

INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 2026

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 junio de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 983 GBTUD, permaneciendo constante con respecto al reportado en mayo de 2026. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 300 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 49 % de la energía total contratada para junio, con un precio de 8.81 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 6.09 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 15.17 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 51 % de la contratación total, con un precio promedio de 9.09 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 14.58% al pasar de 624 en mayo a 534 en junio de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en junio, la modalidad “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con 5.06 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Firmeza Condicionada (CGNIGT)” representa el valor más alto sobre los 19.32 USD/MBTU. Por parte de los contratos con la modalidad “Con Interrupciones”, se presenta un precio promedio ponderado de 15.75 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** En junio de 2026, el SNT operó con capacidad disponible primaria limitada en varios tramos, tanto en sentido de flujo como en contraflujo. En flujo, los tramos Cartagena–Mamonal, Guando–Fusagasugá y Yumbo/Cali–Cali no registraron capacidad disponible primaria frente a la capacidad máxima de mediano plazo. También presentaron una relación CDP/CMMP inferior al 10 % los tramos Ballena–La Mami, Cartagena–Barranquilla, Barranquilla–La Mami, Sincelejo–Cartagena, Jobo–Sincelejo, La Creciente–Sincelejo, Apiay–Usme y Pradera–Popayán. En contraflujo, los tramos críticos fueron La Mami–Ballena, Barranquilla–Cartagena, La Mami–Barranquilla y Vasconia–La Belleza, todos con una relación CDP/CMMP inferior al 2 %.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** En junio de 2026, el mercado secundario de transporte registró 268 operaciones, lo que representó un incremento del 32,0 % frente a mayo. La actividad se concentró principalmente en contratos con duración de 1 día, con 243 operaciones, equivalentes al 90,7 % del total. Las jornadas con mayor actividad fueron el 1 de junio, con 19 operaciones, y el 12 de junio, con 12 operaciones; seguidas por los días 24, 25 y 27 de junio, con 11 operaciones cada uno. Por mecanismo de negociación, la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) concentró 82 operaciones, equivalentes al 30,6 % del total, mientras que la negociación directa registró 186 operaciones, con una participación del 69,4 %.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en junio de 2026 fue de 878 GBTUD, aumentó 18 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de mayo de 2026 (860 GBTUD), explicado principalmente por un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y una disminución en el sector industrial del interior.

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 **junio**.

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Piedemonte llanero	399	373	35	408	102%
	Gibraltar	26	29	0	29	112%
	Istanbul	22	15	0	15	70%
	Otros campos interior	64	6	30	36	56%
Costa	Arrecife	18	0	13	13	72%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	121	54	12	66	55%
	Ballena y Chuchupa	69	60	0	60	88%
	Bonga/Mamey	29	24	0	24	82%
	Bullerengue	0	5	0	5	-
	Mágico	32	15	0	15	47%
	Otros campos costa	12	2	9	11	95%
Total Potencial de Producción		791	583	99	682	86%
Planta Regasificación Cartagena***		465	300	0	300	65%
Total		1,256	884	99	983	

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 Resolución No. 00598 del 11 de mayo de 2026.

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

*** En la declaración de producción con Resolución No. 00598 del 11 de mayo de 2026 no se encuentra información de Bullerengue

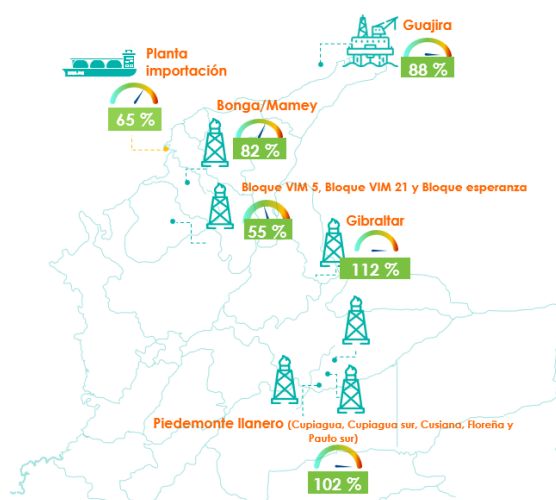
**** Capacidad total de la planta de regasificación.

Piedemonte llanero: Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur

Otros campos interior: Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Cerrito, Cerro Gordo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Centro, Kananaskis, La Cañada Norte, La Loma, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Oripaya, Provincia, San Roque, Sardinata, Tisquirama, Toqui Toqui

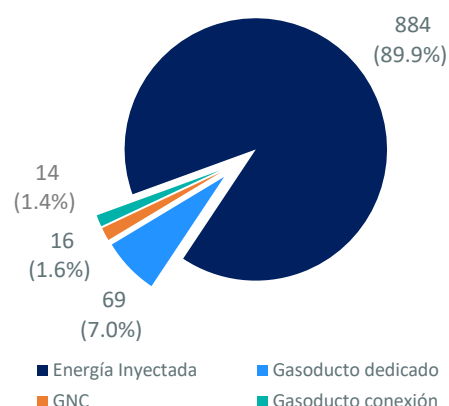
Bloque VIM 5, 21 y esperanza: Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuat, Clarinete, Claxon, Comamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Nispero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De Oro, Saxofón Porquero, Toronja Porquero

Otros campos costa: Arjona, Brujo, Campo La Belleza, El Difícil



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

Suministro mensual promedio (GBTUD)

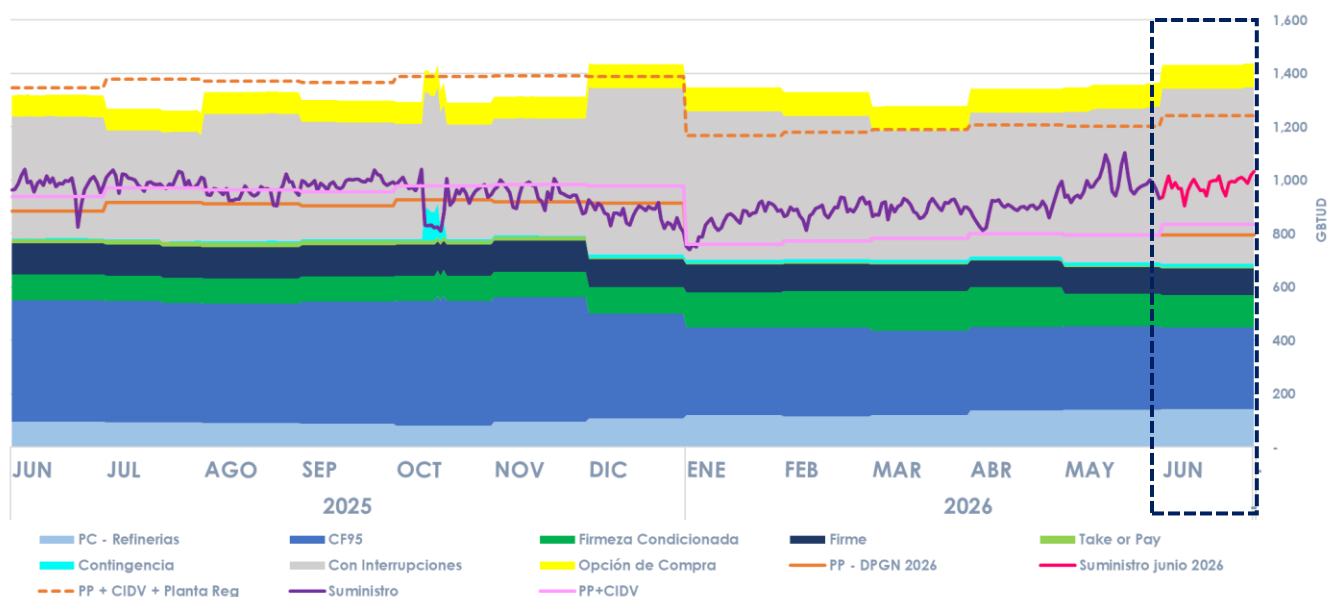


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo junio 2025 – junio 2026 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 junio la contratación¹ respaldada con firmeza representó **633 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **656 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **983 GBTUD**, con oscilaciones entre **903 GBTUD (min.)** y **1,033 GBTUD (máx.)**.



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

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>).

VARIABLE (GBTUD)	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25	NOV25	DIC25	ENE26	FEB26	MAR26	ABR-26	MAY-26	MAY26
Potencial de Producción	885	917	910	904	926	918	914	760	772	782	798	795	795
Suministro Min.	824	950	905	962	809	875	806	739	813	850	813	916	903
Suministro Prom.	980	995	957	992	936	948	871	849	890	897	896	983	983
Suministro Máx.	1,040	1,039	1,024	1,039	1,040	1,005	927	922	936	932	996	1,102	1,033
Producción comprometida por Refinerías	96	92	89	87	81	96	109	121	114	120	136	140	142
Garantía Firmeza	767	764	764	772	800	777	701	669	679	671	668	641	633
Con Interrupciones	456	408	477	439	432	439	625	557	538	485	538	575	656

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.

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			63	\$ 7.09			42	\$ 7.78	21	\$ 7.25	218	\$ 10.49			344	126
	Cupiagua			77	\$ 7.83			1	N.D.							78	78
	Cupiagua Sur							11	\$ 6.11	3	N.D.	21	\$ 9.87			34	14
	Floreña	35	N.D.	4	\$ 8.23			17	\$ 9.80	17	\$ 18.52					73	73
	Gibraltar			4	\$ 5.47			7	\$ 4.34	7	\$ 7.11					18	18
	Istanbul			8	\$ 8.53							42	\$ 8.11			50	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.64	4.2	N.D.					34	\$ 8.33			48	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	5.3	\$ 11.77							9	\$ 5.58	2.9	N.D.	22	13
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			6	\$ 8.55							20	\$ 6.26	10.7	\$ 7.10	37	17
	Bloque VIM 5	34	\$ 6.56	7	\$ 10.01			36	\$ 9.16			133	\$ 9.79			210	77
	Bloque VIM 21	18.4	\$ 10.27					6	\$ 9.24	42	N.D.	42	N.D.			108	66
	B. Esperanza PE			9	\$ 7.81							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.39											32	32
	Mágico											43	\$ 9.21			43	0
	FSRU - Importación			52	\$ 15.86											52	52
	Otros Costa			3	N.D.							15	\$ 11.35			18	3
Total		99	\$ 6.09	306	\$ 8.81	4	N.D.	120	\$ 8.18	90	\$ 15.17	656	\$ 9.09	13.6	\$ 6.88	1,289	633
Total (%)		7.7%		23.8%		0.3%		9.3%		7.0%		50.9%		1.1%		100 %	49 %

Bloque Esperanza PE: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuat, Cañandonga.

Bloque VIM 5: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

Bloque VIM 21: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresca, Lulo y Toranja.

Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

Otros Costa: Campo La Belleza, Arjona, Arrecife, La Belleza, El Difícil

Otros Interior: Aguas Blancas, Andina, Arauca, Caipal, Capachos, Capachos Sur, Caramelo, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Corazon, Corazon West, Corrales, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoa, Provincia, Río Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Cantagallo.

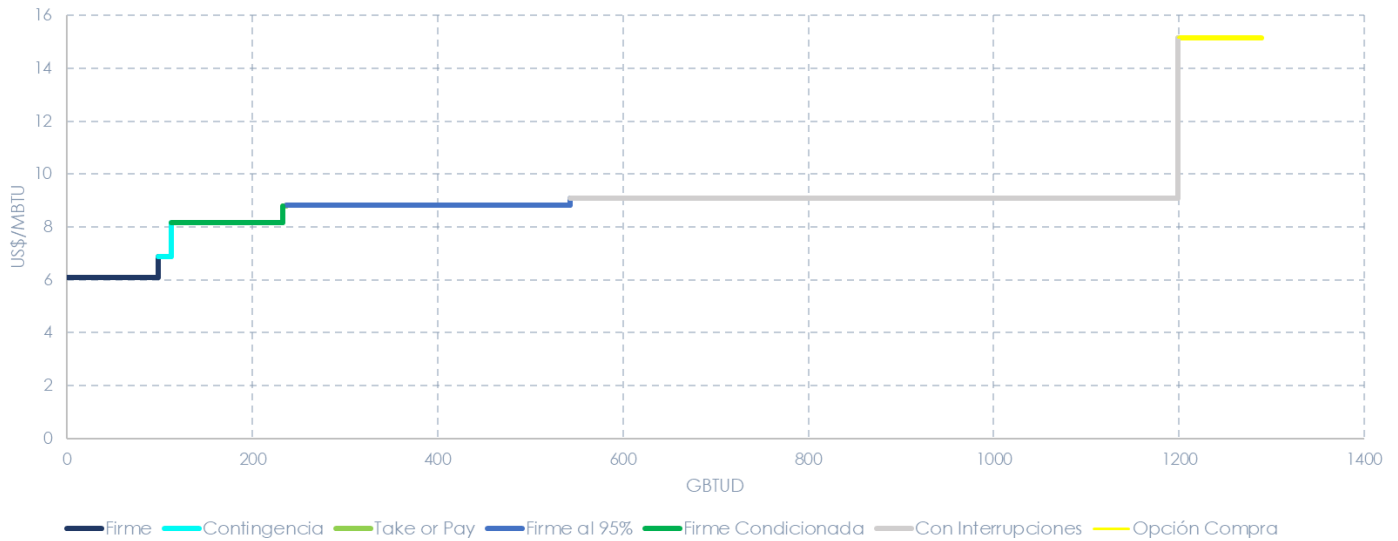
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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.

Al cierre de junio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,289 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (656 GBTUD), **ii)** CF95 (306 GBTUD) y **iii)** Firme (99 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **82 %** 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

*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 **6.09** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **15.17** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **9.09** USD/MBTU y **8.81** 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	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada ⁴	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	64			42	36	21	-	218	15			105	99
	Cupiagua			77	76			1	1							78	77
	Cupiagua Sur							11	13	3	-	21	8			11	13
	Floreña	35	35	4	4			17	17	17	0					56	55
	Gibraltar			4	4			7	7	7	-					11	11
	Istanbul			8	6							42	9			8	6
	Otros Interior	6	9	3	2	4	4					34	15			14	14
Costa	Arrecife	5	5	5.3	4.3							9	1	2.9	2.7	13	12
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			6	6							20	4	10.7	9.9	17	16
	Bloque VIM 5	34	18	7	3			36	14			133	0			77	36
	Bloque VIM 21	18	20					6	6	42	-	42	-			24	26
	B. Esperanza PE			9	7							80	-			9	7
	Bonga Mamey			29	23											29	23
	Bullerengue			31	6											31	6
	Mágico											43	15			-	-
	FSRU - Importación			52	45											52	45
	Otros Costa			3	2							15	9			3	2
Total		99	86	306	256	4	4	120	94	90	0	656	74	13.6	12.6	543	453
Nominado/Contratado (%)		88%		84%		84%		78%		0%		11%		93%		83 %	

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 **51 %** 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 **83 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Firme, CF95 y Take or Pay el **93 %, 88 %, 84 % y 84 %** 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	30	\$ 5.88	68	\$ 8.19			39	\$ 8.08	13	\$ 7.15	262	\$ 9.69	4	N.D.	416	153
Generación Térmica	35	N.D.	12	\$ 8.20					42	N.D.	247	\$ 8.27			337	89
Residencial	18	\$ 9.22	141	\$ 9.50	4	N.D.	56	\$ 8.94	25	\$ 13.93	35	\$ 7.27	9.6	\$ 7.60	288	254
GNVC	11	\$ 8.57	9	\$ 9.01			14	\$ 4.72	8	\$ 7.23	61.3	\$ 10.64			103	42
Comercial	1	\$ 3.38	44	\$ 10.03			3	\$ 8.50			48	\$ 9.52			96	48
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	N.D.			2	N.D.			11	9
Refinería			27	\$ 4.90											27	27
Compresoras			5	\$ 9.56			3	N.D.	3	N.D.	1.1	N.D.			11	10
Total	99	\$ 6.09	307	\$ 8.81	4	N.D.	120	\$ 8.18	90	\$ 15.18	656	\$ 9.09	13.6	\$ 6.88	1,289	633
Total (%)	7.7%		23.8%		0.3%		9.3%		7.0%		50.9%		1.1%		100 %	49 %

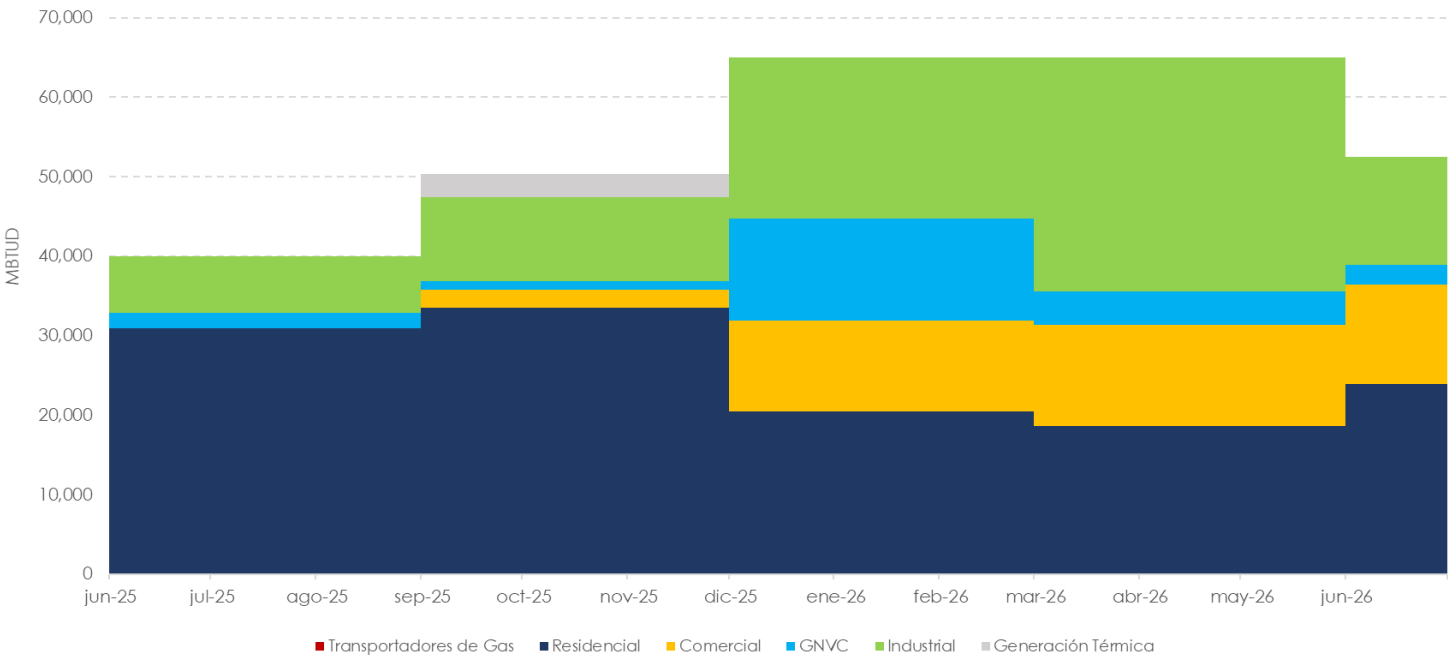
Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

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 ²	Cantidad nominada
Industrial	30	22	68	44			39	24	13	-	262	45	4.0	3.5	141	93
Generación Térmica	35	35	12	10					42	-	247	4			47	45
Residencial	18	17	141	125	4	4	56	52	25	-	35	8	9.6	9.2	229	206
GNVC	11	5	9	8			14	13	8	-	61.31	16.68			34	27
Comercial	1	1	44	43			3	1			48	1			48	45
Petroquímica	3	7					6	2			2				9	9
Refinería			27	21											27	21
Compresoras			5	5			3	3	2	0	1.1	0.2			8	7
Total	99	86	306	256	4	4	120	94	90	0	656	74	13.6	12.6	543	453
Total (%)	88%		84%		84%		78%		0%		11%		93%		83 %	

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.

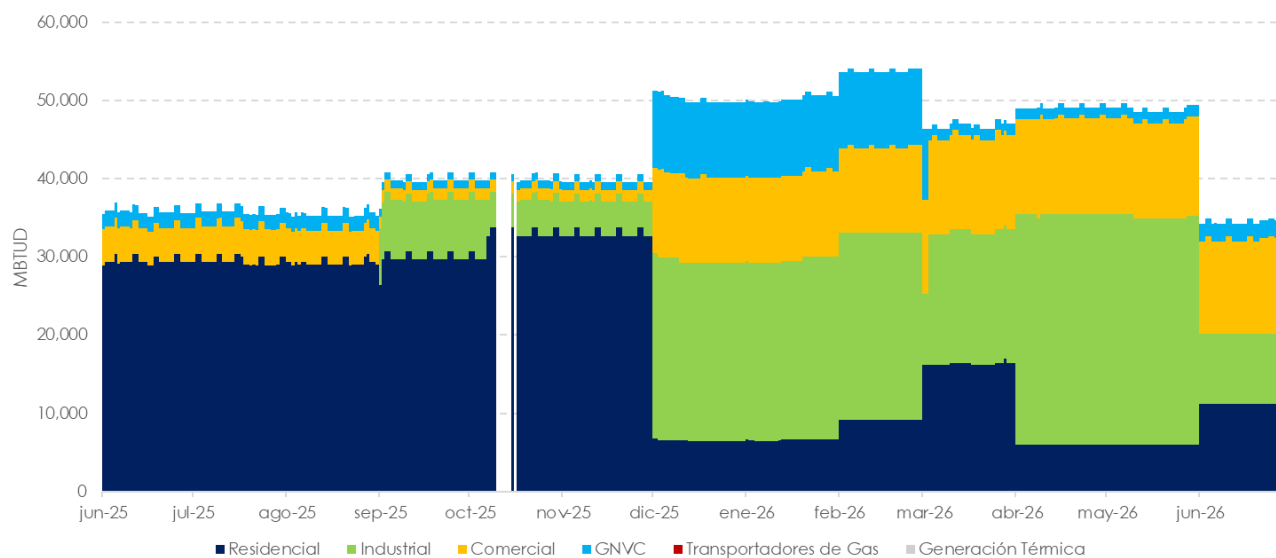
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
ene-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
feb-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
mar-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
abr-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
may-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
jun-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0

Cifras en MBTUD

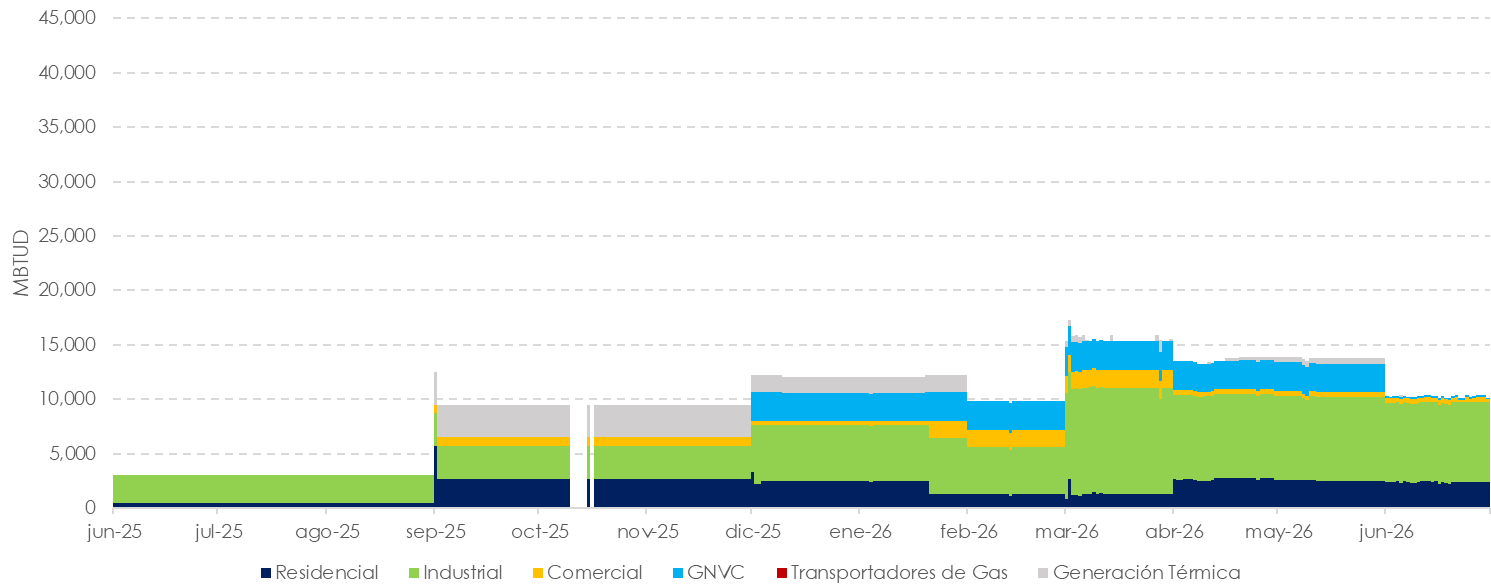
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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	26,099	4,221	1,258	782	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
ene-26	6,620	22,985	10,981	9,728	0	0
feb-26	9,170	23,890	11,012	9,741	0	0
mar-26	16,357	16,331	12,241	1,915	0	0
abr-26	5,978	29,545	12,287	1,425	0	0
may-26	5,978	29,174	12,372	1,425	0	0
jun-26	11,175	8,999	12,094	2,284	0	0

Cifras en MBTUD

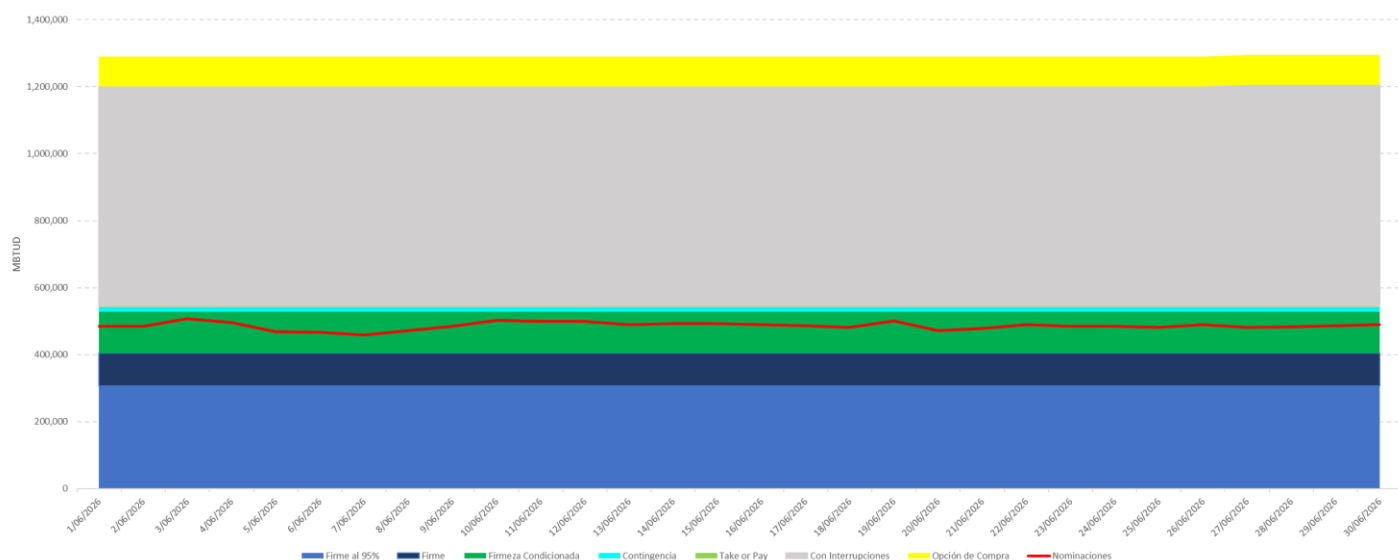
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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	2,816	3,000	779	0	0	3,000
oct-25	2,190	2,419	628	0	0	2,419
nov-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
dic-25	2,460	5,136	428	2,593	0	1,500
ene-26	2,039	5,147	836	2,604	0	1,500
feb-26	1,293	4,272	1,577	2,677	0	0
mar-26	1,328	9,740	1,579	2,677	0	193
abr-26	2,666	7,772	428	2,629	0	160
may-26	2,486	7,750	428	2,593	0	544
jun-26	2,413	7,272	419	165	0	7

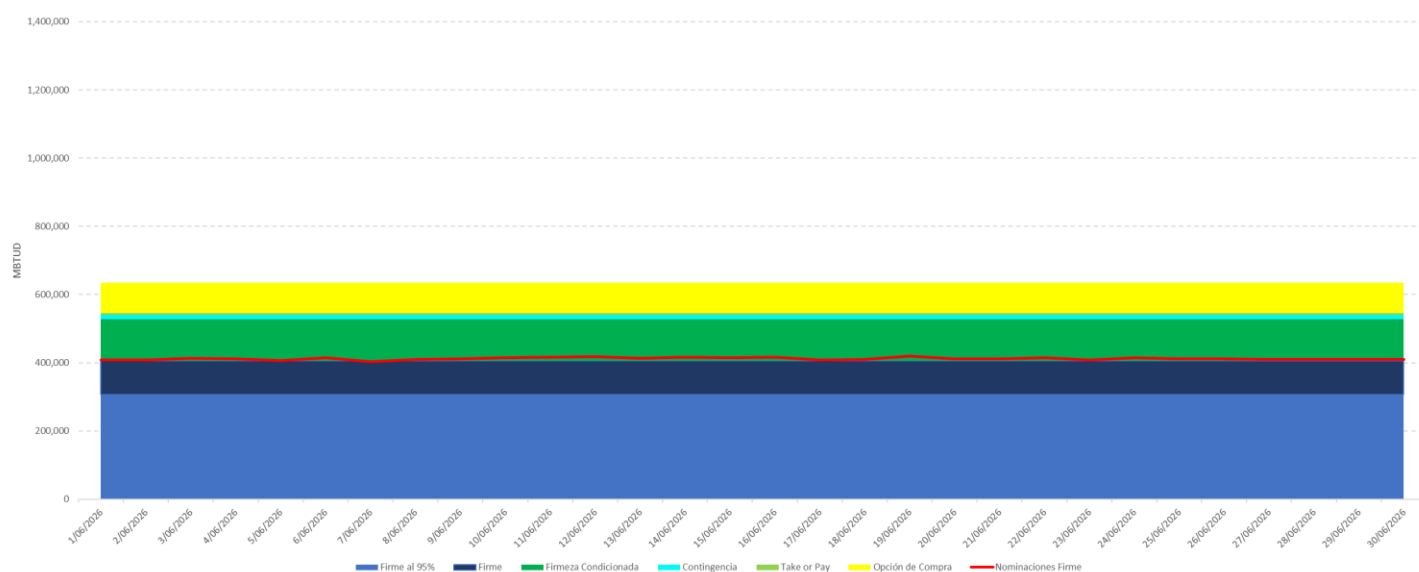
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



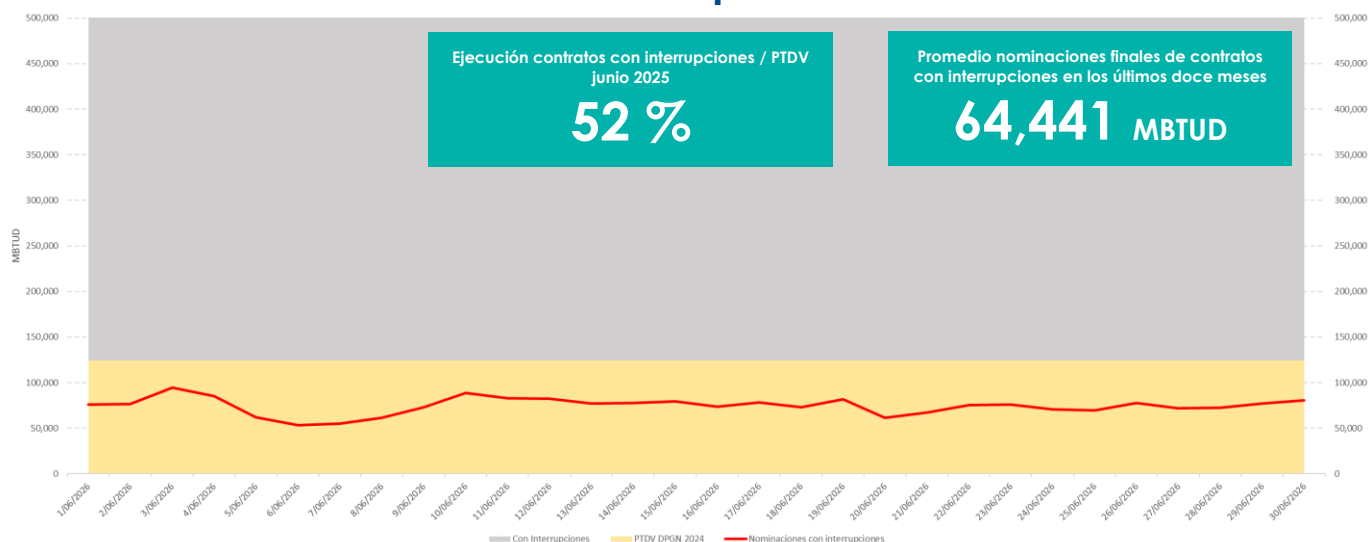
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

Cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidades que garantizan firmeza



NOTA: 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.

PTDV, cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidad con interrupciones



NOTA: 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.

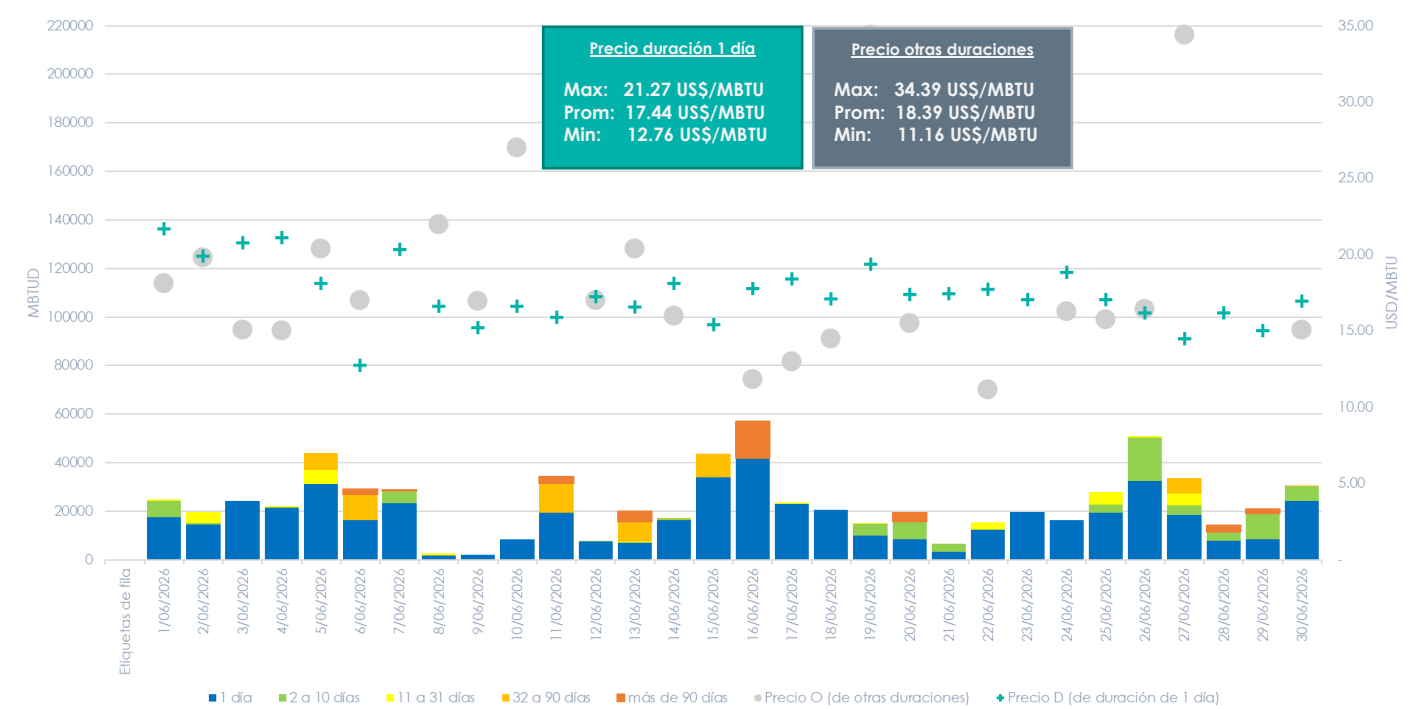
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
jul-25	34,020
ago-25	54,771
sep-25	62,323
oct-25	55,922
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345
mar-26	81,927
abr-26	70,783
may-26	96,256
jun-26	74,419

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en junio registró 533 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (383). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 12.75 USD/MBTU (junio 06) y 21.71 USD/MBTU (junio 01) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en mayo fue de 566,575 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.

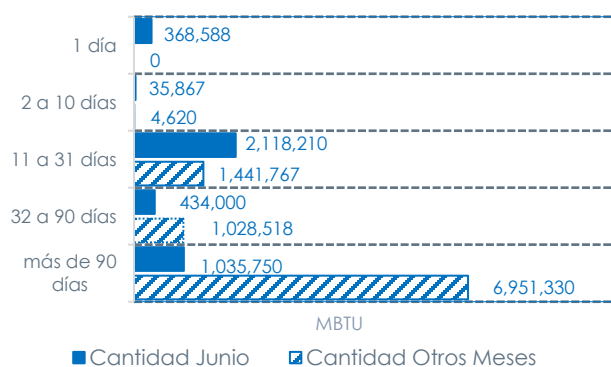
Número de operaciones en Junio – Suministro

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	8	12	12	13	25	4	12	8	13	15	17	11	14	12	8	14	10	12	17	14	9	8	14	12	10	11	18	16	19	15	383	\$ 18.21
11 a 31 días	37	2	2	1	3			1		1				1				1		1		1		1	4	35			22	113	\$ 17.40	
2 a 10 días	4	3	1		1	1			1	1			1			1			1	1		1			1	1	2		2	23	\$ 19.14	
32 a 90 días	1				1							1					1													4	\$ 21.52	
más de 90 días	2								1	3						3														1	10	\$ 22.61
Total general	52	17	15	14	30	5	12	9	15	20	17	12	15	13	8	18	11	13	18	16	9	10	14	13	15	47	20	16	19	40	533	\$ 18.58

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 71.86% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 01 de junio con 52 transacciones, equivalentes al 9.76 % 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 junio – MBTU



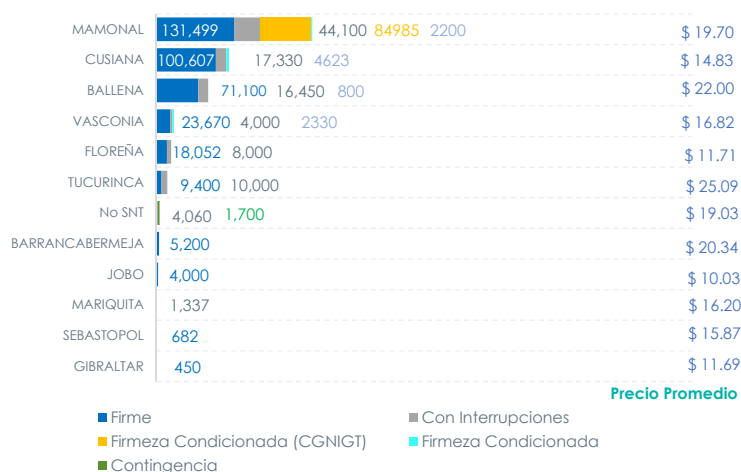
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **9.2 %** de los **3,992,415 MBTU** del volumen total transado ejecutado en junio. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **7,987,080 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **29.8 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

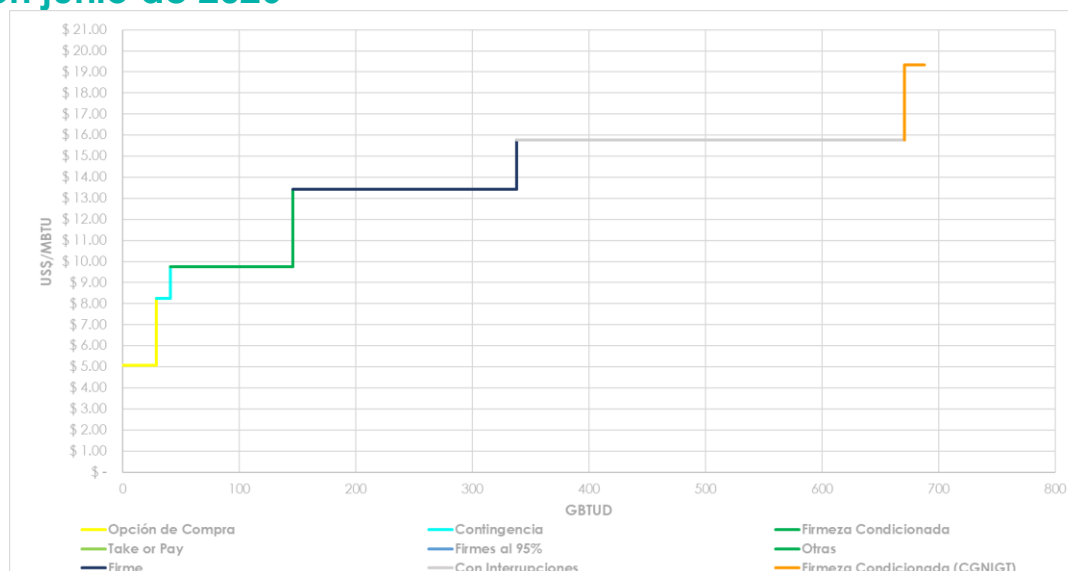
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 262,784 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 364,660 MBTUD equivalente al 64.36% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 105,277 MBTUD, equivalente al 18.58%; la modalidad **“Firmeza Condicionada (CGNIGT)”** registró 84,985 MBTUD equivalentes al 15.00%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 9,953 MBTUD equivalentes al 1.76% y **“Contingencia”** reportó 1,700 MBTU equivalente al 0.30% en junio. CUSIANA (266) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (103), VASCONIA (53), los PUNTOS NO SNT (35), FLOREÑA (32) y BALLENA (19).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en junio de 2026



*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 \$ 5.06 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Firmeza Condicionada (CGNIGT)” representa el valor más alto sobre los \$19.32 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 76.3 % de la contratación total nacional agregada con 525 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes. Finalmente, se destaca que para el mes de junio sigue tomando relevancia la contratación con modalidad “Firmeza Condicionada” con unas cantidades promedio de 104.7 GBTUD, adicionalmente, las contrataciones con la modalidad “Con Interrupciones” presentaron un precio promedio ponderado de \$15.75 USD/MBTU.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en junio de 2026

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		Firmeza Condicionada (CGNIGT)		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)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	34.6	\$ 8.78	14.9	\$ 8.56	6.0	N.D.	96.8	\$ 13.96	6.0	N.D.			158.3	49.5
	Barranca	0.1	\$ 20.33					2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34			8.1	0.1
	Vasconia	1.23	\$ 16.77	1.8	\$15.49			3.1	\$ 14.84					6.2	3.1
	Sebastopol	5.5	\$ 20.42					9.5	\$ 14.48					15.0	5.5
	Gibraltar	3.055	\$ 7.81											3.1	3.1
	Caramelo													-	-
	Mariquita							6.6	\$ 14.84					6.6	-
Costa	Corrales							1	N.D.					1.0	-
	Jobo	4.03	\$ 9.03					15.0	\$ 8.93					19.0	4.0
	Ballena	20.2	\$ 18.01	1.5	N.D.			42.8	\$ 18.80					64.4	21.6
	Mamonal	71.4	\$ 16.15	39.0	\$ 9.00	22.8	\$ 5.83	92.4	\$ 19.10			17.0	\$19.32	242.6	127.4
	Bonga Mamey													-	-
	Tucurínca	41.8	\$ 9.89	46.8	\$10.46			12.0	\$ 24.42					100.6	88.6
	La Creciente													-	-
	Hocol													-	-
	Bullerengue	0.7	\$ 8.80					5.0	N.D.					5.7	0.7
	No SNT*	9.3	\$ 15.23	0.8	\$ 8.14			46.9	\$ 10.36	0.3	\$34.39			85.8	9.5
	Total general	191.9	\$ 13.43	104.7	\$ 9.76	28.8	\$ 5.06	333.0	\$ 15.75	12.3	\$ 8.25	16.99	\$19.32	687.7	313.6
Total (%)		27.9 %		15.2 %		4.2 %		48.4 %		1.8 %		2.5 %		100%	45.60%

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, firmeza condicionada, firmeza condicionada (CGNIGT) 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 - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Volumen Mínimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	15	256.600	254.400	2.200	0,86 %	17.994	43.773	51.624	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	20	606.100	595.377	10.723	1,77 %	295.757	364.960	438.036	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	20	524.100	519.071	5.029	0,96 %	227.446	287.273	329.530	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204.509	204.509	0	0,00 %	92.723	100.230	107.022	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	215.850	213.338	2.512	1,16 %	75.831	88.697	93.851	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181.645	172.583	9.062	4,99 %	61.608	74.109	79.759	\$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.800	2.200	5,50 %	23.093	23.551	23.860	\$ 1.061,19
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
	9	APIAY-OCOÁ	6	24.175	16.269	7.906	32,70 %	10.395	13.756	14.670	\$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.317	880	4,84 %	4.684	12.709	17.258	\$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148.000	85.915	62.085	41,95 %	32.508	41.332	48.174	\$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260.000	190.775	69.225	26,63 %	72.965	87.642	103.314	\$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30.190	26.607	3.583	11,87 %	15.561	19.235	22.499	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	7	203.000	83.310	119.690	58,96 %	35.974	49.477	58.559	\$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.136	4.078	4.521	\$ 3.569,63
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	4.127	7.888	65,65 %	2.709	3.178	4.757	\$ 6.484,29
	17	COGUA-SABANA_F	9	215.000	164.141	50.859	23,66 %	89.585	123.844	144.679	\$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.324	17.245	24,44 %	29.196	38.522	45.500	\$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	33	470.000	338.922	131.078	27,89 %	256.993	278.843	292.183	\$ 336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	29	470.000	321.477	148.523	31,60 %	256.119	277.675	290.943	\$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	2	10.738	2.000	8.738	81,37 %	1.000	1.171	1.379	\$ 4.284,90
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.185	1.445	1.536	\$ 4.451,22
	23	FLOREÑA-YOPAL	11	16.161	13.712	2.449	15,15 %	11.474	12.323	13.160	\$ 1.109,09
	24	GBS_I-GBS_F	12	63.744	12.298	51.446	80,71 %	9.809	12.318	14.540	\$ 3.848,58
	25	GIBALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	37.682	4.318	10,28 %	22.474	26.685	27.239	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.830	1.170	10,64 %	6.063	7.272	8.230	\$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	569	818	894	\$ 11.278,49
	28	LA BELLEZA-COGUA	17	223.500	166.170	57.330	25,65 %	91.437	126.348	146.931	\$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	18	305.000	208.690	96.310	31,58 %	102.743	129.919	171.954	\$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	20.098	16.175	3.923	19,52 %	10.315	12.311	13.723	\$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168.000	133.883	34.117	20,31 %	55.598	67.559	75.368	\$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	455	817	1.219	\$ 31.040,84
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158.000	112.515	45.485	28,79 %	42.471	51.821	58.939	\$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.430	245	6,67 %	2.638	3.322	4.292	\$ 10.170,78
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.165	472	10,18 %	3.064	3.478	4.053	\$ 7.471,93
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78.000	63.485	14.515	18,61 %	34.064	46.759	53.208	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	7	143.000	59.830	83.170	58,16 %	39.231	52.830	73.435	\$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	212	253	273	\$ 24.500,80
	39	VASCONIA-MARIQUITA	13	192.000	153.322	38.678	20,14 %	70.419	83.180	91.940	\$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	3.800	8.036	67,89 %	3.657	4.016	4.216	\$ 2.065,68
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	22.328	27.681	33.281	\$ 432,81

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

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	19	122.900	120.900	2.000	1,63 %	\$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	14	172.400	169.600	2.800	1,62 %	\$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	14	230.000	227.800	2.200	0,96 %	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	6	18.100	15.900	2.200	12,15 %	\$ 2.434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10.100	6.001	4.099	40,58 %	\$ 2.649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	1	109.500	4.444	105.056	95,94 %	\$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19.726	15.699	4.027	20,41 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	9	130.000	60.307	69.693	53,61 %	\$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	12	206.000	95.857	110.143	53,47 %	\$ 984,56

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 junio de 2026, la capacidad disponible primaria (CDP) en sentido de flujo presentó variaciones frente a mayo. Los principales **aumentos** se registraron en los tramos **Ballena–Barrancabermeja, con un incremento de 13.565 KPCD**, al pasar de 21,41 % a 26,63 % CDP/CMMP; **Floreña–Yopal, con un aumento de 1.722 KPCD**, al pasar de 4,50 % a 15,15 %; y **Yopal–Morichal, con un incremento de 800 KPCD**, al pasar de 61,14 % a 67,89 %. Asimismo, la CDP aumentó en **Jobo–Sincelejo en 109 KPCD**, y en **Apiay–Ocoa y Cusiana–Apiay en 5 KPCD** cada uno.

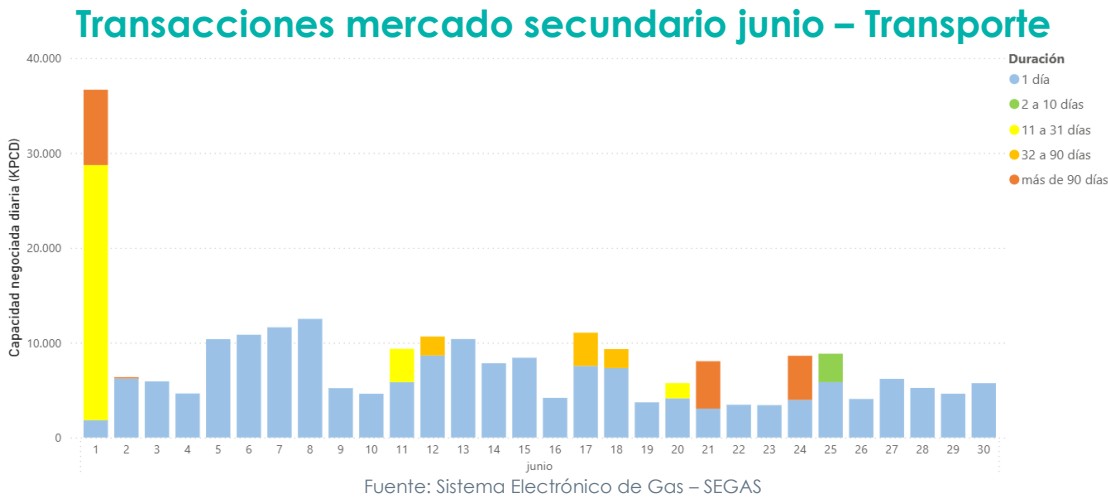
En contraste, **las mayores reducciones de capacidad disponible primaria** se concentraron en los tramos **Cusiana–El Porvenir**, con una disminución de 16.663 KPCD; **El Porvenir–La Belleza**, con 16.593 KPCD; **La Belleza–Vasconia**, con 9.943 KPCD; **Cogua–Sabana_F**, con 7.244 KPCD; **Sebastopol–Vasconia**, con 7.091 KPCD; **Barrancabermeja–Sebastopol**, con 6.891 KPCD; **La Belleza–Cogua**, con 6.822 KPCD; y **Sebastopol–Medellín**, con 4.462 KPCD. También se presentaron disminuciones en **Sincelejo–Cartagena**, por 1.446 KPCD; **Gibraltar–Bucaramanga**, por 807 KPCD; y en **Chicoral–Flandes** y **Flandes–Guando**, por 750 KPCD en cada tramo.

En cuanto a los **tramos en contraflujo**, los **aumentos de CDP** se registraron en **Sincelejo–Jobo**, con 1.899 KPCD; **Barrancabermeja–Ballena**, con 1.121 KPCD; y **Barrancabermeja–Bucaramanga**, con 327 KPCD. Por su parte, las **reducciones** se concentraron en **Vasconia–Sebastopol**, con una disminución de 6.290 KPCD, y **Sebastopol–Barrancabermeja**, con una reducción de 5.390 KPCD frente a mayo.

Los tramos que presentaron una relación entre la capacidad disponible primaria y la capacidad máxima de mediano plazo (**CDP/CMMP**) **inferior al 10 %** fueron, **en sentido de flujo**: Ballena–La Mami, Cartagena–Barranquilla, Barranquilla–La Mami, Cartagena–Mamonal, Sincelejo–Cartagena, Jobo–Sincelejo, La Creiente–Sincelejo, Apiay–Usme, Guando–Fusagasugá, Pradera–Popayán y Yumbo/Cali–Cali. **En sentido de contraflujo**, los tramos fueron La Mami–Ballena, Barranquilla–Cartagena, La Mami–Barranquilla y Vasconia–La Belleza.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de transporte de gas natural, durante **junio de 2026 se registraron 268 operaciones**, lo que representa un **incremento de 32,0 % frente a mayo**, cuando se reportaron 203 operaciones. Las negociaciones asociadas a contratos con **duración de 1 día continuaron siendo las más representativas, con 243 operaciones**, equivalentes al 90,7 % del total registrado en el mes. Las operaciones restantes, correspondientes a contratos con duraciones superiores a 1 día, sumaron 25 registros, con una participación del 9,3 %.



Número de operaciones en Junio – 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	5	9	7	6	10	7	8	10	9	9	8	11	9	8	7	8	9	7	6	7	6	7	7	9	9	8	11	9	8	9	243
2 a 10 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
11 a 31 días	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
32 a 90 días		0	0	0	0	0	0	0	0	0		1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
más de 90 días	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	9
TOTAL	19	10	7	6	10	7	8	10	9	9	9	12	9	8	7	8	10	8	6	8	7	7	7	11	11	8	11	9	8	9	268

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante **junio de 2026** alcanzaron un **total de 247.615 KPCD**, con un **promedio estimado de 923,94 KPCD por operación**. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de junio, con 19 operaciones; seguido por el 12 de junio, con 12 operaciones; los días 24, 25 y 27 de junio, con 11 operaciones cada uno; y los días 2, 5, 8 y 17 de junio, con 10 operaciones cada uno. En conjunto, estos días **concentraron 104 operaciones, equivalentes al 38,81 % de las 268 transacciones realizadas durante el mes**.

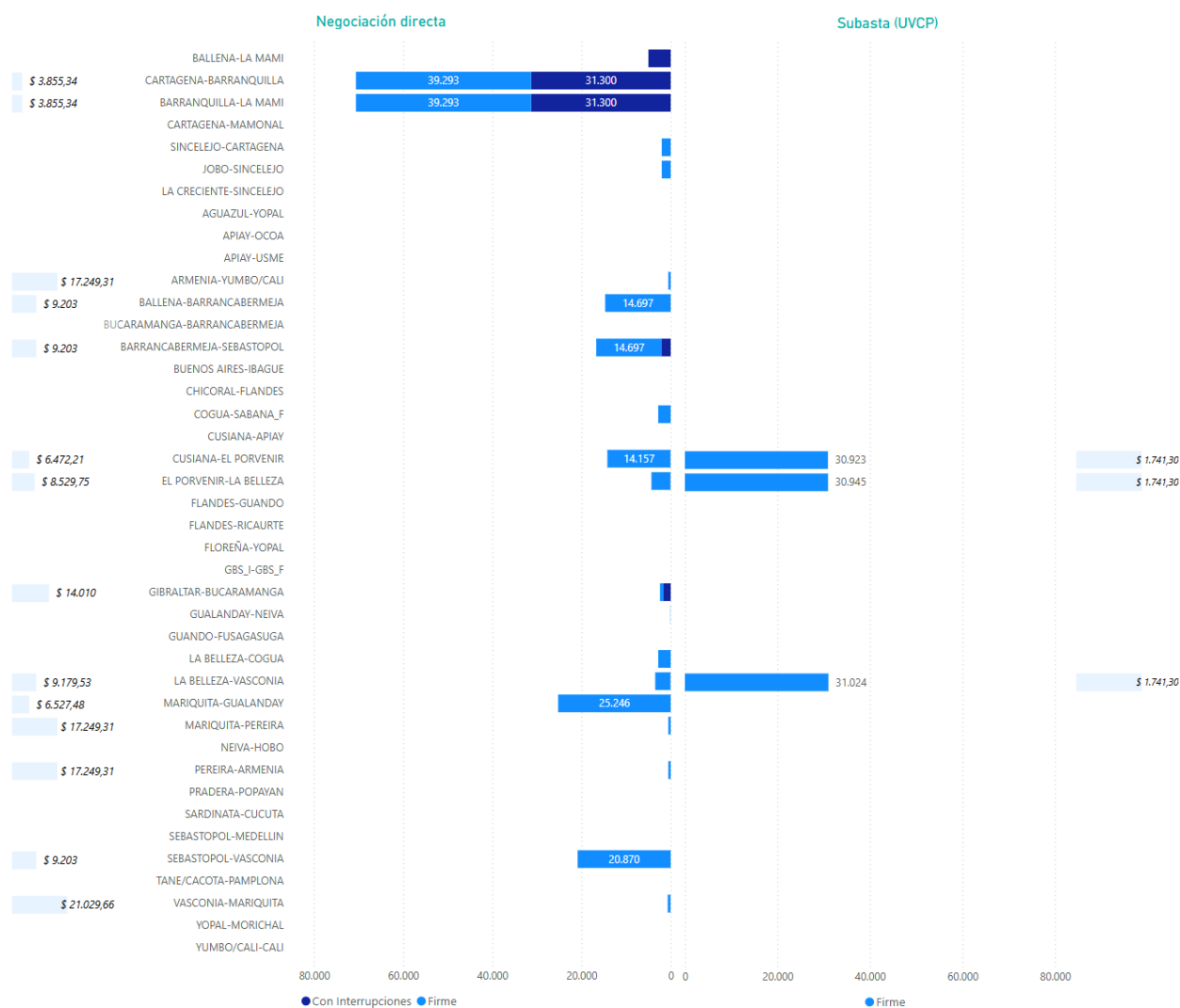
Por duración contractual, **las negociaciones de 1 día continuaron concentrando la mayor actividad del mercado, con 243 operaciones**, equivalentes al 90,67 % del total mensual. En términos de capacidad contratada, **representaron el 75,68 % del total transado, con 187.404 KPCD**. Las operaciones con duración superior a 10 días sumaron 23 registros y concentraron 57.211 KPCD, equivalentes al 23,10 % de la capacidad mensual. Dentro de este grupo, las operaciones **de 11 a 31 días representaron el 12,92 %, con 31.990 KPCD y 11 operaciones**; **las de más de 90 días, el 7,16 %, con 17.721 KPCD y 9 operaciones**; las de 32 a 90 días, el 3 %, con 7.500 KPCD y 3 operaciones. Por su parte, las operaciones de 2 a 10 días sumaron 2 registros, con 3.000 KPCD, equivalentes al 1,21 % de la capacidad mensual.

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

Del total de operaciones registradas en junio de 2026 en el mercado secundario de transporte, correspondiente a **268 operaciones**, **82 fueron asignadas mediante la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP)**, equivalentes al 30,6 % del total. Las **186 operaciones restantes se realizaron mediante negociación directa**, con una participación del **69,4 %**.

En términos de **capacidad**, y considerando la suma de las **capacidades por tramo**, se transaron **352.930 KPCD³** durante el mes. De este total, **la capacidad negociada mediante SUVCP ascendió a 92.892 KPCD**, equivalente al 26,3 %, mientras que la **negociación directa concentró 260.038 KPCD**, correspondientes al 73,7 %.

En **negociación directa** se destacaron los tramos **Cartagena–Barranquilla y Barranquilla–La Mami**, con **70.593 KPCD transados en cada uno**. En ambos casos, la capacidad estuvo distribuida en 39.293 KPCD bajo modalidad Firme y 31.300 KPCD bajo modalidad Con Interrupciones.



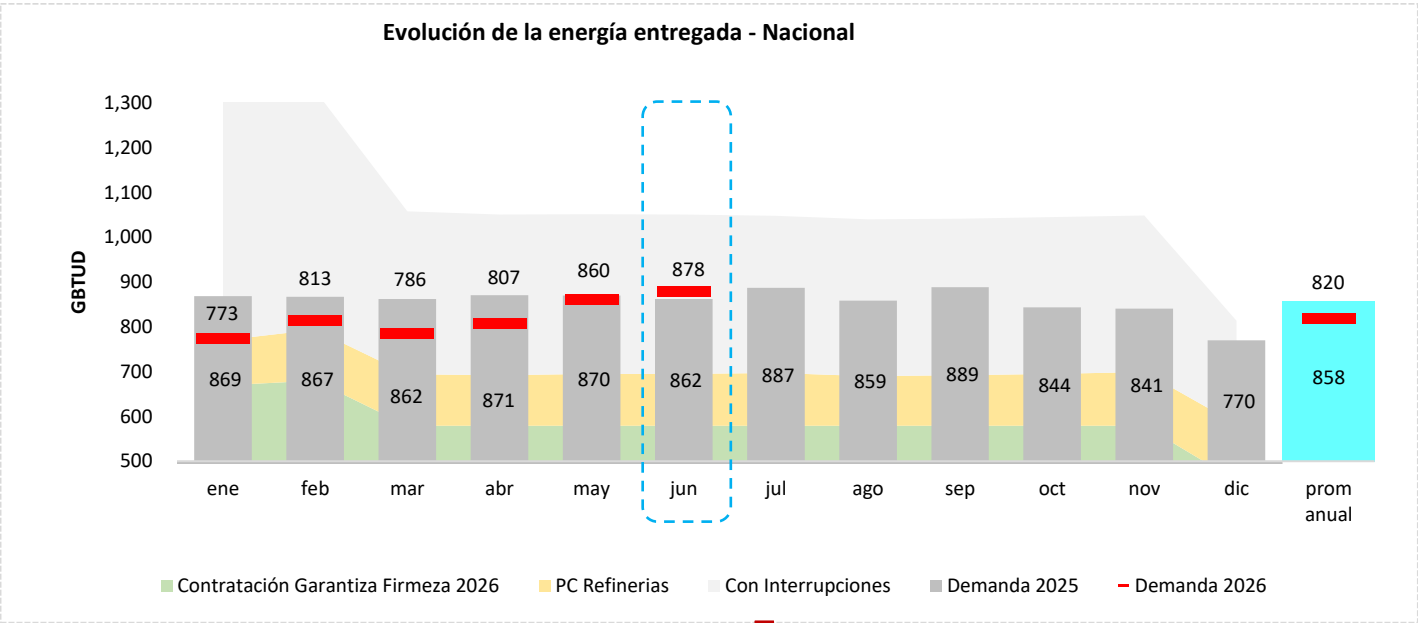
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

³ Suma total por tramo: suma de las capacidades negociadas por tramo del SNT; una misma operación puede incluir varios tramos, por lo que esta agregación puede superar el total por operación.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **junio de 2026** se observa una demanda promedio de **878 GBTUD**, esto es **1.9% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 862 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **820 GBTUD**, estando por debajo un **4.4%** al promedio anual del 2025 (858 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2026 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2025 (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.

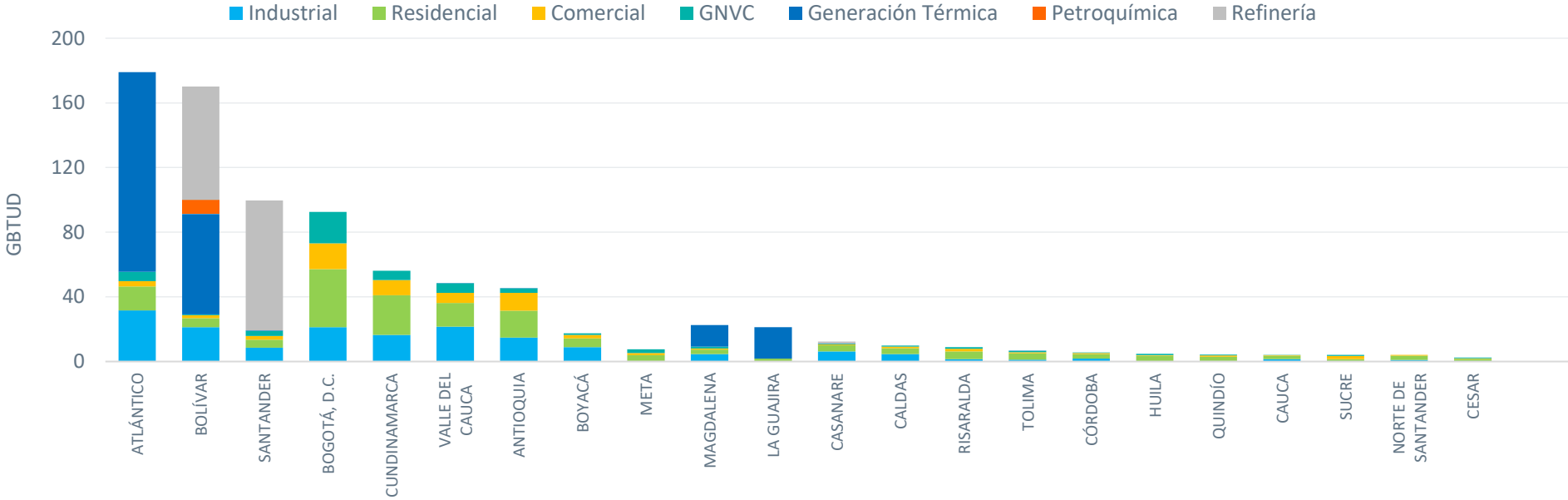
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **junio de 2026** la demanda **térmica** fue 49 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 33 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
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
2026	144 629	163 650	146 639	165 642	209 651	209 659						



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

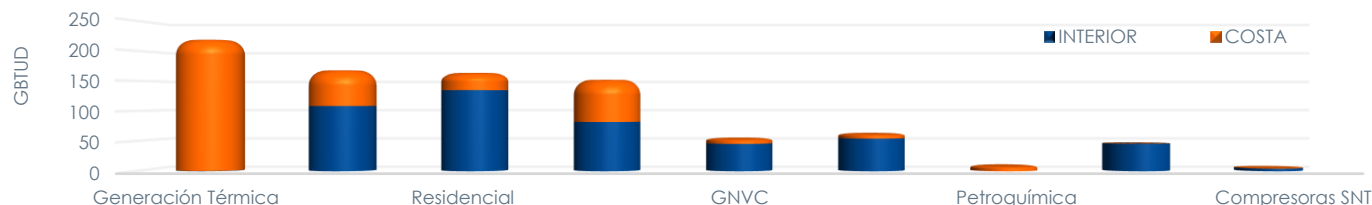
	Residencial	14.7	5.7	5.0	36.0	24.4	14.7	16.6	5.4	3.7	2.9	1.7	3.8	3.7	4.9	3.9	2.8	3.6	2.7	2.1	1.3	2.7	1.4	164
	Comercial	3.3	1.8	2.3	15.9	9.4	6.2	10.9	2.2	1.3	0.6	0.0	0.5	1.0	1.6	0.7	0.6	0.3	0.8	0.4	1.8	0.4	0.3	62
	Industrial	31.7	21.2	8.5	21.2	16.5	21.5	14.9	8.8	0.2	4.6	0.0	6.2	4.6	1.4	1.1	1.9	0.1	0.3	1.5	0.3	1.0	0.2	168
	GNVC	5.8	0.6	3.0	19.5	5.7	6.0	2.9	1.0	2.5	1.1	0.0	0.5	0.6	1.0	0.8	0.4	0.9	0.5	0.0	0.8	0.0	0.5	54
	Generación Térmica	123.5	62.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.4	19.4	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219
	Refinería	0.0	70.3	80.4	0.0	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	152
	Petroquímica	0.0	8.6	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	9
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	20.0	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	45
	Compresoras	0.0	0.8	1.5	0.0	0.1	0.0	0.1	1.3	0.1	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	5
	TOTAL	179	171	101	93	56	48	45	44	28	23	21	12	10	9	7	6	5	4	4	4	4	3	878

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 **junio de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el de Generación Térmica con 219 GBTUD en promedio, de los cuales 0 GBTUD corresponden a la región Interior y 219 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 164 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 135 GBTUD respecto a la costa con 29 GBTUD.



COSTA	218	60	29	70	9	8	9	0	1
INTERIOR	0	108	135	82	45	54	0	45	4
TOTAL Nacional	219	168	164	152	54	62	9	45	5
% Segmento	24.9%	19.1%	18.6%	17.3%	6.2%	7.1%	1.0%	5.2%	0.6%

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 **junio de 2026**, con respecto mayo de 2026 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y una disminución en el sector industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Enero 2026		Febrero 2026		Marzo 2026		Abril 2026		Mayo 2026		Junio 2026	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	7	0	8	0	8	0	7	0	7	0	8
		Interior	0	55	0	59	0	58	0	56	0	54	0	54
	Generación Térmica	Costa	142	0	162	0	145	0	164	0	209	0	218	0
		Interior	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
	GNVC	Costa	9	0	9	0	10	0	9	0	10	0	9	0
		Interior	45	0	49	0	48	0	47	0	47	0	45	0
	Industrial	Costa	52	5	55	5	54	6	54	7	54	7	52	7
		Interior	91	20	92	21	86	20	83	20	90	20	88	20
	Petroquímica	Costa	8	0	8	0	7	0	7	0	6	0	9	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	69	0	70	0	61	0	75	0	71	0	70	0
		Interior	76	0	65	0	70	0	70	0	77	0	82	0
	Residencial	Costa	0	30	0	30	0	29	0	30	0	29	0	29
		Interior	0	134	0	143	0	144	0	138	0	133	0	135
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Interior	27	0	32	0	33	0	36	0	42	0	45	0
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
		Interior	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0
Subtotal UR/UNR			Enero 2026		Febrero 2026		Marzo 2026		Abril 2026		Mayo 2026		Junio 2026	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	279	42	304	44	278	43	310	44	350	43	359	44
		Interior	243	209	242	223	242	223	239	214	260	207	266	209
TOTAL			773		813		786		807		860		878	

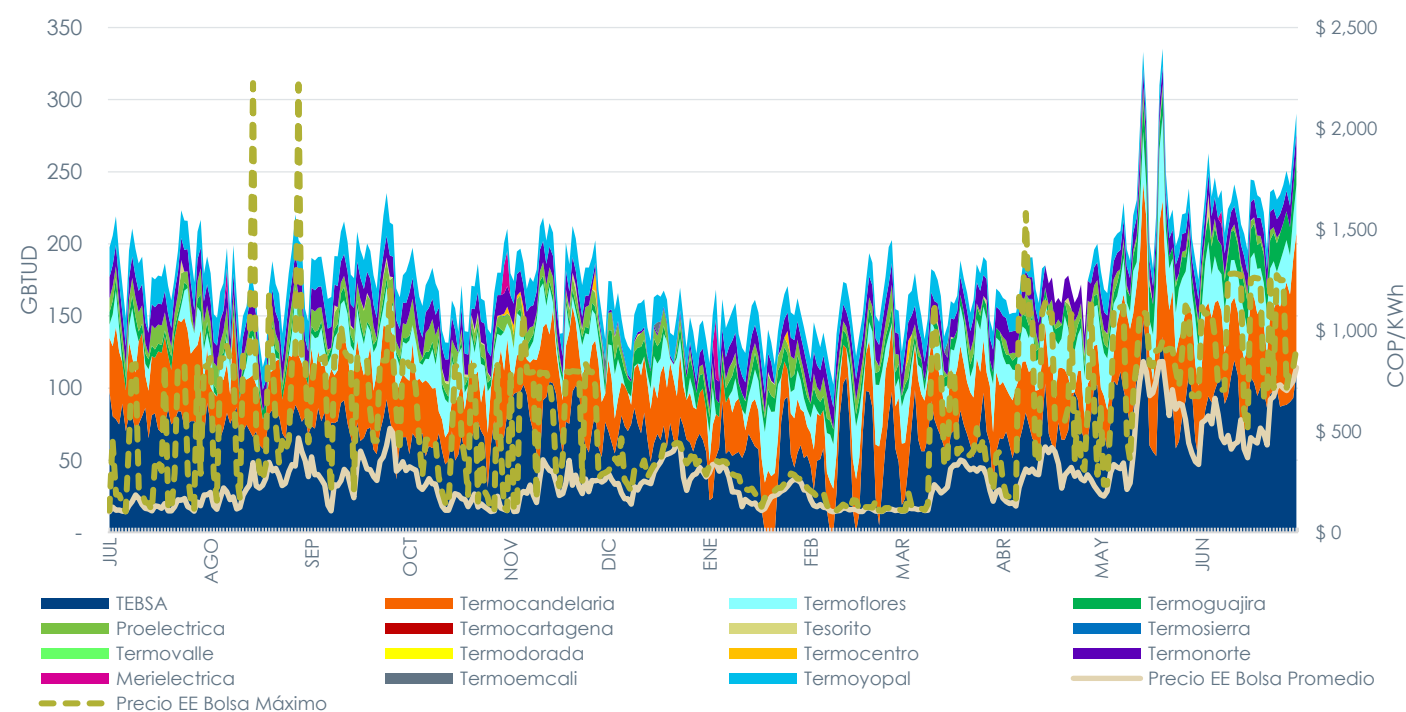
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 junio fue en promedio 224 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

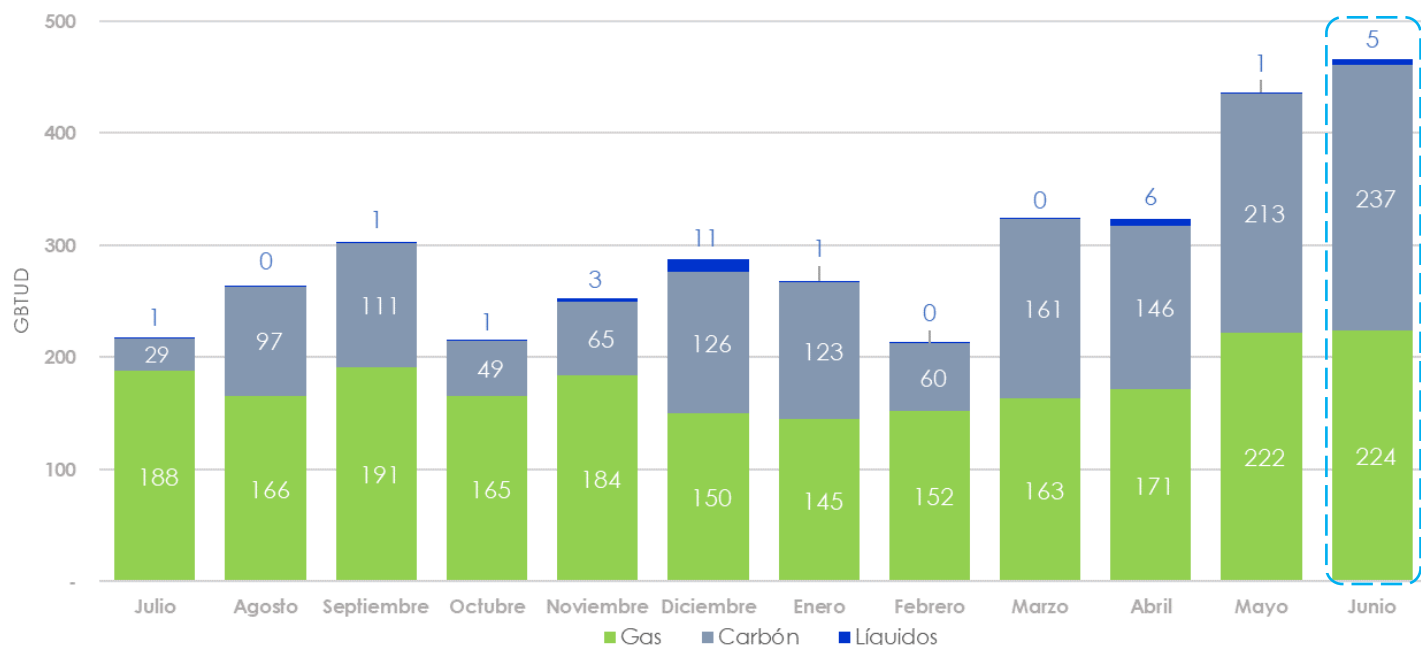
Para el mes de junio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 195 GBTUD y 290 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (94 GBTUD), Termocandelaria (59 GBTUD), Termoflores (30 GBTUD), Termoguajira (19 GBTUD), Termoyopal (14 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD) y Proelectrica (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 junio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón con 237 GBTUD¹ que representó el 50.9 % del total, gas natural con 224 GBTUD (48 %) y los combustibles líquidos consumieron 5 GBTUD (1.1 %).

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

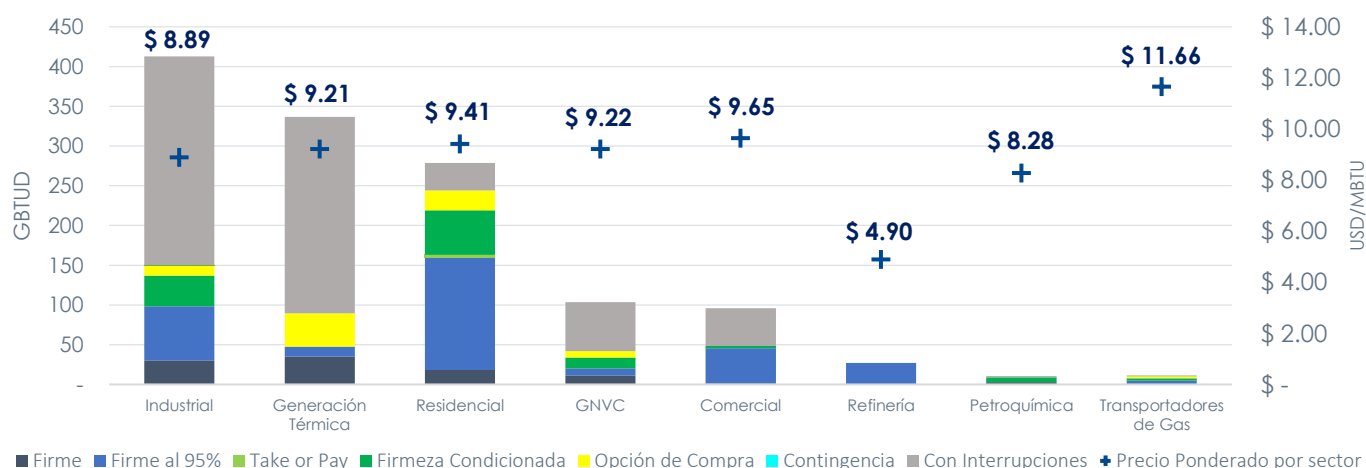
Consumo de combustible para generación eléctrica



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).



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 Úselo 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 Yaguará), 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, Nispero, 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, Termosierra 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 (empaquetamientos), 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