposiciones de la **Resolución CREG 102 015 de 2025**, referente a:
 - i. **Los contratos con interrupciones se consideran firme o que garantiza firmeza en un día de gas cuando se nominan y se entregan.**
 - ii. **Los contratos de suministro registrados a partir de la PTDV en Pruebas no cuentan con Respaldo Físico, por lo cual no pueden hacer el traslado de costos a la demanda regulada.**
2. Para simular la asignación del gas disponible a la demanda que lo requiera, este análisis se basa en las proyecciones de demanda de la UPME y en la aplicación de los criterios de priorización de la demanda esencial establecida en la regulación vigente.
3. Para considerar el gas disponible no se tienen en cuenta las cantidades declaradas de Campos Aislados. Este gas únicamente se tiene en cuenta para el sector termoeléctrico del interior.
4. Para la asignación a la demanda de las cantidades de PTDV, contratadas con interrupciones y que se consideran firmes en el día de gas, **se utiliza el 60 % de la PTDV disponible** con base en las nominaciones históricas promedio, registradas en el Gestor del Mercado.
5. Para este ejercicio, el gas disponible en la costa se distribuye en primer lugar en esa región y los remanentes se disponen para la región interior, conservando el criterio de priorización de la demanda.

Conclusiones

1. Una vez se realizan las simulaciones de asignación de la oferta, de acuerdo con el proceso de priorización establecido en la Resolución CREG 102 015 de 2025, para el **año gas 2026** se estiman **205 GBTUD faltantes por contratar con firmeza**, los cuales **podrían disminuir a 151 GBTUD** si se toma en cuenta el 60 % de la contratación de la PTDV, en la modalidad con interrupciones, y a **98 GBTUD si la CIDV declarada se ofrece como CIDVF en la próxima declaración**.
2. **El desarrollo de proyectos de transporte y de importación**, que faciliten el traslado de gas desde la costa hacia el interior del país, y los **ajustes regulatorios que los viabilicen**, a partir del 2026, **son fundamentales para asegurar un abastecimiento confiable y sostenible en el corto y mediano plazo**.
3. Se identifica que, bajo las condiciones actuales del sistema nacional de transporte, **el gas que puede ser transportado de la región Costa a la región Interior, por el tramo La Mami – Ballena, es de 102,900 KPCD** a partir de diciembre de 2025 y de 170,000 KPCD a partir de julio de 2027.
4. Para 2026 se estima la necesidad de **movilizar 236 GBTUD de suministro de la costa al interior**, asumiendo que todos los faltantes de gas se suplen desde la costa. Así las cosas, se evidencia la necesidad de ampliar la capacidad del tramo La Mami – Ballena antes de julio 2027.
5. **Acuerdos operativos entre los agentes podrían llevar mayores volúmenes de gas hacia el interior** provenientes de Ballena, estimadas en 40 GBTUD adicionales.

Declaración de Potencial de Producción al MME

2024 - 2025



Potencial de
Producción Promedio
2026 (GBTUD)

Declaración 2024

865

Declaración 2025

861

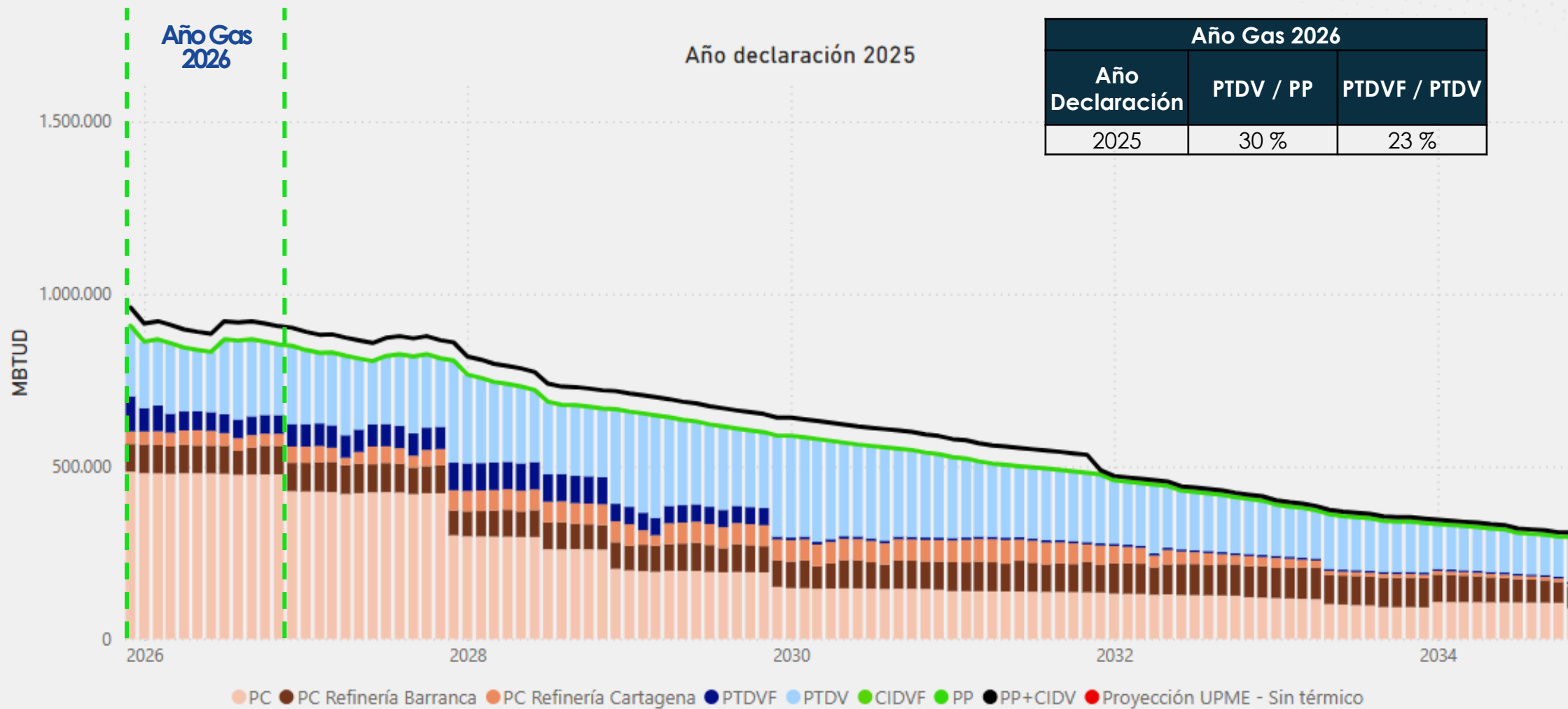
Reducción del PP
para 2026

0.5 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Declaración de Producción de Gas Natural del 2025, publicada mediante la Resolución No.00739 del 28 de mayo de 2025.
Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

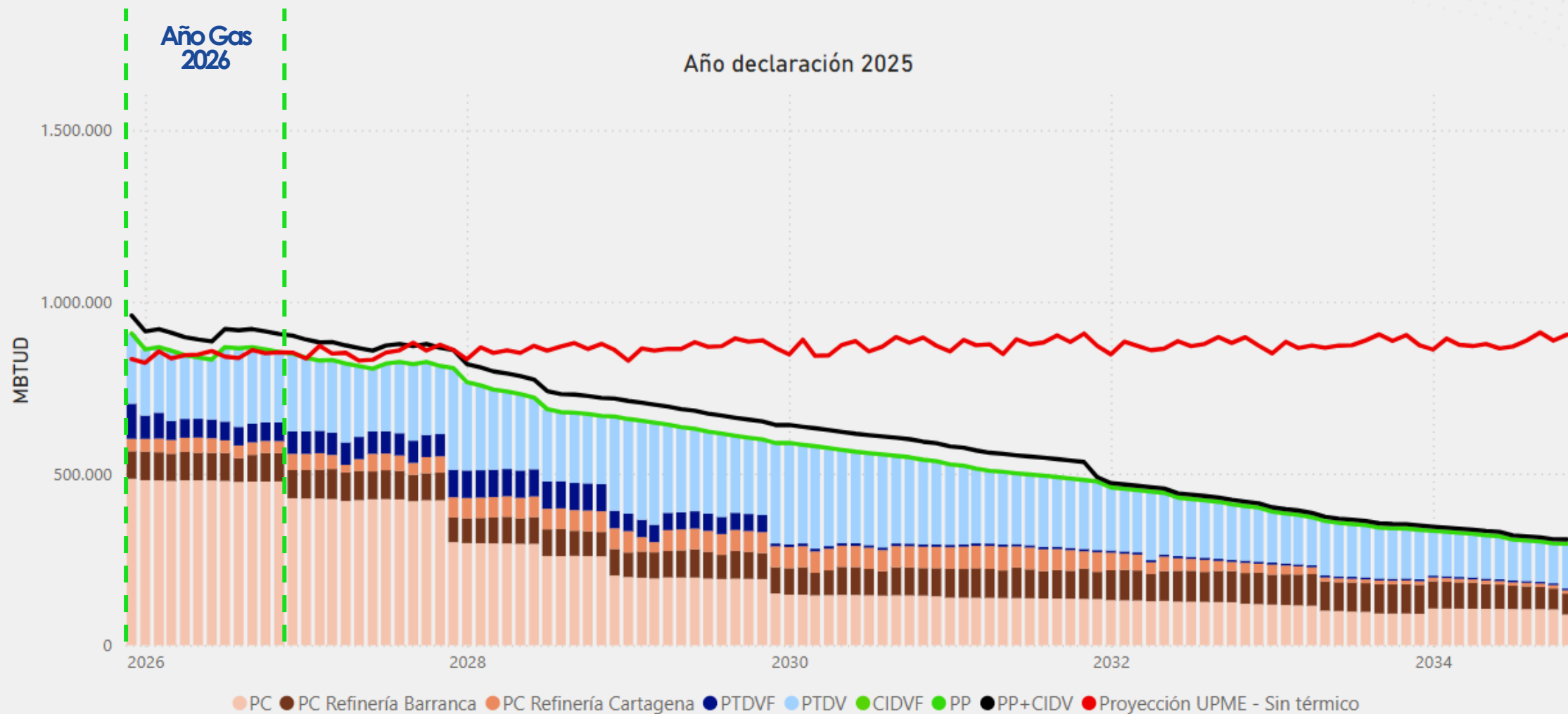
Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF



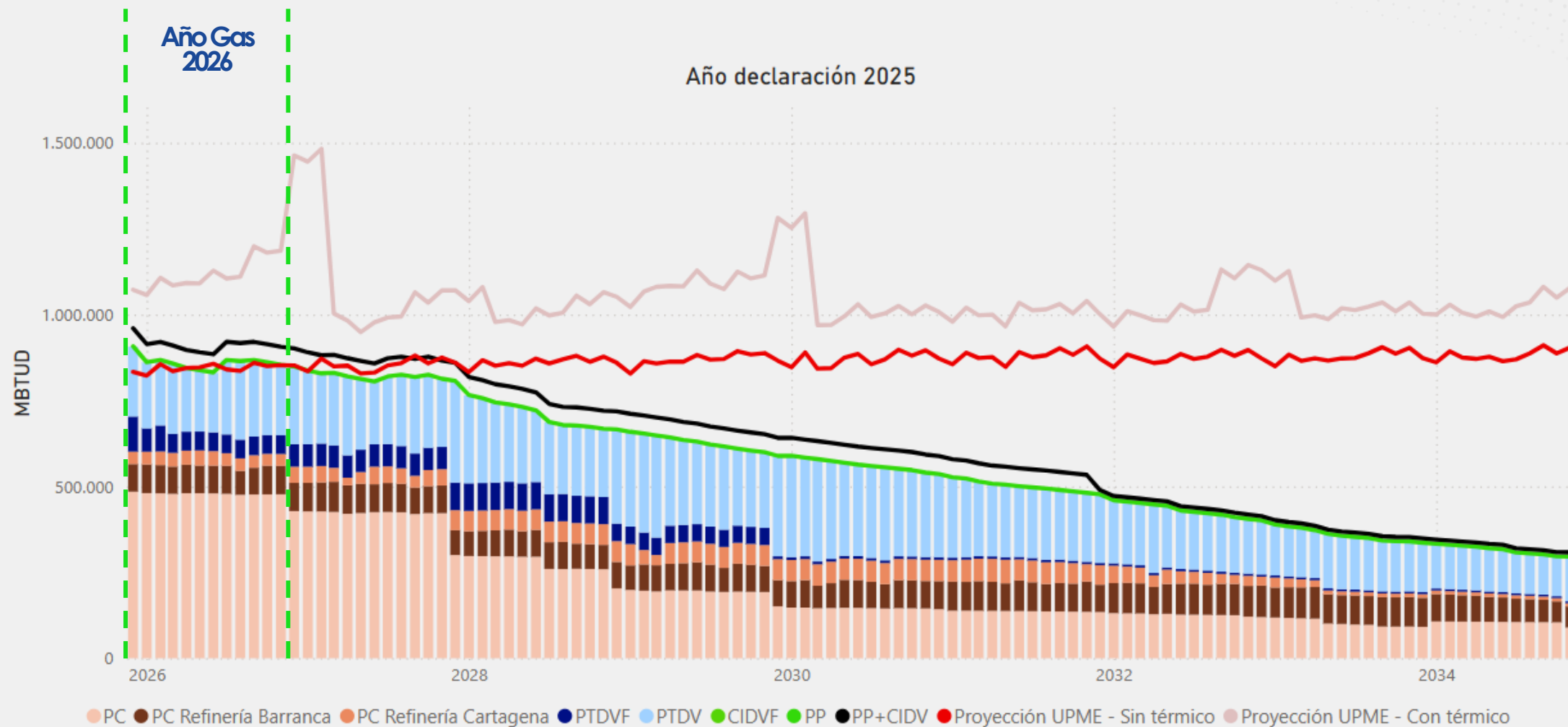
Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF



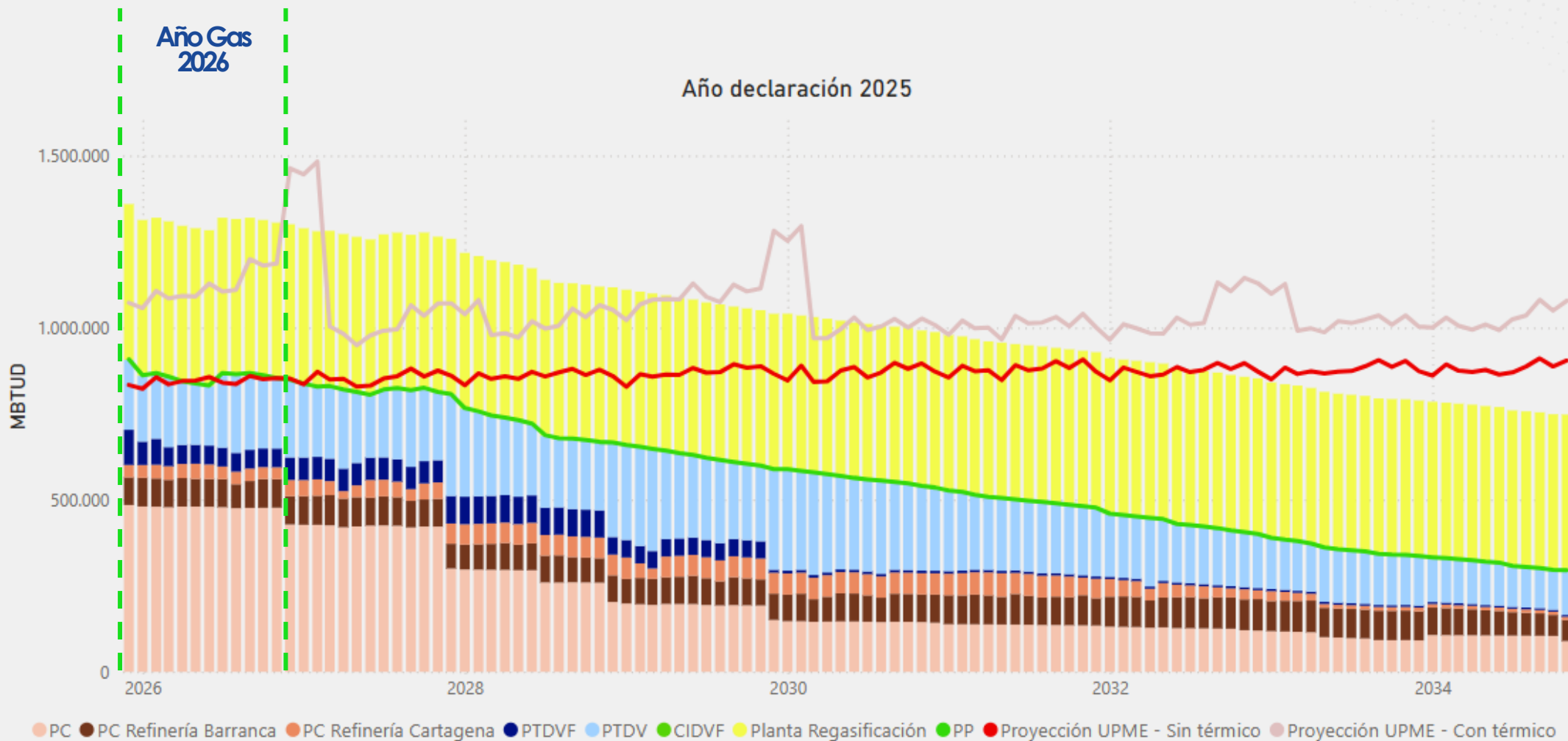
Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF



Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF



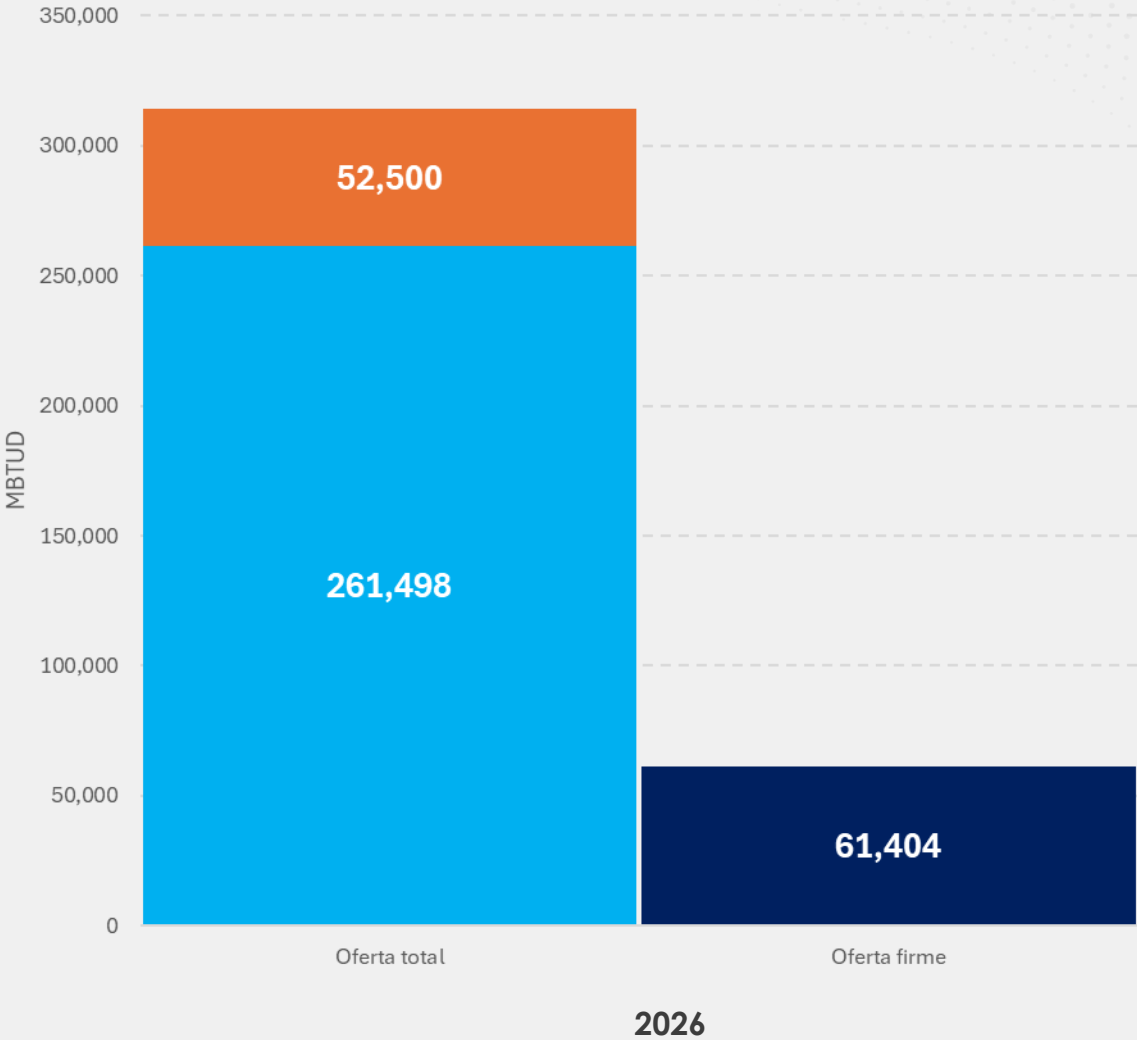
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

Vínculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

Declaración de PTDV y PTDVF 2025 -2034

Fecha	PP	PTDV	CIDV	PTDVF	CIDVF
1/12/2025	908,080	305,257	52,500	102,032	0
1/01/2026	861,823	259,216	52,500	67,835	0
1/02/2026	868,352	264,933	52,500	75,319	0
1/03/2026	857,828	258,576	52,500	55,146	0
1/04/2026	844,672	239,335	52,500	55,102	0
1/05/2026	837,957	231,710	52,500	54,894	0
1/06/2026	832,106	227,760	52,500	54,658	0
1/07/2026	868,349	270,204	52,500	54,591	0
1/08/2026	864,775	281,595	52,500	54,410	0
1/09/2026	868,327	276,033	52,500	54,347	0
1/10/2026	861,807	265,410	52,500	54,235	0
1/11/2026	853,955	257,942	52,500	54,283	0
Promedio	860,669	261,498	52,500	61,404	0



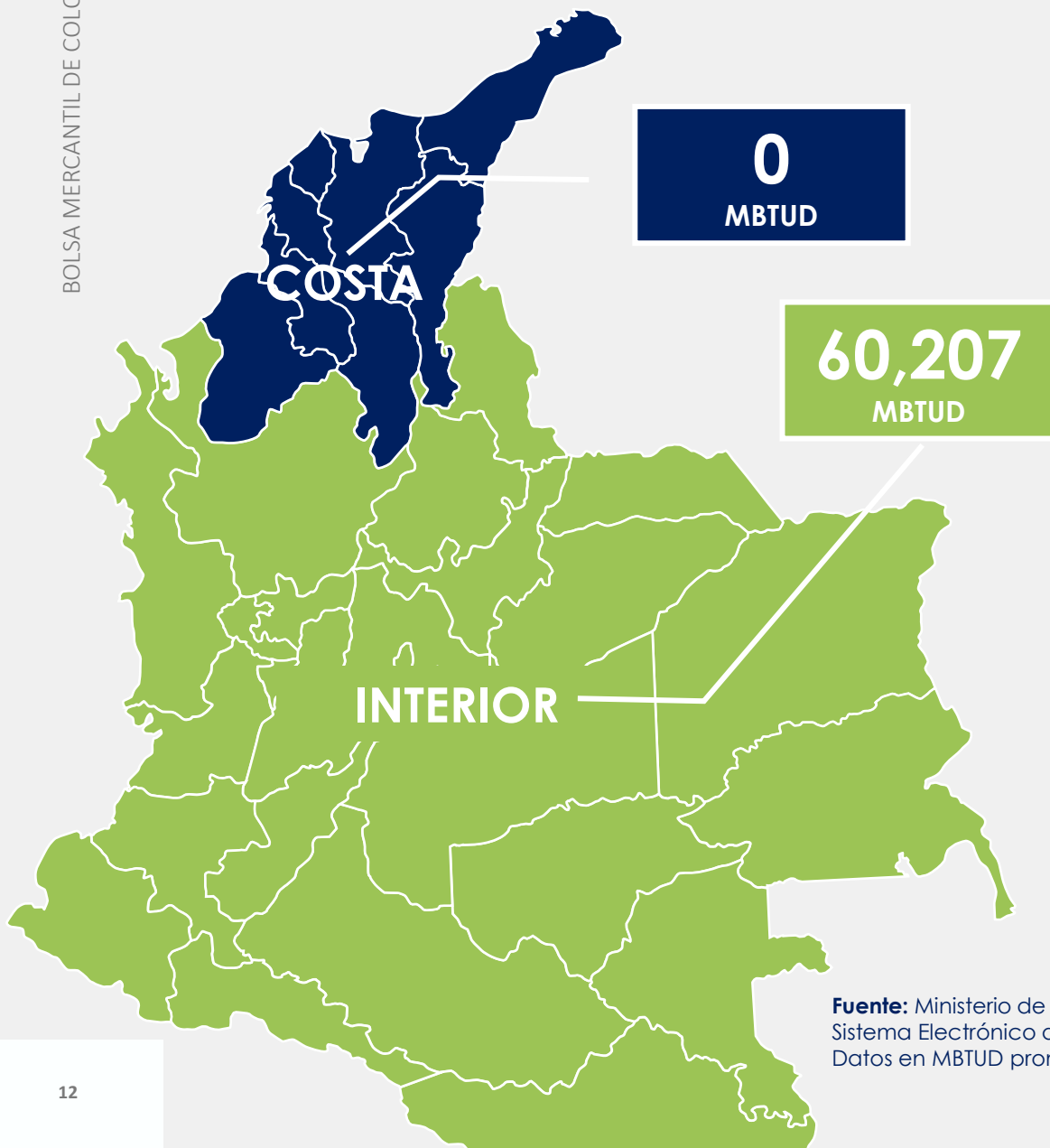
Oferta total firme

61,404
MBTUD

Oferta
Firme/Oferta Total

23 %

Declaración PTDVF por Región



Oferta año gas 2026 - Declaración TEN Junio-Agosto 2025

Tipo de campo	PTDVF		
	Costa	Interior	Total por tipo de campo
Mayores y menores	0	60,207	60,207
PTDV en pruebas	0	0	0
Campos aislados	0	1,197	1,197
CIDVF	0	0	0
Total por Región	0	61,404	61,404
Total por región sin campos aislados y pruebas extensas	0	60,207	60,207

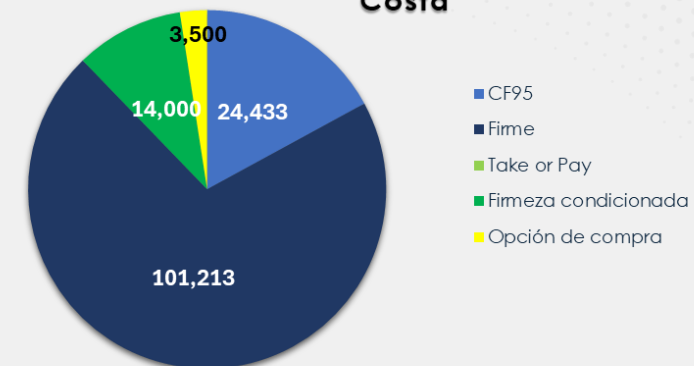
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Datos en MBTUD promedio/mes

Perfiles de Contratación por Modalidad Contractual

Año gas 2026

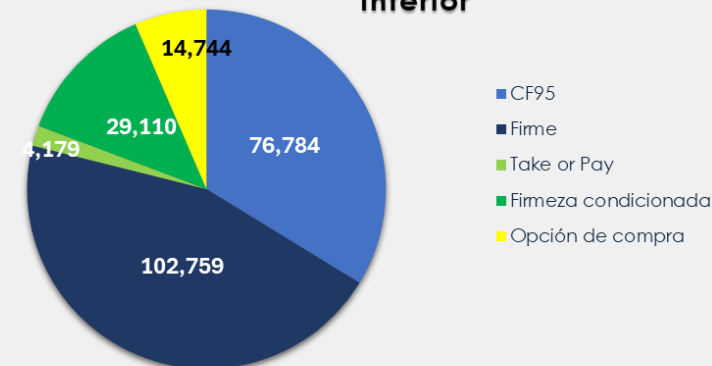
COSTA									
Sector	Modalidades que garantizan Firmeza o con Firmeza					Con interrupciones	Con firmeza CHN	Con firmeza CHC	10 % Con Interrupciones
	CF95	Firme	Take or Pay	Firmeza condicionada	Opción de compra				
Compresores	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Res. y Com.	21,583	13,300	0	0	0	9,018	34,883	34,883	0
GNVC	2,850	10,954	0	14,000	3,500	0	27,804	17,304	0
Refinería	0	76,958	0	0	0	0	76,958	76,958	0
Industrial	23,876	31,396	0	28,000	3,500	69,603	83,272	58,772	6,960
Petroquímica	0	3,000	0	0	0	0	3,000	3,000	0
Termoeléctrico	2,000	0	0	0	42,000	162,881	2,000	44,000	16,288

Perfil de contratación demanda esencial
Costa



INTERIOR									
Fecha	Modalidades que garantizan Firmeza o con Firmeza					Con interrupciones	Con firmeza CHN	Con firmeza CHC	10 % Con Interrupciones
	CF95	Firme	Take or Pay	Firmeza condicionada	Opción de compra				
Compresores	1,664	0	0	0	0	0	1,664	1,664	0
Res. y Com.	71,643	3,784	4,179	15,121	10,106	52	94,727	89,712	0
GNVC	3,477	0	0	13,989	4,638	8,500	17,466	8,115	0
Refinería	0	98,975	0	0	0	0	98,975	98,975	0
Industrial	39,821	2,139	0	10,155	9,093	75,815	52,115	51,053	7,582
Petroquímica	0	0	0	0	0	458	0	0	46
Termoeléctrico	5,375	35,000	0	811	0	1,417	41,186	40,375	142

Perfil de contratación demanda esencial
Interior



CHN: Condiciones hidrológicas normales
CHC: Condiciones hidrológicas críticas

Fuente: SEGAS
Datos en MBTUD

Notas:

- Para la demanda esencial solo se tiene en cuenta la contratación que garantiza firmeza.
- Para determinar el nivel de contratación de los sectores industrial, petroquímico y termoeléctrico, se tiene en cuenta el 10 % de las cantidades contratadas bajo la modalidad con interrupciones. Esto, en virtud del comportamiento de los datos históricos de ejecución de estos contratos.

Análisis Disponibilidad de Gas 2026



Declaración DPGN - Resolución No.00739 del 28 de mayo de 2025
Declaración de PTDFV del 03 de junio de 2025
Fecha de Corte contratación: 18 de junio 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Mercado primario suministro región Interior

Necesidades de Contratación con Firmeza



6,336
MBTUD



107,226
MBTUD



27,478
MBTUD



0
MBTUD



137,545
MBTUD

Necesidad Total

278,585
MBTUD

INTERIOR							
Demanda	Sector	Proyección demanda (1)	Contratación vigente (2)	Necesidades de contratación (2-1)	Contrata con PTDVF	Contrata con CIDVF	Faltante por contratar con Firmeza
Esencial	Compresoras	8,000	1,664	-6,336	6,336	0	0
	Res. y Com.	201,953	94,727	-107,226	49,989	0	-57,237
	GNVC	44,944	17,466	-27,478	0	0	-27,478
	Refinería	98,975	98,975	0	0	0	0
Total esencial		353,872	212,832	-141,040	56,325	0	-84,715
No esencial (F+10%CI)	Industrial	231,627	59,697	-171,931	0	0	-137,545
	Petrolero	60,095	60,095	0	0	0	0
	Petroquímico	146	46	-100	0	0	-108
	Termoeléctrico	117,252	41,328	-75,925	1,197	0	-32,969
Total no esencial		409,120	161,165	-247,956	1,197	0	-170,621

PTDVF remanentes para contratar

Interior

60,207
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Residencial y Comercial

57,237
MBTUD



GNVC

27,478
MBTUD



Industria

137,545
MBTUD

Faltante interior

222,260
MBTUD

Notas:

- Los sectores Petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla debido a que se incluyen en la proyección de demanda de la UPME. Sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- Para la contratación vigente de la demanda no esencial se considera: Contratación con Firmeza + 10 % de la contratación con interrupciones registrada en el gestor.
- Se asume que la demanda no esencial cubrirá sus necesidades de contratación de acuerdo con su perfil de contratación histórico: Industrial y Petroquímico (80% CF + 20% CI) y Termoeléctrico (45 % CF + 55 % CI)

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Mercado primario suministro región Costa

Necesidades de Contratación con Firmeza



3,882
MBTUD



7,272
MBTUD

Necesidad Total

11,154
MBTUD

COSTA							
Demanda	Sector	Proyección demanda (1)	Contratación vigente (2)	Necesidades de contratación (2-1)	Contrata con PTDVF	Contrata con CIDVF	Faltante por contratar con Firmeza
Esencial	Compresoras	3,882	0	-3,882	3,882	0	0
	Res. y Com.	50,550	43,278	-7,272	0	0	-7,272
	GNVC	7,977	27,804	19,827	0	0	0
	Refinería	76,958	76,958	0	0	0	0
Total esencial		139,367	148,041	-11,154	3,882	0	-7,272
No esencial (F+10%CI)	Industrial	83,295	94,232	10,937	0	0	0
	Petrolero	0	0	0	0	0	0
	Petroquímico	6,278	3,000	-3,278	0	0	-2,622
	Termoeléctrico	155,908	18,288	-137,619	0	0	-61,929
Total no esencial		245,481	115,520	-140,897	0	0	-64,551

PTDVF del interior para contratar en la costa

3,882
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



7,272
MBTUD

Necesidad Total

7,272
MBTUD

Notas:

- Los sectores Petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla debido a que se incluyen en la proyección de demanda de la UPME. Sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- Para la contratación vigente de la demanda no esencial se considera: Contratación con Firmeza + 10 % de la contratación con interrupciones registrada en el gestor.
- Se asume que la demanda no esencial cubrirá sus necesidades de contratación de acuerdo con su perfil de contratación histórico: Industrial y Petroquímico (80% CF + 20% CI) y Termoeléctrico (45 % CF + 55 % CI)

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Disponibilidad Contratación Mercado Primario para contratar en el Mercado Secundario

Contratación Excedentaria MP con
Firmeza

23,804
MBTUD

Faltante Total por Contratar con
Firmeza

229,531
MBTUD

Faltantes de Contratación con
Firmeza

-205,727
MBTUD



GNVC

19,287
MBTUD



Industria

3,977
MBTUD

Costa

Faltante por contratar con
firmeza en el mercado primario

Esencial	Industrial
-91,986	-137,545

- El faltante por contratar con firmeza de la demanda esencial representa el 19 % de esta demanda.
- El faltante por contratar con firmeza de la demanda industrial representa el 44 % de esta demanda.
- El faltante por contratar con firmeza de la demanda esencial e industrial representa el 20 % del total de la demanda nacional.
- Los faltantes por contratar con firmeza en el mercado primario, podrían cubrirse parcialmente con las cantidades de contratación excedentaria que se ofrezcan en el mercado secundario.
- Los resultados del análisis NO contemplan CIDV declarada, dado que no fue declarada como CIDVF.

Fuente: - SEGAS y Proyecciones UPME
Datos en MBTUD

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Cubrimiento demanda proyectada en MP, MS y con interrupciones

Demanda	Sector	COSTA							INTERIOR						
		Cubrimiento final de la proyección de demanda en el mercado primario y secundario							Cubrimiento final de la proyección de demanda en el mercado primario y secundario						
		Con firmeza MP		Con firmeza MS		Con Interrupciones		Total	Con Firmeza MP		Con firmeza MS		Con Interrupciones		Total
Esencial	Compresoras	0	0%	0	0%	0	0%	0%	8,000	100%	0	0%	0	0%	100%
	Resid. y Comer.	43,278	86%	7,272	14%	0	0%	100%	144,716	72%	16,532	8%	40,705	20%	100%
	GNVC	27,804	100%	0	0%	0	0%	100%	17,466	39%	0	0%	14,427	32%	71%
	Refinería	76,958	100%	0	0%	0	0%	100%	98,975	100%	0	0%	0	0%	100%
No esencial	Industrial	87,272	100%	0	0%	0	0%	100%	52,115	22%	0	0%	8,174	4%	26%
	Petrolero	-	-	-	-	-	-	-	60,095	100%	0	0%	0	0%	100%
	Petroquímico	3,000	48%	0	0%	0	0%	48%	0	0%	0	0%	0	0%	0%
	Termoeléctrico	2,000	1%	0	0%	16,288	10%	12%	42,383	36%	0	0%	26,327	22%	59%

Fuente: - SEGAS y Proyecciones UPME
Datos en MBTUD y porcentajes sobre la demanda proyectada del sector

Faltante total año gas 2026

GNVC: 13 GBTUD (29 %) e **Industrial interior:** 171 GBTUD (74 %), que debería importarse si no se declaran nuevas cantidades de gas nacional

Promedio de gas que requiere transportarse **de la costa al interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 18 de junio 2025 = 28 GBTUD**
(MP – Con interrupciones) + 24 GBTUD (análisis MS) = **52 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado 18 de junio de 2025 = 184 + 52 = 236 GBTUD

- Notas:**
- Para la contratación con interrupciones de la demanda esencial NO se cuenta con la PTDV de campos en pruebas extensas, declarada al MME.
 - Los sectores petrolero, petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla porque son parte de la proyección de demanda de la UPME; sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
 - La contratación vigente de la demanda no esencial considera: contratación con firmeza + 10 % de la contratación con interrupciones, registrada en el gestor del mercado.
 - Para el ejercicio, el gas disponible en la costa se distribuye en primer lugar en esa región y los remanentes se disponen para la región interior.
 - Este análisis verifica, únicamente de manera aritmética y con base en la información de inyección histórica y las CMMP's reportadas al Gestor del Mercado, la posible movilización de las cantidades físicas de gas, pero no se incluye ningún análisis de información o modelación técnica u operacional que garantice la total conexión de la oferta y la demanda; por lo tanto, el supuesto de este análisis es que la oferta disponible en la costa necesaria para atender la demanda del interior, se pone a disposición de esta última ya sea por el uso de la bidireccional de Barranquilla-Ballena y/o posibles swaps operativos ejecutados entre los remitentes.
 - Los resultados del análisis NO contemplan **la contratación CIDV** declarada, dado que no se declaró CIDVF.



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

GRACIAS



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



@GestorDeGas



@GestorDelMercadoDeGasNatural

bmcbec.com.co



@BolsaMercantil



@BolsaMercantilDeColombiaOficial

bolsamercantil.com.co