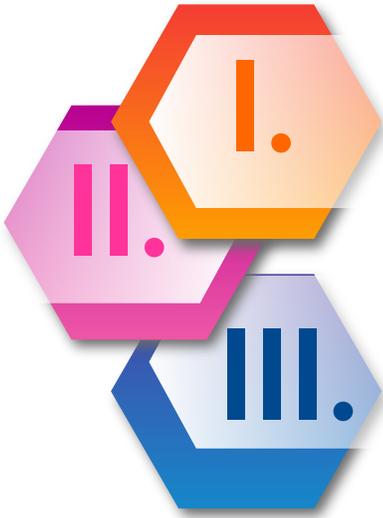




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 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 junio de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 978 GBTUD, lo que representó un aumento del 1 %, 7 GBTUD, respecto a mayo de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 197 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 56 % de la energía total contratada para el mes de junio, con un precio de 6.50 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 37 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.23 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un decrecimiento de 32.92 % al pasar de 1121 en mayo de 2025 a 752 en junio del mismo año. 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 6.66 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 14.25 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** El balance de Transporte para junio de 2025 confirma que el Sistema Nacional de Transporte (SNT) opera con una alta saturación: 17 tramos en flujo –entre ellos Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Jobo-Sincelejo, Apiay-Usmé y Bucaramanga-Barranquermeja– presentaron una Capacidad Disponible Primaria (CDP) iguales o inferiores al 10 % de su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP). Esta escasez de capacidad libre, concentrada tanto en la Costa Caribe como en los corredores que conectan con el interior, evidencia cuellos de botella persistentes.

En los 10 tramos con contraflujo, Las razón CDP/CMMP Presenta 0 % en Barranquilla–Cartagena y La Mami–Barranquilla, valores intermedios de 2 %–58 % en seis tramos (por ejemplo, Cartagena–Sincelejo 21 % y Yumbo–Popayán 50 %) y un máximo de 93 % en Barranquermeja–Ballena.

MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE: las negociaciones de transporte presentaron una disminución de 16.97 % pasando de 165 en mayo de 2025 a 193 en junio de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en junio de 2025 fue de 862 GBTUD, disminuyendo 8 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de mayo de 2025 (870 GBTUD), explicado principalmente por una disminución en los consumos del sector residencial del interior y costa; así mismo un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del 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 el mes de **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	Cupiagua, Cupiagua sur, Cusiana y Pauto sur	388	392	0	392	101%
	Floreña	63	12	46	59	93%
	Gibraltar	41	36	0	36	86%
	Istanbul	15	9	0	9	58%
	Otros interior	20	3	1	4	21%
Costa	Ballena	12	12	0	12	93%
	Chuchupa	58	53	0	53	91%
	Bloque VIM 5	101	59	17	76	75%
	Bloque VIM 21	20	29	0	29	143%
	Bloque Esperanza	16	8	0	8	50%
	Bonga/Mamey	39	31	0	31	81%
	Bullerengue	13	11	0	11	87%
	Otros costa	37	12	8	20	54%
	Otros campos aislados	55	6	37	43	78%
	Total Potencial de Producción	879	672	109	781	89%
Planta Regasificación Cartagena***	440	197	0	197	45%	
Total	1,319	869	109	978		

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 28 de mayo de 2025.

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

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

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

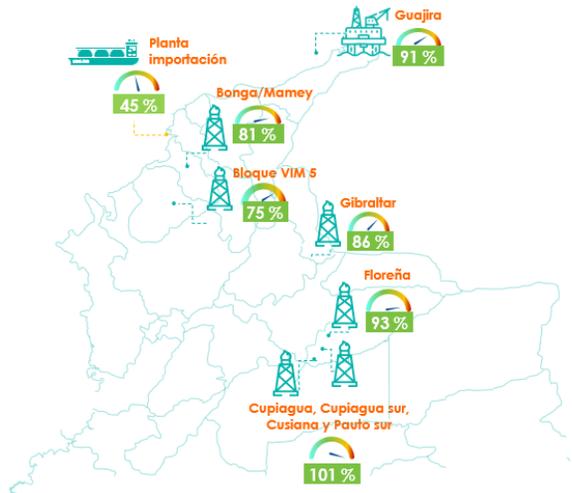
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuatú, Cañandonga

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

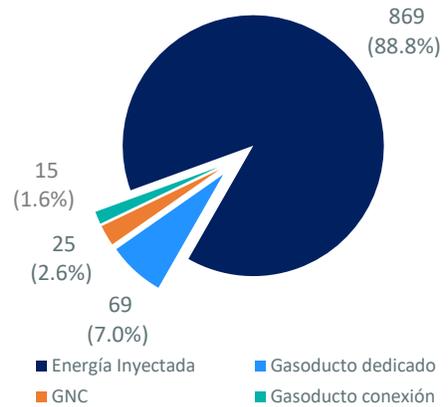
⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmenteca, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos 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.

Suministro mensual promedio (GBTUD)

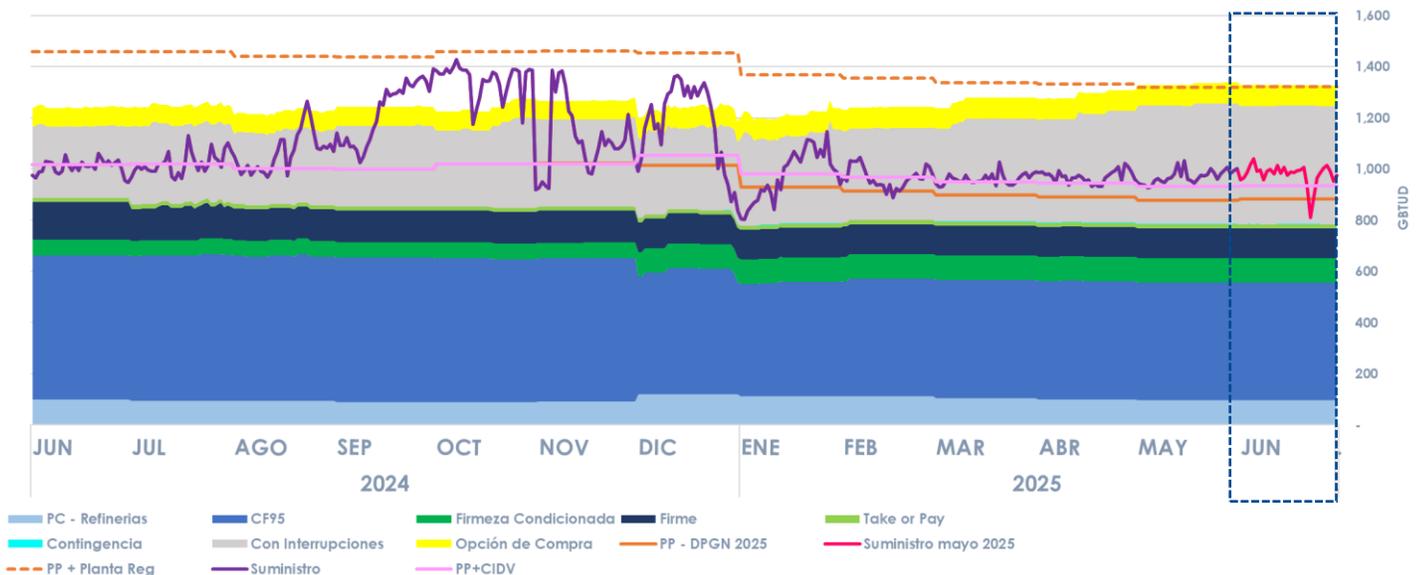


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo junio 2024 – junio 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.
- ii) Se incluye el máximo entre la contratación de firmeza condicionada y opción de compra.
- iii) 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.
- iv) 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 **690 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **461 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **978 GBTUD**, con oscilaciones entre **809 GBTUD (min.)**, debido a un mantenimiento programado, y **1,040 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional en algunos días.



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

VARIABLE (GBTUD)	JUN24	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25
Potencial de Producción	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	929	914	897	891	879	882
Suministro Min.	948	956	967	1,024	919	923	837	803	888	929	931	926	809
Suministro Prom.	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	978	966	961	970	971	978
Suministro Máx.	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040
Producción comprometida por Refinerías	99	95	93	89	88	92	120	112	111	104	100	96	96
Garantía Firmeza*	802	787	781	778	776	774	712	673	690	691	691	689	690
Con Interrupciones	280	305	288	315	318	341	323	348	358	393	419	466	461

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 28 de mayo 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.

**Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en junio

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 Cantidad (GBTUD)	Total garantiza Firmeza Cantidad (GBTUD)	
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)															
Interior	Cusiana			106	\$ 5.23			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	10	\$ 12.36			159	128	
	Cupiagua			151	\$ 5.07			1	N.D.							152	152	
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.16			24	\$ 4.32	11	\$ 7.17					41	30	
	Floreña	45	\$ 3.76	3	\$ 5.94	12	N.D.					1	N.D.			61	61	
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11	
	Istanbul			13	\$ 8.04								24	\$ 6.03			36	13
	Otros Interior ¹	1	\$ 7.00	6	\$ 6.30								9	\$ 6.64			16	7
Costa	Ballena			7	\$ 5.65							4	\$ 5.95			11	7	
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99							2	\$ 5.95			39	36	
	Bloque VIM 5 ²	26	\$ 5.04	7	\$ 9.37							191	\$ 10.69	1.1	\$ 15.54	225	34	
	Bloque VIM 21 ³	11.9	N.D.					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			138	54	
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9	
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65							11	\$ 5.99			44	33	
	Bullerengue			36	\$ 7.13							8	\$ 5.85			44	36	
	FSRU - Importación			40	\$ 14.96											40	40	
	Otros Costa ⁵	24	\$ 7.83	5	\$ 8.27								51	\$ 7.01			80	29
	Otros C. Aislados ⁶	3	\$ 2.25			4	N.D.						19	\$ 4.24	1.5	N.D.	27	9
Otros C. Aislados- MM ⁷	2	N.D.										6	\$ 1.90			9	2	
Total	116	\$ 5.64	460	\$ 6.50	16	\$ 5.17	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	461	\$ 8.23	2.6	\$ 9.61	1,233	690		
Total (%)		9.4%		37.3%		1.3%		7.8%		6.6%		37%		0.2%		100 %	56.0 %	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetar 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, Cañafecha, Katana, Cañahuete, Cañandonga.

⁵ Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Bruja, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kanankis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí.

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

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 junio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,233 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (461 GBTUD), **ii)** CF95 (460 GBTUD) y **iii)** Firme (116 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **84.11 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 2.6 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 **5.17** 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 **6.50** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales junio

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			106	99			22	21	21	0	10	1			128	120
	Cupiagua			151	151			1	1							152	152
	Cupiagua Sur			6	6			24	22	11	0					30	28
	Floreña	45	41	3	3	12	12					1	0			61	56
	Gibraltar			4	4			7	7	7	-					11	11
	Istanbul			13	7							24	-			13	7
	Otros Interior ¹	1	2	6	4							9	4			7	7
Costa	Ballena			7	6							4	0			7	6
	Chuchupa	2	-	35	27							2	0			36	27
	Bloque VIM 5 ²	26	21	7	7							191	6	1	1	34	29
	Bloque VIM 21 ³	12	12					42	42	42	-	42	-			54	54
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	-			9	9
	Bonga Mamey			33	33							11	-			33	33
	Bullerengue			36	10							8	0			36	10
	FSRU - Importación			40	39											40	39
	Otros Costa ⁵	24	24	5	5							50	11			29	28
Otros C. Aislados ⁶	3	3			4	4					18	9	2	2	9	8	
Otros C. Aislados- MM ⁷	2	5									6	0			2	5	
Total	116	107	460	409	16	15	96	93	81	0	461	32	3	3	690	628	
Nominado/Contratado (%)	93%		89%		95%		98%		0%		7%		96%		91%		

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Cifras en GBTUD

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, Albaka, 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, Cañahuatue, Cañandonga.

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

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

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Usama, Ulanito, Opon, Payoya, Provincia.

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.

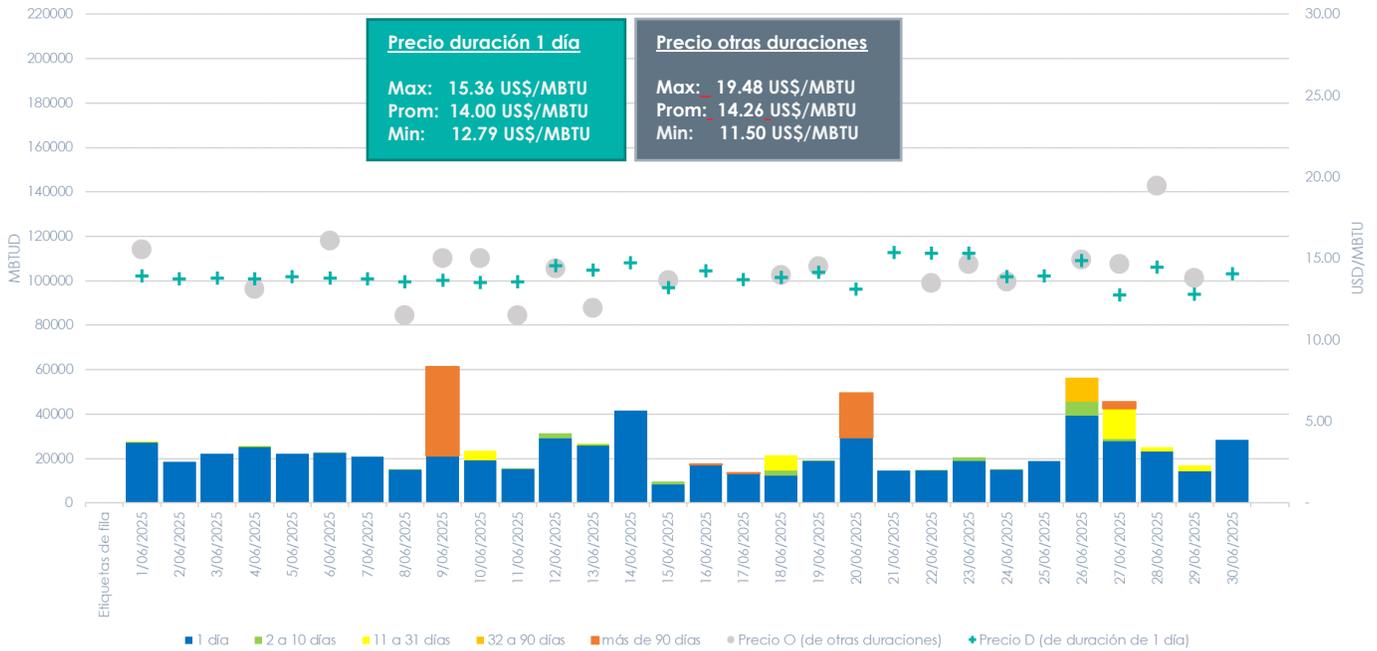
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **37 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **7 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **91 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firmeza Condicionada, Take or Pay, Firme y CF95 con el **98 %**, **95 %**, **93 %** y **89 %** de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de junio registró 753 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (676). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 12.79 USD/MBTU (junio 27) y 15.36 USD/MBTU (junio 21) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en junio fue de 762,799 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario junio – 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.

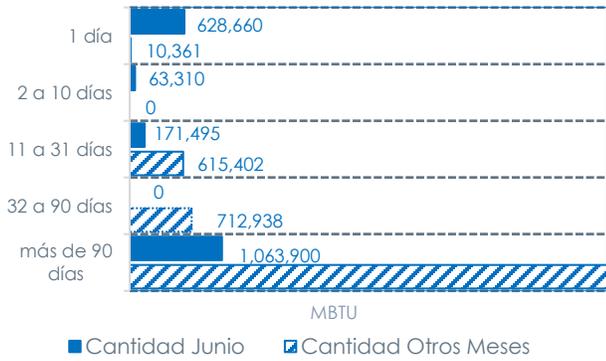
Número de operaciones en junio – Suministro

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	26	25	28	33	24	29	24	15	19	23	20	21	23	23	15	21	22	15	21	31	13	18	20	18	23	28	32	27	12	27	676	\$14.05
2 a 10 días	1			2		1		1	1		1	4	1		2			2	1			1	2	2		3	2				27	\$14.39
11 a 31 días	1			1						1			1					2									16	6	9		37	\$14.74
32 a 90 días																										4	2				6	\$ 8.68
más de 90 días									2						1	1				1							2				7	\$19.52
TOTAL	28	25	28	36	24	30	24	16	22	24	21	25	25	23	17	22	23	19	22	32	13	19	22	20	23	35	54	33	21	27	753	\$14.45

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 89.77 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 27 de junio con 54 transacciones, equivalentes al 7.17 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en junio – MBTU



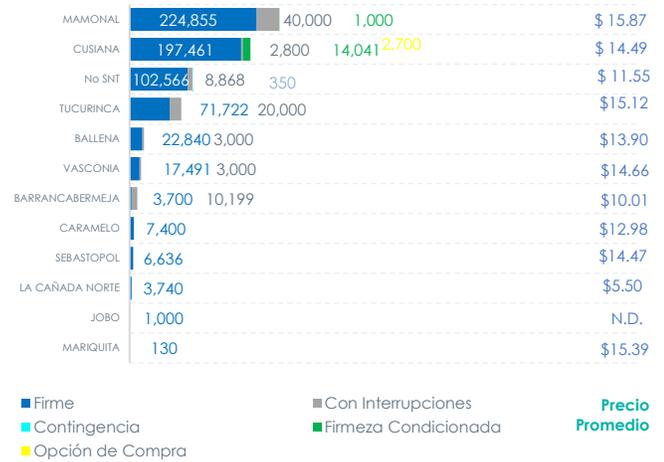
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **32.6%** de los **1,927,365 MBTU** del volumen total transado ejecutado en junio. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **12,498,800 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **13.1%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

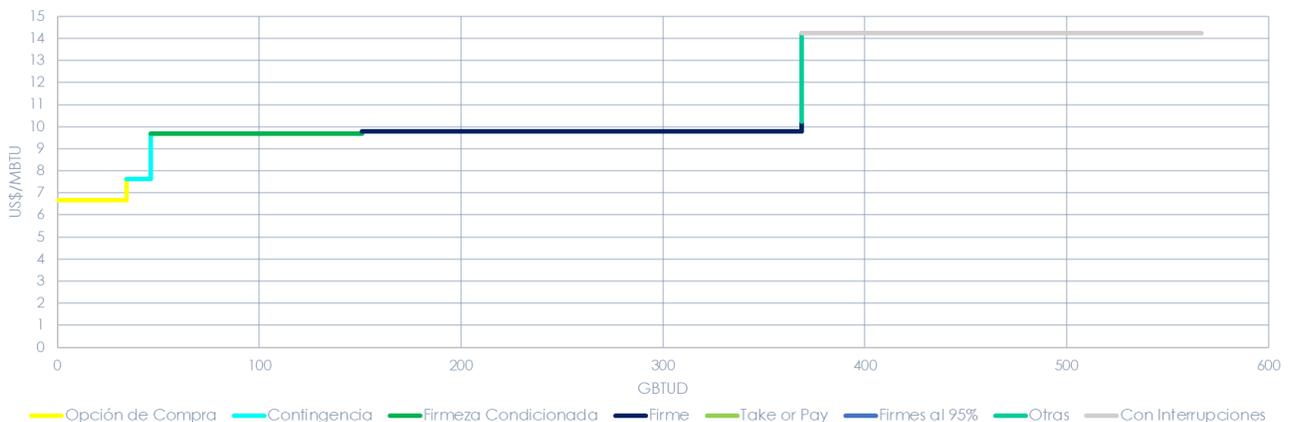
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 265,855 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 659,541 MBTUD equivalente al 86.46% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 87,867 MBTUD, equivalente al 11.52%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 15,041 MBTUD equivalentes al 1.97%; la modalidad **“Contingencia”** registró 350 MBTUD equivalentes 0.05% y la modalidad **“Opción de Compra”** no reportó transacciones en junio. CUSIANA (324) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (138), MAMONAL (104), TUCURINCA (52) y VASCONIA (44).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en junio 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 \$14.25 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 73.4% de la contratación total nacional agregando 416 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en junio 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)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	74.6	\$ 7.78	18.6	\$ 9.41	8.7	\$ 6.73	46.7	\$14.58	6.0	N.D.	154.6	93.2
	Barranca	0.6	\$ 19.44					19.2	\$10.79	6.0	\$ 6.34	25.8	0.6
	Vasconia	5.7	\$ 15.64	2.7	\$13.13	1.9	N.D.	19.3	\$20.01			29.6	8.4
	Sebastopol	0.2	\$ 14.57					0.9	N.D.			1.1	0.2
	Gibraltar	8,595	\$ 6.09	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00					10.1	9.3
	Caramelo	0.2	\$ 12.98									0.2	0.2
	Mariquita	0.6	\$ 13.98									0.6	0.6
	Corrales	1.4	\$ 7.00									1.4	1.4
Costa	Jobo	0.0	N.D.					30.0	\$ 8.54			30.0	0.0
	Ballena	23.7	\$ 9.83					19.1	\$13.37			42.8	23.7
	Mamonal	36.2	\$ 12.89	32.7	\$ 8.23	22.8	\$ 5.83	25.3	\$19.13			117.0	68.9
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	42.4	\$ 10.01	49.8	\$10.58			14.0	N.D.			106.1	92.1
	La Creciente											-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69									3.7	3.7
Bullerengue	4.2	\$ 7.85					5.0	N.D.			9.2	4.2	
No SNT*		15.6	\$ 12.43	0.066	N.D.			18.9	\$10.86	0.0	N.D.	34.6	15.7
Total general		217.8	\$ 9.80	104.6	\$9.69	34.1	\$ 6.66	198.3	\$14.25	12.0	\$ 7.62	566.9	322.5
Total (%)		38.4%		18.5%			6.0%	35.0%		2.1%		100%	56.88%

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	Tramo*	Núm. 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)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	256,600	254,399	1	0%	\$ 1,124.79	8,423	20,365	27,949
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	15	551,303	542,888	6,215	1%	\$ 1,207.88	183,038	229,628	296,101
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	15	468,003	460,794	5,009	1%	\$ 1,744.54	213,792	182,430	263,965
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,509	0	0%	\$ 197.12	94,478	107,397	121,372
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	209,352	56,293	21%	\$ 2,462.40	122,445	131,811	140,338
	6	JOBO-SINCELEJO	10	181,645	172,980	6,465	4%	\$ 2,635.41	107,830	112,552	120,161
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	37,395	52,405	57%	\$ 1,070.25	23,829	29,594	31,618
	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	0	100%	\$ 5,157.35	0	0	0
	9	APIAY-OCOA	6	24,175	17,578	6,597	27%	\$ 2,059.44	9,180	12,633	13,591
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,214.87	16,092	17,271	17,577
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	110,226	37,774	26%	\$ 2,883.55	47,482	55,989	60,861
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	16	260,000	223,597	28,403	11%	\$ 6,057.14	79,828	95,398	110,862
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,779	0	0%	\$ 1,717.53	12,687	25,921	32,372
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	132,348	70,652	35%	\$ 2,496.19	47,900	60,152	71,500
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,840.13	3,805	4,584	5,525
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,377	7,638	64%	\$ 6,909.16	3,381	3,792	4,329
	17	COGUA-SABANA_F	5	215,000	149,127	65,873	31%	\$ 2,139.21	108,821	141,028	152,568
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	57,301	12,268	17%	\$ 2,968.17	39,101	42,668	45,884
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	24	470,000	358,844	101,234	22%	\$ 361.45	301,630	308,477	316,593
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	20	470,000	342,443	117,635	25%	\$ 4,124.59	299,759	306,742	314,685
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,425	8,313	77%	\$ 2,311.62	929	1,071	1,122
22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,591.48	1,111	1,234	1,397	
23	FLOREÑA-YOPAL	10	16,161	13,019	3,142	19%	\$ 1,122.05	12,018	13,442	25,261	
24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	15,203	48,541	76%	\$ 3,993.72	5,903	12,759	14,323	
25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,150	1,328	3%	\$ 11,942.51	6,879	28,151	32,860	
26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 22,020.78	6,763	7,788	8,469	
27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 11,770.01	689	843	985	
28	LA BELLEZA-COGUA	8	223,500	158,270	65,230	29%	\$ 1,432.37	111,095	143,433	154,930	
29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	305,000	213,884	86,458	28%	\$ 2,171.22	124,713	141,314	177,029	
30	MARIQUITA-GUALANDAY	3	17,500	15,102	2,398	14%	\$ 6,351.58	11,613	13,749	16,088	
31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	153,945	12,907	8%	\$ 3,560.28	72,434	84,170	90,363	
32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 30,741.01	371	729	997	
33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	129,376	28,624	18%	\$ 1,255.29	57,721	66,858	72,291	
34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,747.48	1,110	3,363	4,191	
35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 7,483.55	2,335	3,531	4,499	
36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	57,105	20,395	26%	\$ 6,719.81	45,727	55,609	65,765	
37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	93,676	49,324	34%	\$ 1,051.65	20,387	45,148	58,388	
38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 26,254.09	199	252	268	
39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	172,178	18,514	10%	\$ 2,081.79	88,198	102,615	111,374	
40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,209.42	3,239	3,907	4,632	
41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 432.10	30,415	36,468	39,882	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. 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	14	66,160	64,948	1,212	2%	\$ 1,124.79
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	170,200	0	0%	\$ 1,207.88
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	227,800	0	0%	\$ 1,744.54
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18,100	14,351	3,749	21%	\$ 2,462.40
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10,100	7,887	13	0%	\$ 2,635.41
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	7,833	101,667	93%	\$ 5,988.23
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19,726	14,226	4,978	25%	\$ 1,717.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130,000	62,239	65,074	50%	\$ 2,471.44
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,148.45
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	13	206,000	111,687	91,626	44%	\$ 1,042.46

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.

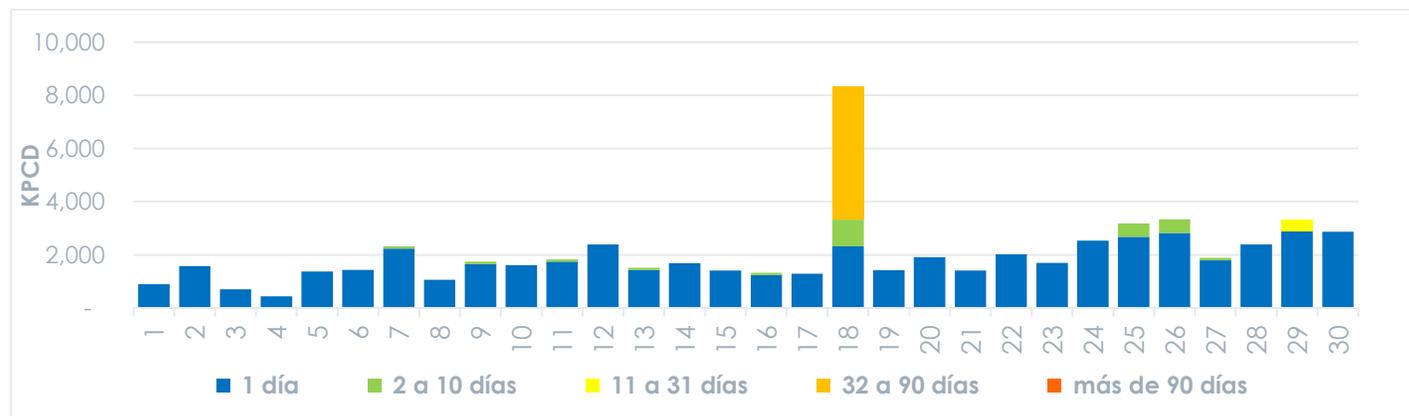
En junio de 2025, los tramos del SNT cuya disponibilidad contractual primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP) fueron:

Ballena – La Mami, Cartagena – Barranquilla, Barranquilla – La Mami, Cartagena – Mamonal, Jobo – Sincelejo, Apiay – Usme, Bucaramanga – Barrancabermeja, Gibraltar – Bucaramanga, Guando – Fusagasugá, Mariquita – Pereira, Pradera – Popayán, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla, Sincelejo-Jobo.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de junio se registraron 193 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (182).

Transacciones mercado secundario Junio – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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	3	7	4	1	3	5	9	5	6	6	6	7	6	5	6	5	5	6	5	7	7	7	7	7	8	8	9	4	7	10	8	182
2 a 10 días							1		1		1		1			1		1							1	1	1					9
11 a 31 días																													1			1
32 a 90 días																			1													1
más de 90 días																																0
TOTAL	3	7	4	1	3	5	10	5	7	6	7	7	7	5	6	6	5	8	5	7	7	7	7	8	9	10	5	7	11	8	193	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

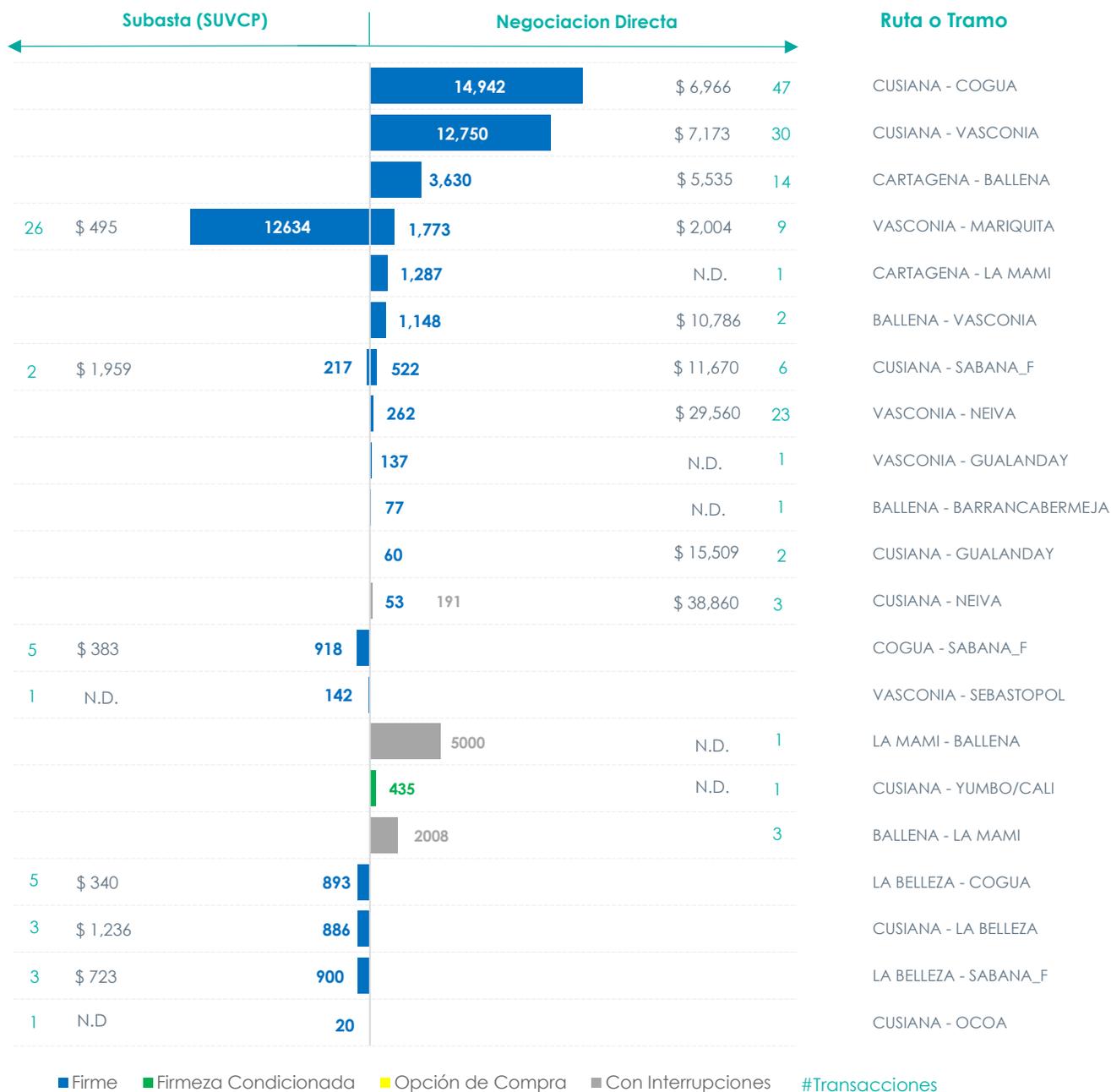
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 2,030 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 29, 7 y 26 de junio con 11, 10 y 10 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 16.06 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (193), 46 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 147 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 72.72 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – COGUA para el cual se transaron 14,942 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - COGUA con 47 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – MARIQUIA con 35 transacciones (9 asignada mediante negociación directa y 26 asignadas mediante subasta), CUSIANA - VASCONIA con 30 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – NEIVA con 23 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CARTAGENA – BALLENA con 14 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y CUSIANA – SABANA_F con 8 transacciones (6 asignada mediante negociación directa y 2 asignadas mediante subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las

rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

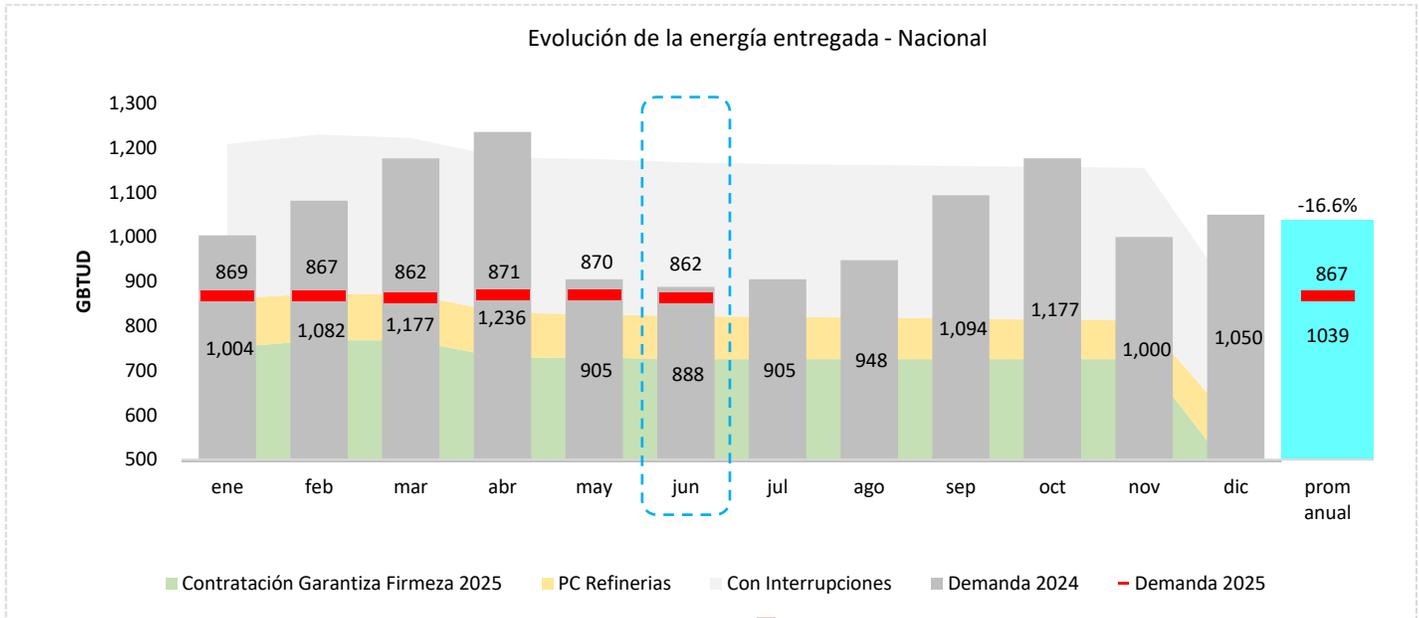


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **junio de 2025** se observa una demanda promedio de **862 GBTUD**, esto es **2.9% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 888 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **867 GBTUD**, estando por debajo un **16.6%** 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.

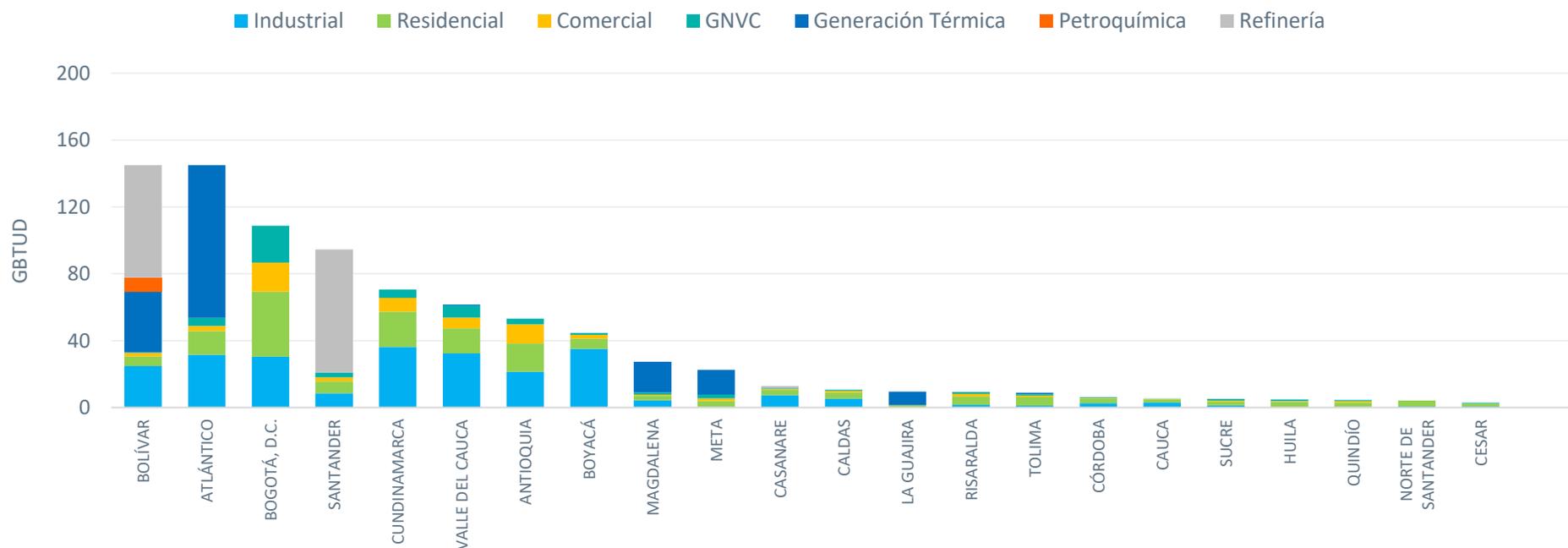
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **junio** la demanda **térmica** fue 5 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 31 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						

Térmica
 No Térmica

Energía entregada promedio en junio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	Residencial	5.8	14.1	38.7	7.2	21.2	15.0	17.0	6.1	2.7	3.6	3.2	3.6	1.5	4.9	5.2	2.6	1.8	2.3	3.4	2.7	3.6	1.5	168	
	Comercial	2.0	3.1	17.4	2.4	8.2	6.3	11.4	2.3	0.6	1.5	0.5	1.0	0.0	1.6	1.0	0.4	0.3	0.8	0.4	0.8	0.0	0.3	62	
	Industrial	24.9	31.6	30.5	8.5	36.2	32.5	21.4	35.2	4.4	0.4	7.4	5.4	0.0	1.7	1.1	2.6	3.1	1.3	0.1	0.3	0.6	0.7	250	
	GNVC	0.3	4.9	22.1	2.9	4.9	7.4	3.3	1.1	1.3	2.3	0.5	0.8	0.0	1.2	0.8	0.5	0.2	0.8	0.9	0.7	0.0	0.4	57	
	Generación Térmica	36.3	91.3	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	18.4	14.8	0.0	0.0	8.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	170	
	Refinería	67.2	0.0	0.0	73.5	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	0.0	142	
	Petroquímica	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	
	Compresoras	0.8	0.0	0.0	1.8	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.4	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.3	5	
	TOTAL	146	145	109	96	71	62	53	45	27	23	13	11	10	9	9	6	5	5	5	5	5	4	3	862

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 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 250 GBTUD en promedio, de los cuales 185 GBTUD corresponden a la región Interior y 65 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 29 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
COSTA	154	65	29	67	8	7	9	1
INTERIOR	16	185	139	75	49	56	0	4
TOTAL Nacional	170	250	168	142	57	62	9	5
% Segmento	20%	29%	19%	16%	7%	7%	1%	1%

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 2025**, con respecto mayo de 2025 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa; así mismo se identifica una disminución en los consumos del sector residencial del interior y costa.

TIPO DE USUARIO			Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
 Comercial	Costa	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	7	
	Interior	0	45	0	49	0	57	0	53	0	58	0	56	
 Generación Térmica	Costa	156	0	127	0	133	0	152	0	133	0	154	0	
	Interior	29	0	25	0	26	0	23	0	21	0	16	0	
 GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0	8	0	
	Interior	46	0	50	0	49	0	49	0	50	0	49	0	
 Industrial	Costa	55	7	61	7	55	6	52	7	53	6	57	7	
	Interior	168	23	171	25	172	20	181	19	174	21	165	20	
 Petroquímica	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
 Refinería	Costa	72	0	66	0	74	0	66	0	73	0	67	0	
	Interior	68	0	72	0	63	0	71	0	72	0	75	0	
 Residencial	Costa	0	32	0	33	0	32	0	32	0	32	0	29	
	Interior	0	139	0	150	0	143	0	136	0	147	0	139	
 Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
	Interior	5	0	5	0	4	0	4	0	4	0	4	0	
Subtotal UR/UNR		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Costa	303	44	275	44	283	43	291	44	280	43	296	43	
	Interior	316	207	324	224	316	220	328	209	321	226	309	214	
TOTAL	870		867		862		871		870		862			

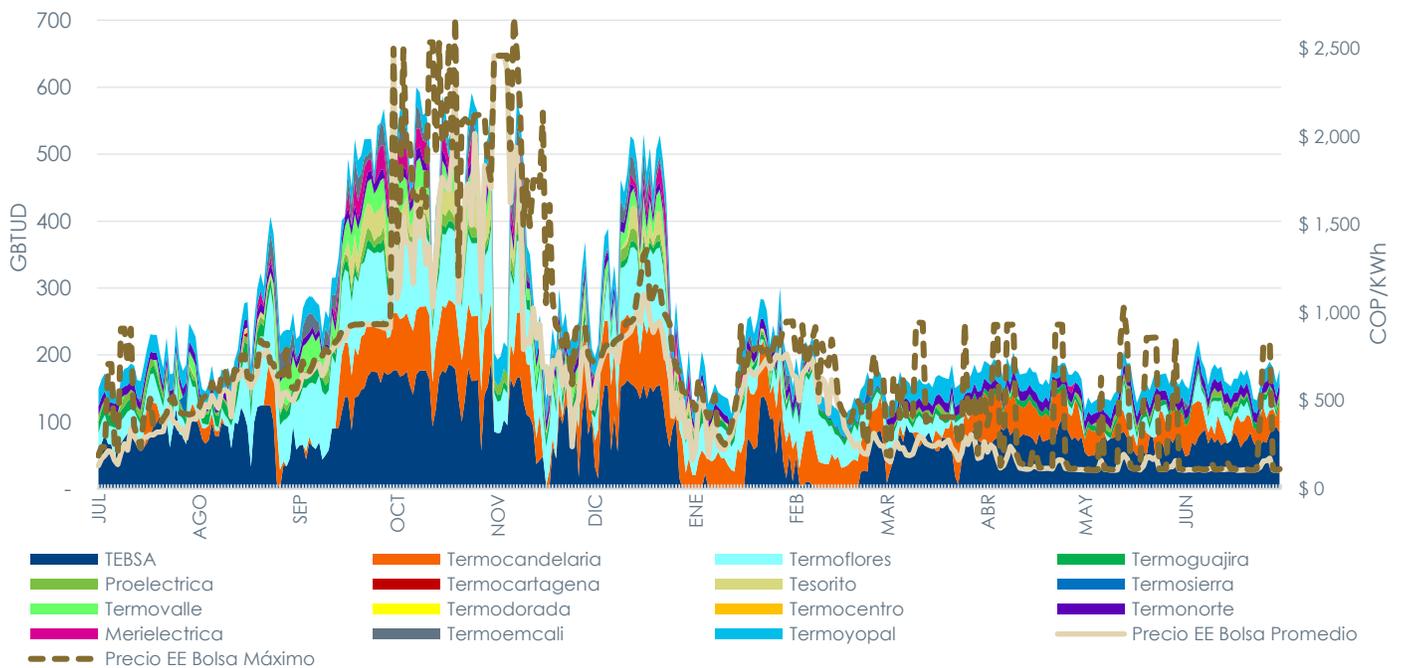
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 171 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

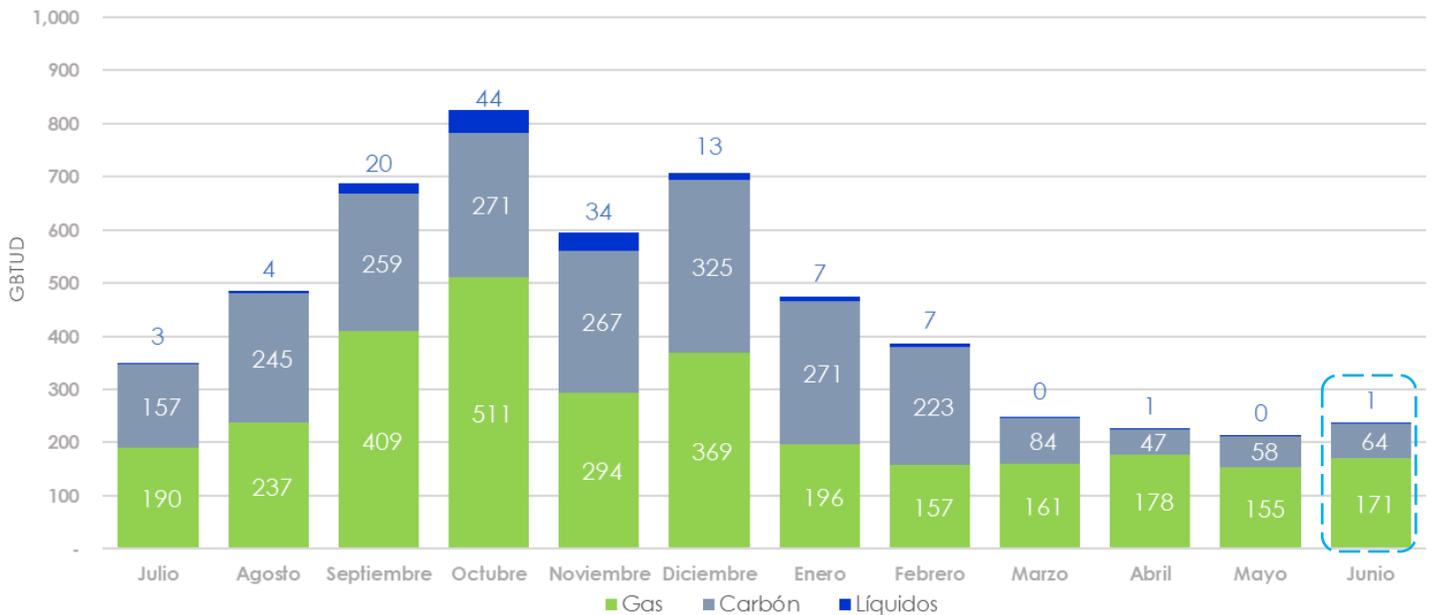
Para el mes de junio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 132 GBTUD y 222 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (73 GBTUD), Termocandelaria (31 GBTUD), Termoyopal (21 GBTUD), Termoflores (19 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Termoguajira (8 GBTUD) y Proelectrica (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 junio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 171 GBTUD¹ que representó el 72.4 % del total, carbón con 64 GBTUD (27.2 %) y los combustibles líquidos consumieron 1.0 GBTUD (0.4 %).

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 en junio 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

Contratación vigente en junio por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total Cantidad (GBTUD)	Total garantiza firmeza Cantidad (GBTUD)
	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)		
Industrial	40	\$ 5.75	173	\$ 5.33			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	153	\$ 8.20	0.8	N.D.	424	257
Generación Térmica	37	\$ 3.72	11	\$ 6.05	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	190	\$ 7.33			292	61
Residencial	18	\$ 8.65	159	\$ 8.32	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	21	\$ 7.62	1.9	\$ 11.46	237	200
GNVC	8	\$ 8.05	39	\$ 5.26			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	9.5	\$ 11.51			100	81
Comercial	2	\$ 3.54	38	\$ 6.31			1	\$ 4.32			58	\$ 8.88			98	40
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	N.D.							6	\$ 0.81			12	7
Refinería			25	\$ 4.72							22	\$ 15.50			47	25
Otros	8	N.D.	1.8	\$ 6.69							1.9	\$ 7.22			11	10
Compresoras			9	\$ 8.54							0.4	N.D.			10	9
Total	116	\$ 5.65	460	\$ 6.50	16	\$ 5.17	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	461	\$ 8.23	2.7	\$ 9.62	1,233	690
Total (%)	9.4%		37.3%		1.3%		7.8%		6.6%		37.4%		0.2%		100 %	56.0 %

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 en junio – Mercado primario

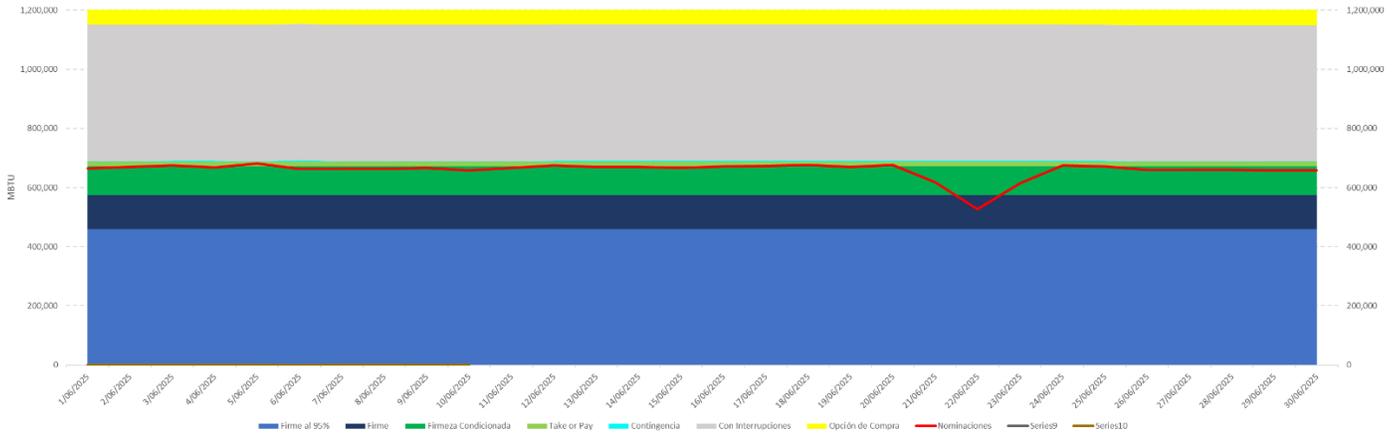
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	40	34	173	152			43	41	14	0	153	11	0.8	0.8	257	228
Generación Térmica	37	33	11	10	12	12	1	1	42	-	190	7			102	55
Residencial	18	17	159	143	4	4	17	17	16	-	21	3	2	1.8	200	182
GNVC	8	8	39	38			34	34	9	0	9.54	0.13			81	79
Comercial	2	2	38	35			1	1			57	9			40	37
Petroquímica	3	6	4	-							6	-			7	6
Refinería			25	25							22	0			25	25
Otros	8	7	1.8	1.4							2	1			10	9
Compresoras			9.1	6.1							0.4	0.4			9	6
Total	116	107	460	409	16	15	96	93	81	0	461	32	3	3	690	628
Total (%)	92%		91%		96%		99%		0%		7%		99%		91%	

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.

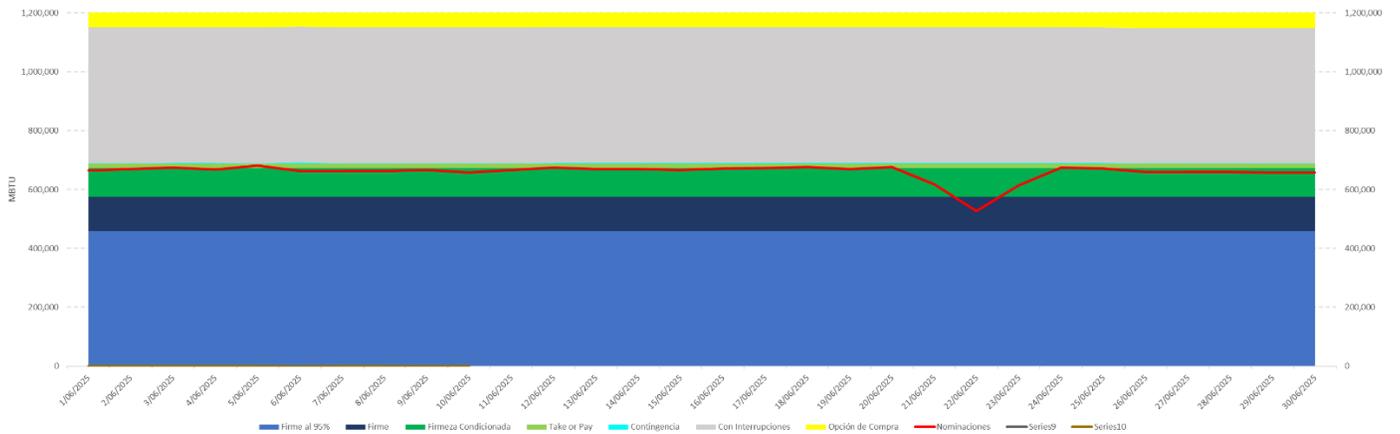
Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



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.

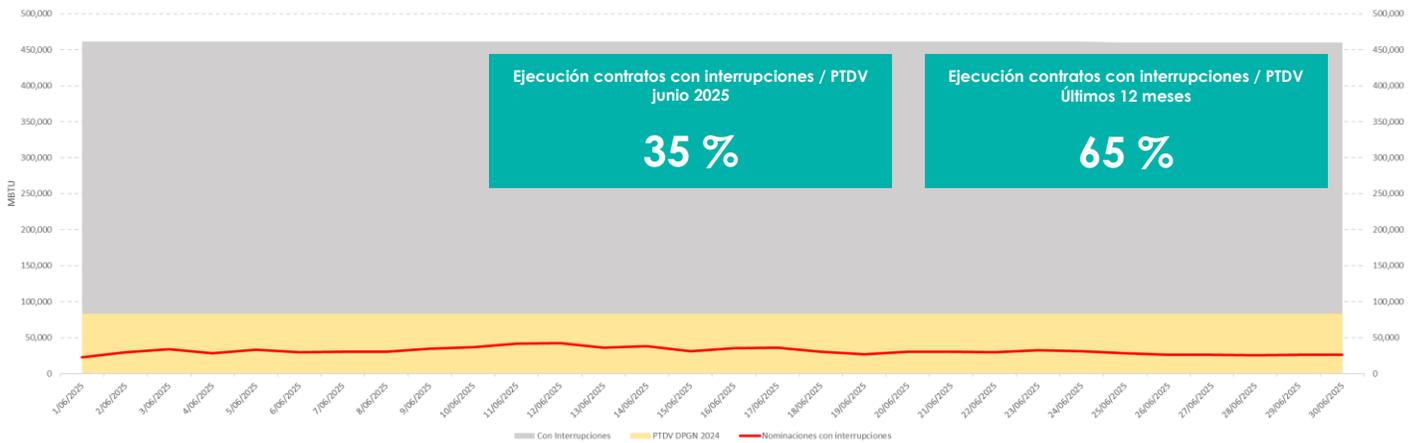
NOTA 2: Entre el 20 y 23 de junio se presentó un mantenimiento programado en campos de Ecopetrol.

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 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 PTDV 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.

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 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, 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