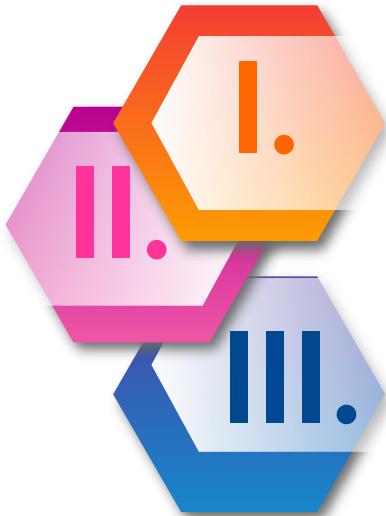




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 2025

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. El informe está organizado en las siguientes secciones:



SUMINISTRO

- Suministro por fuente
- Perfil contratación vs Suministro de gas natural
- Contratación vigente por campo y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

MERCADO SECUNDARIO

- Suministro: Precios, duración y puntos de entrega
- Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria

Mercado secundario

- Transporte: Precios, duración y tramos

DEMANDA

- Energía entregada a usuarios finales – SNT
- Energía entregada por departamento - SNT
- Energía entregada por sector de consumo, región y usuario
- Energía entregada al sector térmico
- Consumo de combustible para generación eléctrica
- Contratación por sector de consumo

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** en diciembre de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 871 GBTUD, lo que representó una disminución del 8 %, 77 GBTUD, respecto a noviembre de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 194 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 47 % de la energía total contratada para diciembre, con un precio de 9.04 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.82 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 15.24 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 47 % de la contratación total, con un precio promedio de 9.01 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 64.64 % al pasar de 987 en noviembre a 349 en diciembre del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en diciembre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 5.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 15.06 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** en diciembre de 2025, el Sistema Nacional de Transporte registró, en flujo, **un indicador CDP/CMMPI inferior al 5%** en los tramos Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Sincelejo-Cartagena, Apiay-Urquiza, Bucaramanga-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá y Yumbo/Cali-Cali. En contraflujo, dicha condición se presentó en La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Vasconia-La Belleza.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución del 58,52 %, al pasar de 270 en noviembre a 112 en diciembre de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en diciembre de 2025 fue de 770 GBTUD, disminuyendo 71 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de noviembre de 2025 (841 GBTUD), explicado principalmente por una disminución en los consumos del sector de Generación Térmica e Industrial del interior y costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante **diciembre**.

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Cupiagua, Cupiagua sur, Cusiana y Pauto sur	436	342	0	342	79%
	Floreña	10	11	31	43	442%
	Gibraltar	30	26	0	26	87%
	Istanbul	24	7	0	7	30%
	Otros interior	25	3	0	3	12%
Costa	Ballena	15	12	0	12	81%
	Chuchupa	53	56	0	56	105%
	Bloque VIM 5	99	40	11	51	52%
	Bloque VIM 21	21	28	0	28	133%
	Bloque Esperanza	31	5	0	5	15%
	Bonga/Mamey	39	26	0	26	67%
	Bullerengue	10	6	0	6	61%
	Otros costa	68	17	12	29	42%
	Otros campos aislados	53	6	36	42	79%
Total Potencial de Producción		914	585	92	677	74%
Planta Regasificación Cartagena***		465	194	0	194	42%
Total		1,379	779	92	871	

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

Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 24 de diciembre de 2025.

** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

¹ Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetor West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereita, Saxofón.

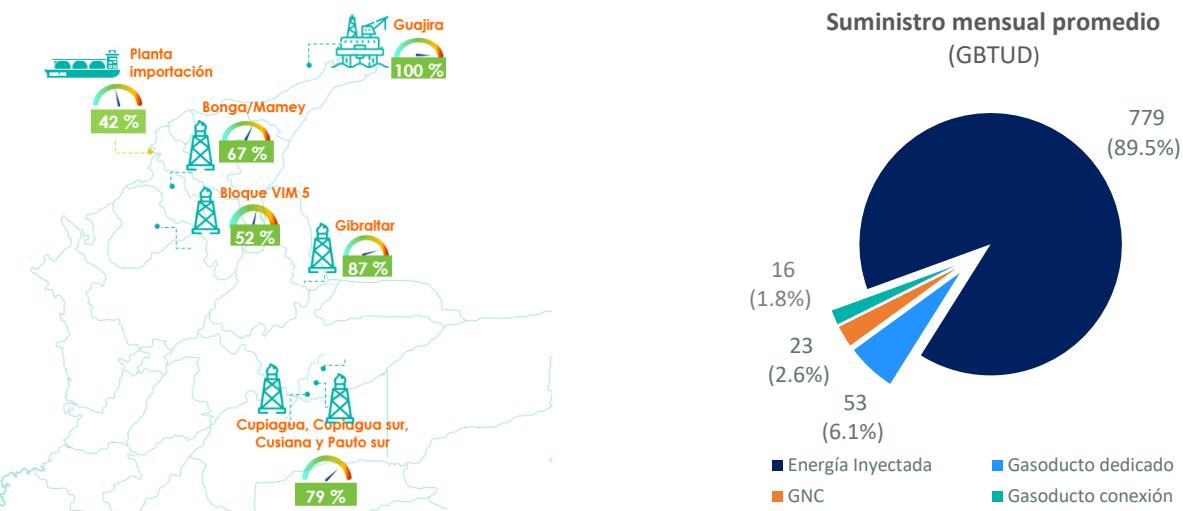
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresia, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga

⁵ Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Mericumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Camamentea, Cerito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toqui Toqui. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

**** Capacidad total de la planta de regasificación.



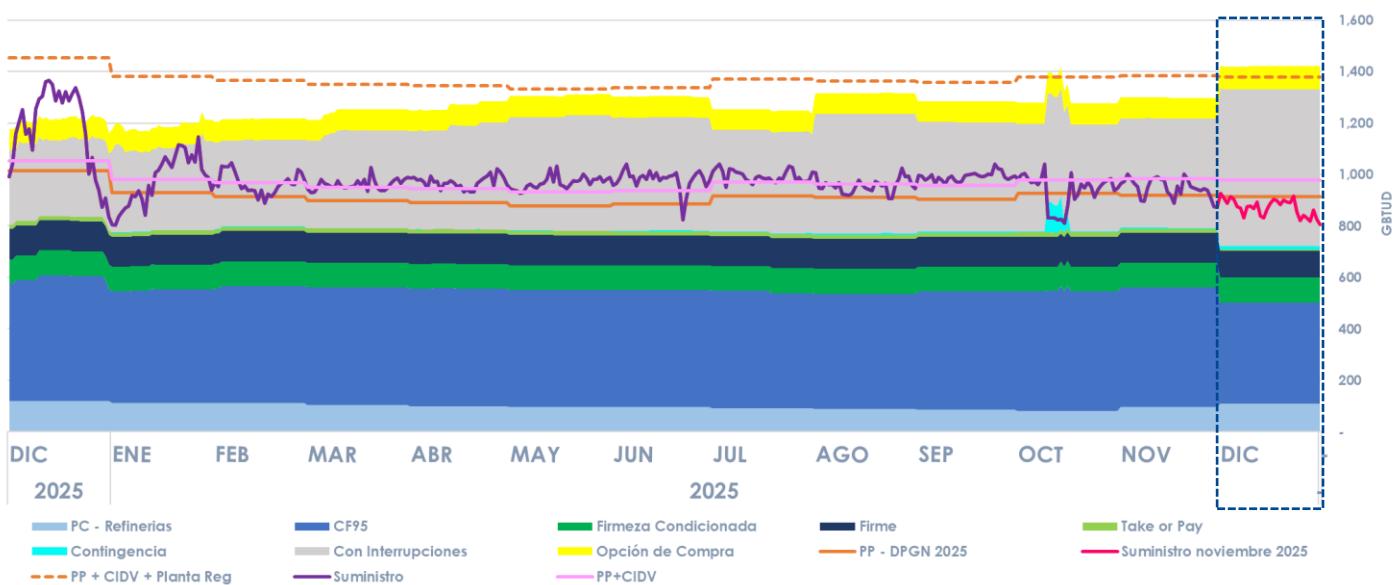
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo diciembre 2024 – diciembre 2025 en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación, asociada al Grupo Térmico, por no disponer de la misma.
- La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses corridos del presente año. El suministro incluye la inyección total realizada por la planta de regasificación.
- Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de diciembre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **608 GBTUD**, mientras la modalidad “Con Interrupciones” registró **609 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **871 GBTUD**, con oscilaciones entre **804 GBTUD (min.)** y **926 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional en algunos días.



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

VARIABLE (GBTUD)	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25	NOV25	DIC25
Potencial de Producción	1,014	929	914	897	891	879	885	917	910	904	926	918	914
Suministro Min.	837	803	888	929	931	926	824	950	905	962	809	873	804
Suministro Prom.	1,176	978	966	961	970	968	980	994	956	992	934	948	871
Suministro Máx.	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,024	1,039	1,040	1,003	926
Producción comprometida por Refinerías	120	112	111	104	100	96	96	92	89	87	81	96	109
Garantía Firmeza*	708	669	686	687	687	685	686	682	682	690	719	696	608
Con Interrupciones	301	327	337	372	398	444	440	394	463	425	418	425	609

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

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales contratados se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

1 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>).

2 El suministro incluye el gas natural proveniente de campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, el gas natural comprimido, y el gas proveniente de la planta de regasificación. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta/oferta-por-campo>).

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 24 de diciembre de 2025.

Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

* Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Firmeza Condicionada, Opción de Compra y Contingencia.

Contratación vigente por campo y por modalidad

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana ⁸			104	\$ 8.67			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	54	\$ 10.98			202	126
	Cupiagua			114	\$ 8.65			1	N.D.			78	\$ 11.00			193	115
	Cupiagua Sur							8	\$ 4.32	3	N.D.	83	\$ 10.64			94	8
	Floreña	35	N.D.	4	\$ 8.23			17	\$ 9.80	17	\$ 18.5					72	55
	Gibraltar			4	\$ 5.30			6	\$ 4.34	6	\$ 7.10					16	10
	Istanbul			8	\$ 8.27							34	\$ 7.01			41	8
	Otros Interior ¹	1	\$ 9.00	5	\$ 8.10							9	\$ 7.60			14	5
Costa	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			8	\$ 8.94							16	\$ 6.30	9.5	\$ 6.52	33	17
	Bloque VIM 5 ²	29	\$ 5.32	7	\$ 9.46			36	\$ 8.71			146	\$ 9.98			218	72
	Bloque VIM 21 ³	28.4	\$ 9.18					6	\$ 8.78	42	N.D.	42	N.D.			118	34
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							80	\$ 7.99			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.68											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.30											32	32
	FSRU - Importación			65	\$ 14.01											65	65
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.74	0	N.D.							45	\$ 8.26	2.9	N.D.	53	8
	Otros C. Aislados ⁶	4	\$ 2.54	0.1	N.D.	4	N.D.					21	\$ 4.67			29	8
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	N.D.									1	\$ 9.71			4	2
Total		104	\$ 5.82	392	\$ 9.04	4	N.D.	96	\$ 7.33	88	\$ 15.24	609	\$ 9.01	12.4	\$ 6.42	1,306	608
Total (%)			7.9%		30.0%		0.3%		7.3%		6.8%		46.7%		0.9%	100 %	46.6 %

¹Otros Interior: Arauca, Bonanza, Campo La Belleza, Capachos Sur, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dina Crétaceo, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Palermo – Santa Clara, Palogrande, Recetor West, Sam Francisco, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigüi-Cantagallo.

²Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

³Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusá, Fresal, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

⁴Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañadonga.

⁵Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Mercucumbe.

⁶Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cero Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananakis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Puerto, Puli, Ramírez, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toqui Toqui.

⁷Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

⁸Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Puerto sur

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

Al cierre de diciembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,306 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i) Con interrupciones (609 GBTUD), ii) CF95 (392 GBTUD) y iii) Firme (104 GBTUD)**, estas tres modalidades abarcan el **85 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 4 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firme presenta el valor más bajo con **5.82** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **15.24** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **9.01** USD/MBTU y **9.04** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada												
Interior	Cusiana ⁸			104	103			22	19	21	0	54	0			126	122
	Cupiagua			114	107			1	1			78	0			115	108
	Cupiagua Sur							8	7	3	0	83	2			8	7
	Floreña	35	32	4	3			17	16	17	0					55	52
	Gibraltar			4	4			6	6	6	0					10	9
	Istanbul			8	2							34	4			8	2
	Otros Interior ¹	1	2	5	4							9	2			5	5
Costa	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			7	7							16	2	9.5	9.5	17	17
	Bloque VIM 5 ²	29	18	7	3			36	0			146	1			72	21
	Bloque VIM 21 ³	28	29					6	24	42	0	42	0			34	53
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							80	0			9	9
	Bonga Mamey			29	27											29	27
	Bullerengue			31	9											31	9
	FSRU - Importación			65	62											65	62
	Otros Costa ⁵	5	5	0	0							45	26	2.9	2.9	8	8
	Otros C. Aislados ⁶	3	2	0	-	4	4					21	8			8	6
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	4									1	1			2	4
Total		104	92	392	345	4	4	96	72	88	0	609	47	12.4	12.4	608	526
Nominado/Contratado (%)		88%		88%		87%		76%		0%		8%		100%		86 %	

¹ Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetor West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga.

⁵ Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Meremucibe.

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramíquiz, Santo Domingo, Sardinata, Toqui Toqui.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

⁸ Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **47 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **8 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **86 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Firme y CF95 con el **100 %, 88 % y 88 %** de ejecución respectivamente.

Contratación vigente por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	40	\$ 5.82	81	\$ 8.86			39	\$ 7.72	13	\$ 7.08	227	\$ 9.69	4	N.D.	403	163
Generación Térmica	35	N.D.	8	\$ 5.86					42		245	\$ 8.16			330	43
Residencial	18	\$ 8.73	182	\$ 9.21	4	N.D.	31	\$ 7.29	18	\$ 12.06	32	\$ 6.73	8.4	\$ 7.02	292	243
GNVC	7	\$ 8.19	46	\$ 11.99			15	\$ 5.39	13	\$ 12.74	55.8	\$ 11.02			136	67
Comercial	1	\$ 2.69	43	\$ 8.73			3	\$ 8.07			50	\$ 9.33			97	47
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	N.D.							9	9
Refinería			27	\$ 4.69											27	27
Compresoras			6	\$ 10.05			3	N.D.	3	N.D.					12	9
Total	104	\$ 5.82	392	\$ 9.04	4	N.D.	96	\$ 7.34	88	\$ 15.25	609	\$ 9.01	12.4	\$ 6.42	1,306	608
Total (%)	7.9%		30.0%		0.3%		7.3%		6.8%		46.7%		0.9%		100 %	46.6 %

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

NOTA: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

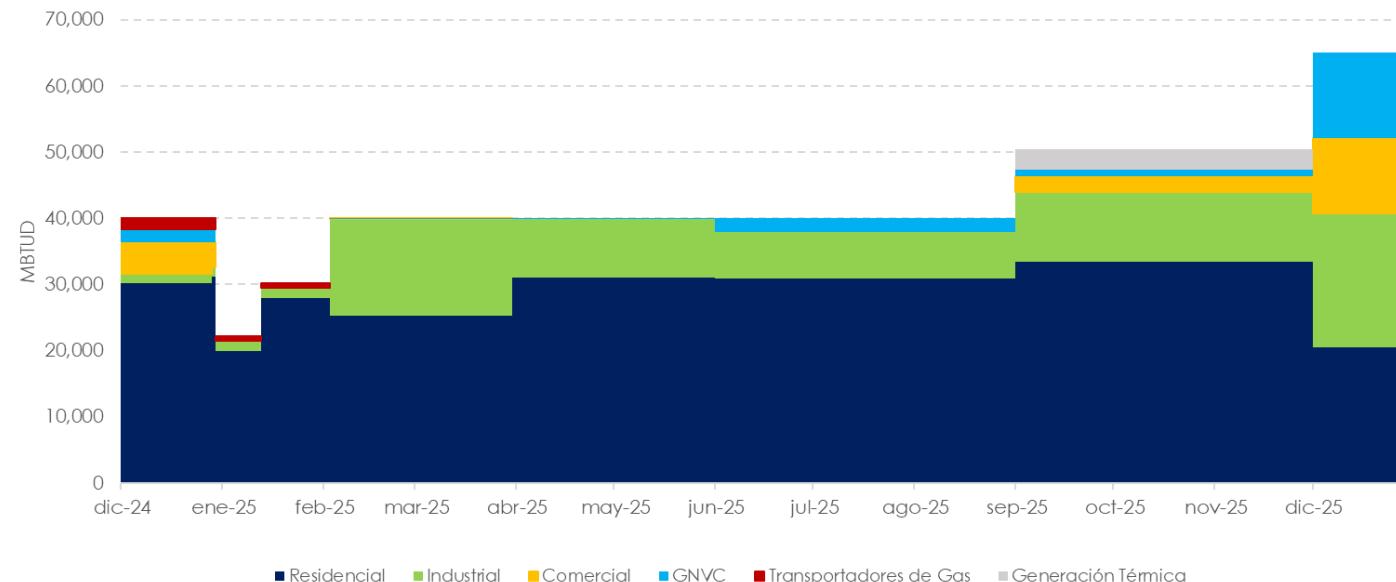
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	40	30	81	57			39	24	13	0	227	34	4.0	4.0	163	115
Generación Térmica	35	32	8	8					42	0	245	8			43	40
Residencial	18	17	182	162	4	4	31	31	18	0	32	2	8.4	8.4	243	221
GNVC	7	6	46	48			15	14	13	0	55.84	0.29			67	67
Comercial	1	1	43	41			3	1			49	3			47	43
Petroquímica	3	6					6	0							9	6
Refinería			27	25											27	25
Compresoras			6	6			3	2	2	0					9	8
Total	104	92	392	345	4	4	96	72	88	0	609	47	12.4	12.4	608	526
Total (%)	7.9%		30.0%		0.3%		7.3%		6.8%		46.7%		0.9%		86 %	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

NOTA 1: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

NOTA 2: Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

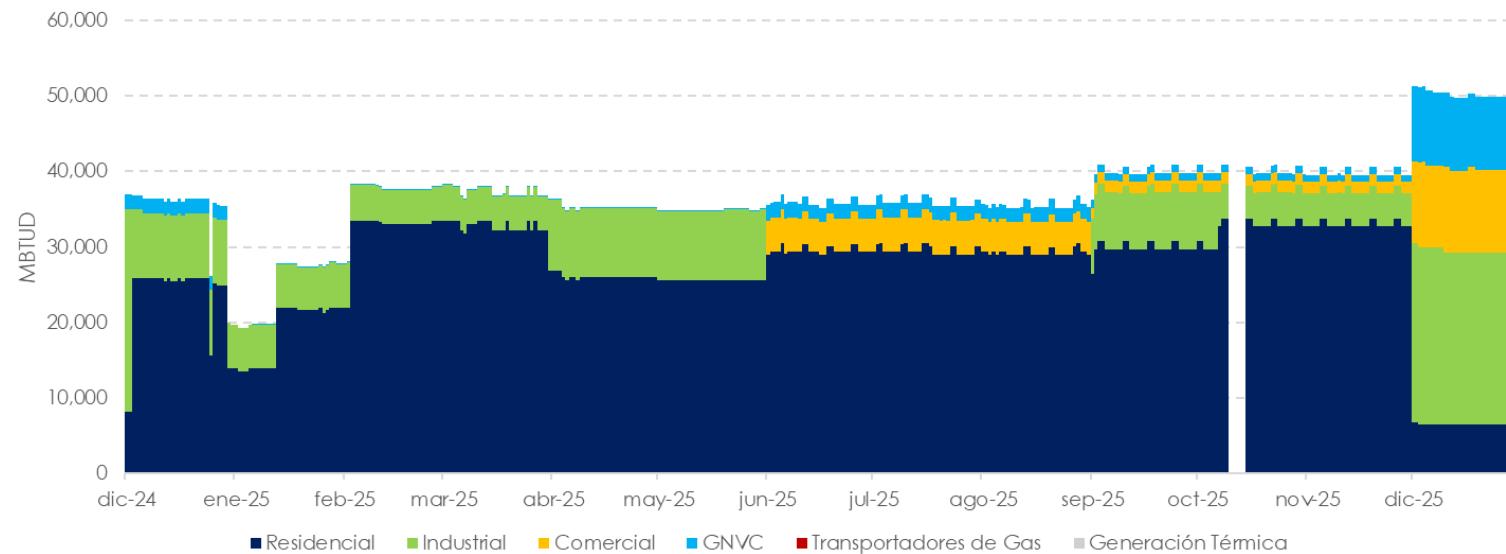
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	29,521	1,422	4,450	1,871	1,583	0
ene-25	24,835	1,500	0	84	700	0
feb-25	25,474	13,618	111	50	50	0
mar-25	25,471	14,366	115	48	0	0
abr-25	31,059	8,841	0	100	0	0
may-25	31,059	8,841	0	100	0	0
jun-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
Jul-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
ago-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
sep-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
oct-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
nov-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
dic-25	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0

Cifras en MBTUD

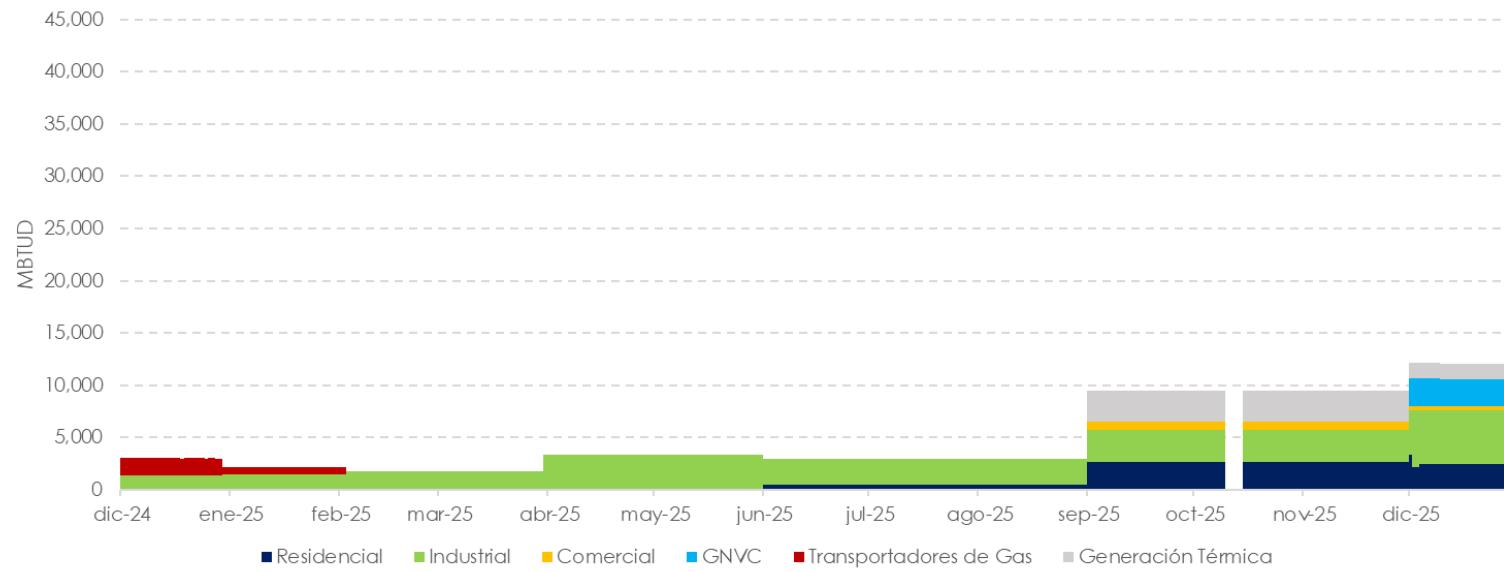
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	23,448	9,679	0	1,784	0	0
ene-25	18,706	5,739	0	84	0	0
feb-25	32,392	4,686	0	50	0	0
mar-25	32,549	4,709	0	48	0	0
abr-25	26,052	9,159	0	100	0	0
may-25	25,600	9,217	0	100	0	0
jun-25	29,528	0	4,401	1,960	0	0
jul-25	29,544	0	4,539	1,900	0	0
ago-25	29,279	0	4,333	1,952	0	0
sep-25	29,873	7,476	1,558	1,000	0	0
oct-25	27,188	4,361	1,308	813	0	0
nov-25	32,985	4,340	1,560	950	0	0
dic-25	6,514	22,949	10,974	9,751	0	0

Cifras en MBTUD

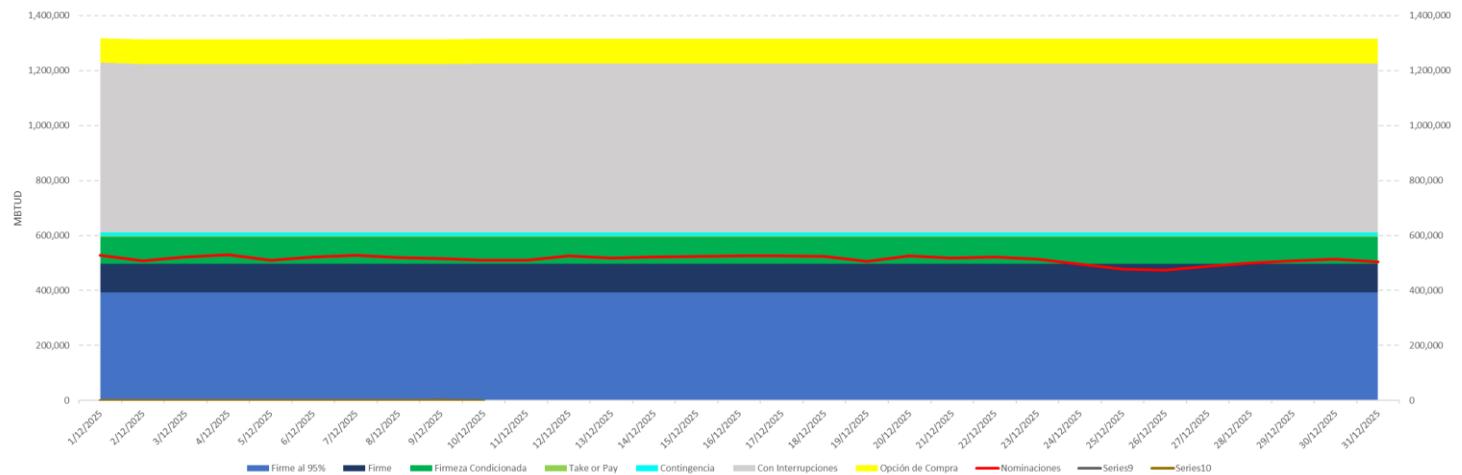
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



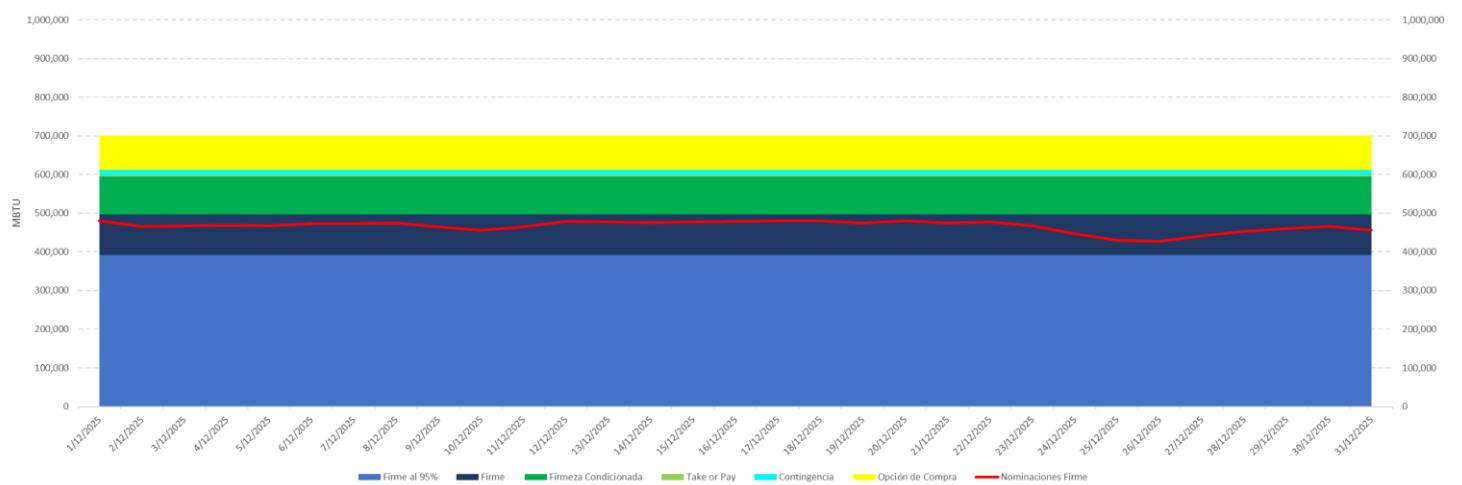
Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	0	1,422	0	0	1,570	0
ene-25	0	1,500	0	0	698	0
feb-25	0	1,765	0	0	50	0
mar-25	0	1,837	0	0	0	0
abr-25	0	3,387	0	0	0	0
may-25	0	3,387	0	0	0	0
jun-25	470	2,530	0	0	0	0
jul-25	470	2,530	0	0	0	0
ago-25	470	2,530	0	0	0	0
sep-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
oct-25	2,278	2,516	653	0	0	2,516
nov-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000

Cifras en MBTUD

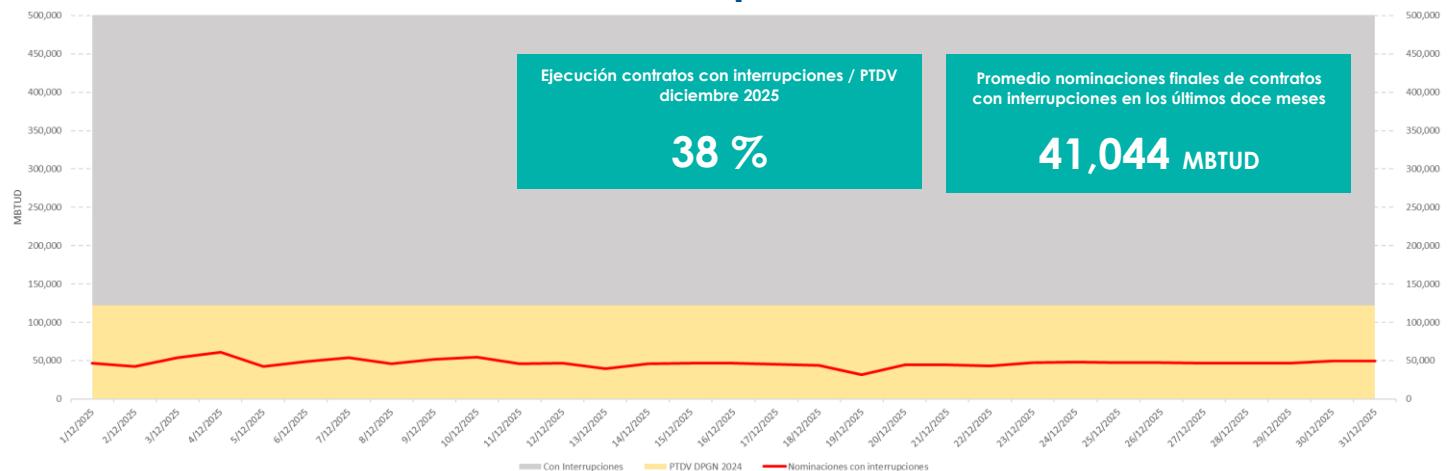
Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



Cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidades que garantizan firmeza



PTDV, cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidad con interrupciones



NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

NOTA 2: la PTDV DPGN 2025 corresponde al siguiente cálculo: PTDV reportada al MME en el 2025 menos la PTDVF declarada al Gestor del Mercado en el mismo año. Esto, con el objetivo de identificar la PTDV que realmente está disponible para la ejecución de los contratos con interrupciones.

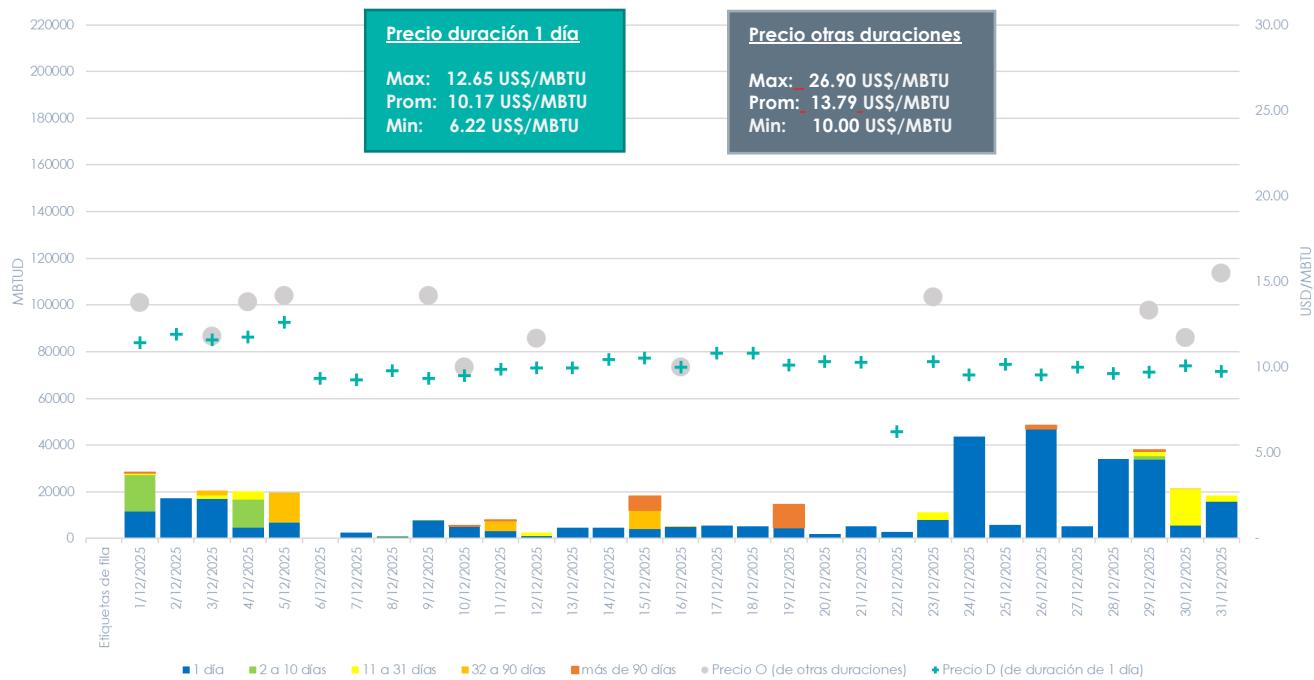
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
dic-24	83,914
ene-25	45,363
feb-25	31,911
mar-25	31,816
abr-25	28,940
may-25	28,982
jun-25	24,174
jul-25	33,704
ago-25	54,421
sep-25	62,090
oct-25	55,583
nov-25	48,555
dic-25	46,985

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Diciembre registró 349 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (244). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 6.22 USD/MMBTU (Diciembre 22) y 12.65 USD/MMBTU (Diciembre 05) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en Diciembre fue de 427,525 MMBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario – Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en Diciembre – Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/MMBTU			
1 día	10	16	10	5	6	5	7	3	8	4	6	6	7	6	6	6	6	6	7	9	2	5	6	9	16	7	12	9	12	17	5	11	244	\$ 10.11		
2 a 10 días	4		2	1			1	1		1																					2		12	\$ 14.20		
11 a 31 días	2		1	2					1	1																						1	31	4	73	\$ 12.24
32 a 90 días	1		1		3					1	1				1	1															1		9	\$ 13.53		
más de 90 días	1																2			1												2		11	\$ 10.78	
Total general	18	16	12	9	10	5	7	4	9	6	8	8	7	6	9	8	6	7	10	2	5	6	38	16	7	15	9	12	22	37	15	349	\$ 10.80			

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 69.91% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 23 de diciembre con 38 transacciones, equivalentes al 10.89 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Energía asociada a las transacciones realizadas en diciembre – MBTU



En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **25 %** de los **1,277,461 MBTU** del volumen total transado ejecutado en diciembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **5,483,533 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **15.8 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

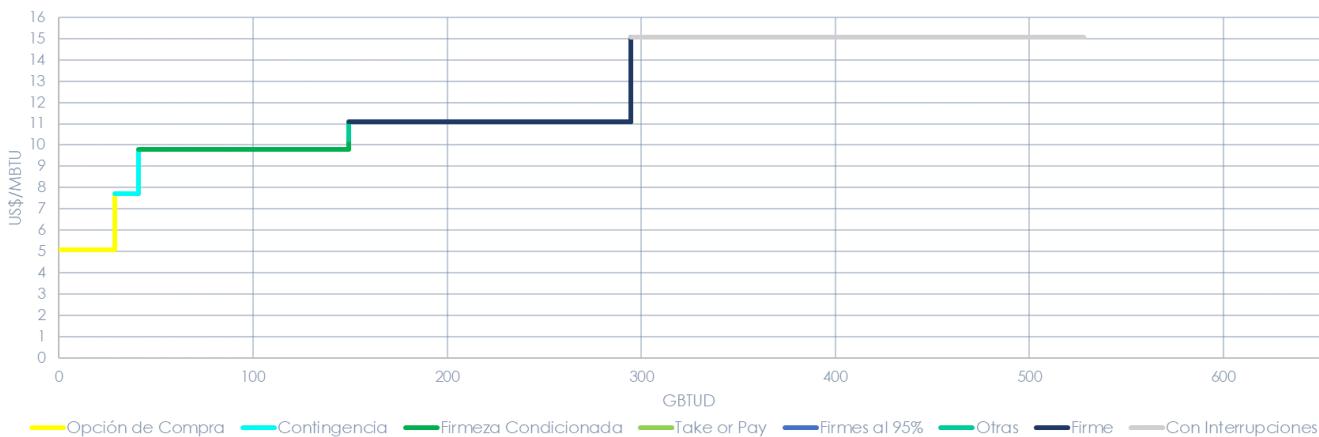
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue TUCURINCA con 142,964 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 373,503 MBTUD equivalentes al 87.36% del total de las cantidades negociadas; la modalidad "**Con interrupciones**" registró 43,496 MBTUD, equivalente al 10.17%; la modalidad "**Firmeza Condicionada**" registró 9,153 MBTUD equivalentes al 2.14%; la modalidad "**Contingencia**" registró 1,373 equivalentes al 0.32% y "**Opción de Compra**" no reportó transacciones en diciembre. CUSIANA (214) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (44), MAMONAL (31), TUCURINCA (29) y BARRANCABERMEJA (9).

			Precio Promedio
TUCURINCA	142,964		\$ 9.64
CUSIANA	126,509	8,753	\$ 10.31
MAMONAL	97,614	14,000	\$ 12.72
FLOREÑA	1,000	16,000 400	\$ 9.74
BALLENA	7,029		\$ 11.95
No SNT	550	982 4,320	\$ 15.05
VASCONIA	2,161		\$ 11.91
BARRANCABERMEJA	823	318	\$ 11.06
BULLERENGUE	1,138		N.D.
JOBO	560		\$ 12.70
AGUAS BLANCAS	361		N.D.
MARIQUITA	154		\$ 18.40
CORRALES	103		\$ 10.00

■ Firme ■ Con Interrupciones ■ Firmeza Condicionada
■ Contingencia ■ Opción de Compra

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en diciembre de 2025



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con \$ 5.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$15.06 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 71.7 % de la contratación total nacional agregando 528 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en diciembre de 2025

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto de entrega estándar	Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)		
Interior	Cusiana	33.7	\$ 8.79	19.1	\$ 9.09	6.0	\$ 2.21	40.6	\$ 4.50	6.0	N.D.	105.4	52.8
	Barranca	0.6	\$ 17.78					2.0	N.D.	6.0	\$ 6.36	8.6	0.6
	Vasconia	0.1	\$ 12.82	1.0	N.D.			3.0	N.D.			4.1	1.1
	Sebastopol							5.0	\$13.30			5.0	0
	Gibraltar	2.665	\$ 7.18									2.7	2.7
	Caramelo											0	0
	Mariquita	0.01	N.D.					3.6	\$ 14.94			3.6	0.01
	Corrales	0.02	\$ 10.00					1	N.D.			1.0	0.02
Costa	Jobo	0.02	\$ 12.70					15.0	\$ 9.25			15.0	0.02
	Ballena	5.3	\$ 11.24	1.5	N.D.			10.6	\$13.84			17.4	6.8
	Mamonal	46.9	\$ 13.34	39.0	\$ 9.05	22.8	\$ 5.83	85.1	\$17.65			193.7	85.9
	Bonga Mamey											0	0
	Tucurinca	46.0	\$ 9.77	46.8	\$10.46			20.0	N.D.			112.8	92.8
	La Creciente											0	0
	Hocol											0	0
	Bullerengue	0.8	\$ 8.68					0.6	N.D.			1.4	0.8
	No SNT*	9.4	\$ 15.52	1.0	\$ 9.07			46.8	\$11.05	0.0	\$ 33.49	57.2	10.4
Total general		145.5	\$ 11.10	108.4	\$ 9.79	28.8	\$ 5.07	233.2	\$ 15.06	12.1	\$ 7.70	528	253.9
Total (%)		27.6%		20.5%		5.5%		44.2%		2.3%		100%	48.08%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte

N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel disponible para contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado		
									Min	Prom	Max
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256,600	251,584	5016	1.95%	\$ 1,124.79	35,389	42,133	47,271
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	13	586,100	583,900	2,200	0.38%	\$ 1,276.74	160,010	238,354	296,917
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	18	504,100	499,919	4181	0.83%	\$ 2,170.44	149,905	198,475	235,312
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	204,509	0	0.00%	\$ 197.12	92,549	102,049	114,033
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	14	215,850	209,914	5,936	2.75%	\$ 2,708.46	100,714	107,827	114,742
	6	JOBO-SINCELEJO	13	181,645	171,255	10,390	5.72%	\$ 2,692.88	85,455	92,361	99,187
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40,000	37,799	2,201	5.50%	\$ 1,070.25	23,366	26,041	26,957
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL		13,943	0	13,943	100.00%	\$ 5,098.98	0	0	0
	9	APIAY-OCOA	6	24,175	16,483	7,408	30.64%	\$ 2,036.05	5,382	10,597	12,031
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,458	739	4.06%	\$ 3,176.99	5,483	16,124	17,472
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	82,891	65,109	43.99%	\$ 2,851.43	29,854	42,639	52,564
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260,000	203,466	56,534	21.74%	\$ 5,988.23	74,165	92,593	123,931
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	2	30,190	29,576	614	2.03%	\$ 9,752.53	6,021	17,159	25,627
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	89,909	113,091	55.71%	\$ 2,471.44	4,619	49,307	61,195
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,358	10,194	65.55%	\$ 3,798.41	3,606	4,334	5,543
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,127	7,888	65.65%	\$ 6,830.62	2,651	3,105	4,168
	17	COGUA-SABANA_F	7	215,000	141,226	73,774	34.31%	\$ 2,114.68	13,151	116,665	141,065
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	53,894	16,675	23.63%	\$ 2,933.21	16,364	31,400	34,916
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	33	470,000	321,415	148,585	31.61%	\$ 357.61	249,987	269,950	291,151
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	28	470,000	304,109	165,891	35.30%	\$ 4,080.26	248,833	268,533	289,755
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,175	8,563	79.74%	\$ 4,312.94	1,074	1,202	1,824
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	28.66%	\$ 4,535.49	1,065	1,349	1,740
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	13,022	1,670	10.33%	\$ 1,109.09	7,813	9,407	10,203
	24	GBS_I-GBS_F	12	63,744	12,150	51,594	80.94%	\$ 3,995.14	7,472	10,358	12,869
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42,000	40,129	1,871	4.45%	\$ 13,018.19	13,665	23,484	31,695
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	9,165	1,835	16.68%	\$ 21,776.79	6,196	7,945	10,126
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0.00%	\$ 11,633.15	640	784	1005
	28	LA BELLEZA-COGUA	13	223,500	143,422	80,078	35.83%	\$ 1,416.98	66,188	123,019	144,060
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	17	305,000	227,770	77,230	25.32%	\$ 2,663.04	92,761	126,183	180,184
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	3	17,500	15,536	1,964	11.22%	\$ 6,279.70	8,707	13,003	15,387
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168,000	134,135	33,865	20.16%	\$ 3,519.77	47,725	68,529	80,826
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	47.56%	\$ 33,239.91	624	918	1,089
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	109,441	48,559	30.73%	\$ 1,241.18	36,397	53,294	71,688
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,430	245	6.67%	\$ 10,629.99	311	2,688	3,581
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10.18%	\$ 7,408.47	131	3,424	4,107
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	60,977	17,023	21.82%	\$ 6,719.46	36,913	48,228	57,501
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	143,000	56,360	86,640	60.59%	\$ 1,042.46	18,364	40,641	61,990
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25.56%	\$ 25,951.70	161	243	269
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	153,756	38,244	19.92%	\$ 2,059.43	66,392	85,965	97,087
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	4,500	7,336	61.98%	\$ 2,184.79	2,956	3,497	3,819
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0.00%	\$ 432.33	22,978	27,865	30,978

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

INFORME MENSUAL DICIEMBRE 2025 – GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL 19
TRAMOS EN CONTRAFLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP / CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	9	102,900	100,899	1	0,00 %	\$ 1,408.47
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172,400	169,937	2463	1,43 %	\$ 1,207.88
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230,000	227,800	2200	0,96 %	\$ 1,744.54
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18,100	16,381	1,719	9,50 %	\$ 2,462.40
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10,100	8,347	1753	17,36 %	\$ 2,635.41
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	22,093	87,407	79,82 %	\$ 7,063.47
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	4	19,726	14,745	4,981	25,25 %	\$ 9,153.77
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130,000	57,762	72,238	55,57 %	\$ 3,614.42
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70,900	71,814	0	0,00 %	\$ 2,148.45
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	12	206,000	101,250	104,750	50,85 %	\$ 1,806.19

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del STN. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo–20 variable + AO&M.

*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En diciembre de 2025, se identificaron como tramos críticos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) aquellos cuya relación CDP/CMMP (Capacidad Disponible Primaria sobre Capacidad Máxima de Mediano Plazo) fue igual o inferior al 10%, es decir, con holgura primaria limitada para atender nuevas necesidades de transporte.

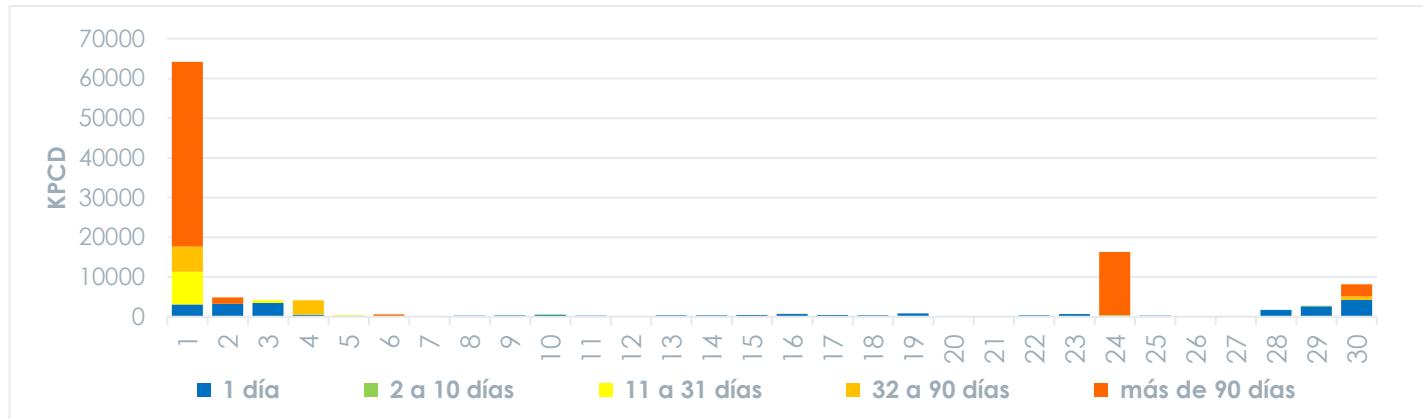
Tramos en flujo (CDP/CMMP ≤ 10%): Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Bucaramanga-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.

Tramos en contraflujo (CDP/CMMP ≤ 10%): La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla, Cartagena-Sincelejo y Vasconia-La Belleza.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de diciembre se registraron 112 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (57).

Transacciones mercado secundario Diciembre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Diciembre – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL
1 día	3	4	5	2	2	1	1	2	1	2	3	2	2	1	2	1	2	1	1	0	1	2	2	0	2	3	2	2	2	57		
2 a 10 días	0	0	0	1	1	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	8		
11 a 31 días	4	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6		
32 a 90 días	7	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11		
más de 90 días	16	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	2	2	30		
TOTAL	30	7	6	6	3	2	1	1	2	3	1	1	2	1	1	2	2	1	1	0	1	2	8	1	0	1	2	3	5	5	112	

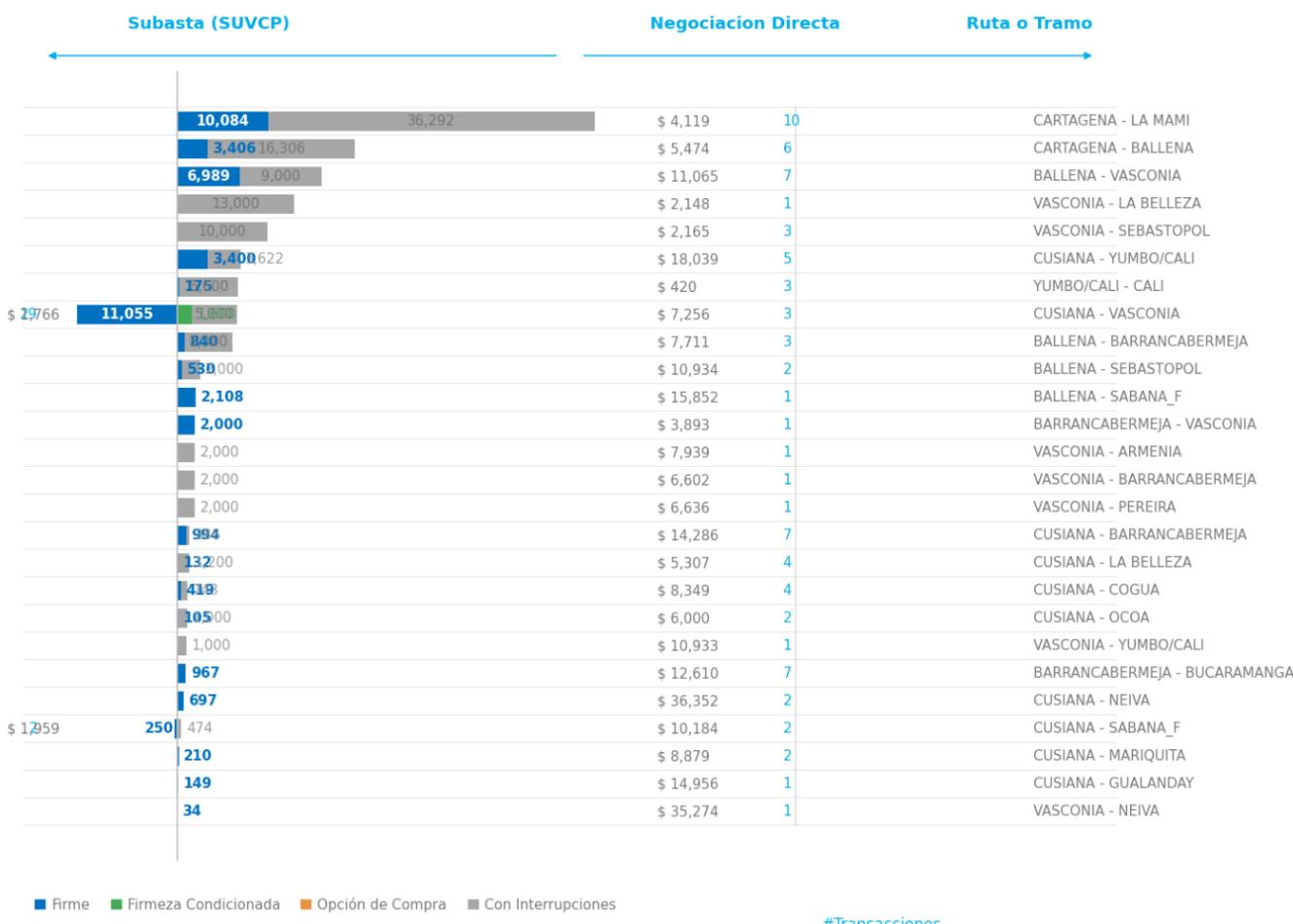
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 1.464,88 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 1, 2 y 24 de diciembre con, 30, 7 y 8 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 44.2 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – COP/KPC

Del total de transacciones (112), 31 se asignaron por medio de subasta (\$UVCP) y 81 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 93 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CARTAGENA - LA MAMI para el cual se transaron 10.084 KPCD en modalidad **Firme** y 36.292 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CARTAGENA - LA MAMI con 10 transacciones (10 asignada mediante negociación directa y 0 asignadas mediante subasta), BALLENA - VASCONIA con 7 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), BARRANCABERMEJA – BUCARAMANGA con 7 transacciones (7 asignada mediante negociación directa), CUSIANA – BARRANCABERMEJA con 7 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CARTAGENA – BALLENA con 6 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y CUSIANA - YUMBO/CALI con 5 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úsalo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

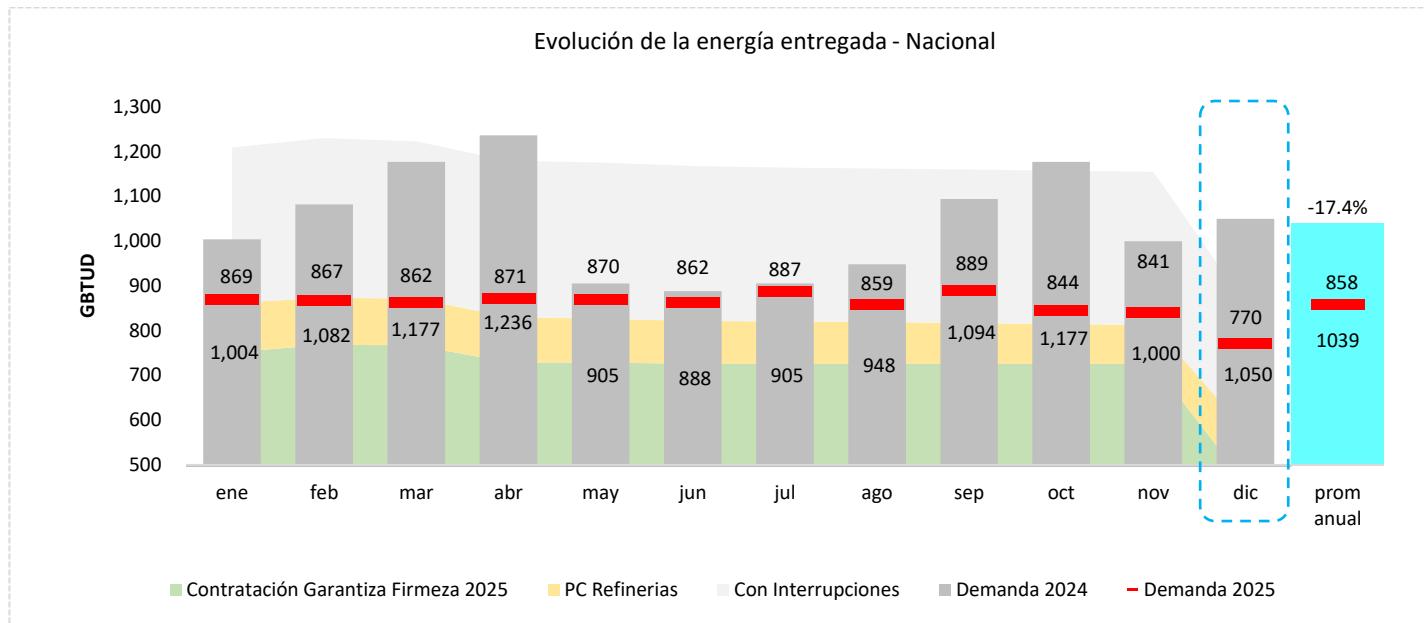


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **diciembre de 2025** se observa una demanda promedio de **770 GBTUD**, esto es **26.7% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1050 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **858 GBTUD**, estando por debajo un **17.4%** al promedio anual del 2024 (1039 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2024 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2023 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). *Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

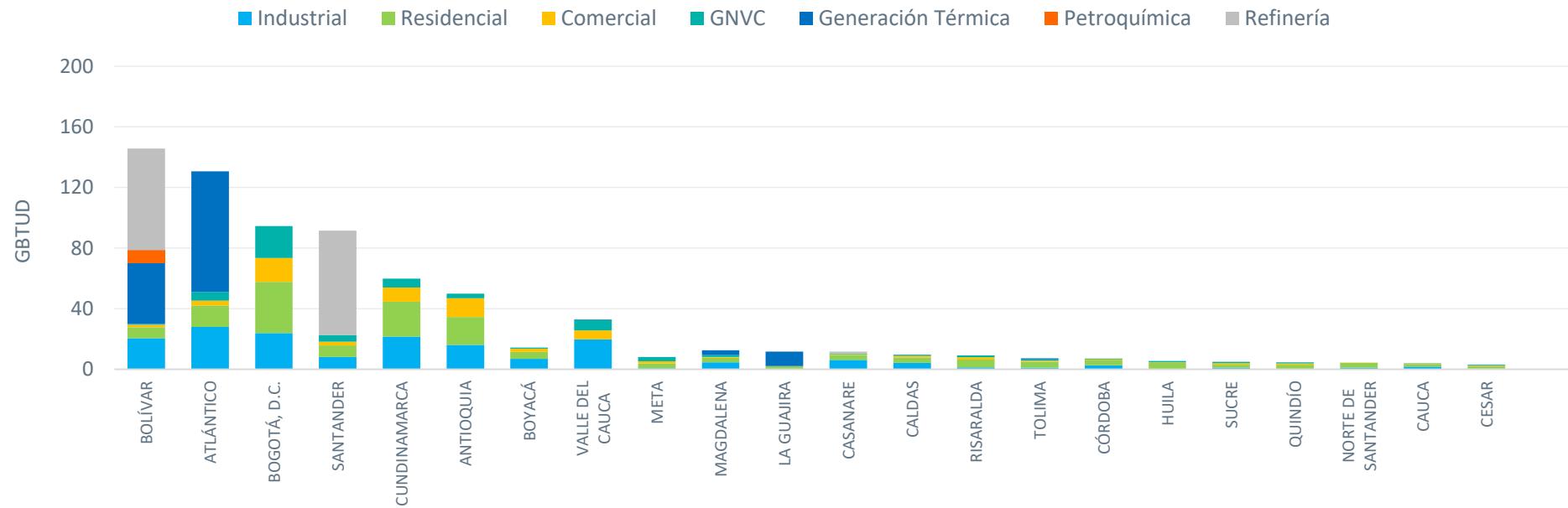
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **diciembre de 2025** la demanda **térmica** fue 210 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 70 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2024	302 702	330 752	462 715	513 723	175 730	165 723	192 713	234 714	384 710	464 713	272 728	344 706
2025	185 685	152 716	159 703	175 696	153 717	170 692	190 697	169 690	187 702	158 686	169 672	134 636

Térmica
 No Térmica

Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

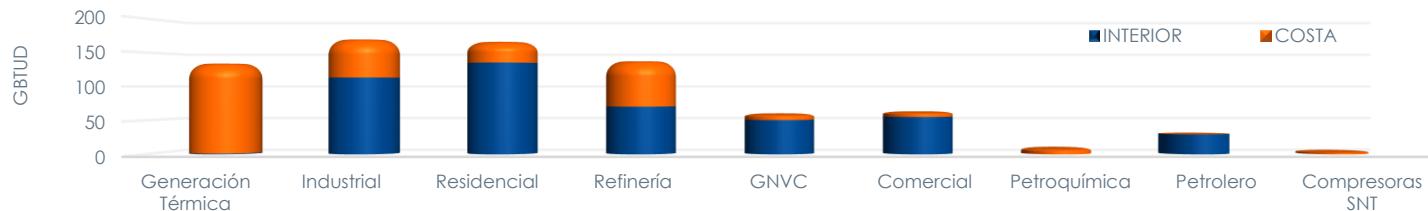
	Residencial	7.3	14.3	33.8	7.6	22.9	18.4	4.6	14.2	3.2	2.9	2.1	3.3	3.7	5.1	3.9	3.2	4.2	2.0	2.7	3.3	1.9	1.7	166
	Comercial	1.6	3.1	15.9	2.5	9.3	12.3	2.1	5.9	1.3	0.6	0.0	0.4	1.0	1.7	0.7	0.7	0.4	1.2	0.8	0.1	0.3	0.3	62
	Industrial	20.4	27.9	23.8	8.1	21.7	16.1	6.8	19.7	0.7	4.6	0.0	6.1	4.2	1.2	1.0	2.7	0.1	1.0	0.3	1.0	1.7	0.5	170
	GNVC	0.5	5.7	21.0	4.4	6.0	3.0	0.8	7.0	2.9	1.2	0.0	0.5	0.7	1.2	0.8	0.4	0.9	0.9	0.7	0.0	0.0	0.5	59
	Generación Térmica	40.3	79.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	3.1	9.6	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134
	Refinería	67.1	0.0	0.0	68.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	137
	Petroquímica	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4	0.0	6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29
	Compresoras	0.8	0.0	0.0	1.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.3	4
TOTAL		147	131	94	93	60	50	37	47	15	13	12	12	10	9	8	7	6	5	5	4	4	3	770

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de **diciembre de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 170 GBTUD en promedio, de los cuales 113 GBTUD corresponden a la región Interior y 57 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 166 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 135 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.



COSTA	133	57	31	67	9	7	8	0	4
INTERIOR	1	113	135	70	50	55	0	29	0
TOTAL Nacional	134	170	166	137	59	62	8	29	4
% Segmento	17.4%	22.0%	21.6%	17.8%	7.7%	8.1%	1.1%	3.8%	0.5%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **diciembre de 2025**, con respecto noviembre de 2025 se observa una disminución en los consumos del sector de Generación Térmica e Industrial del interior y costa.

TIPO DE USUARIO			Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025			
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR		
	Comercial	Costa	0	7	0	7	0	7	0	7	0	7	0	7		
		Interior	0	59	0	59	0	59	0	58	0	58	0	55		
	Generación Térmica	Costa	173	0	152	0	169	0	147	0	165	0	133	0		
		Interior	17	0	17	0	17	0	11	0	3	0	1	0		
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	9	0	9	0	9	0		
		Interior	52	0	52	0	52	0	52	0	51	0	50	0		
	Industrial	Costa	55	8	57	8	59	8	51	6	50	6	51	5		
		Interior	146	21	140	21	142	21	142	21	141	21	94	20		
	Petroquímica	Costa	9	0	8	0	9	0	8	0	8	0	8	0		
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Refinería	Costa	63	0	66	0	68	0	60	0	61	0	67	0		
		Interior	70	0	69	0	67	0	71	0	63	0	70	0		
	Residencial	Costa	0	27	0	28	0	30	0	29	0	28	0	31		
		Interior	0	143	0	140	0	142	0	142	0	139	0	135		
	Petroquímica	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Interior	25	0	25	0	25	0	25	0	24	0	29	0		
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	5	0	6	0	4	0	4	0		
		Interior	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Subtotal UR/UNR			Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025			
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR		
			Costa	309	42	292	43	318	45	279	43	299	41	272	44	
			Interior	314	223	306	219	304	222	301	221	282	218	245	210	
TOTAL			887		859		889		844		841		770			

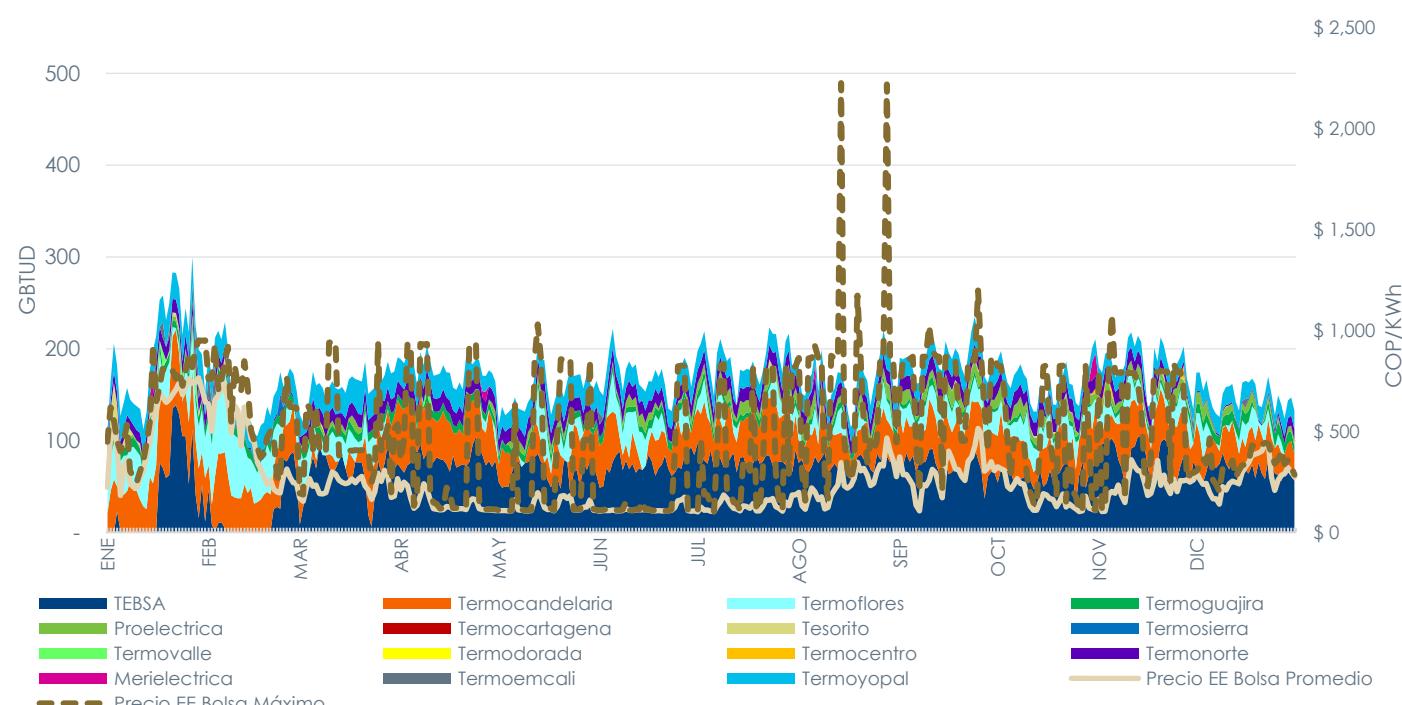
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

Energía Entregada al sector termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de diciembre fue en promedio 150 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

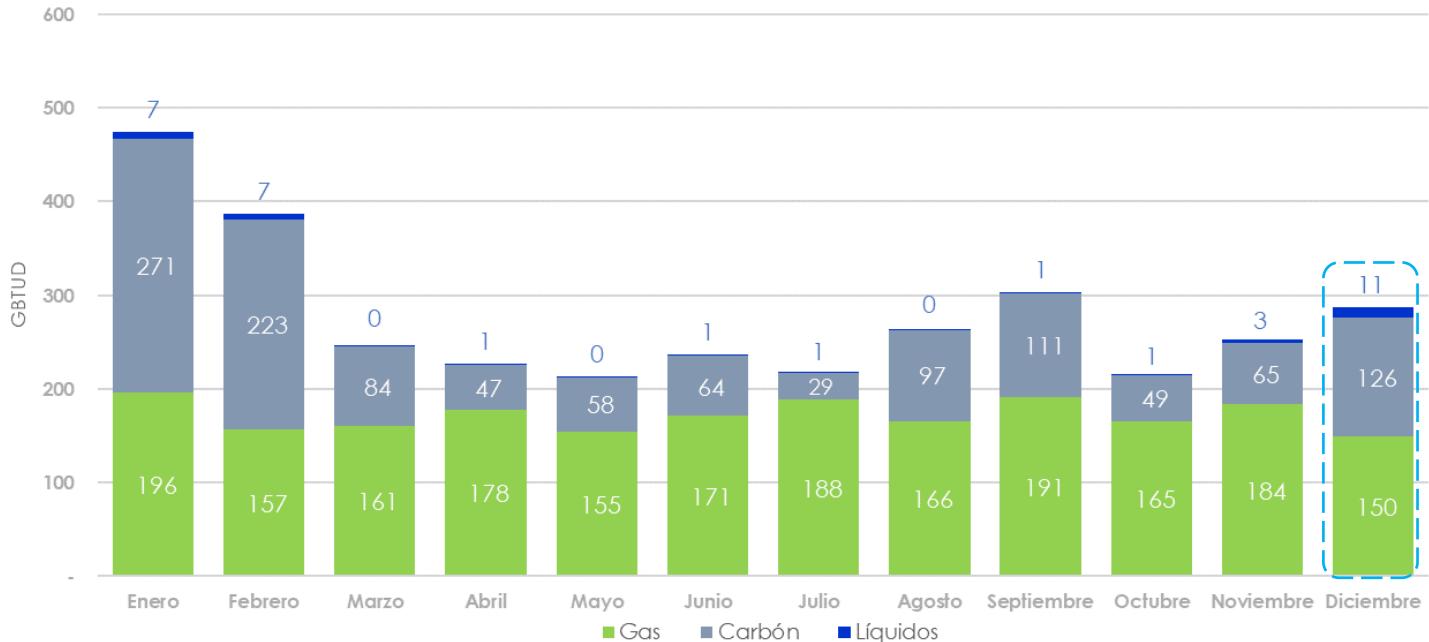
Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 124 GBTUD y 174 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (68 GBTUD), Termocandelaria (34 GBTUD), Termoyopal (18 GBTUD), Termoflores (11 GBTUD), Termoguajira (10 GBTUD), Proelectrica (6 GBTUD) y Termonorte (3 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de diciembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 150 GBTUD¹ que representó el 52.1 % del total, carbón con 126 GBTUD (44 %) y los combustibles líquidos consumieron 11 GBTUD (3.9 %).

¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

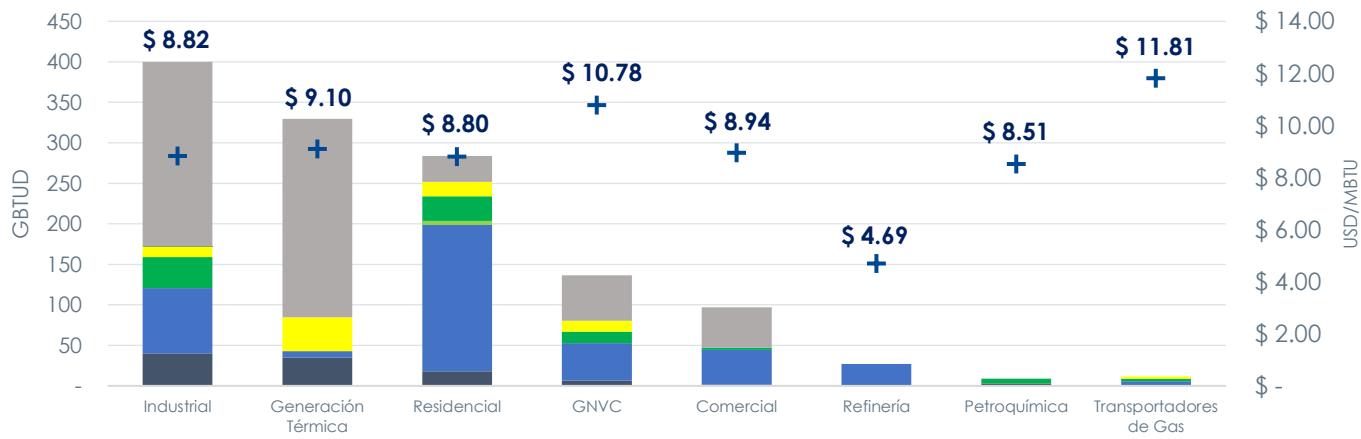
Consumo de combustible para generación eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

Contratación vigente por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



■ Firme ■ Firme al 95% ■ Take or Pay ■ Firmeza Condicionada ■ Opción de Compra ■ Contingencia ■ Con Interrupciones ■ Precio Ponderado por sector

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Convenciones y Terminología:

BTU = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD** = 1.000 MBTUD; **1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día, **KPCD** = 1000 PCD, **1PCD** = pie cúbico por día. **SUVCP** = Subasta Úsalo o Véndalo de corto plazo, **GNVC** = Gas natural vehicular comprimido, **SNT** = Sistema Nacional de Transporte, **OTMM** = Otras Transacciones del mercado mayorista; **USD** = Dólares de los Estados Unidos de América

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Nelson, Níspero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

Sección I. SUMINISTRO. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural.

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sección III. DEMANDA.

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

La información del sector industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierria B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

Información de Suministro y Demanda.

La información de Suministro referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaqueamientos), pérdidas y consumos no reportados. Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

Contáctenos para más información: gestordegas@bolsamercantil.com.co
Atención de consultas e Inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural