

www.bolsamercantil.com.co

Comité de Mercado de Gas Natural



Sesión No. 043



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA



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

Abril 25 de 2025

Orden del día

1. Lectura y aprobación del orden del día
2. Análisis Disponibilidad de Gas 2025
3. Estado actual de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) adoptados por el MME. **(Unidad de Planeación Minero Energética)**
4. Ajustes en el proceso de Declaración de Producción de Gas Natural (DPGN) ante el MME. **(Ministerio de minas y energía)**
5. Impacto de la implementación de las nuevas reglas del Mercado de Gas Natural (Res. CREG No. 102 015 DE 2025).
6. Cierre



Sección 1

Lectura y aprobación del orden del día



Sección 2

Análisis Disponibilidad de Gas 2025

Análisis Disponibilidad de Gas 2025

Comité de Mercado de Gas Natural

BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

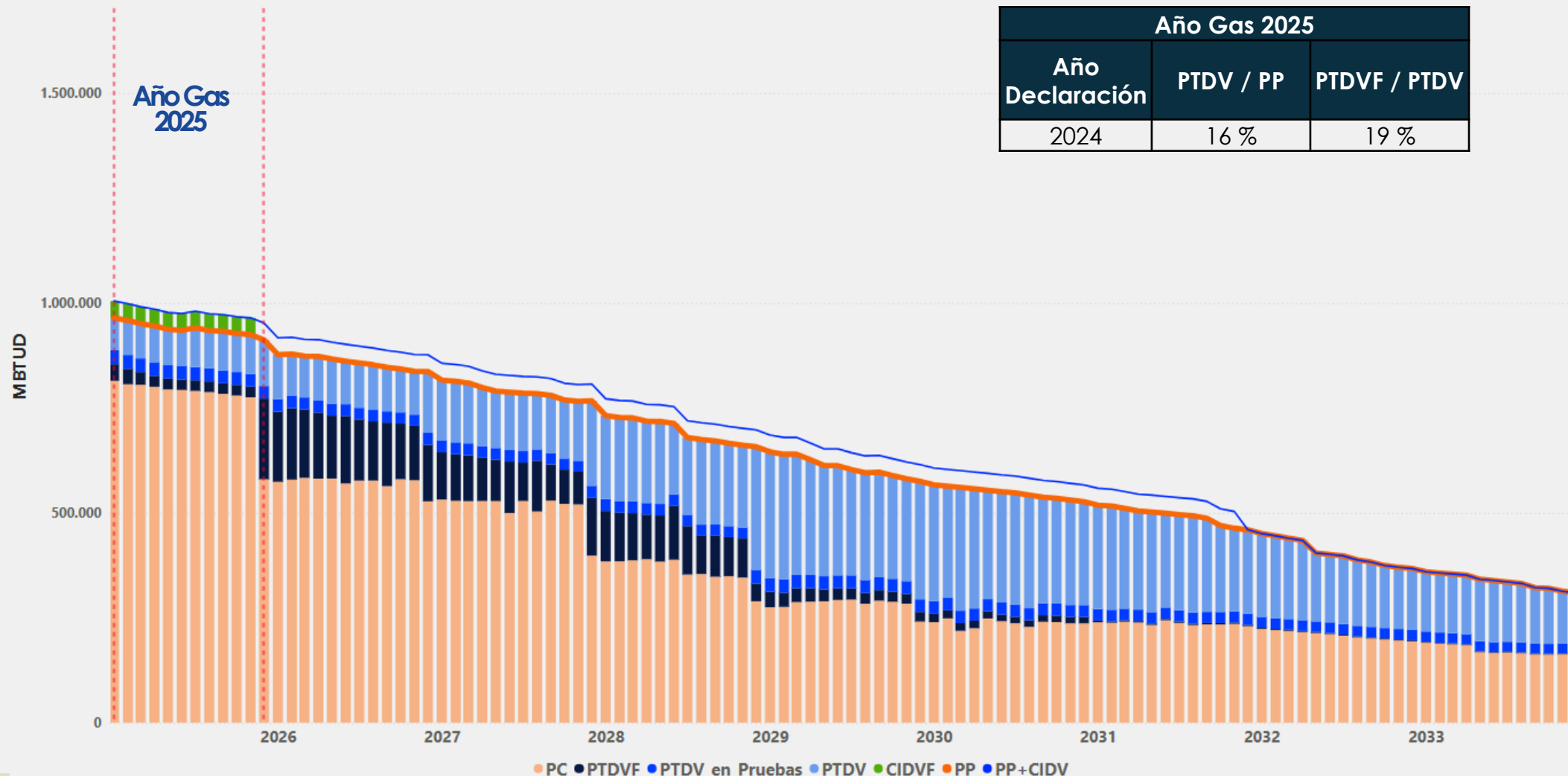
GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA
UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV - CIDVF

Año Declaración 2024

Año Gas 2025		
Año Declaración	PTDV / PP	PTDVF / PTDV
2024	16 %	19 %



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>

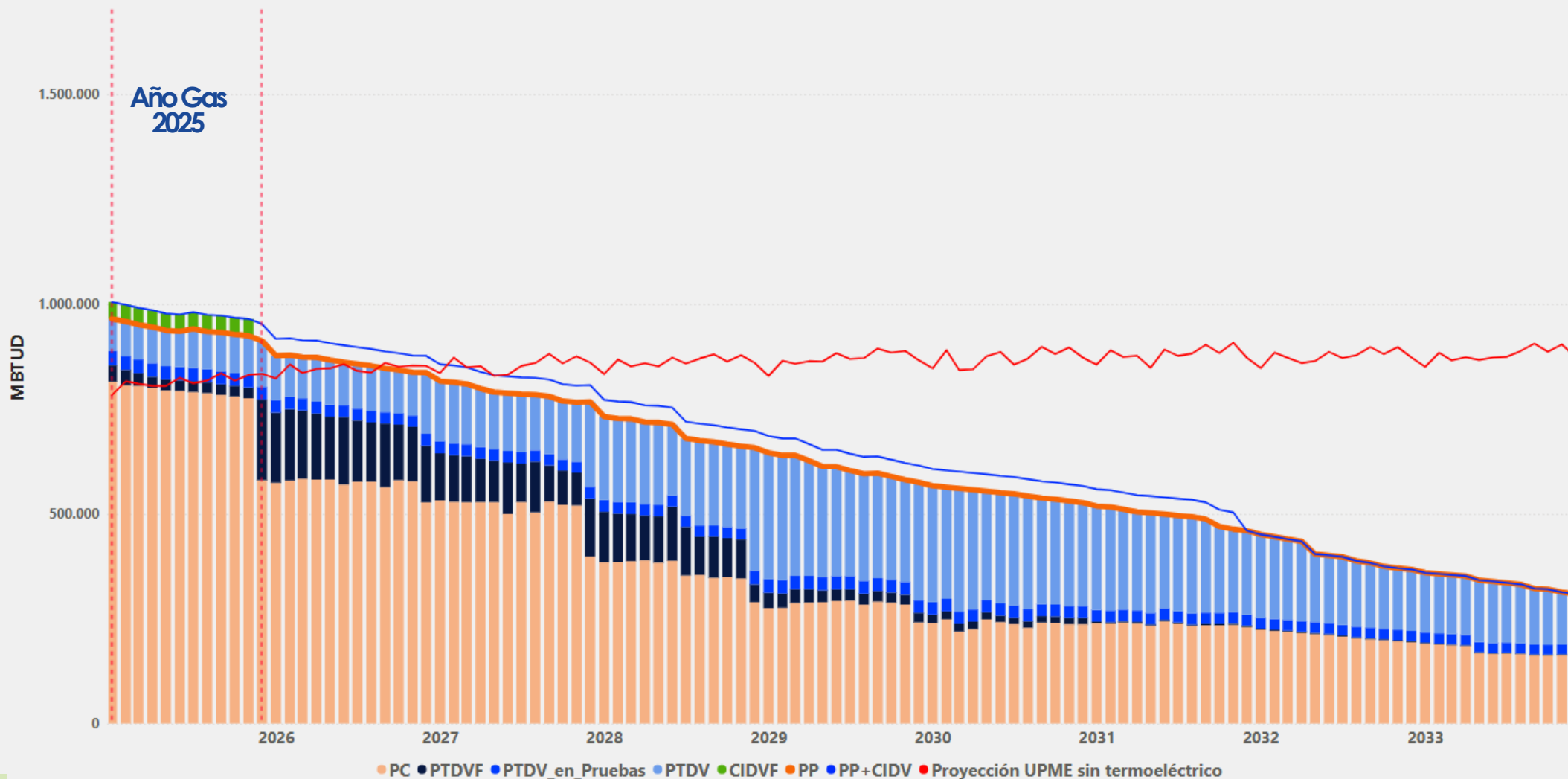
PTDVF incluye la PTDVF de los campos en pruebas y CIDV

RESERVADA

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV - CIDVF

Año Declaración 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural
 Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

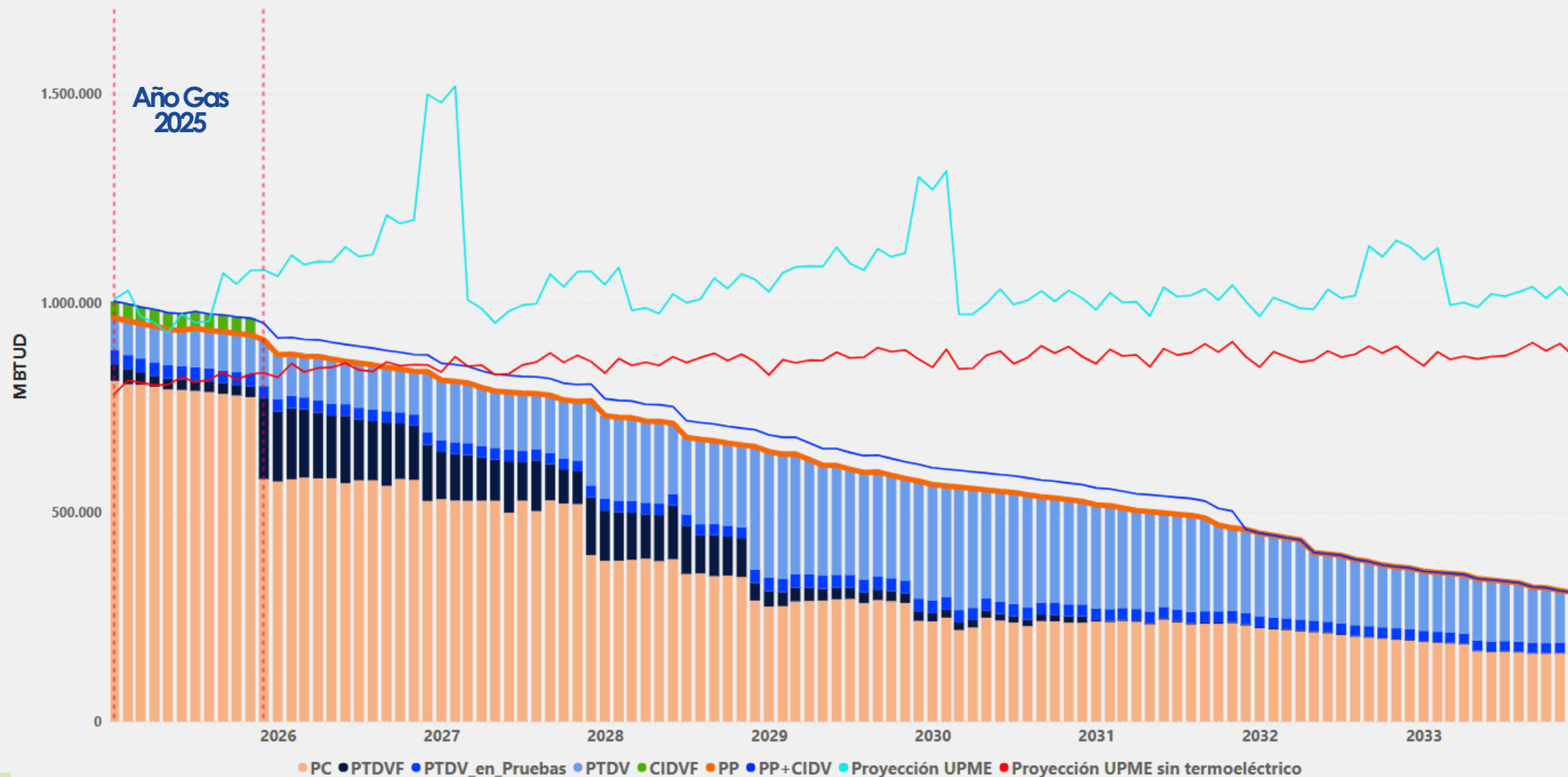
PTDVF incluye la PTDVF de los campos en pruebas y CIDV

RESERVADA

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV - CIDVF

Año Declaración 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural
 Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

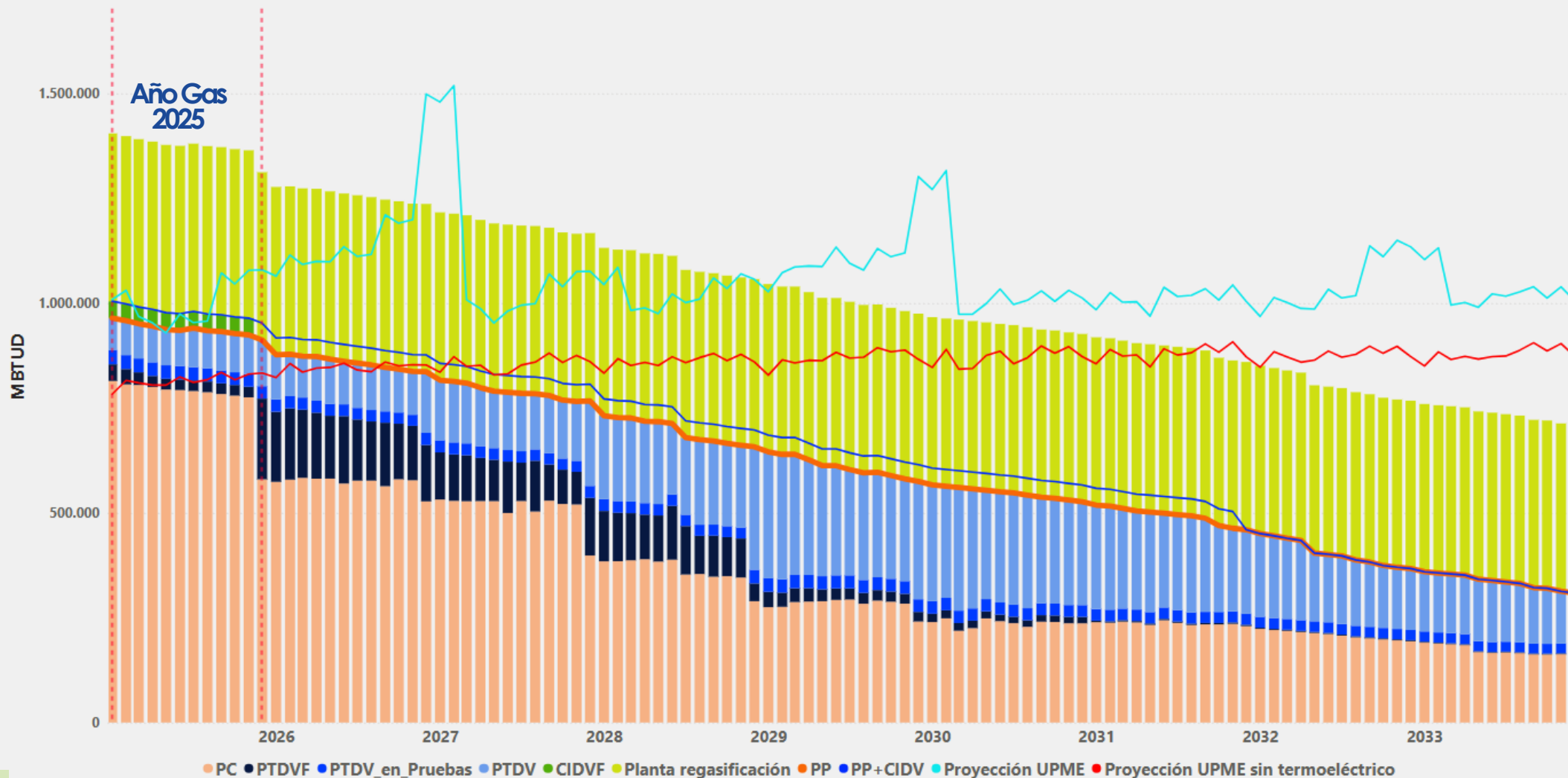
PTDVF incluye la PTDVF de los campos en pruebas y CIDV

RESERVADA

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV - CIDVF

Año Declaración 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural
 Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

PTDVF incluye la PTDVF de los campos en pruebas y CIDV

RESERVADA

Declaración de PTDV y PTDVF 2024 -2033

Declaración de Oferta de PTDVF, PTDV en pruebas y CIDVF 2024

Año Gas	PTDV (Prom)	CIDV prom	PTDVF + PTDV en pruebas (Prom)	CIDVF promedio	(PTDVF+CIDVF) / (PTDV+CIDV)
2025	150.093	40.000	66.216	40.000	56 %
2026	287.695	40.000	180.197	0	55 %
2027	271.675	40.000	128.851	0	41 %
2028	332.239	40.000	137.218	0	37 %
2029	330.065	40.000	61.162	0	17 %
2030	314.439	40.000	46.342	0	13 %
2031	261.831	40.000	31.406	0	10 %
2032	200.596	0	27.966	0	14 %
2033	165.866	0	25.822	0	16 %

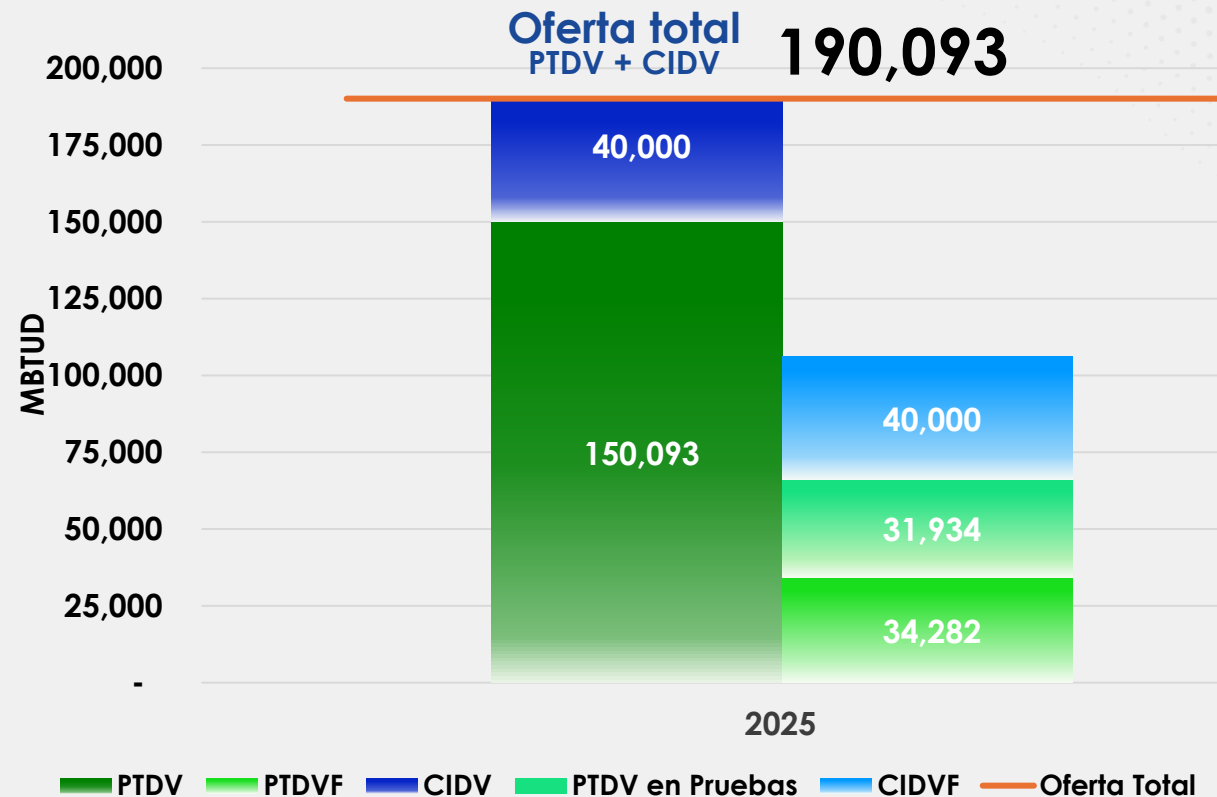
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Datos en MBTUD
 PTDVF incluye la PTDVF de los campos en pruebas

Oferta total firme

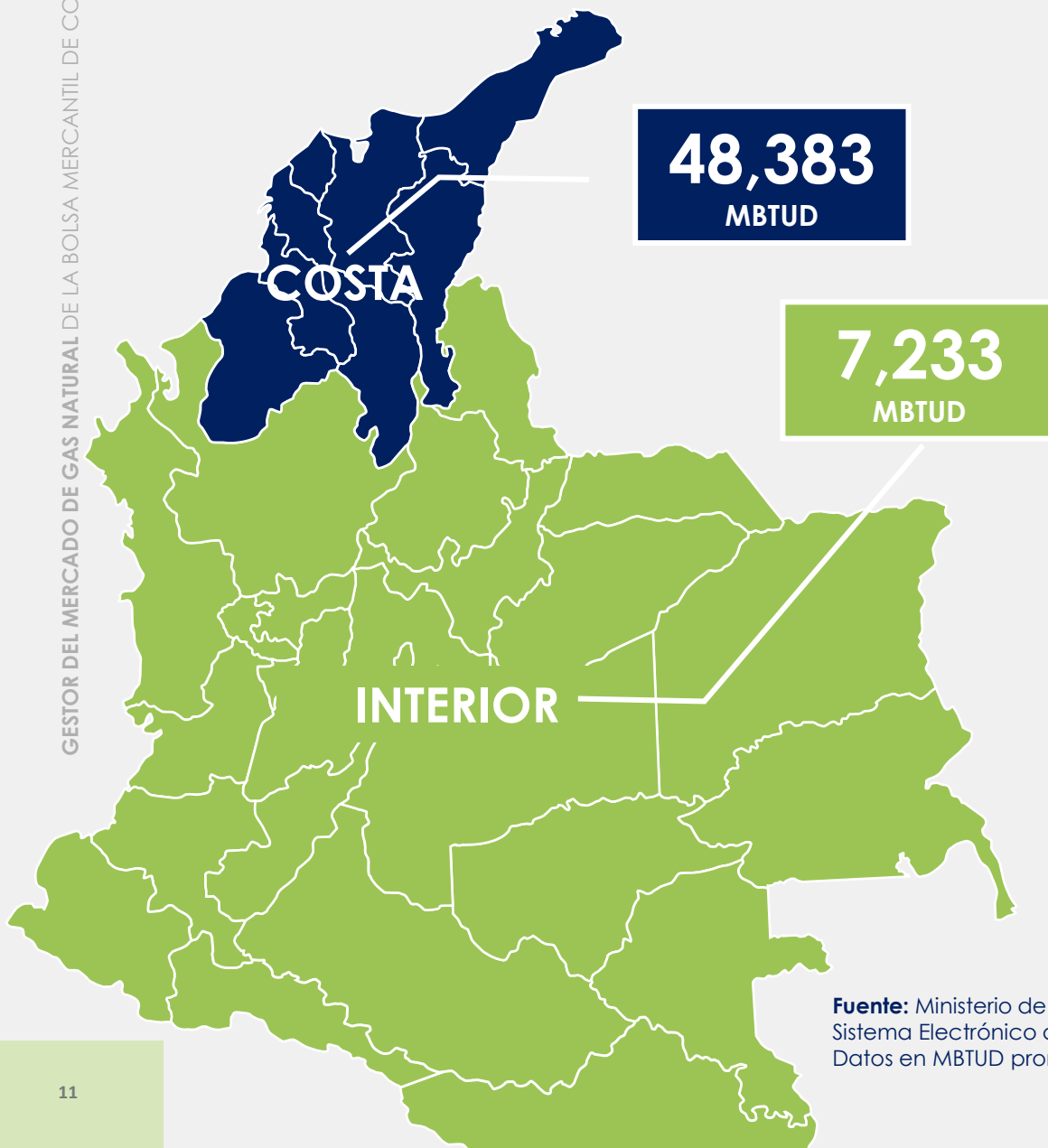
74,282
MBTUD

Oferta
Firme/Oferta Total

39 %



Declaración PTDVF por Región



Oferta Año Gas 2025 - Declarada a Noviembre 2024
Por Región

Tipo de Campo	PTDVF		
	Costa	Interior	Total por tipo de campo
PTDVF	8,383	7,233	15,616
PTDV en Pruebas	28,678	3,256	31,934
Campos Aislados	0	18,666	18,666
CIDVF	40,000	0	40,000
Total por Región	77,061	29,155	106,216
Total por Región Sin Campos Aislados & Pruebas Extensas	48,383	7,233	55,616

PTDVF remanente para Jun-Nov 2025

Regiones	Costa	Interior	Total
PTDVF	1,100	2,856	3,956
CIDVF	40,000	0	40,000
Total por Región	41,100	2,856	43,956

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

Análisis Disponibilidad de Gas 2025

Escenario sin PTDV en Pruebas



Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Declaración de PTDVF al GMGN al 27 de marzo 2025
Fecha de Corte contratación: 27 de Marzo 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2025

Mercado primario región Costa - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

1,877
MBTUD



Residencial y Comercial

10,656
MBTUD



Refinería

8.723
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Necesidad Total

21,255
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	3,877	2,000	-1,877	1,877	0	0
	Res. y Com.	49,817	39,161	-10,656	0	10,656	0
	GNVC	8,044	28,852	20,808	0	0	0
	Refinería	74,067	65,344	-8,723	0	0	-8,723
Total esencial		135,805	135,357	-21,255	1,877	10,656	-8,723
No esencial (F+10%CI)	Industrial	84,733	111,217	26,484	0	0	0
	Petrolero	0	0	0	0	0	0
	Petroquímico	6,281	3,725	-2,556	0	0	-2,045
	Termoeléctrico	102,409	18,368	-84,041	0	0	-37,818
Total no esencial		193,422	133,310	-86,597	0	0	-39,863

PTDVF y CIDVF remanentes para contratar en la Costa

41,100
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Compresoras

0
MBTUD



Residencial y Comercial

0
MBTUD



GNVC

0
MBTUD



Refinería

8,723
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Nota: 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.

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2025

Mercado primario suministro región Interior - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

0
MBTUD

Residencial y Comercial

46,859
MBTUD

GNVC

0
MBTUD

Refinería

10,512
MBTUD

Industria

46,983
MBTUD

Necesidad Total

104,353
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	7,100	7,108	8	0	0	0
	Res. y Com.	201,764	154,905	-46,859	2,856	28,568	-15,435
	GNVC	45,488	50,318	4,830	0	0	0
	Refinería	95,317	84,805	-10,512	0	0	-10,512
Total esencial		349,669	297,136	-57,371	2,856	28,568	-25,947
No esencial (F+10%CI)	Industrial	230,424	171,696	-58,728	0	0	-46,983
	Petrolero	45,469	44,619	-850	0	0	0
	Petroquímico	146	550	404	0	0	0
	Termoeléctrico	82,897	60,865	-22,032	8,042	0	-3,111
Total no esencial		358,936	277,729	-81,610	8,042	0	-50,093

PTDVF y CIDVF remanentes para contratar

Interior

2,856
MBTUD

Costa

19,845
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Residencial y Comercial

15,435
MBTUD

Refinería

10,512
MBTUD

Industria

46,983
MBTUD

Refinería Costa

8,723
MBTUD

Faltante Total Nacional

81,653
MBTUD

Nota: 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.

* La contratación en firme que puede hacer el sector Termoeléctrico proviene de los campos aislados

RESERVADA

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2025

Disponibilidad Contratación Mercado Primario para contratar en el Mercado Secundario – Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Contratación Excedentaria MP con
Firmeza

42,781
MBTUD

Faltante Total por Contratar con
Firmeza

81,653
MBTUD

Faltantes de Contratación con
Firmeza

-38,872
MBTUD



GNVC

20,808
MBTUD



Industria

17,143
MBTUD

Costa



GNVC

4,830
MBTUD

Interior

Faltante por contratar con
firmeza en el mercado primario

Esencial

Industrial

-34,670

-46,983

- El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial** representa el 7 % de esta demanda.
- El faltante por contratar con firmeza de la **demanda industrial** representa el 15 % de esta demanda.
- El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial e industrial** representa el 8 % 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 contemplan **la contratación de la totalidad de CIDVF** declarada.

Fuente: - SEGAS y Proyecciones UPME
Datos en MBTUD

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2025

Cubrimiento demanda proyectada en MP y MS - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

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	3,877	100%	0	0%	0	0%	100%	7,108	100%	0	0%	0	0%	100%
	Resid. y Comer.	49,817	100%	0	0%	0	0%	100%	186,329	92%	15,435	8%	0	0%	100%
	GNVC	28,852	100%	0	0%	0	0%	100%	50,318	100%	0	0%	0	0%	100%
	Refinería	65,344	88%	8,723	12%	0	0%	100%	84,805	89%	10,512	11%	0	0%	100%
No esencial	Industrial	101,876	100%	0	0%	0	0%	100%	163,580	71%	8,111	4%	30,138	13%	88%
	Petrolero	-	-	-	-	-	-	-	44,619	98%	0	0%	0	0%	98%
	Petroquímico	3,725	59%	0	0%	0	0%	59%	0	0%	0	0%	550	100%	100%
	Termoeléctrico	2,000	2%	0	0%	16,368	16%	18%	66,668	80%	0	0%	7,586	9%	90%

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

Faltante total año junio – noviembre 2025

Industrial interior: 29 GBTUD (12 %), 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 27 de marzo de 2025 = 46 GBTUD (análisis MP) + 29 GBTUD (análisis MS) = 75 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 75 + 29 = 104 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 contemplan **la contratación de la totalidad de CIDVF** declarada.

Análisis Disponibilidad de Gas 2026

Escenario sin PTDV en Pruebas



Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Declaración de PTDVF al GMGN al 27 de marzo 2025
Fecha de Corte contratación: 27 de Marzo 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Declaración de PTDV y PTDVF 2024 -2033

Declaración de Oferta de PTDVF, PTDV en pruebas y CIDVF 2024					
Año Gas	PTDV (Prom)	CIDV prom	PTDVF + PTDV en pruebas (Prom)	CIDVF promedio	(PTDVF+CIDVF) / (PTDV+CIDV)
2025	150.093	40.000	66.216	40.000	56 %
2026	287.695	40.000	180.197	0	55 %
2027	271.675	40.000	128.851	0	41 %
2028	332.239	40.000	137.218	0	37 %
2029	330.065	40.000	61.162	0	17 %
2030	314.439	40.000	46.342	0	13 %
2031	261.831	40.000	31.406	0	10 %
2032	200.596	0	27.966	0	14 %
2033	165.866	0	25.822	0	16 %

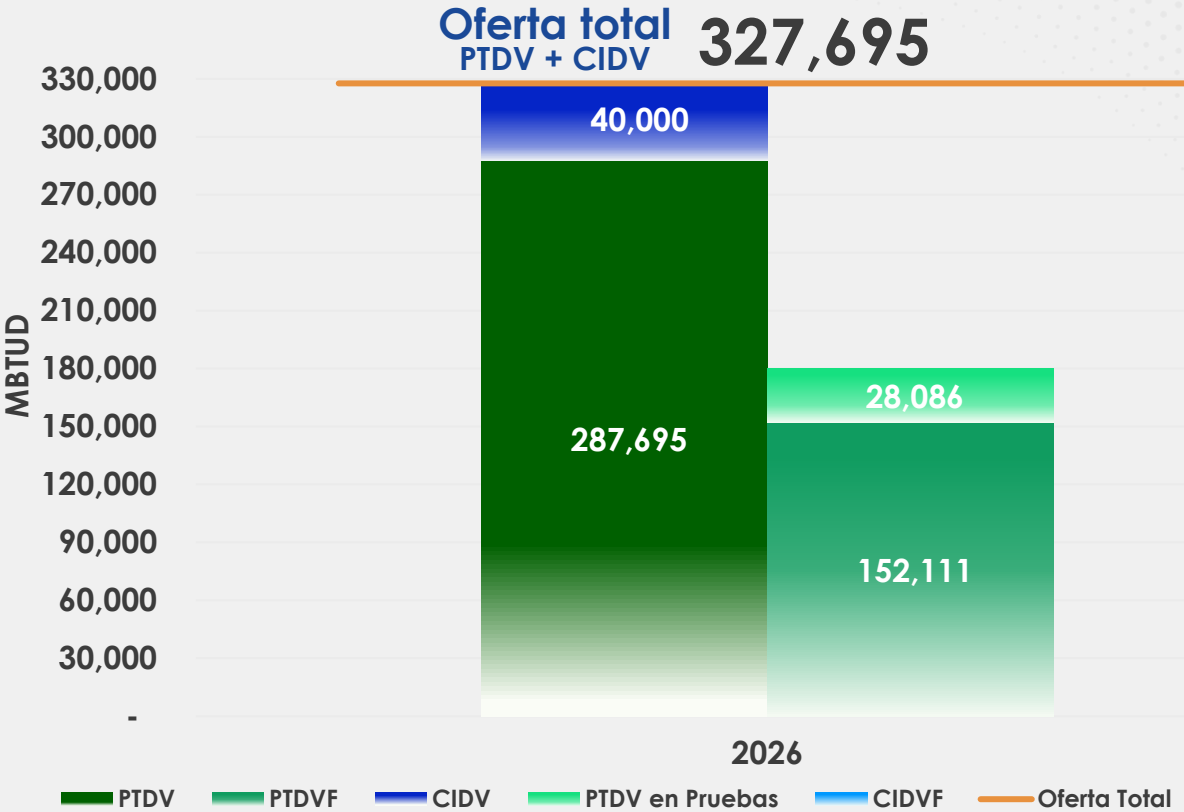
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Datos en MBTUD
PTDVF incluye la PTDVF de los campos en pruebas

Oferta total firme

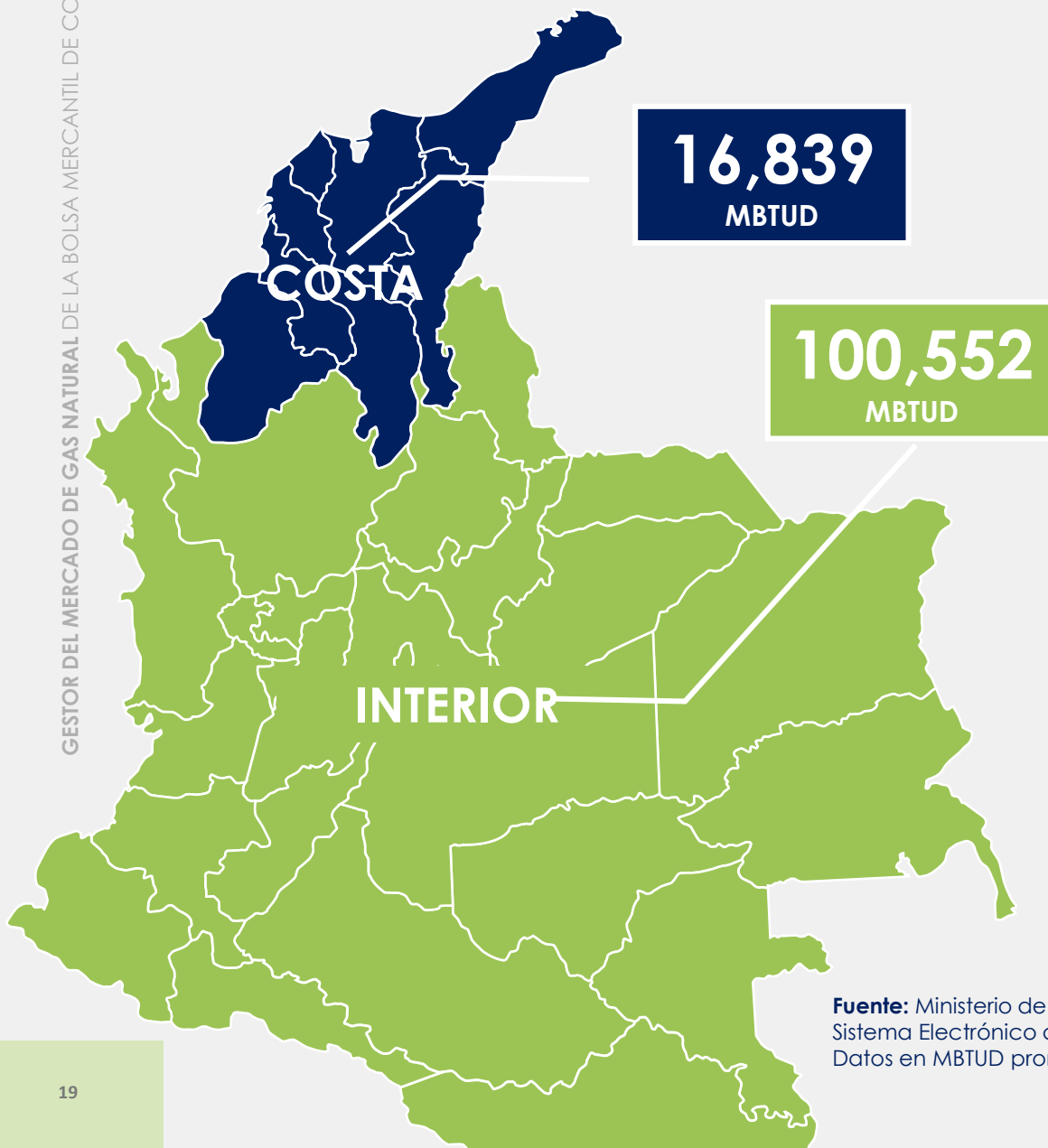
152,111
MBTUD

Oferta
Firme/Oferta Total

55 %



Declaración PTDVF por Región



Oferta Año Gas 2026 - Declarada a Noviembre 2024
Por Región

Tipo de Campo	PTDVF		
	Costa	Interior	Total por tipo de campo
PTDVF	16,839	100,552	117,390
PTDV en Pruebas	27,052	1,034	28,086
Campos Aislados	0	34,721	34,721
CIDVF	0	0	0
Total por Región	43,891	136,306	180,197
Total por Región Sin Campos Aislados & Pruebas Extensas	16,839	100,552	117,390

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

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2026

Mercado primario región Costa - Sin PTDV en Pruebas

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

3,882
MBTUD



Residencial y
Comercial

15,667
MBTUD



Refinería

0
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Necesidad Total

19,549
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	34,883	-15,667	12,956	0	-2,710
	GNVC	7,977	24,200	16,223	0	0	0
	Refinería	76,958	76,958	0	0	0	0
Total esencial		139,367	136,041	-19,549	16,838	0	-2,710
No esencial (F+10%CI)	Industrial	83,295	93,682	10,387	0	0	0
	Petrolero	0	0	0	0	0	0
	Petroquímico	6,278	0	-6,278	0	0	-5,022
	Termoeléctrico	155,908	18,288	-137,619	0	0	-61,929
Total no esencial		245,481	111,970	-143,897	0	0	-66,951

PTDVF remanentes para contratar en la Costa

16,839
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Compresoras

0
MBTUD



Residencial y
Comercial

2,710
MBTUD



GNVC

0
MBTUD



Refinería

0
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Nota: 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.

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2026

Mercado primario suministro región Interior - Sin PTDV en Pruebas

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

6,336 MBTUD



Residencial y Comercial

107,226 MBTUD



GNVC

27,478 MBTUD



Refinería

0 MBTUD



Industria

137,597 MBTUD

Necesidad Total

278,637 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	90,319	0	-16,907
	GNVC	44,944	17,466	-27,478	3,897	0	-23,581
	Refinería	98,975	98,975	0	0	0	0
Total esencial		353,872	212,832	-141,040	100,552	0	-40,488
No esencial (F+10%CI)	Industrial	231,627	59,631	-171,996	0	0	-137,597
	Petrolero	60,095	60,095	0	0	0	0
	Petroquímico	146	46	-100	0	0	-108
	Termoeléctrico	117,252	41,328	-75,925	33,937	0	-2,336
Total no esencial		409,120	161,099	-248,021	33,937	0	-140,041

PTDVF remanentes para contratar

Interior

100,552 MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Residencial y Comercial

16,907 MBTUD



GNVC

23,581 MBTUD



Industria

137,597 MBTUD



Residencial y Comercial

2,710 MBTUD

Faltante Total Nacional

180,795 MBTUD

Nota: 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.

* La contratación en firme que puede hacer el sector Termoeléctrico proviene de los campos aislados

RESERVADA

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2026

Disponibilidad Contratación Mercado Primario para contratar en el Mercado Secundario – Sin PTDV en Pruebas



El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial** representa el **9 %** 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 **16 %** 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 **CIDVF**, dado que **TPL no declaro para el año gas 2026**.

Hallazgos del análisis de disponibilidad año gas 2026

Cubrimiento demanda proyectada en MP y MS - Sin PTDV en Pruebas

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	3,882	100%	0	0%	0	0%	100%	8,000	100%	0	0%	0	0%	100%
	Resid. y Comer.	47,839	95%	2,710	5%	0	0%	100%	185,046	92%	16,907	8%	0	0%	100%
	GNVC	24,200	100%	0	0%	0	0%	100%	21,363	48%	187	0%	23,009	52%	100%
	Refinería	76,958	100%	0	0%	0	0%	100%	98,975	100%	0	0%	0	0%	100%
No esencial	Industrial	86,876	100%	0	0%	0	0%	100%	52,115	22%	0	0%	61,081	26%	49%
	Petrolero	-	-	-	-	-	-	-	60,095	100%	0	0%	0	0%	100%
	Petroquímico	0	0%	0	0%	0	0%	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0%
	Termoeléctrico	2,000	1%	0	0%	16,288	10%	12%	75,123	64%	0	0%	9,480	8%	72%

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

Faltante total año gas 2026

Industrial interior: 118 GBTUD (51 %), 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 27 de marzo de 2025 = 72 GBTUD (análisis MP) + 17 GBTUD (análisis MS) = 89 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 89 + 118 = 207 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 CIDVF, dado que TPL **NO** declaro para el año gas 2026.



Sección 3

Estado actual de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) adoptados por el MME.

Estado actual de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) adoptados por el MME.

Presentación de La Unidad de
Planeación Minero Energética
(UPME)



Comité Mercado de Gas Natural

Gestor del Mercado



Unidad de Planeación
Minero Energética



1 **Proyectos IPAT adoptados Res. MME 40304 de 2020 modificada por Res. MME 40281 de 2022**

- Estado procesos de auditorías
- Estado técnico de los proyectos

2 **Procedimiento Informe Transportador Incumbente Adopción Plan de Abastecimiento de Gas Natural Res MME 40031 de 2025**

3 **Metodología de Proyección de Precios de Gas Natural**



Unidad de Planeación
Minero Energética



Proyectos IPAT Adoptados

Seguimiento Técnico

Res MME 40304 de 2020 modificada por Res. MME 40281 de 2022

Convocatoria	Proyecto	Alcance	Propósito
UPME GN Auditor 01 - 2024	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barrancabermeja - Ballena de 100 MPCD en Ballena	Permitir el flujo de gas natural en ambas direcciones entre los puntos de Barrancabermeja y Ballena
UPME GN Auditor 02 - 2024	Ampliación de Capacidad de Transporte Ramal Jamundí - Valle del Cauca	Construcción, montaje y operación de una nueva estación de compresión de gas con una potencia mínima de 550 HP	Incrementar la capacidad de transporte del SNT en 3 MMPCD, llegando a 11 MMPCD en el tramo de gasoducto localizado en el ramal Jamundí
UPME GN Auditor 03 - 2024	Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	Construcción, montaje y operación de una nueva estación de compresión de gas de al menos 1.138 HP	Garantizar una capacidad de transporte de 20 MMPCD en el tramo del gasoducto comprendido entre Mariquita y Gualanday
UPME GN Auditor 04 - 2024	Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barranca	Construcción, montaje y operación de las obras de la Interconexión Barranquilla-Ballena con Ballena-Barranca	Interconectar la demanda del interior y de la costa. Este proyecto es complementario a otras iniciativas de bidireccionalidad en la región, como la Bidireccionalidad Barranquilla-Ballena. Capacidad de interconexión: 170 millones MMPCD.
UPME GN Auditor 05 - 2024	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla-Ballena de 170 MPCD en Ballena	Permitir el flujo de gas natural en ambas direcciones entre los puntos de Barranquilla y Ballena

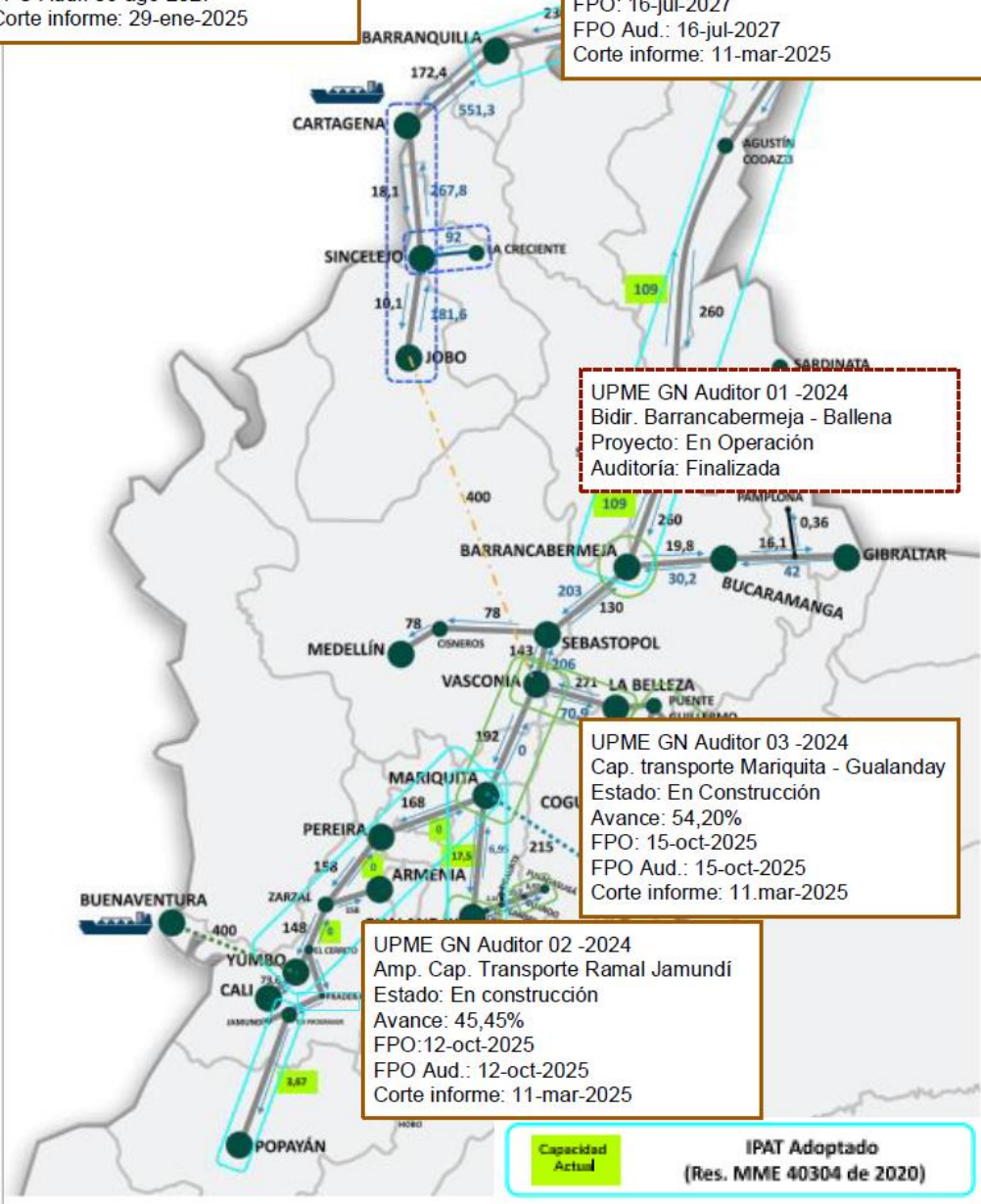
UPME GN Auditor 05-2024
Bidir. Barranquilla-Ballena
Estado: En Gestión de Diseño
Avance: 18%
FPO: 05-ago-2027
FPO Aud.: 05-ago-2027
Corte informe: 29-ene-2025

UPME GN Auditor 04 -2024
Inter. Barranquilla-Ballena/Ballena Barranca
Estado: Ingeniería de detalle
Avance: 16%
FPO: 16-jul-2027
FPO Aud.: 16-jul-2027
Corte informe: 11-mar-2025

UPME GN Auditor 01 -2024
Bidir. Barrancabermeja - Ballena
Proyecto: En Operación
Auditoría: Finalizada

UPME GN Auditor 03 -2024
Cap. transporte Mariquita - Gualanday
Estado: En Construcción
Avance: 54,20%
FPO: 15-oct-2025
FPO Aud.: 15-oct-2025
Corte informe: 11.mar-2025

UPME GN Auditor 02 -2024
Amp. Cap. Transporte Ramal Jamundí
Estado: En construcción
Avance: 45,45%
FPO:12-oct-2025
FPO Aud.: 12-oct-2025
Corte informe: 11-mar-2025

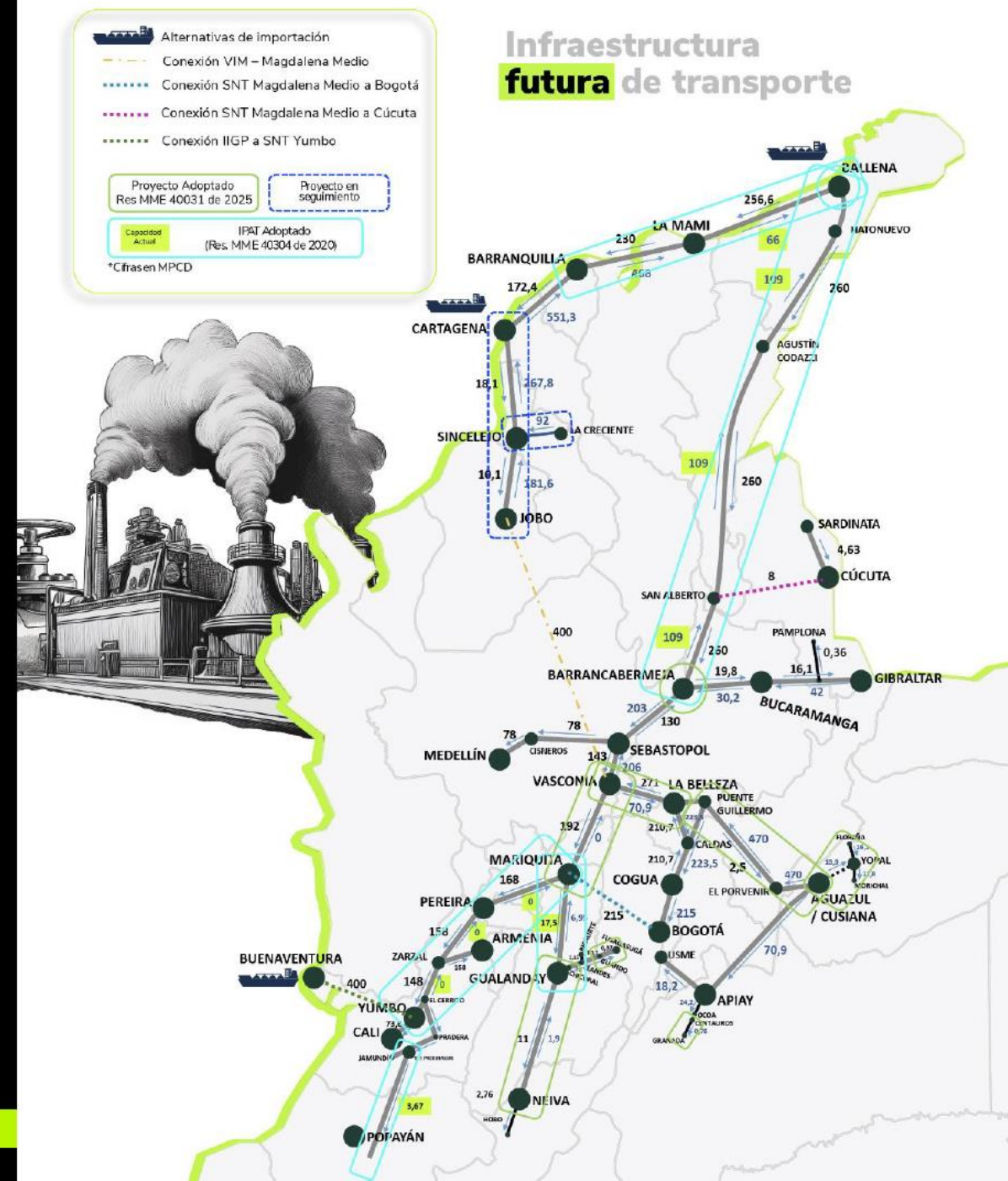


Documento Complementario

PROYECTOS RECOMENDADOS

- Se recomiendan un total de 14 proyectos de infraestructura nuevos y 5 proyectos en seguimiento entre los que se encuentra offshore y SPEC.
- En el total de proyectos, se incluyen 8 proyectos adicionales de las necesidades identificadas en el ETPAGN 2023 -2038.
- Se realizan ajustes en las FPO y capacidades de acuerdo a las nuevas necesidades.
- Para algunos proyectos se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible.
- Se recomienda la adopción de la Infraestructura de importación de gas en Guajira (IIGG) con conexión al SNT.

Unidad de Planeación
Energética



Objetivo

Proyecto de Resolución

Establecer el procedimiento y demás aspectos necesarios para elaborar y emitir el informe por parte de la UPME según lo dispuesto en el literal a) del artículo 4º de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por la Resolución CREG 102 012 de 2024, o aquellas que la modifiquen, aclaren, adicionen o sustituyan.

97 Comentarios

14 Participantes

Comentarios relacionados con:

Formatos / Requisitos documentales
Infraestructura convertida
Tiempos de los procedimientos
Metodología evaluación y priorización de proyectos

Etapas

Etapa declaración de interés

Etapa revisión de la completitud

Etapa de evaluación

Etapa comunicación resultados y manifestación ajustes

Etapa de ajustes al proyecto

Etapa de revisión de ajustes

Etapa de elaboración y envío del informe

En proceso de elaboración:



Procedimiento general



Formatos de requerimiento de información



Metodología de evaluación

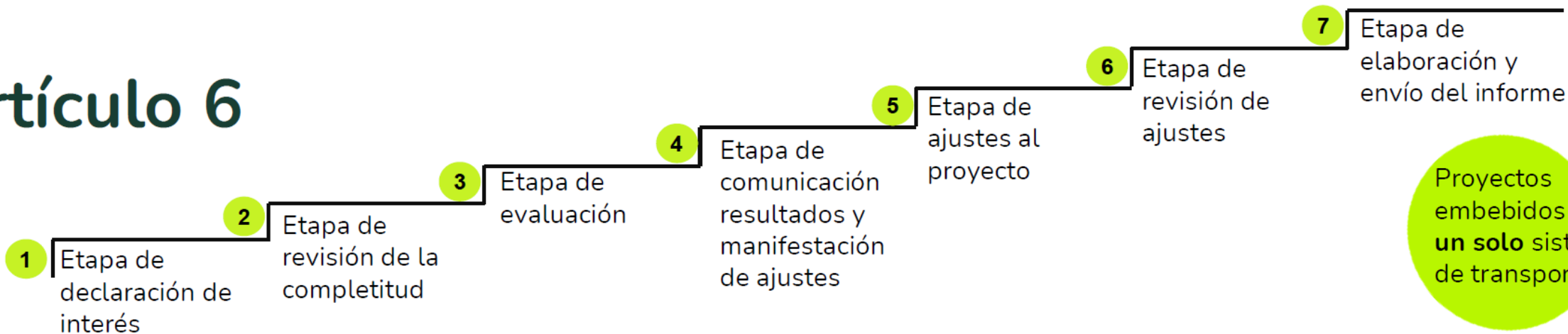


Publicación documento

Proyecto de Resolución UPME

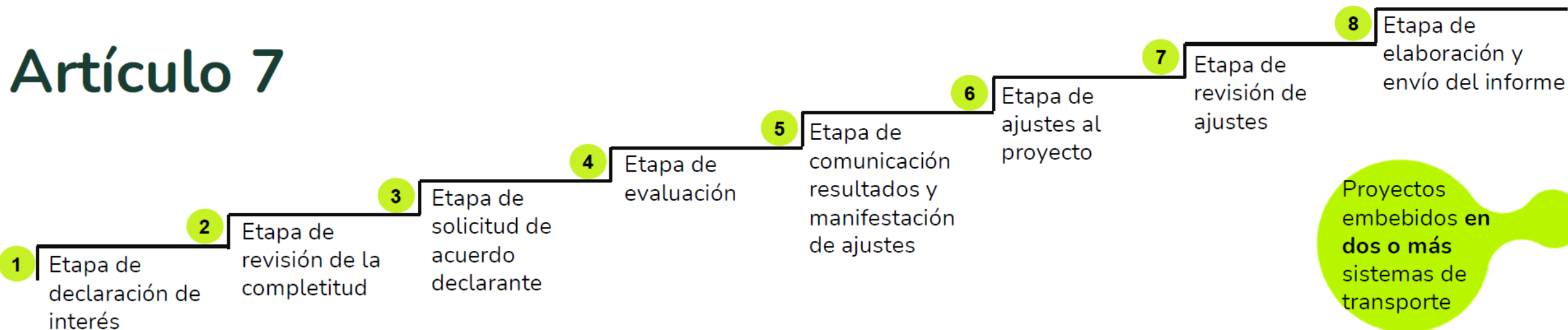
Procedimiento y demás aspectos necesarios para la emisión del informe de validación para dar cumplimiento a lo dispuesto en el literal a) del artículo 4º de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por la Resolución CREG 102 012 de 2024

Artículo 6



Proyectos embebidos en **un solo** sistema de transporte

Artículo 7



Proyectos embebidos en **dos o más** sistemas de transporte

1 **Proyectos IPAT adoptados Res. MME 40304 de 2020 modificada por Res. MME 40281 de 2022**

- Estado procesos de auditorías
- Estado técnico de los proyectos

2 **Procedimiento Informe Transportador Incumbente** Adopción Plan de Abastecimiento de Gas Natural Res MME 40031 de 2025

3 **Metodología de Proyección de Precios de Gas Natural**



Unidad de Planeación
Minero Energética



Insumos

SUPUESTOS

Gas natural de origen nacional

- ✓ Precio del gas varía principalmente en función de la disponibilidad del recurso y su demanda.

CONSIDERACION ES RELEVANTES

- ✓ No se considera el impacto de los precios internacionales, pero si, la mayor disponibilidad.
- ✓ Las proyecciones de precios que incluyen recursos provenientes de nuevos desarrollos offshore no consideran los mayores costos asociados a su explotación.

INFORMACIÓN

Histórica

- ✓ Precios
- ✓ Demanda

Gestor del Mercado de Gas Natural

- ✓ Oferta

Ministerio de Minas y Energía

- ✓ Cargos de transporte

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Proyectada

- ✓ Proyecciones de Oferta y Demanda

Unidad de Planeación Minero Energética



Gas natural importado

- ✓ Existe una fuerte relación entre los indicadores TTF y Henry Hub.

- ✓ Se realiza la proyección para dos escenarios:

- Referencia TTF → Precios spot
- Referencia Henry Hub → Precios de contrato

Histórica

- ✓ Indicador TTF
- ✓ Indicador Henry Hub

PLATTS

- ✓ Tarifas de fletes y seguros

DIAN

- ✓ Costo de referencia de licuefacción

Paper de referencia

Proyectada

- ✓ Proyecciones Henry Hub

International Energy Outlook (IEA)

Metodología de proyección de precios

⚡ Gas natural de origen nacional

⚡ Gas natural importado

CORTO PLAZO

Tiene en cuenta precios reales

MEDIANO PLAZO

Basado principalmente en proyecciones oferta y demanda

LARGO PLAZO

Basado en tasa de agotamiento del recurso

MODELO DE OFERTA Y DEMANDA

Estimación de elasticidades inversas

- ✓ El modelo teórico de oferta y demanda presenta problema de endogeneidad.
- ✓ Las series de los precios de gas natural son escalonadas, no estacionarias.



Modelo de Ecuaciones Simultaneas:

Resuelve el problema de endogeneidad y es útil para series no estacionarias.

PROYECCIONES BASADAS EN PERSPECTIVA DE LARGO PLAZO DE LA EIA ANUAL ENERGY OUTLOOK

- ✓ Para esta primera publicación se realiza un ajuste a las proyecciones EIA con información real.
- ✓ Las proyecciones de la EIA son anuales por lo que se deben mensualizar: Método de armonización de series temporales

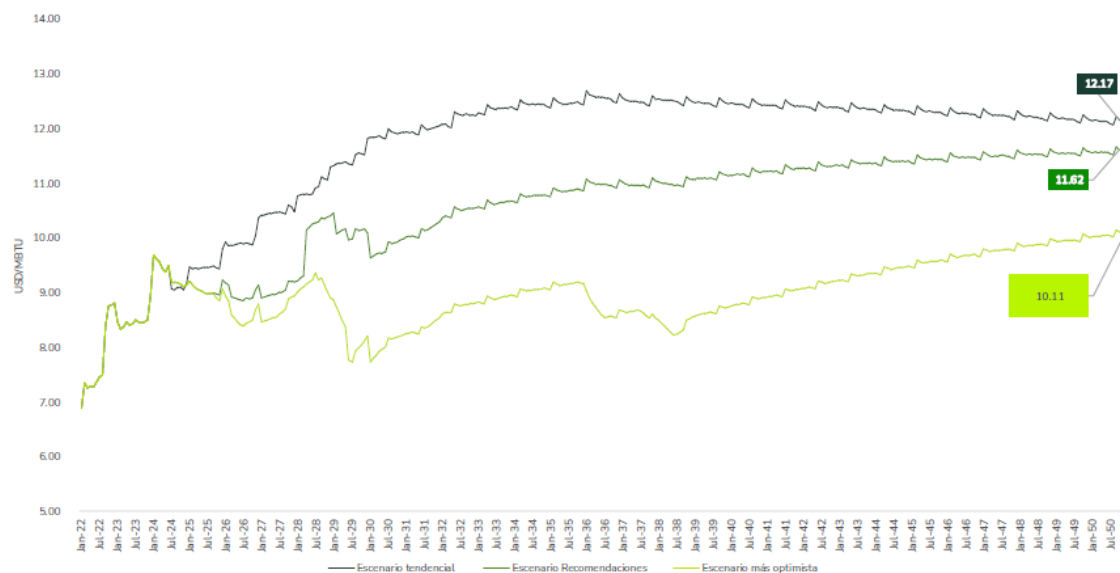


Método de armonización de series temporales:

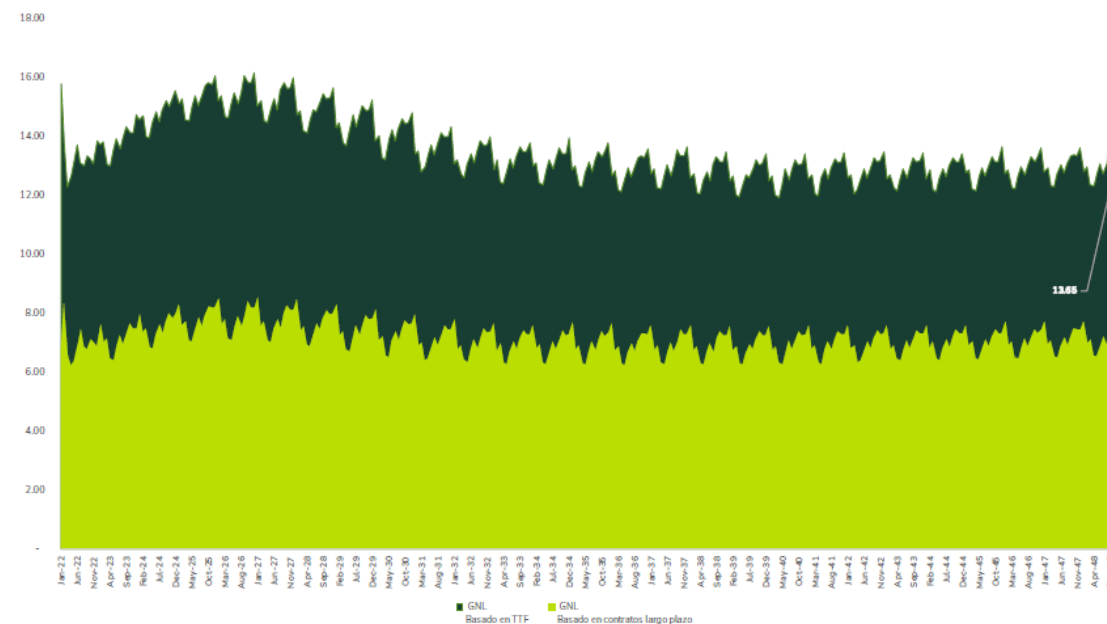
Ajuste de una serie de baja frecuencia respetando el patrón de variación de una serie de alta frecuencia..

Resultados proyecciones de precios de gas natural

Proyección de precios de gas natural de origen nacional puesto en nodo de demanda en los departamentos de Atlántico y Magdalena
(Base dic 2023)



Proyección de precios de GNL puesto en nodo de demanda en los departamentos de Atlántico y Magdalena
(Base dic 2023)





Unidad de Planeación
Minero Energética



Proyectos Adoptados

Resolución MME 40031 2025

	Proyecto Adoptado	Capacidad	FPO
1	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando — Fusagasugá	Capacidad adicional de 1,6 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
2	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros- Granada	Capacidad adicional de 1,1 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
3	Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena (en adelante VIM)- Interior	Capacidad de transporte de 400 MPCD.	1T 2030 Fecha anticipada de entrada en operación parcial 4T 2027, con una capacidad de transporte no inferior a 100 MPCD.
4	Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio	Capacidad de transporte de 215 MPCD.	1T 2030
5	Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio	Capacidad de transporte de 8 MPCD	1T 2030
6	Infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT	Capacidad de regasificación de 250 MPCD Capacidad de almacenamiento de 120.000 m3	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto. Fecha anticipada de entrada en operación 1T 2026

	Proyecto Adoptado	Capacidad	FPO
7	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia — Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia)	Capacidad adicional de 192 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
8	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia- La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza)	Capacidad adicional de 200 MPCD	1T 2030
9	Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza- El Porvenir- Cusiana (con conexión al tramo Cusiana — Apiay)	Capacidad adicional de 120 MPCD	1T 2030
10	Gasoducto Aguazul — Yopal	Capacidad de transporte de 13,9 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto. Fecha anticipada de entrada en operación 4T 2026
11	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday- Neiva	Capacidad adicional de 17 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto. Fecha anticipada de entrada en operación 4T 2026
12	Gasoductos para la conexión de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio	Capacidad de transporte agregada de 3,5 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

Proyectos Adoptados

Resolución MME 40031 2025

Proyecto Adoptado		Capacidad	FPO
13	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo — Mariquita de 250 MPCD en Mariquita	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
		Capacidad de regasificación de 400 MPCD Capacidad de almacenamiento de 170.000 m3 de gas natural licuado-GNL	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
14	Planta de Regasificación del Pacífico	Capacidad de transporte no menor a 400 MPCD	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
		Gasoducto desde la Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo- Valle del Cauca.	58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

La ejecución de este proyecto está condicionado a la selección del Inversionista por parte de la UPME para la ejecución del proyecto de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico

Fecha anticipada de entrada en operación 1T 2030



Sección 4

Ajustes en el proceso de Declaración de Producción de Gas Natural (DPGN) ante el MME.

Ajustes en el proceso de Declaración de Producción de Gas Natural (DPGN) ante el MME.

Presentación del Ministerio de
Minas y Energía (MME)



Sección 5

Impacto de la implementación de las nuevas reglas del Mercado de Gas Natural (Res. CREG No. 102 015 DE 2025).

Comercialización de suministro MP

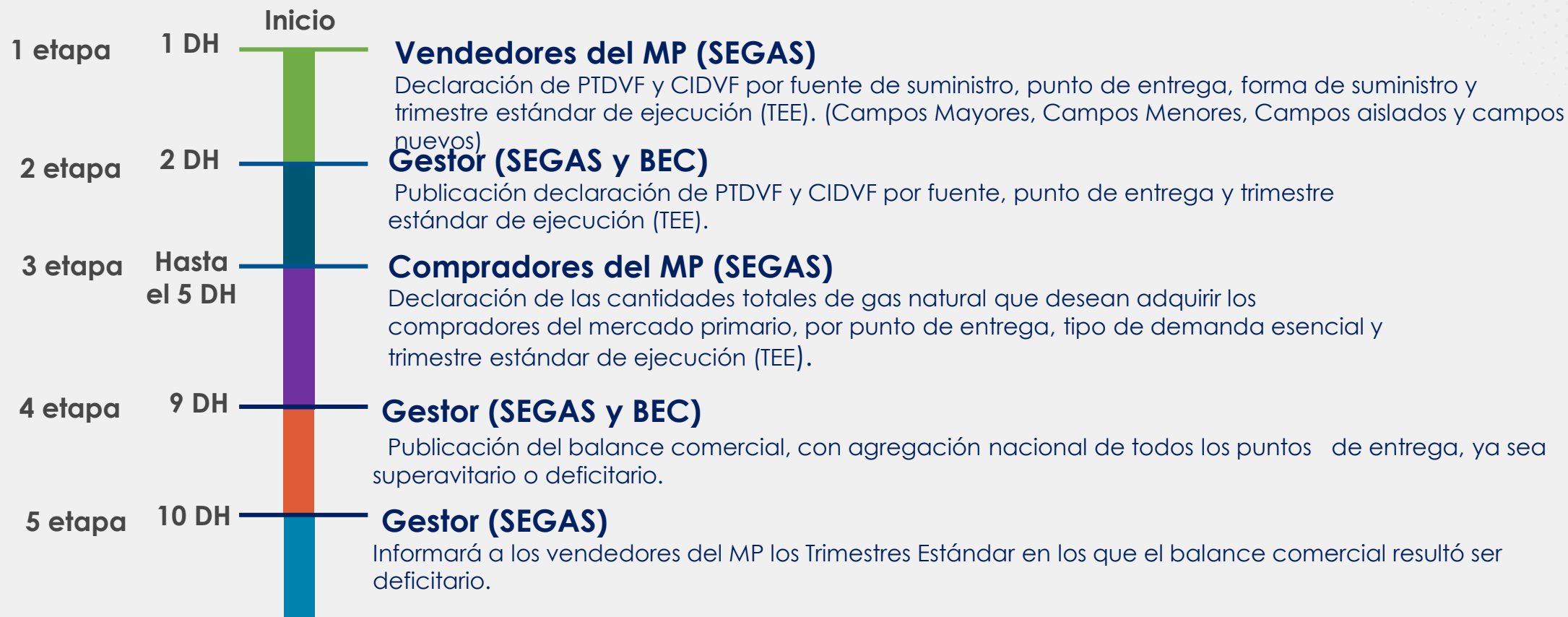
Definiciones (Artículo 3 Resolución CREG 102 015 2025)

- **Demanda Esencial:** corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
- **Fuente de Suministro:** se entiende por Fuente de Suministro un campo de producción ubicado en el territorio colombiano o un punto de importación.
- **Punto de Entrega:** lugar físico identificado y caracterizado, pactado en los contratos de suministro del Mercado Mayorista donde se mide y se entrega el gas natural al comprador. Todos los Puntos de entrega deben estar asociados a una o varias Fuentes de Suministro, y así debe estar determinado en los contratos de suministro del Mercado Mayorista. Un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de Importación, así como también un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de entrada al Sistema Nacional de transporte. Todos los Puntos de Entrega deben ser registrados e informados al Gestor del Mercado, en los formatos que este último defina para este efecto.
- **Trimestres Estándar (TE):** son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas.
- **Trimestre Estándar de negociación (TEN):** Corresponde al Trimestre Estándar en que se realiza la entrega de información al Gestor del Mercado, la realización de los mecanismos de comercialización y el registro de los contratos resultantes ante el Gestor del Mercado
- **Trimestre Estándar de ejecución (TEE):** Corresponde al Trimestre Estándar en que se cumple el compromiso de la entrega de gas natural.

Comercialización de suministro MP

Balance comercial por trimestre estándar de negociación (TEN)

Aplica a partir del TEN (Junio a Agosto de 2025)



Trimestre estándar de negociación (DH: Día Hábil)

PTDV en pruebas: Los vendedores de los campos de producción en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad podrán declarar al Gestor del Mercado la oferta de PTDV en Pruebas en cualquier momento del año y solo podrá presentarse para la duración de las pruebas extensas aprobada por la autoridad competente.

Comercialización de suministro MP

Negociación y registro de contratos en el trimestre estándar de negociación (TEN)

Numeral 1 del artículo 22 CREG 102 015 2025

6.1
etapa

**Ejecución que inicia y termina en cualquier TE
(entre el 3re TEE al 40 TEE) - LP**

6 etapa

11 DH

- **Vendedores y compradores del MP**
Inicio de las negociaciones directas.

13 DH

- **Compradores del MP**
Presentar solicitudes de compra a los vendedores para una o varios puntos de entrega.

18 DH

- **Vendedores del MP**
Informaran a los compradores que les presentaron solicitudes de compra, las cantidades asignadas por cada Fuente de Suministro.

20 DH

- **Compradores del MP**
Si un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas bajo la solicitud inicial, podrá enviar solicitudes de compra a los vendedores de las demás Fuentes de Suministro.

25 DH

- **Vendedores y compradores del MP (SEGAS)**
Plazo máximo para el registro de contratos

Numeral 2 del artículo 22 CREG 102 015 2025

6.2
etapa

**Ejecución que inicia y termina dentro del TE
(entre el 1re TEE al 2do TEE) - CP**

29 DH

- **Vendedores y compradores del MP**
Inicio de las negociaciones directas.

50 DH

- **Vendedores y compradores del MP**
Finalización de las negociaciones directas.

Antepenúltimo
HD

- **Vendedores y compradores del MP (SEGAS)**
Plazo máximo para el registro de contratos

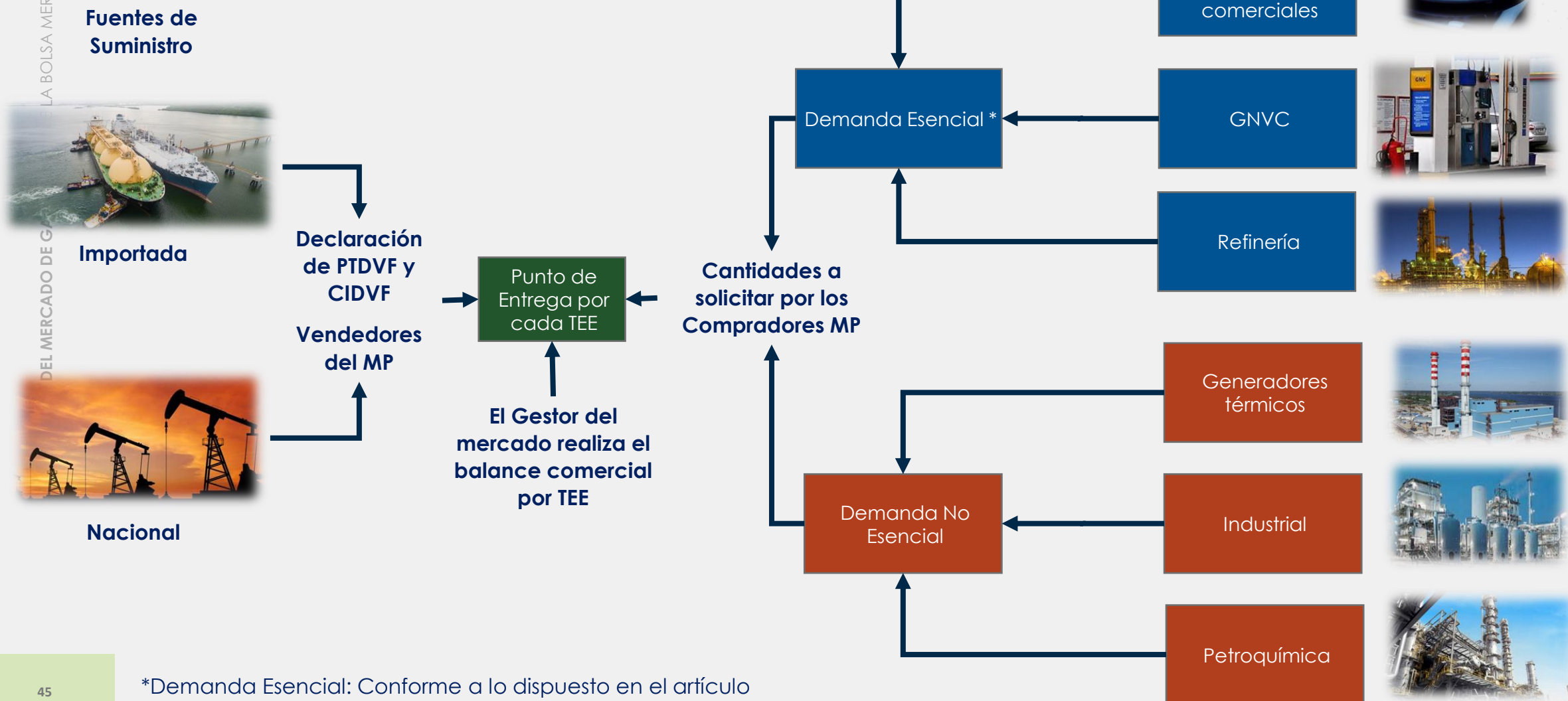
Fin

Trimestre
estándar
de negociaci
ón
(DH: Día
Hábil)

Nota: El antepenúltimo día hábil es el tercer día laboral antes de finalizar el Trimestre Estándar de negociación.

Comercialización de suministro MP

Eje del balance comercial



*Demanda Esencial: Conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

Comercialización de suministro MP

Horizonte declaración de PTDVF Y CIDVF

Artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 2025

Durante cada Trimestre Estándar de negociación, se procederá con la negociación de contratos de suministro que garantizan firmeza, para cada uno de, por lo menos, los siguientes cuarenta (40) trimestres estándar o como máximo para el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información publicada de PTDV, cuando este número sea menor.

Se toma como base la declaración de producción de gas natural publicada por el MME del 2025, que hipotéticamente se publique en mayo de 2025. En donde la PTDV tendría un horizonte de enero de 2025 a diciembre de 2034.

TEN
(junio a agosto 2025)

año de gas	TEE	TTE-Definicion
2025	1	Septiembre 2025 a Noviembre 2025
2025	2	Diciembre 2025 a Febrero 2026
2026	3	Marzo 2026 a Mayo 2026
2026	4	Junio 2026 a Agosto 2026
2026	5	Septiembre 2026 a Noviembre 2026
2026	6	Diciembre 2026 a Febrero 2027
2027	7	Marzo 2027 a Mayo 2027
2027	8	Junio 2027 a Agosto 2027
2027	9	Septiembre 2027 a Noviembre 2027
2027	10	Diciembre 2027 a Febrero 2028
2028	11	Marzo 2028 a Mayo 2028
2028	12	Junio 2028 a Agosto 2028
2028	13	Septiembre 2028 a Noviembre 2028
2028	14	Diciembre 2028 a Febrero 2029
2029	15	Marzo 2029 a Mayo 2029
2029	16	Junio 2029 a Agosto 2029
2029	17	Septiembre 2029 a Noviembre 2029
2029	18	Diciembre 2029 a Febrero 2030
2030	19	Marzo 2030 a Mayo 2030
2030	20	Junio 2030 a Agosto 2030
2030	21	Septiembre 2030 a Noviembre 2030
2030	22	Diciembre 2030 a Febrero 2031
2031	23	Marzo 2031 a Mayo 2031
2031	24	Junio 2031 a Agosto 2031
2031	25	Septiembre 2031 a Noviembre 2031
2031	26	Diciembre 2031 a Febrero 2032
2032	27	Marzo 2032 a Mayo 2032
2032	28	Junio 2032 a Agosto 2032
2032	29	Septiembre 2032 a Noviembre 2032
2032	30	Diciembre 2032 a Febrero 2033
2033	31	Marzo 2033 a Mayo 2033
2033	32	Junio 2033 a Agosto 2033
2033	33	Septiembre 2033 a Noviembre 2033
2033	34	Diciembre 2033 a Febrero 2034
2034	35	Marzo 2034 a Mayo 2034
2034	36	Junio 2034 a Agosto 2034
2034	37	Septiembre 2034 a Noviembre 2034

Comercialización de suministro MP

Negociación y registro de contratos - artículo 23 de la Resolución CREG 102 015 2025

TEN

(junio a agosto 2025)

Las negociaciones para la contratación de la PTDFV y de la CIDVF se realizarán con las siguientes condiciones:

año de gas	TEE	TTE-Definición
2025	1	Septiembre 2025 a Noviembre 2025
2025	2	Diciembre 2025 a Febrero 2026
2026	3	Marzo 2026 a Mayo 2026
2026	4	Junio 2026 a Agosto 2026
2026	5	Septiembre 2026 a Noviembre 2026
2026	6	Diciembre 2026 a Febrero 2027
2027	7	Marzo 2027 a Mayo 2027
2027	8	Junio 2027 a Agosto 2027
2027	9	Septiembre 2027 a Noviembre 2027
2027	10	Diciembre 2027 a Febrero 2028
2028	11	Marzo 2028 a Mayo 2028
2028	12	Junio 2028 a Agosto 2028
2028	13	Septiembre 2028 a Noviembre 2028
2028	14	Diciembre 2028 a Febrero 2029
2029	15	Marzo 2029 a Mayo 2029
2029	16	Junio 2029 a Agosto 2029
2029	17	Septiembre 2029 a Noviembre 2029
2029	18	Diciembre 2029 a Febrero 2030
2030	19	Marzo 2030 a Mayo 2030
2030	20	Junio 2030 a Agosto 2030
2030	21	Septiembre 2030 a Noviembre 2030
2030	22	Diciembre 2030 a Febrero 2031
2031	23	Marzo 2031 a Mayo 2031
2031	24	Junio 2031 a Agosto 2031
2031	25	Septiembre 2031 a Noviembre 2031
2031	26	Diciembre 2031 a Febrero 2032
2032	27	Marzo 2032 a Mayo 2032
2032	28	Junio 2032 a Agosto 2032
2032	29	Septiembre 2032 a Noviembre 2032
2032	30	Diciembre 2032 a Febrero 2033
2033	31	Marzo 2033 a Mayo 2033
2033	32	Junio 2033 a Agosto 2033
2033	33	Septiembre 2033 a Noviembre 2033
2033	34	Diciembre 2033 a Febrero 2034
2034	35	Marzo 2034 a Mayo 2034
2034	36	Junio 2034 a Agosto 2034
2034	37	Septiembre 2034 a Noviembre 2034

Negociaciones de corto plazo: Para la ejecución del suministro que inicia y termina dentro del 1re TEE y/o 2do TEE, siguientes al TEN.

Su ejecución se podrá pactar en una o varias semanas laborales continuas, en una o varias semanas calendario continuas, en uno o varios sábados continuos, en uno o varios domingos continuos, en uno o varios días festivos continuos o en uno o varios meses calendario continuos.

Negociaciones de largo plazo: Para la ejecución del suministro que inicia a partir de cualesquiera de los TEE que se presentan entre el 3re al 40 TEE, que son siguientes al TEN.

La duración de los nuevos contratos que se negocien será, como mínimo de un (1) Trimestre Estándar y, como máximo, del número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información de PTDFV y de CIDVF.

Comercialización de suministro MP

Aplicación anexo 8 y 9 de la Resolución CREG 102 015 2025

Artículo 19 de Resolución CREG 102 015 2025

Todos los vendedores deberán utilizar un procedimiento de priorización establecido por cada vendedor de manera libre, en las negociaciones directas que desarrollen de las cantidades solicitadas de PTDVF y CIDVF por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte, o compradores que son parte de la Demanda Esencial, en los casos cuya ejecución parcial o total se desarrollará en algún período contenido en cualquier Trimestre Estándar de ejecución para el que se haya obtenido un balance deficitario por parte del Gestor del Mercado.

Para efectos de lo anterior, el procedimiento de priorización para la Demanda Esencial deberá ser desarrollado con base en lo establecido en el Anexo 8 y en los principios establecidos en el Anexo 9, ambos de la presente resolución.

Para registrar los contratos en TEE que resultaron deficitario, es obligatorio el reportar en SEGAS los procesos de priorización que define cada vendedor (con base en algún tipo de subasta o en general, de concurrencia simultánea de varios compradores). Los cuáles serán publicados posteriormente por el Gestor en el BEC.

Año de gas	TEE	Descripción TEE	Oferta Total de la PTDVF Y CIDVF	Cantidades totales requeridas por los compradores (Demanda)	Tipo de Balance	Aplica anexo 8 y 9
2025	1	Junio 2025 a Agosto 2025	70,422	98,793	Deficitario	Aplica anexo 8 "Priorización de la Demanda Esencial" y Anexo 9 "principio de publicidad"
2025	2	Septiembre 2025 a Noviembre 2025	69,676	96,261	Deficitario	
2026	3	Diciembre 2025 a Febrero 2026	68,936	93,789	Deficitario	
2026	4	Marzo 2026 a Mayo 2026	68,206	89,066	Deficitario	
2026	5	Junio 2026 a Agosto 2026	67,485	86,836	Deficitario	
2026	6	Septiembre 2026 a Noviembre 2026	66,773	84,681	Deficitario	
2027	7	Diciembre 2026 a Febrero 2027	66,065	82,602	Deficitario	
2027	8	Marzo 2027 a Mayo 2027	65,373	78,643	Deficitario	
2027	9	Junio 2027 a Agosto 2027	64,695	76,735	Deficitario	
2027	10	Septiembre 2027 a Noviembre 2027	64,034	74,886	Deficitario	
2028	11	Diciembre 2027 a Febrero 2028	63,386	73,093	Deficitario	
2028	12	Marzo 2028 a Mayo 2028	62,744	69,700	Deficitario	
2028	13	Junio 2028 a Agosto 2028	62,108	68,066	Deficitario	
2028	14	Septiembre 2028 a Noviembre 2028	61,486	66,466	Deficitario	No aplica Anexo 8 y 9
2029	15	Diciembre 2028 a Febrero 2029	60,199	64,916	Deficitario	
2029	16	Marzo 2029 a Mayo 2029	59,602	61,906	Deficitario	
2029	17	Junio 2029 a Agosto 2029	59,013	60,470	Deficitario	
2029	18	Septiembre 2029 a Noviembre 2029	58,435	59,080	Deficitario	
2030	19	Diciembre 2029 a Febrero 2030	57,866	57,715	Superavitario	
2030	20	Marzo 2030 a Mayo 2030	57,304	55,060	Superavitario	
2030	21	Junio 2030 a Agosto 2030	56,746	53,770	Superavitario	
2030	22	Septiembre 2030 a Noviembre 2030	56,202	52,505	Superavitario	
2031	23	Diciembre 2030 a Febrero 2031	55,665	51,262	Superavitario	
2031	24	Marzo 2031 a Mayo 2031	55,133	48,883	Superavitario	Aplica anexo 8 "Priorización de la Demanda Esencial" y Anexo 9 "principio de publicidad"
2031	25	Junio 2031 a Agosto 2031	54,608	47,741	Superavitario	
2031	26	Septiembre 2031 a Noviembre 2031	54,096	46,635	Superavitario	
2032	27	Diciembre 2031 a Febrero 2032	33,591	45,545	Deficitario	
2032	28	Marzo 2032 a Mayo 2032	33,089	43,426	Deficitario	
2032	29	Junio 2032 a Agosto 2032	32,595	42,395	Deficitario	
2032	30	Septiembre 2032 a Noviembre 2032	32,110	41,383	Deficitario	
2033	31	Diciembre 2032 a Febrero 2033	31,630	40,409	Deficitario	
2033	32	Marzo 2033 a Mayo 2033	31,157	38,565	Deficitario	
2033	33	Junio 2033 a Agosto 2033	30,690	37,668	Deficitario	
2033	34	Septiembre 2033 a Noviembre 2033	30,227	36,790	Deficitario	

Comercialización de suministro MP

Cronograma para el TEN (Junio a agosto de 2025) Artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 2025

CRONOGRAMA TEN				junio 2025																															
125 a Ago				D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L		
Eta	Actividades	Responsable	DH	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Balance comercial	1 Declaración de PTDFV y CIDVF por fuente, punto de entrega y trimestre estándar	Vendedores del MP	1																																
	2 Publicación declaración de PTDFV y CIDVF por fuente, punto de entrega y trimestre estándar	Gestor	2																																
	3 Declaración de las cantidades totales de gas natural que desean adquirir de cada Punto de entrega	Compradores del MP	5																																
	4 Publicación del del balance comercial, con agregación nacional de todos los puntos de entrega, ya sea superavitario o deficitario.	Gestor	9																																
	5 Informará a los vendedores del MP los Trimestres Estándar en los que el balance comercial resultó ser deficitario.	Gestor	10																																



Comercialización de suministro MP

Cronograma para el TEN (Junio a agosto de 2025) Artículo 22 de la Resolución CREG 102 015 2025

Negociación y registro de contratos de largo plazo entre el 3re TEE y el 40 TEE

CRONOGRAMA TEN				125 a Ago	junio 2025																													
				S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L														
Etapa	Actividades	Responsable	DH	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L
Contratos de CP y LP	6	Inicio de negociaciones y registros de contratos de largo plazo (para contratos a ejecutarse entre el 3re al 40 TEE)	Vendedores y comprdores del MP	11																														
	7	Finalización de negociaciones y registros de contratos de largo plazo (para contratos a ejecutarse entre el 3re al 40 TEE)	Vendedores y comprdores del MP	25																														

Las negociaciones y registro de contratos de **largo plazo** entre el 3re TEE y el 40 TEE se realizan entre el undécimo día hábil y como máximo en el vigésimo quinto día hábil del del Trimestre Estándar de negociación. (23 días calendario).

Negociación y registro de contratos de corto plazo entre el 1re TEE y el 2do TEE

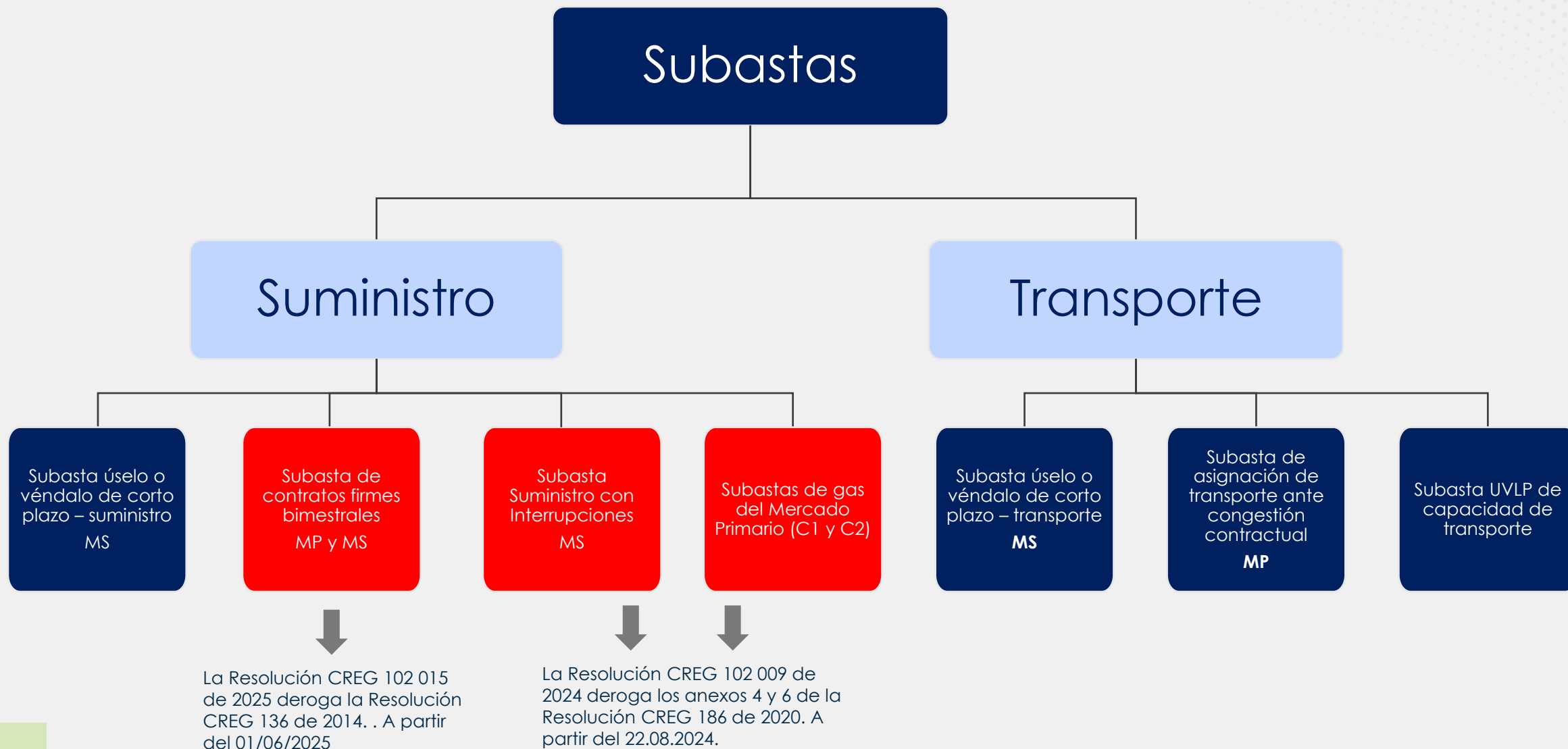
[illegible]

Las negociaciones y registro de contratos **de corto plazo** entre el 1re TEE y el 2 TEE se realizan entre el vigésimo noveno día hábil y como máximo en el el quincuagésimo día hábil del del TEN. (31 días calendario).

Y el plazo máximo de registro de los contratos suscritos se cumplirá el antepenúltimo día hábil del TEN (44 días calendario).

Comercialización de suministro y transporte MP

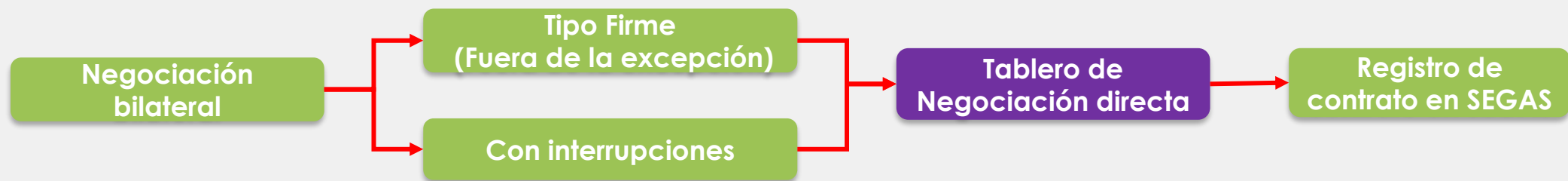
Subastas



Comercialización de suministro MS

Artículo 33 de la Resolución CREG 102 015 2025

Excepto para los casos de contratos de modalidades de tipo firme para ser **ejecutados** en cualesquiera de los tres (3) días hábiles siguientes al día de su registro ante el Gestor del Mercado y siempre y cuando el contrato haya sido negociado dentro de los tres (3) días hábiles antes de su registro, todos los agentes que deseen hacer negociaciones directas en el Mercado secundario, están **obligados** a entregar la información establecida en este artículo, **antes de adelantar cualquier negociación de compraventa** y, en el caso de los vendedores, adicionalmente deberán informar si el gas es de origen nacional u obtenido en el exterior.



No requiere pasar por el tablero de negociación directa

lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves
2/12/2024	3/12/2024	4/12/2024	5/12/2024	6/12/2024	7/12/2024	8/12/2024	9/12/2024	10/12/2024	11/12/2024	12/12/2024	13/12/2024	14/12/2024	15/12/2024	16/12/2024	17/12/2024	18/12/2024	19/12/2024
			3	Fecha de negociación			1	Registro de negociación	Inicio de ejecución del contrato	fin de ejecución del contrato	3						

Requiere pasar por el tablero de negociación directa

lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves
2/12/2024	3/12/2024	4/12/2024	5/12/2024	6/12/2024	7/12/2024	8/12/2024	9/12/2024	10/12/2024	11/12/2024	12/12/2024	13/12/2024	14/12/2024	15/12/2024	16/12/2024	17/12/2024	18/12/2024	19/12/2024
		Fecha de negociación	3	2			1	Registro de negociación	1	2	Inicio de ejecución del contrato					fin de ejecución del contrato	

lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves
2/12/2024	3/12/2024	4/12/2024	5/12/2024	6/12/2024	7/12/2024	8/12/2024	9/12/2024	10/12/2024	11/12/2024	12/12/2024	13/12/2024	14/12/2024	15/12/2024	16/12/2024	17/12/2024	18/12/2024	19/12/2024
		Fecha de negociación	3	2			1	Registro de negociación	1	2	3			Inicio de ejecución del contrato			fin de ejecución del contrato

Comercialización de suministro MS

Artículo 33 de la Resolución CREG 102 015 2025

Proceso de Ofertas de venta y Solicitudes de compra

Tablero Negociación Directa

Seleccione Rueda

Seleccione

Seleccione Periodo

Seleccione Punta

Posturas Vigentes

Solicitudes de compra de gas natural

Excel

ID	Punto estándar de entrega / Ruta	Solicitante	Cantidad (MBTUD) / Capacidad (KPCD)	Precio (USD/MBTU / USD/KPC)	Fecha Máxima para manifestar interés	Hora Máxima para manifestar interés	Periodo	Fecha Ini	Fecha Fin	Datos de Contacto	Origen Gas	Cantidad Contratada (MBTUD) / Capacidad contratada (KPCD)	Cantidad remanente (MBTUD) / Capacidad remanente (KPCD)	Mod
237	CUSTIANA	Madigas Ingenieros S.A E.S.P	1,511	7.00	2024/09/06	15:00	Definida por Usuario	2024/12/01	2025/11/30	3188833425 - ingenieria@madigas.com.co. - Precio a negociar		0	1,511	

Ofertas de venta de gas natural

Excel

ID	Punto estándar de entrega / Ruta	Oferente	Cantidad (MBTUD) / Capacidad (KPCD)	Precio (USD/MBTU / USD/KPC)	Fecha Máxima para manifestar interés	Hora Máxima para manifestar interés	Periodo	Fecha Ini	Fecha Fin	Datos de Contacto	Origen Gas	Cantidad Contratada (MBTUD) / Capacidad contratada (KPCD)	Cantidad remanente (MBTUD) / Capacidad remanente (KPCD)	Mod
----	----------------------------------	----------	-------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------	---------	-----------	-----------	-------------------	------------	---	---	-----

Priorización de demanda regulada

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. En el caso de empresas comercializadoras en que exista vinculación económica, se podrán negociar prioritariamente dichas cantidades entre ellas, aplicando lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 112 de 2007.

Reportes de información transaccional y operativa de suministro MP, MS y MM

Anexo 1 de la Resolución CREG 102 015 2025

Información transaccional

Variable nueva	Mercado Primario	Mercado Secundario	Mercado Minorista
Tipo contrato	Aplica	No aplica	No aplica
Modalidad transporte	Aplica	No aplica	No aplica
Precio de la prima del contrato OCG	Aplica	Aplica	Aplica
Precio intermediación	No aplica	Aplica	No aplica
Porcentaje de pago mínimo	Aplica	No aplica	No aplica
Cantidad interrupciones	Aplica	No aplica	No aplica
Cantidad firmeza	Aplica	No aplica	No aplica
Costo transporte	No aplica	Aplica	No aplica
Tipo demanda esencial	Aplica	Aplica	No aplica
Sector consumo	Aplica	Aplica	No aplica
Tipo garantía	Aplica	No aplica	No aplica
Mecanismo resolución	Aplica	No aplica	No aplica
Relación comprador vendedor	No aplica	Aplica	No aplica
Tipo suministro	No aplica	No aplica	Aplica
Atención mediante red física	No aplica	No aplica	Aplica
Municipio usuario no regulado	No aplica	No aplica	Aplica

Información Operativa

Reportes suministro en el MP

Productores y Comercializadores de gas importado A más tardar a las 12:00 horas del día D+1

- 1: Energía Inyectada en cada punto de entrada al SNT
- 2: Energía a Suministrar en cada punto de entrada al SNT
- 3: Energía a Exportar
- 4: Energía de Campos Aislados que no pasa por el SNT
- 5: Energía entregada a través de Gasoductos Dedicados
- 6: Energía entregada a través de GNC.
- 7: Energía entregada a través de GNL.
- 8: Energía entregada a refinerías.

Reportes suministro en el MS y MM

Comercializadores a más tardar a las 12:00 horas del día D+1

- 1: Energía a entregada en puntos de entrada del SNT (MS)
- 2: Energía a entregada en puntos de salida del SNT (MS)
- 1: Energía a entregada en puntos de salida del SNT a ser entregada a usuarios finales (MM)
- 2: Energía entregada a través de GNC. (MM)
- 3: Energía entregada a través de GNL. (MM)



Sección 6

Cierre



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