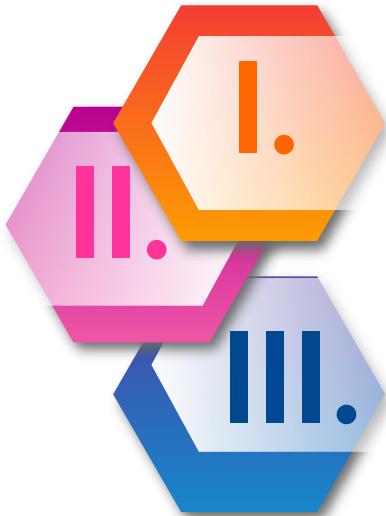




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

NOVIEMBRE 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 noviembre de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 947 GBTUD, lo que representó un aumento del 1 %, 11 GBTUD, respecto a octubre de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 191 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 58 % de la energía total contratada para noviembre, con un precio de 6.62 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.64 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 13.61 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 35 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.23 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento de 38.07 % al pasar de 717 en octubre a 990 en noviembre del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en noviembre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 6.66 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 14.17 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** en noviembre, el Sistema Nacional de Transporte registró en los tramos Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Jobo-Sincelejo, Bucaramanga-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali un indicador CDP/CMMP inferior al 5%. En **contraflujo**, dicha condición se presentó en los tramos La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Sincelejo-Jobo.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 2.27 % pasando de 264 en octubre a 270 en noviembre de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en noviembre de 2025 fue de 841 GBTUD, disminuyendo 3 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de octubre de 2025 (844 GBTUD), explicado principalmente por una diminución en los consumos del sector Residencial y Refinería del interior, así mismo se observa en aumento del consumo del sector de generación térmica de la 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 **noviembre**.

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	373	390	0	390	104%
	Floreña	63	12	34	46	73%
	Gibraltar	41	33	0	33	80%
	Istanbul	25	12	0	12	49%
	Otros interior	24	2	1	3	12%
Costa	Ballena	14	12	0	12	87%
	Chuchupa	54	57	0	57	105%
	Bloque VIM 5	96	43	17	59	62%
	Bloque VIM 21	22	36	0	37	166%
	Bloque Esperanza	32	4	0	4	14%
	Bonga/Mamey	39	27	0	27	70%
	Bullerengue	10	7	0	7	65%
	Otros costa	72	19	6	26	36%
	Otros campos aislados	53	6	38	44	82%
Total Potencial de Producción		918	661	96	757	82%
Planta Regasificación Cartagena***		465	191	0	191	41%
Total		1,383	851	96	947	

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 26 de noviembre 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, Claxón, Oboe, Pandereña, Saxofón.

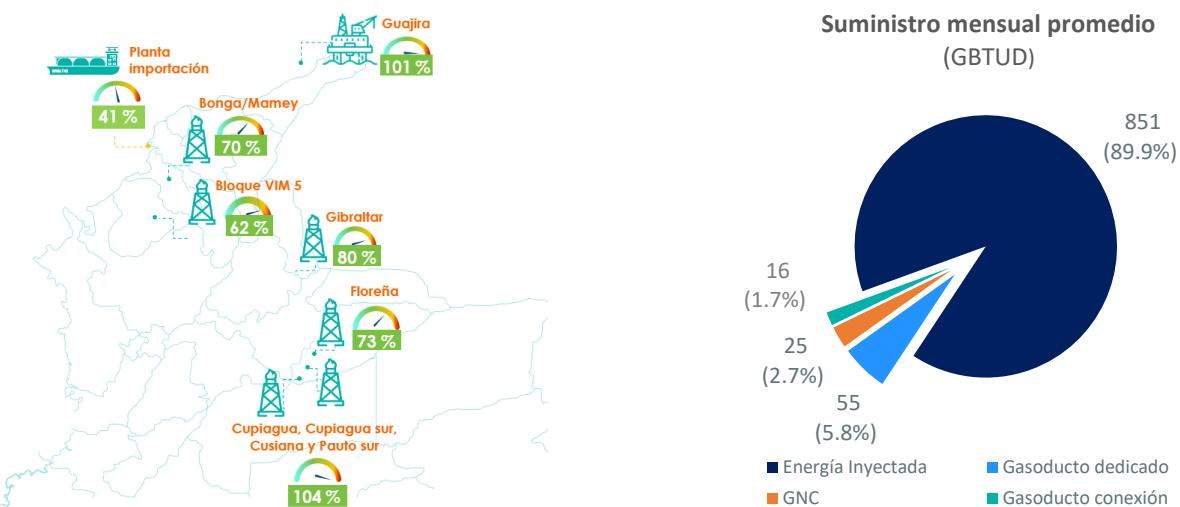
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresia, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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



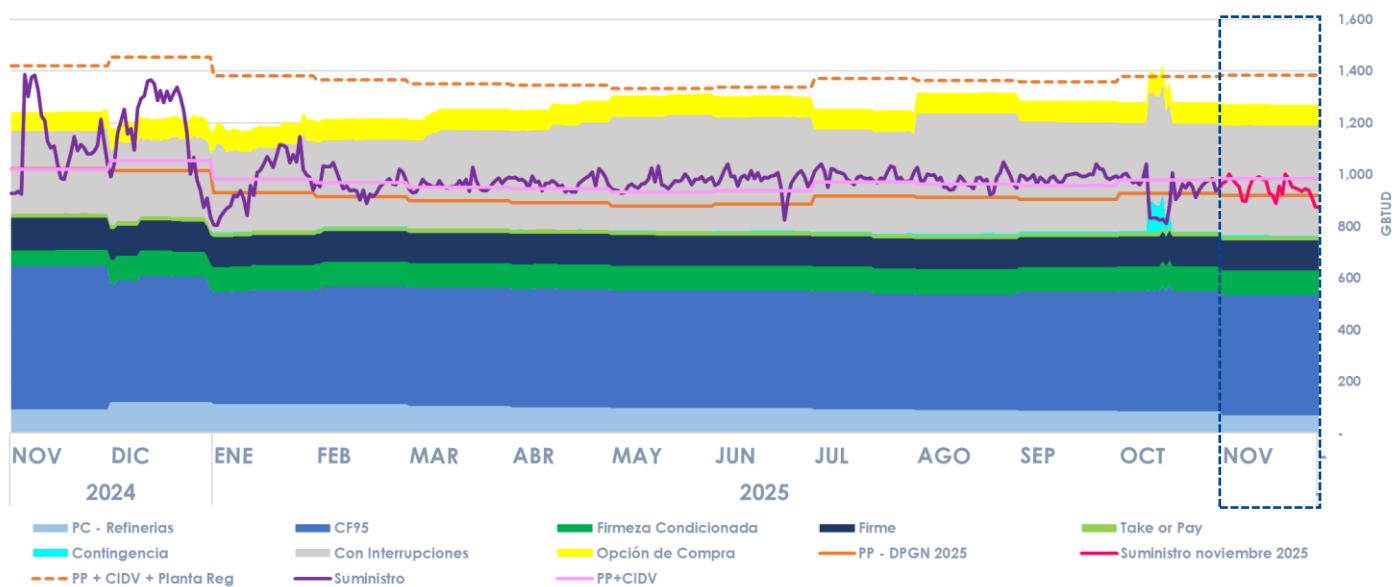
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo noviembre 2024 – noviembre 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 noviembre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **696 GBTUD**, mientras la modalidad “Con Interrupciones” registró **425 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **947 GBTUD**, con oscilaciones entre **873 GBTUD (min.)** y **1,003 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.



VARIABLE (GBTUD)	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25	NOV25
Potencial de Producción	1,021	1,014	929	914	897	891	879	885	917	910	904	926	918
Suministro Min.	923	837	803	888	929	931	926	824	950	922	962	809	873
Suministro Prom.	1,119	1,176	978	966	961	970	968	980	994	977	992	934	947
Suministro Máx.	1,386	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,049	1,039	1,040	1,002
Producción comprometida por Refinerías	92	120	112	111	104	100	96	96	92	89	87	83	68
Garantía Firmeza*	770	708	669	686	687	687	685	686	682	682	690	719	696
Con Interrupciones	319	301	327	337	372	398	444	440	394	463	425	418	425

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 26 de noviembre 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			106	\$ 5.23			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	8	\$ 11.04			157	128
	Cupiagua			151	\$ 5.07			1	N.D.							152	152
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.16			22	\$ 4.32	11	\$ 7.17					39	28
	Floreña	45	\$ 3.76	3	\$ 5.94	12	N.D.									61	61
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			8	\$ 8.27							29	\$ 6.42			36	8
	Otros Interior ¹	1	\$ 9.00	6	\$ 7.65							11	\$ 7.93			17	6
Costa	Ballena			7	\$ 5.65							1	\$ 5.95			9	7
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 ²	29	\$ 5.32	7	\$ 9.46							168	\$ 10.04	0.7	N.D.	204	37
	Bloque VIM 21 ³	28.4	\$ 9.18					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			154	70
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65											33	33
	Bullerengue			36	\$ 7.13							9	\$ 11.84			45	36
	FSRU - Importación			50	\$ 14.26											50	50
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27							55	\$ 7.99			65	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	\$ 2.83			4	N.D.					17	\$ 3.91	1.5	N.D.	27	10
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	N.D.									1	\$ 8.69			3	2
Total		116	\$ 5.64	465	\$ 6.62	16	\$ 5.19	94	\$ 6.42	81	\$ 13.61	425	\$ 8.23	2.2	\$ 7.72	1,201	694
Total (%)			9.7%		38.8%		1.3%		7.8%		6.8%		35.4%		0.2%	100 %	57.8 %

¹ Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetor West, San Roque, Tempranilla, 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, Cormusá, 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, Cañadonga.

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

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cero Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Puerto, Puli, Ramírez, Río Saldaña, 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 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 noviembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,201 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i) CF95 (465 GBTUD), ii) Con interrupciones (425 GBTUD) y iii) Firme (116 GBTUD)**, estas tres modalidades abarcan el **83.87 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 16 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 “Take or Pay” presenta el valor más bajo con **5.19** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **13.61** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **8.23** USD/MBTU y **6.62** 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			106	105			22	16	21	6	8	2			128	121
	Cupiagua			151	151			1	1							152	152
	Cupiagua Sur			6	6			22	17	11	3					28	23
	Floreña	45	43	3	3	12	12									61	58
	Gibraltar			4	4			7	5	7	3					11	8
	Istanbul			8	6							29	6			8	6
	Otros Interior ¹	1	2	6	4							11	4			6	6
	Ballena			7	7							1	0.1			7	7
Costa	Chuchupa	2	0.1	35	31											36	31
	Bloque VIM 5 ²	29	20	7	7							168	2	0.7	0.7	37	27
	Bloque VIM 21 ³	28	29					42	35	42	0.1	42	0			70	64
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	0			9	9
	Bonga Mamey			33	27											33	27
	Bullerengue			36	6							9	1			36	6
	FSRU - Importación			50	49											50	49
	Otros Costa ⁵	5	2	5	2							55	25			10	5
	Otros C. Aislados ⁶	4	3			4	4					17	8	1.5	1.4	10	8
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	4									1	1			2	4
	Total	116	102	465	418	16	15	94	74	81	11	425	48	2.2	2.1	694	611
	Nominado/Contratado (%)	88%		90%		95%		79%		14%		11%		94%		88 %	

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, Meremcumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Paulo, 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 Paulo 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 **35 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **11 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **89 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay, Contingencia y CF95 con el **95 %**, **94 %**, **90 %** 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	41	\$ 5.79	171	\$ 5.45			42	\$ 7.21	14	\$ 7.08	145	\$ 8.79	0.7	N.D.	414	255
Generación Térmica	37	\$ 3.72	14	\$ 7.56	12	N.D.			42	N.D.	188	\$ 7.45			293	63
Residencial	20	\$ 8.41	162	\$ 8.31	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	28	\$ 6.95	1.5	\$ 8.98	249	204
GNVC	7	\$ 8.04	38	\$ 5.00			34	\$ 6.32	9	\$ 7.07	15.1	\$ 11.47			104	79
Comercial	1	\$ 2.71	40	\$ 6.77			1	\$ 4.32			49	\$ 9.34			91	42
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	N.D.											7	7
Refinería			25	\$ 4.72											25	25
Otros	8	N.D.	1.6	N.D.											9	9
Compresoras			9	\$ 8.54											9	9
Total	116	\$ 5.64	466	\$ 6.62	16	\$ 5.19	94	\$ 6.42	81	\$ 13.61	425	\$ 8.23	2.2	\$ 7.63	1,201	694
Total (%)	9.7%		38.8%		1.3%		7.8%		6.8%		35.4%		0.2%		100 %	57.8 %

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

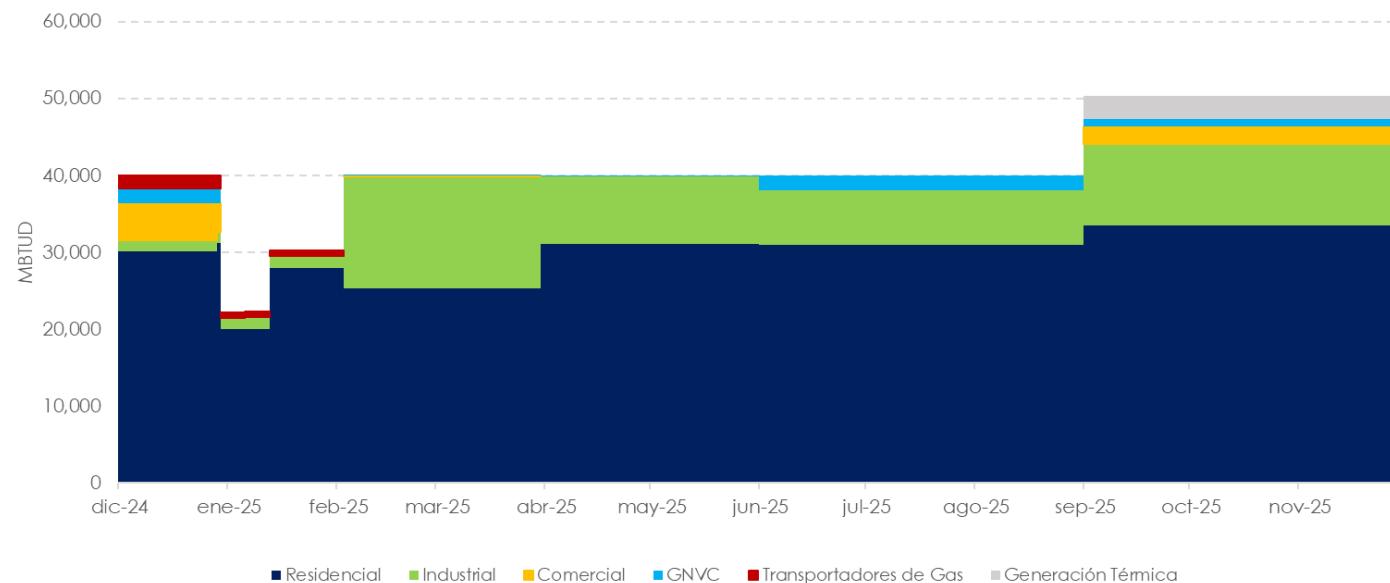
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	41	30	171	151			42	34	14	4	145	32	0.7	0.7	255	216
Generación Térmica	37	34	14	14	12	12			42	-	188	8			105	60
Residencial	19	17	162	149	4	4	17	12	16	5.0	28	3	1.5	1.4	204	183
GNVC	7	6	38	36			34	28	9	3	15.15	0.79			79	70
Comercial	1	1	40	38			1	1			49	4			42	40
Petroquímica	3	6	4	0.1											7	6
Refinería			25	24											25	24
Otros	8	8	2	2											9	9
Compresoras			9	3											9	3
Total	116	102	465	418	16	15	94	74	81	11	425	48	2.2	2.1	694	611
Total (%)	88%		90%		95%		79%		14%		11%		94%		88 %	

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.

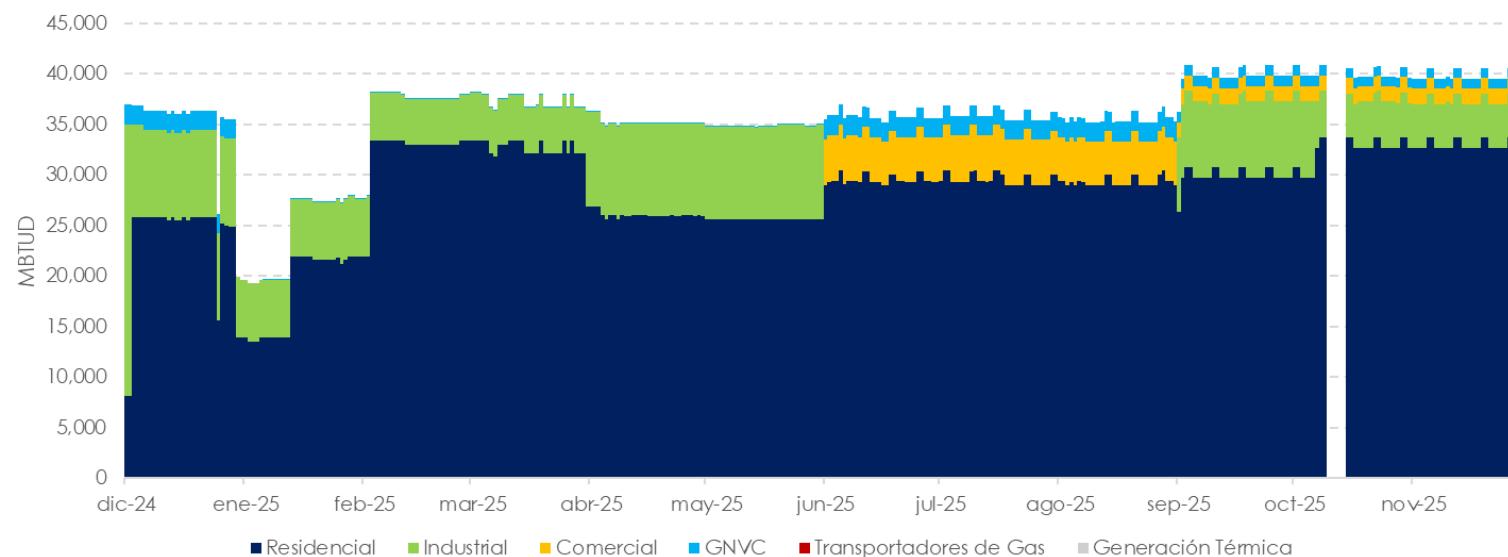
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



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

Cifras en MBTUD

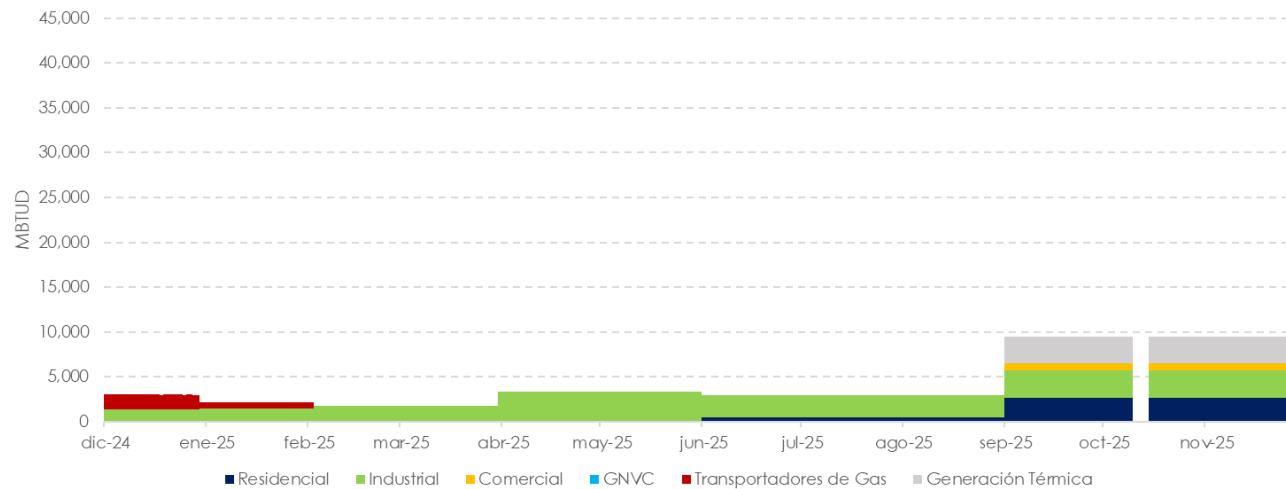
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



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

Cifras en MBTUD

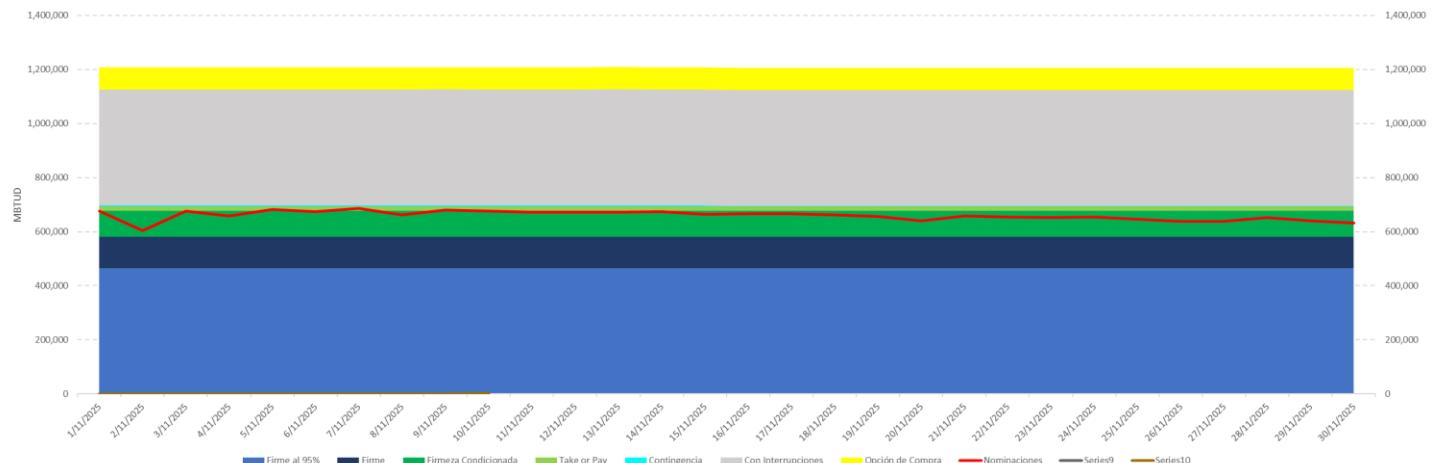
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



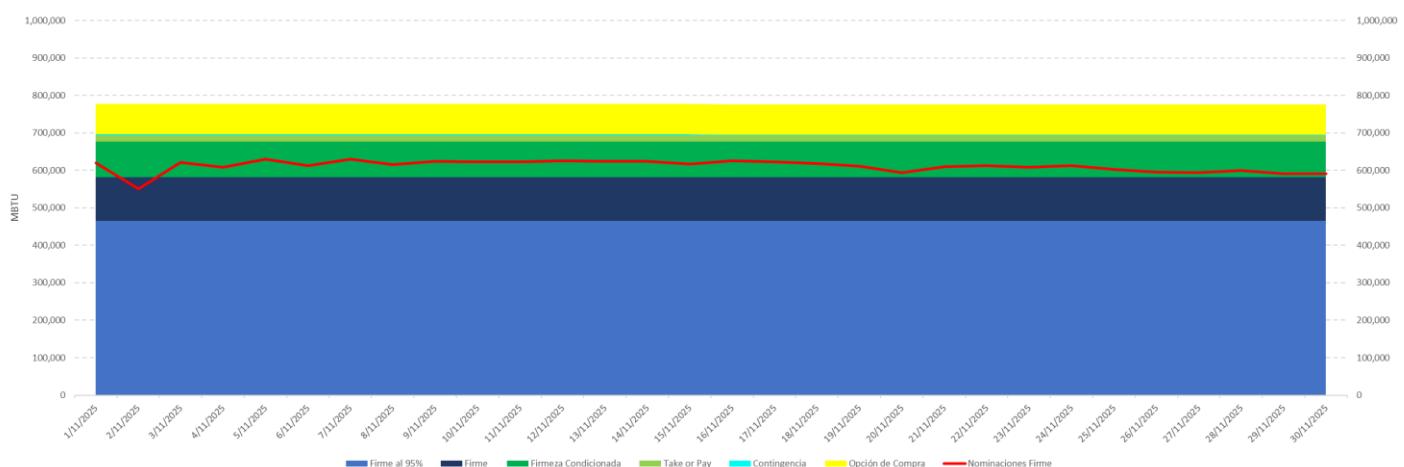
Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	0	1,422	0	0	1,570	0
ene-25	0	1,500	0	0	698	0
feb-25	0	1,765	0	0	50	0
mar-25	0	1,837	0	0	0	0
abr-25	0	3,387	0	0	0	0
may-25	0	3,387	0	0	0	0
jun-25	470	2,530	0	0	0	0
jul-25	470	2,530	0	0	0	0
ago-25	470	2,530	0	0	0	0
sep-25	2,716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

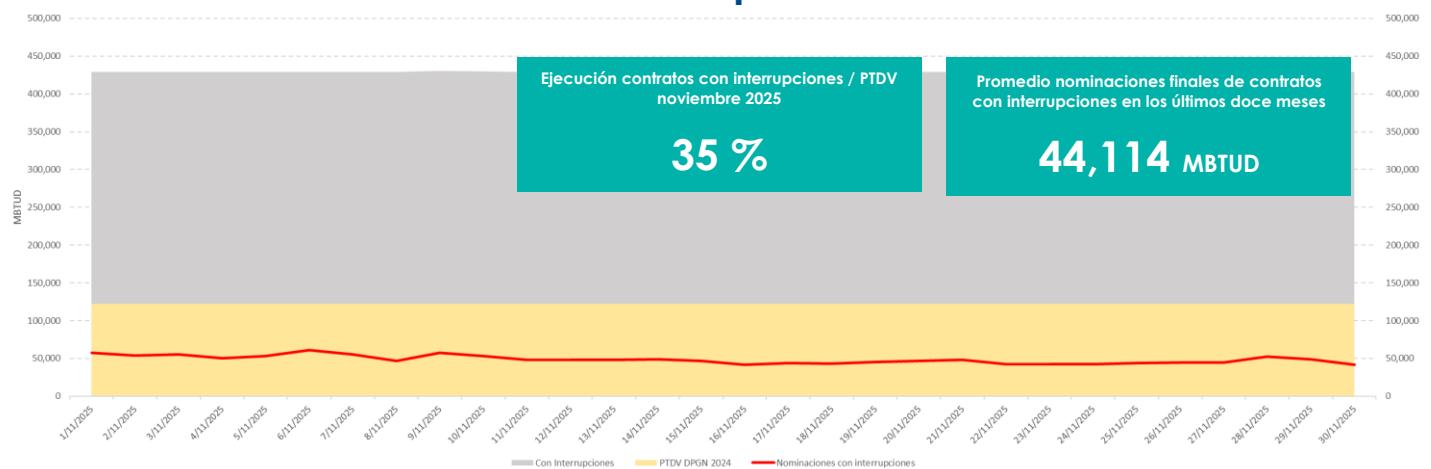
Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



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.

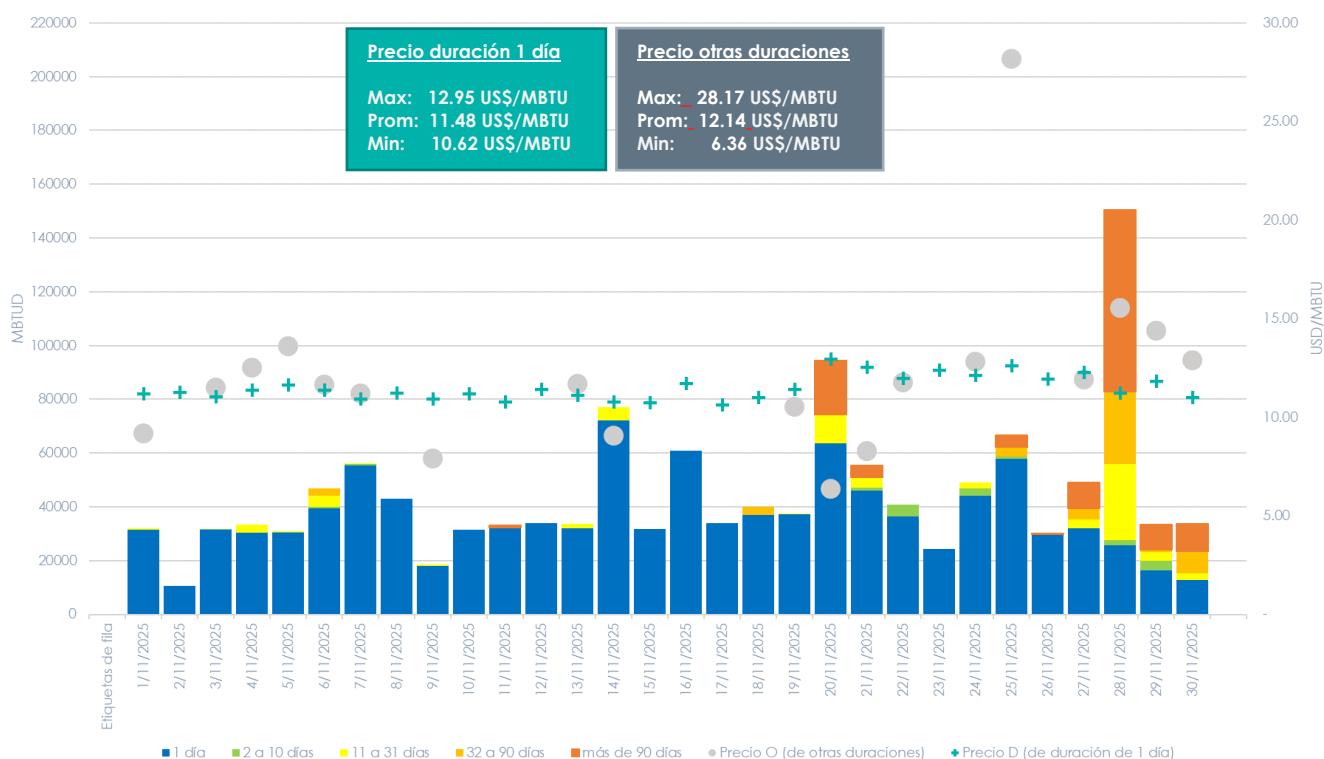
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
nov-24	36,361
dic-24	83,914
ene-25	45,363
feb-25	31,911
mar-25	31,816
abr-25	28,940
may-25	28,982
jun-25	24,174
jul-25	33,704
ago-25	54,421
sep-25	62,090
oct-25	55,583
nov-25	48,474

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Noviembre registró 990 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (752). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 10.62 USD/MBTU (Noviembre 17) y 12.95 USD/MBTU (Noviembre 20) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en noviembre fue de 1,344,004 MBTU, 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 Noviembre – 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	TOTAL	USD/MBTU
1 día	21	16	19	23	22	24	25	31	18	26	24	28	24	22	26	31	22	28	26	3	25	29	15	30	1	26	20	23	19	12	752	\$ 11.55
2 a 10 días		1	1	1	1	1											1	3	2	3						2	3	1	19	\$ 13.27		
11 a 31 días	2		1	1	2	1	1											2	7	8			1		2	27	5	18	114	\$ 12.35		
32 a 90 días					1													1							2	12	1	13	32	\$ 12.85		
más de 90 días																			7	6					3	1	3	5	12	4	73	\$ 13.35
TOTAL	23	16	20	24	24	28	27	31	19	26	25	28	27	55	26	31	22	29	28	48	40	32	15	33	40	27	27	131	40	48	990	\$ 11.83

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 75.96% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 28 de noviembre con 131 transacciones, equivalentes al 13.23 % 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 noviembre – MBTU



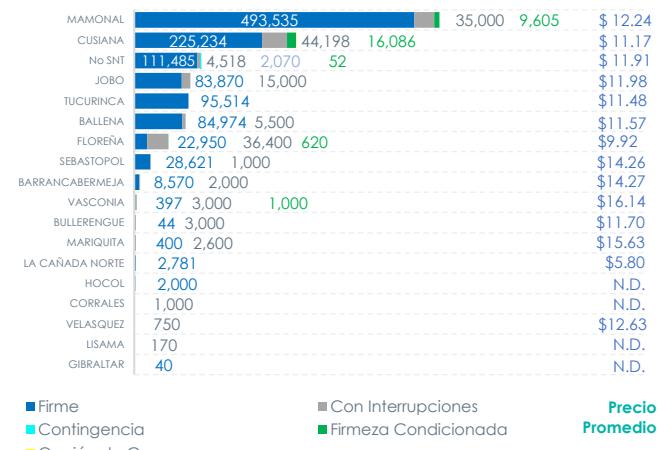
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **díaria** representan el **68.3 %** de los **1,565,450 MBTU** del volumen total transado ejecutado en noviembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **48,234,959 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **2.8 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

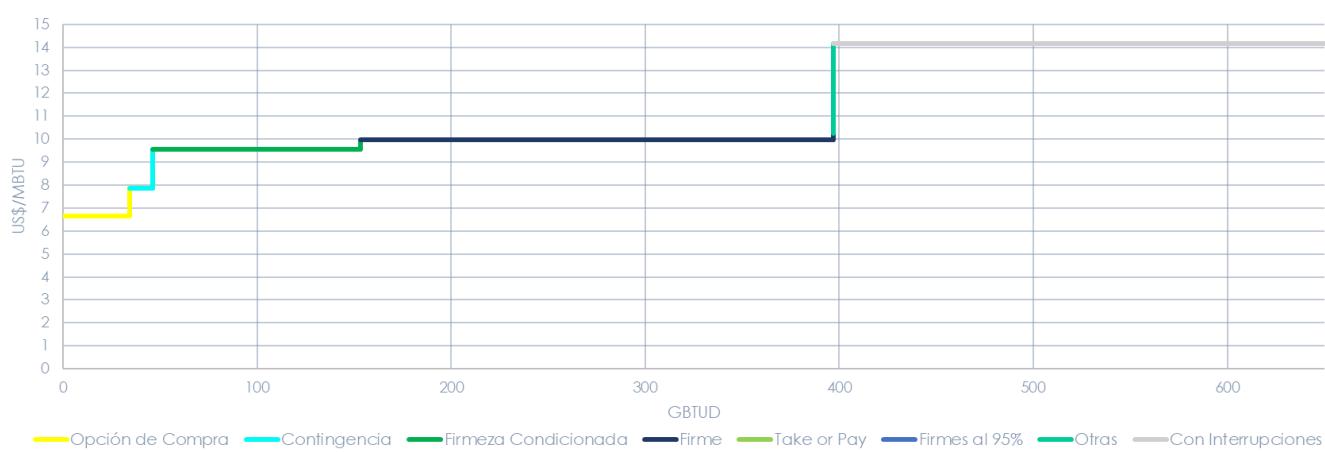
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 538,140 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,160,415 MBTUD equivalentes al 86.34% del total de las cantidades negociadas; la modalidad "**Con interrupciones**" registró 154,136 MBTUD, equivalente al 11.47%; la modalidad "**Firmeza Condicionada**" registró 27,363 MBTUD equivalentes al 2.04%; la modalidad "**Contingencia**" registró 2,070 equivalentes al 0.15% y "**Opción de Compra**" registró 20 equivalentes al 0.000014%. CUSIANA (346) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (206), MAMONAL (179), JOBO (51), BALLENA (49) Y TUCURINCA (41).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en noviembre 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 \$ 6.66 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$14.17 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 77.2% de la contratación total nacional agregando 529 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en noviembre 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	79.4	\$ 8.16	18.2	\$ 8.26	8.7	\$ 6.73	65.7	\$13.85	6.0	N.D.	178.0	97.6
	Barranca	1.6	\$ 17.27					19.2	\$10.84	6.0	\$ 6.34	26.7	1.6
	Vasconia	1.2	\$ 17.30	2.7	\$12.63	1.9	N.D.	15.0	\$21.00			20.8	3.9
	Sebastopol	1.2	\$ 11.04	1.0	N.D.			3.9	\$12.81			6.1	2.2
	Gibraltar	8.845	\$ 6.11	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00					10.3	9.6
	Caramelo											0	0
	Mariquita	0.7	\$ 14.97									0.7	0.7
	Corrales	1.4	\$ 7.00									1.4	1.4
Costa	Jobo	2.4	\$ 12.34					26.5	\$ 8.71			28.9	2.4
	Ballena	22.6	\$ 9.98					23.5	\$13.31			46.1	22.6
	Mamonal	52.8	\$ 12.49	34.5	\$ 8.57	22.8	\$ 5.83	49.5	\$18.90			159.7	87.4
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurinca	44.7	\$ 9.99	49.8	\$10.58			21.2	\$19.59			115.7	94.5
	La Creciente											-	-
	Hocol	3.8	\$ 6.79									3.8	3.8
	Bullerengue	4.2	\$ 7.85					7.5	\$11.90			11.7	4.2
No SNT*		18.8	\$ 12.01	0.043	N.D.			43.0	\$ 9.99	0.1	\$ 32.59	61.9	18.8
Total general		245.6	\$ 9.97	107.0	\$9.57	34.1	\$ 6.66	275.0	\$14.17	12.1	\$ 7.85	671.9	350.6
Total (%)		36.3%		15.9%		5.1%		40.9%		1.8%		100%	52.19%

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	13	256,600	254,398	2	0%	\$ 1,408.47	19,528	27,128	34,243
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	16	551,303	546,954	2,149	0%	\$ 1,276.74	180,572	244,851	345,648
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	16	468,003	464,896	907	0%	\$ 2,170.44	180,104	214,827	260,593
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,508	1	0%	\$ 206.27	71,078	96,962	103,459
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	267,845	212,122	53,523	20%	\$ 2,708.46	104,001	121,502	141,387
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181,645	176,824	2,621	1%	\$ 2,692.88	86,716	104,706	123,622
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	37,800	52,000	57%	\$ 1,069.85	26,245	27,181	27,543
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 5,246.33	0	0	0
	9	APIAY-OCOA	6	24,175	16,628	7,547	31%	\$ 2,115.27	5,400	7,415	11,776
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,174.97	16,855	17,345	17,485
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	95,226	52,774	36%	\$ 3,549.02	45,365	54,971	60,847
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	227,995	24,005	9%	\$ 7,063.47	65,776	83,423	100,452
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,688	0	0%	\$ 9,752.53	6,865	20,786	27,695
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	117,782	85,218	42%	\$ 3,614.42	43,737	54,604	65,622
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,358	10,194	66%	\$ 4,298.64	3,202	4,225	5,616
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	3,682	8,333	69%	\$ 6,803.41	2,991	3,421	3,681
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	148,701	66,299	31%	\$ 2,377.11	105,195	140,849	158,489
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	56,736	12,833	18%	\$ 2,973.48	24,264	28,532	34,576
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	25	470,000	368,682	91,396	19%	\$ 425.80	289,614	313,940	324,479
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	21	470,000	341,534	118,544	25%	\$ 4,848.31	288,608	312,375	323,152
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	1,730	9,008	84%	\$ 2,513.45	1,174	1,403	1,513
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,641.72	1,064	1,230	1,397
	23	FLOREÑA-YOPAL	10	16,161	13,038	2,994	19%	\$ 1,183.16	9,417	10,725	12,033
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	14,850	48,894	77%	\$ 4,455.99	10,316	12,598	14,851
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,150	1,328	3%	\$ 13,025.93	21,348	30,373	32,124
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,186	1,814	16%	\$ 23,061.99	5,783	6,991	8,749
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 12,250.32	723	802	890
	28	LA BELLEZA-COGUA	9	223,500	158,098	65,402	29%	\$ 1,664.46	107,671	143,750	161,385
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	305,000	213,297	87,045	29%	\$ 2,663.04	109,781	146,736	188,332
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	17,500	15,572	1,928	11%	\$ 6,471.95	10,211	12,232	14,020
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	138,958	27,894	17%	\$ 4,202.42	69,476	82,203	89,134
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 34,883.12	263	563	1,450
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	114,376	43,624	28%	\$ 1,516.05	55,479	65,338	71,105
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 12,407.72	2,050	3,223	4,021
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10%	\$ 10,469.57	1,047	3,454	4,107
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	64,181	13,319	17%	\$ 7,566.52	40,908	52,539	63,335
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	78,508	64,492	45%	\$ 1,806.19	14,251	42,602	69,223
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 25,945.21	221	254	267
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	157,661	33,031	17%	\$ 2,511.60	83,505	99,315	106,801
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,184.79	2,673	4,004	4,609
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 510.11	29,288	35,825	40,131

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

INFORME MENSUAL NOVIEMBRE 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	LAMAMI-BALLENA	14	66,160	65,376	0	0%	\$ 1,408.47
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172,400	170,199	1	0%	\$ 1,276.74
	3	LAMAMI-BARRANQUILLA	16	230,000	227,800	0	0%	\$ 2,170.44
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18,100	15,900	2,200	12%	\$ 2,708.46
	5	SINCELEJO-JOBO	13	10,100	7,900	0	0%	\$ 2,692.88
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	15	109,500	29,337	80,163	73%	\$ 7,063.47
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	16	19,726	14,226	4,978	25%	\$ 9,752.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	6	130,000	58,233	69,080	53%	\$ 3,614.42
	9	VASCONIA-LABELLEZA	11	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,663.04
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	1	206,000	107,683	95,630	46%	\$ 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.

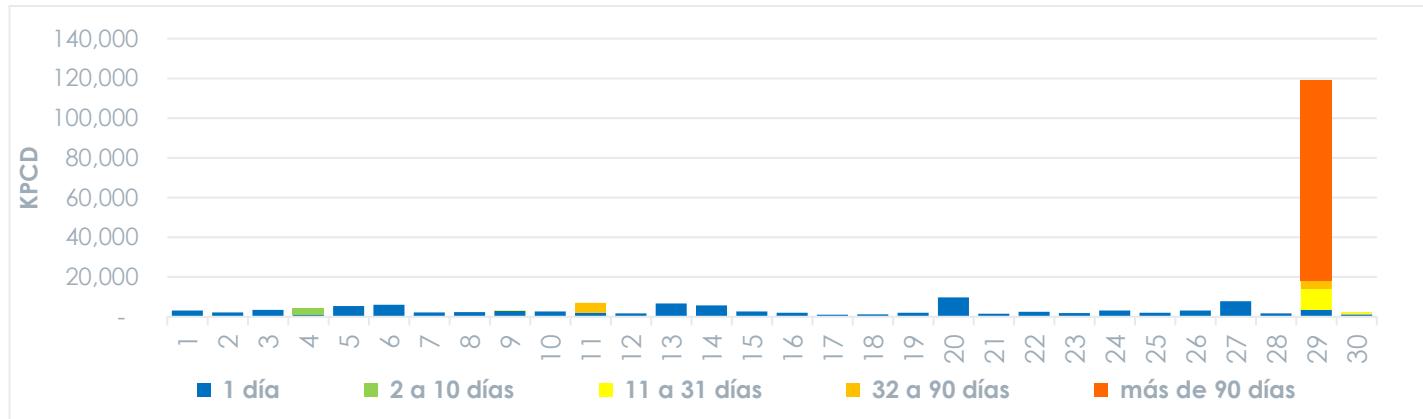
En noviembre de 2025, los tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) cuya Capacidad Disponible Primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) fueron:

Ballena – La Mami, Cartagena – Barranquilla, Barranquilla – La Mami, Cartagena – Mamonal, Jobo – Sincelejo, Apiay – Usme, Bucaramanga – Barrancabermeja, Gibraltar – Bucaramanga, Guando – Fusagasugá, Mariquita – Pereira, Pradera – Popayán, Sardinata – Cúcuta, Vasconia – Mariquita, Yumbo – Calicali, La Mami – Ballena, Barranquilla – Cartagena, La Mami – Barranquilla y Sincelejo – Jobo.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de noviembre se registraron 270 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (222).

Transacciones mercado secundario Noviembre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Noviembre – 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	TOTAL
1 día	9	7	7	4	14	9	5	9	9	8	7	6	8	11	8	9	3	5	8	8	7	6	7	7	6	8	10	6	8	3	222
2 a 10 días				1																										1	
11 a 31 días								1																					3	4	8
32 a 90 días										1																			4	2	7
más de 90 días																												32		32	
TOTAL	9	7	7	5	14	9	5	9	10	8	8	6	8	11	8	9	3	5	8	8	7	6	7	7	6	8	10	6	47	9	270

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

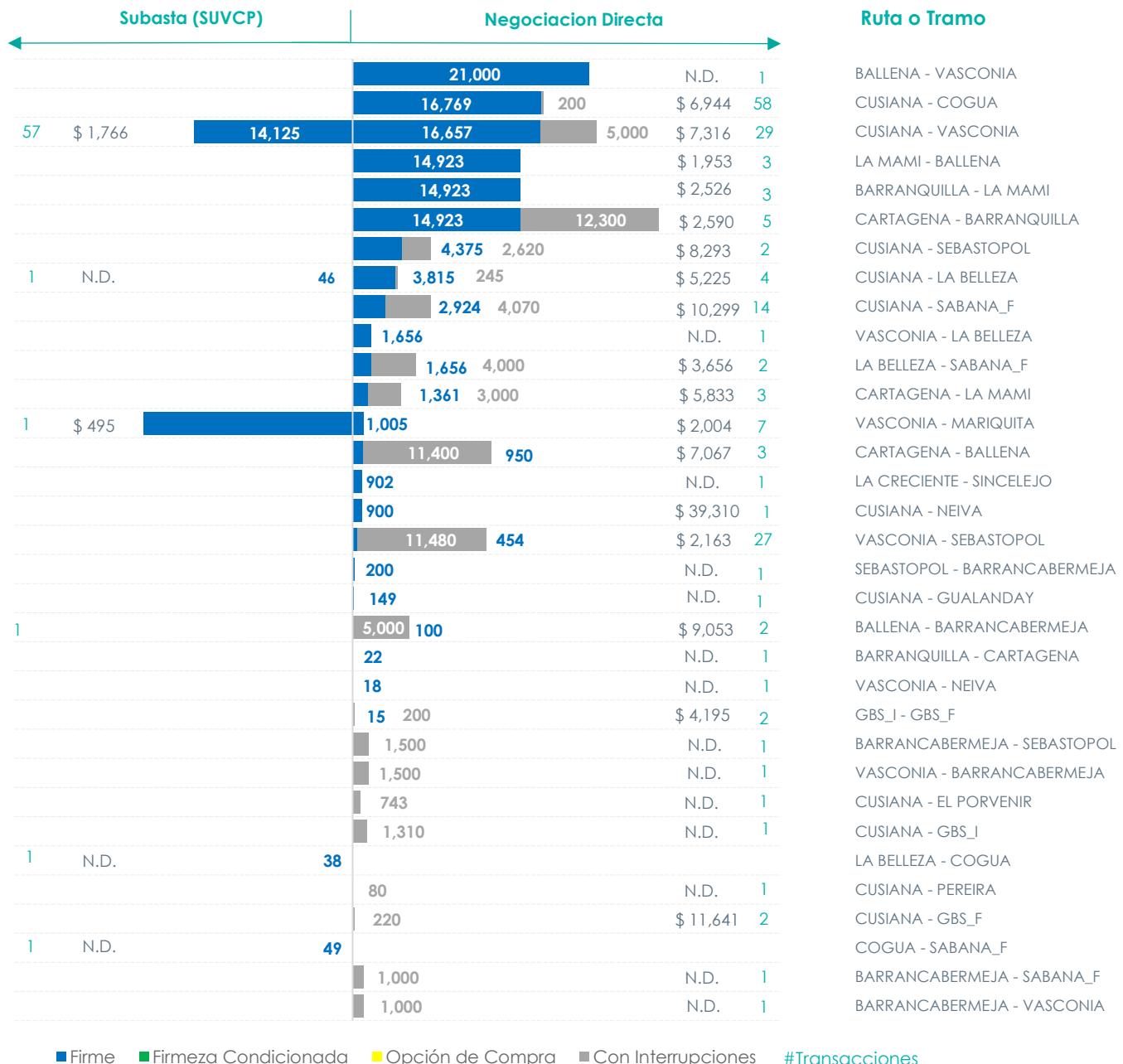
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 7,313 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 29, 5 y 14 de noviembre con 47, 14 y 11 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 26.7 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (270), 88 se asignaron por medio de subasta (\$UVCOP) y 182 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 85 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 30,782 KPCD en modalidad **Firme** y 5,000 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 86 transacciones (29 asignadas mediante negociación directa y 57 asignadas mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 58 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – MARIQUITA con 35 transacciones (7 asignadas mediante negociación directa y 28 asignadas mediante subasta), VASCONIA – SEBASTOPOL con 27 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA – SABANA_F con 14 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y CARTAGENA – BARRANQUILLA 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 úselo o vándalo 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).



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

#Transacciones

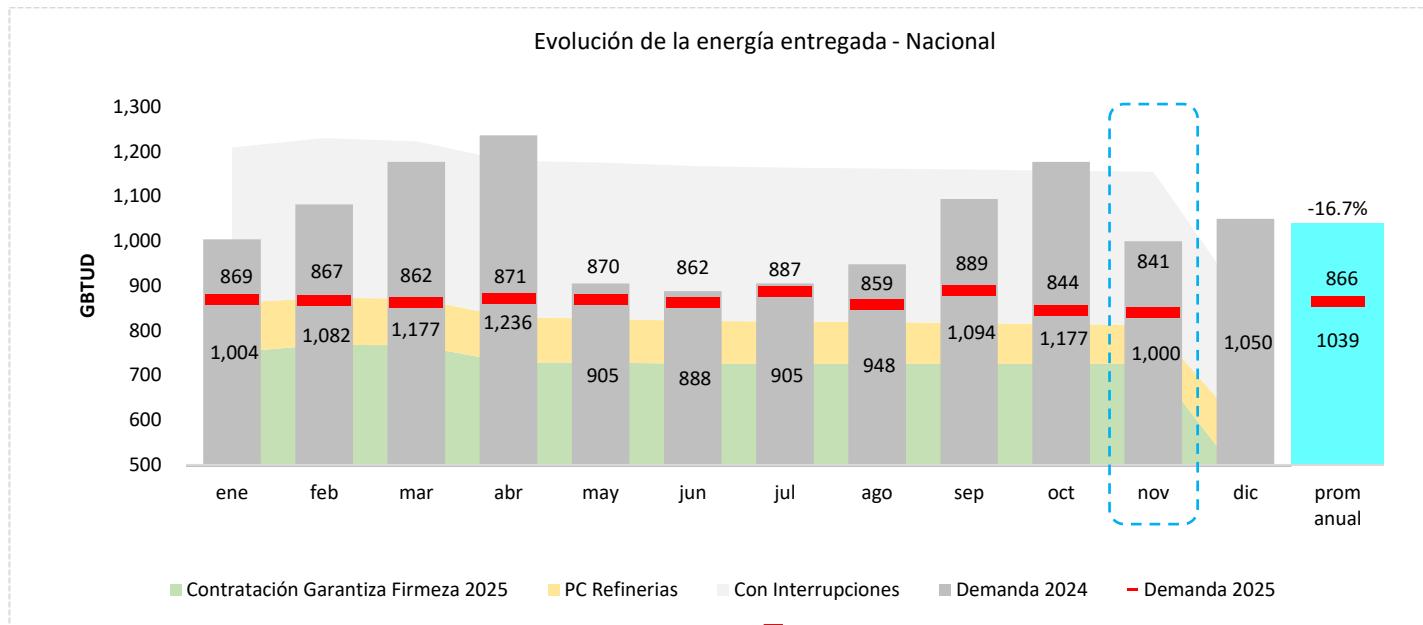
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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 **noviembre de 2025** se observa una demanda promedio de **841 GBTUD**, esto es **15.9% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1000 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **866 GBTUD**, estando por debajo un **16.7%** 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.

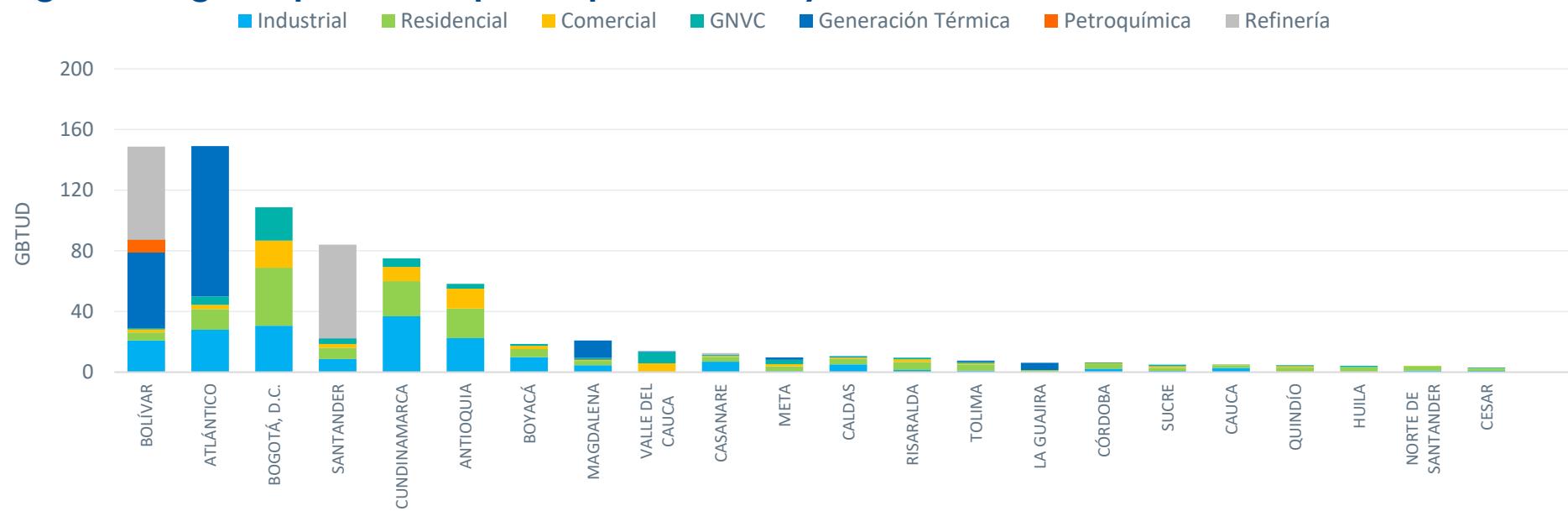
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **noviembre** la demanda térmica fue 103 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda No térmica fue **inferior** en 56 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	

\ Térmica \ No Térmica

Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

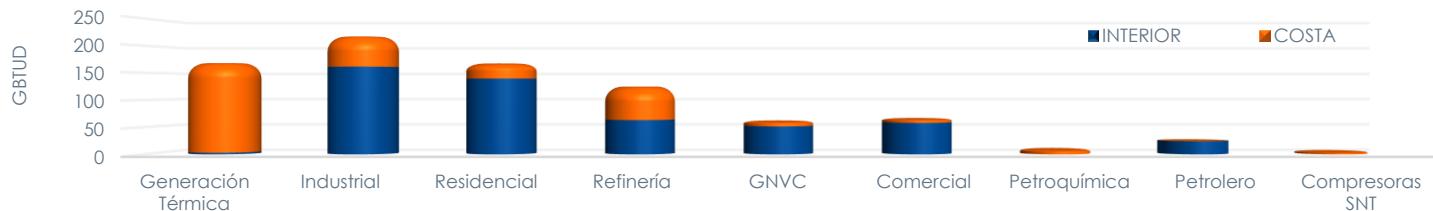
	Residencial	5.4	13.6	38.4	7.4	23.1	19.5	5.3	14.2	2.9	3.3	3.3	3.6	5.2	4.0	3.0	1.4	1.9	2.0	2.7	3.0	3.1	1.4	168
	Comercial	1.9	3.0	17.8	2.5	9.3	13.1	2.2	5.9	0.6	1.4	0.5	1.0	1.7	0.8	0.6	0.0	0.3	1.1	0.8	0.3	0.1	0.3	65
	Industrial	20.8	28.0	30.5	8.7	36.9	22.5	9.9	32.9	4.6	0.6	6.8	5.1	1.4	1.1	2.3	0.0	2.8	0.9	0.3	0.1	1.0	0.8	218
	GNVC	0.9	5.4	22.1	3.8	5.7	3.1	1.1	7.3	1.2	2.9	0.6	0.7	1.2	0.9	0.4	0.0	0.0	1.0	0.7	0.9	0.0	0.5	61
	Generación Térmica	50.1	99.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	11.5	1.6	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	168
	Refinería	61.5	0.0	0.0	61.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	125
	Petroquímica	8.3	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	22.5	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24
	Compresoras	0.7	0.0	0.0	2.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	4
TOTAL		149	149	109	86	75	58	41	61	21	11	13	10	10	8	6	6	5	5	4	4	3	841	

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 **noviembre de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 218 GBTUD en promedio, de los cuales 161 GBTUD corresponden a la región Interior y 56 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 168 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 139 GBTUD respecto a la costa con 28 GBTUD.



	COSTA	INTERIOR	TOTAL Nacional	% Segmento
COSTA	165	3	168	20.0%
INTERIOR	56	161	218	25.9%
TOTAL Nacional	28	139	168	20.0%
% Segmento	61	63	125	14.8%
	9	51	61	7.2%
	7	58	65	7.7%
	8	0	8	1.0%
	0	24	24	2.9%
	4	0	4	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 **noviembre de 2025**, con respecto octubre de 2025 se observa una disminución en los consumos del sector Residencial y Refinería del interior, así mismo se observa en aumento del consumo del sector de generación térmica de la costa.

TIPO DE USUARIO		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 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		
		Interior	0	56	0	59	0	59	0	59	0	58	0		
	Generación Térmica	Costa	154	0	173	0	152	0	169	0	147	0	165		
		Interior	16	0	17	0	17	0	17	0	11	0	3		
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	9	0	9		
		Interior	49	0	52	0	52	0	52	0	52	0	51		
	Industrial	Costa	57	7	55	8	57	8	59	8	51	6	50		
		Interior	141	20	146	21	140	21	142	21	142	21	141		
	Petroquímica	Costa	9	0	9	0	8	0	9	0	8	0	8		
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Refinería	Costa	67	0	63	0	66	0	68	0	60	0	61		
		Interior	75	0	70	0	69	0	67	0	71	0	63		
	Residencial	Costa	0	29	0	27	0	28	0	30	0	29	0		
		Interior	0	139	0	143	0	140	0	142	0	142	0		
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Interior	24	0	25	0	25	0	25	0	25	0	24		
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	5	0	6	0	4		
		Interior	4	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0		
Subtotal UR/UNR		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025			
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
		Costa	296	43	309	42	292	43	318	45	279	43	299	41	
		Interior	309	214	314	223	306	219	304	222	301	221	282	218	
TOTAL		862		887		859		889		844		841			

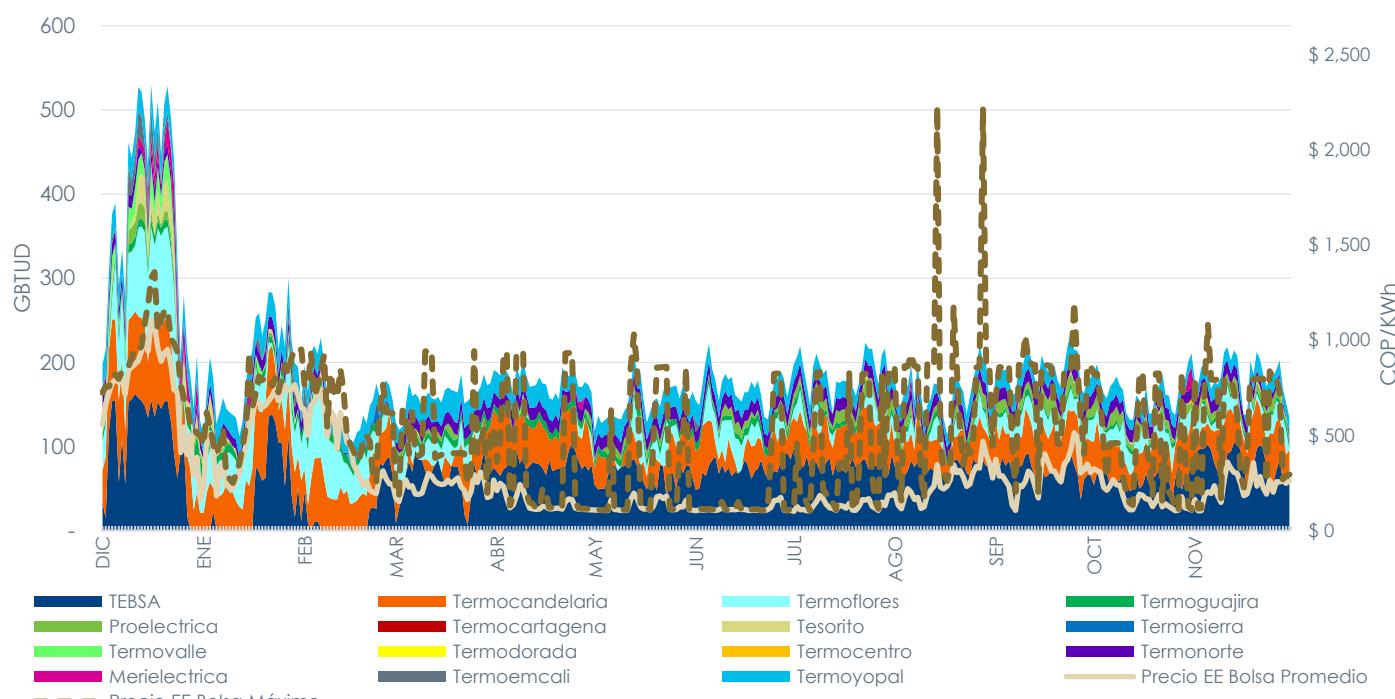
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 noviembre fue en promedio 184 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

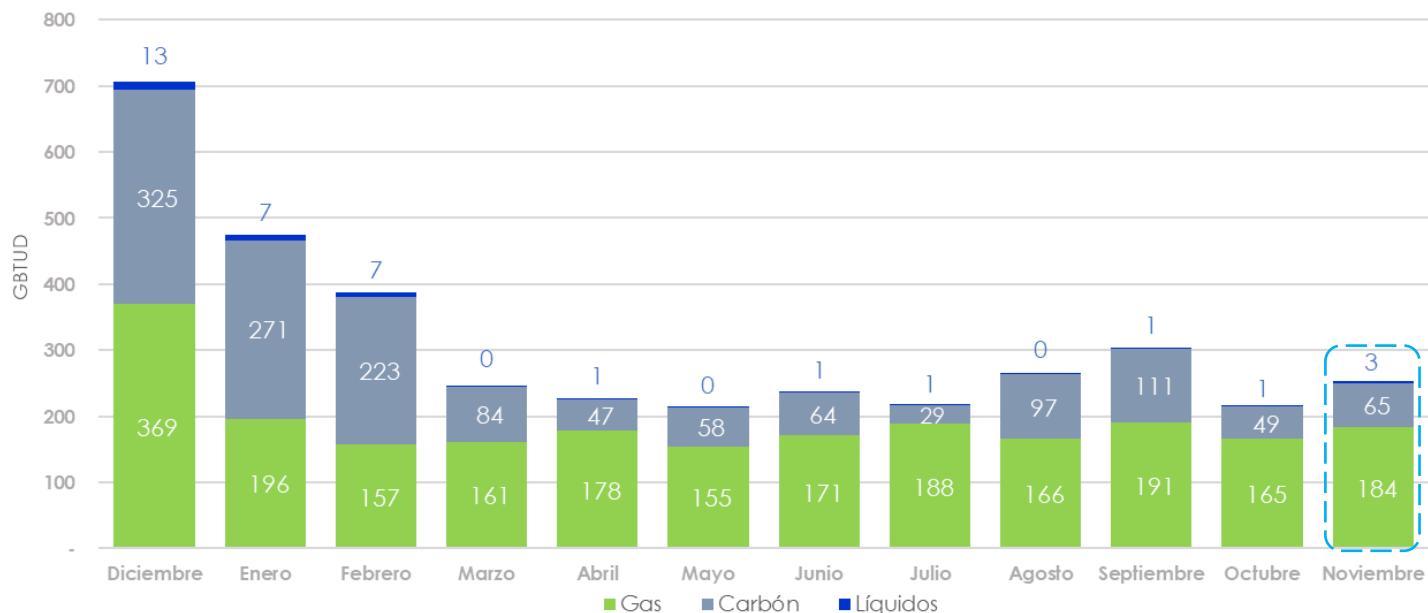
Para el mes de noviembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 134 GBTUD y 218 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (81 GBTUD), Termocandela (43 GBTUD), Termoflores (18 GBTUD), Termoyopal (17 GBTUD), Termonorte (12 GBTUD), Proelectrica (7 GBTUD) y Termoguajira (5 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 noviembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 184 GBTUD¹ que representó el 72.8 % del total, carbón con 65 GBTUD (25.9 %) y los combustibles líquidos consumieron 3.4 GBTUD (1.3 %).

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

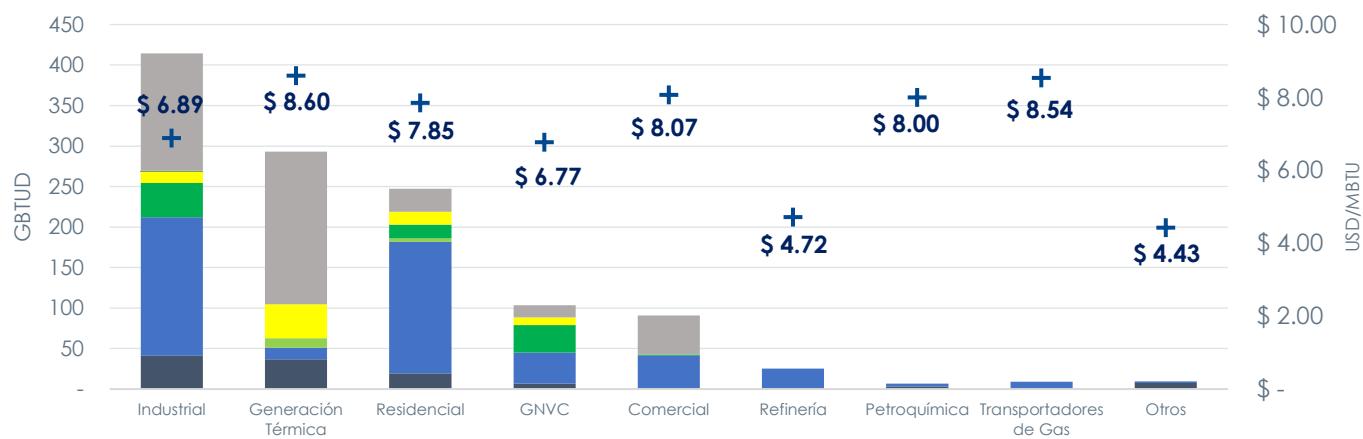
Consumo de combustible para generación eléctrica



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