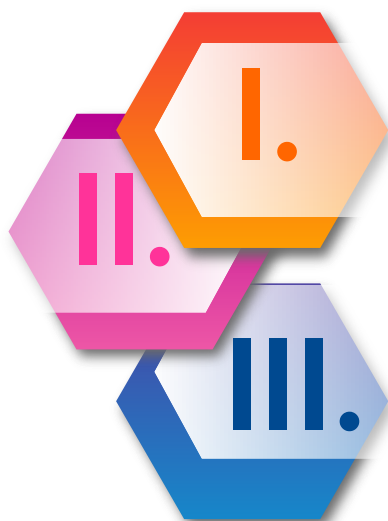




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

AGOSTO 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 agosto de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 956 GBTUD, lo que representó una disminución del 4 %, 40 GBTUD, respecto a julio de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 158 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 55.8 % de la energía total contratada para el mes de agosto, con un precio de 6.49 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.63 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 38 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.64 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento de 22% al pasar de 716 en julio a 873 en agosto del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en agosto, 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 14.37 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** para agosto de 2025 el SNT opera con alta saturación. 14 tramos en flujo tuvieron CDP $\leq$ 10 % de la CMMP: Ballena-La Mami (0 %), Cartagena-Barranquilla (1 %), Barranquilla-La Mami (1 %), Cartagena-Mamonal (0 %), Jobo-Sincelejo (4 %), Apiay-Usme (5 %), Bucaramanga-Barrancabermeja (0 %), Gibraltar-Bucaramanga (3 %), Guando-Fusagasugá (0 %), Mariquita-Pereira (8 %), Pradera-Popayán (0 %), Sardinata-Cúcuta (10 %), Vasconia-Mariquita (10 %) y Yumbo/Cali-Cali (0 %). El cuello de botella se concentra en la Costa y en accesos al interior.
En contraflujo (10 tramos) la razón CDP/CMMP es 0 % en Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Sincelejo-Jobo; 2 % en La Mami-Ballena; valores intermedios entre 21 % y 58 % en Cartagena-Sincelejo (21 %), Barrancabermeja-Bucaramanga (25 %), Vasconia-Sebastopol (44 %), Sebastopol-Barrancabermeja (50 %) y Vasconia-La Belleza (58 %); con un máximo de 73 % en Barrancabermeja-Ballena.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una reducción de 13.52 % pasando de 244 en julio de 2025 a 211 en agosto de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en agosto de 2025 fue de 859 GBTUD, disminuyendo 28 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de julio de 2025 (887 GBTUD), explicado principalmente por una disminución 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 **agosto**.

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	384	397	0	397	103%
	Floreña	63	11	44	56	88%
	Gibraltar	41	24	0	24	59%
	Istanbul	26	6	0	6	23%
	Otros interior	23	2	1	3	14%
Costa	Ballena	13	13	0	13	97%
	Chuchupa	56	57	0	57	102%
	Bloque VIM 5	115	69	14	84	72%
	Bloque VIM 21	21	33	0	33	160%
	Bloque Esperanza	26	7	0	7	28%
	Bonga/Mamey	39	30	0	30	79%
	Bullerengue	12	9	0	9	81%
	Otros costa	41	21	12	33	82%
	Otros campos aislados	51	6	39	44	88%
Total Potencial de Producción		911	687	111	797	88%
Planta Regasificación Cartagena***		440	158	0	158	36%
Total		1,351	845	111	956	

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, Recetar West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

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

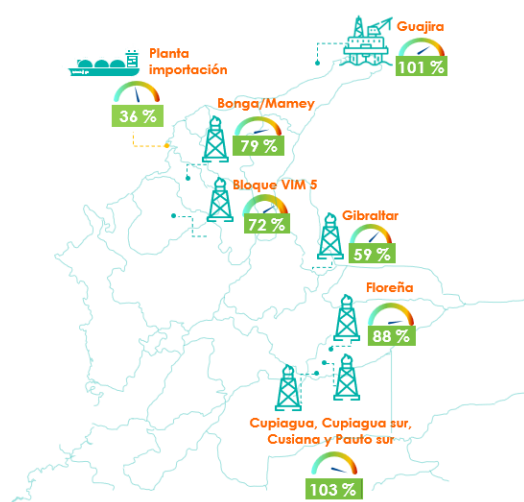
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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

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

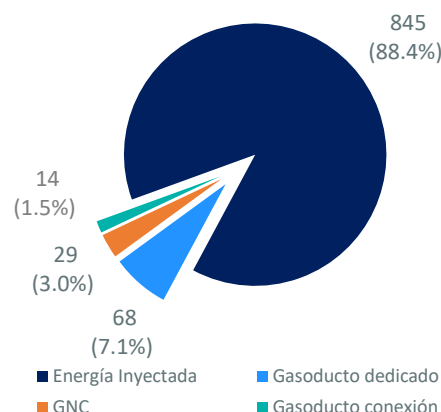
⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Camentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos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

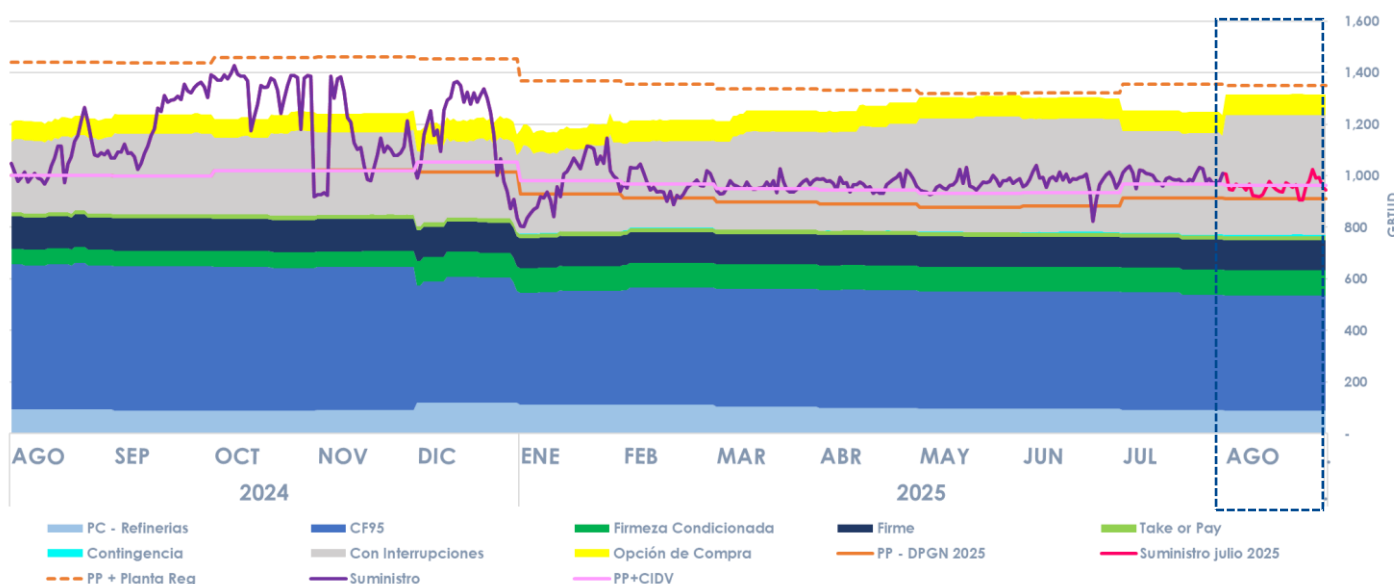


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

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

Se resalta que para el mes de agosto la contratación¹ respaldada con firmeza representó **682 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **459 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **956 GBTUD**, con oscilaciones entre **905 GBTUD (min.)** y **1,024 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)	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25
Potencial de Producción	1,001	998	1,018	1,021	1,014	929	914	897	891	879	882	915	911
Suministro Min.	967	1,024	919	923	837	803	888	929	931	926	809	949	905
Suministro Prom.	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	978	966	961	970	971	978	996	956
Suministro Máx.	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,024
Producción comprometida por Refinerías	93	89	88	92	120	112	111	104	100	96	96	92	89
Garantía Firmeza*	781	778	776	774	712	673	690	691	691	689	690	682	682
Con Interrupciones	288	315	318	341	323	348	358	393	419	466	461	390	459

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 (párrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en agosto

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			106	\$ 5.23			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	9	\$ 12.36			157	128
	Cupiagua			151	\$ 5.07			1	\$ -							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.									61	61
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			8	\$ 8.27							29	\$ 6.40			36	8
	Otros Interior ¹	1	\$ 7.00	6	\$ 7.65							10	\$ 7.40			17	7
Costa	Ballena			7	\$ 5.65							2	\$ 5.91			9	7
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 ²	29	\$ 5.32	7	\$ 9.46							208	\$ 10.81	5	\$ 13.52	248	41
	Bloque VIM 21 ³	28.4	\$ 9.18					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			154	70
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65							19	\$ 5.92			53	33
	Bullerengue			28	\$ 6.89							7	\$ 9.21			35	28
	FSRU - Importación			40	\$ 14.96											40	40
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27							31	\$ 8.44			41	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	\$ 2.83			4	N.D.					17	\$ 4.05	1	N.D.	27	10
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	N.D.									1	\$ 8.69			3	2
	Total	117	\$ 5.63	447	\$ 6.49	16	\$ 5.19	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	459	\$ 8.64	6	\$ 11.59	1,223	682
	Total (%)		9.6%		36.6%		1.3%		7.8%		6.7%		37.5%		0.5%	100 %	55.8%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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, Comamusa, 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, Cañahuatú, Cañandonga.

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

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kanankaskis, 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.

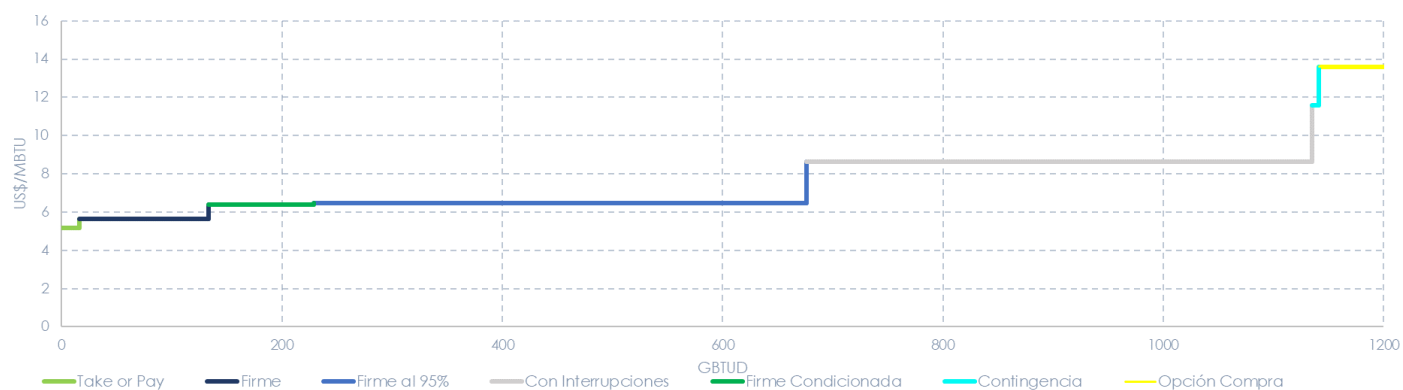
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 agosto se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,223 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF95 (447 GBTUD), **ii)** Con interrupciones (459 GBTUD) y **iii)** Firme (117 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **83.66 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 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 **5.19** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **13.61** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **8.64** USD/MBTU y **6.49** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales agosto

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	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			106	105			22	16	21	7	9	1			128	121
	Cupiagua			151	151			1	1							152	151
	Cupiagua Sur			6	6			24	19	11	2					30	25
	Floreña	45	40	3	3	12	12									61	56
	Gibraltar			4	4			7	4	7	3					11	7
	Istanbul			8	3							29	2			8	3
	Otros Interior ¹	1	2	6	4							10	5			7	6
Costa	Ballena			7	7							2	0			7	7
	Chuchupa	2	-	35	32											36	32
	Bloque VIM 5 ²	29	22	7	7							207	14	5	5	41	34
	Bloque VIM 21 ³	28	29					42	42	42	-	42	-			70	71
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	2			9	9
	Bonga Mamey			33	33							19	-			33	33
	Bullerengue			28	6							7	2			28	6
	FSRU - Importación			40	39											40	39
	Otros Costa ⁵	5	5	5	5							31	17			10	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	3			4	3					17	9	2	2	10	8
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	5									1	1			2	5
	Total	117	105	447	413	16	15	96	81	81	12	459	53	6	6	682	621
Nominado/Contratado (%)		90%		92%		94%		85%		14%		12%		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, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuat, Cañandonga.⁵ Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbé.⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí.⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Ulanito, 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.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **37.5 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **12 %**. 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 Contingencia, Take or Pay, CF95 y Firme con el **96 %, 94 %, 92 % y 90 %** de ejecución respectivamente.

Contratación vigente en agosto por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	41	\$ 5.79	165	\$ 5.26			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	148	\$ 8.72	0.8	\$ -	412	250
Generación Térmica	37	\$ 3.72	11	\$ 6.05	12	\$ -	1	\$ -	42	\$ -	180	\$ 7.28			282	61
Residencial	20	\$ 8.41	160	\$ 8.32	4	\$ -	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	29	\$ 6.83	5.7	\$ 12.44	251	206
GNVC	7	\$ 8.04	39	\$ 5.26			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	13.8	\$ 11.43			104	81
Comercial	2	\$ 3.54	38	\$ 6.31			1	\$ 4.32			49	\$ 9.35			89	40
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	\$ -							40	\$ 14.00			47	7
Refinería			25	\$ 4.72											25	25
Otros	8	\$ -	1.6	\$ -											9	9
Compresoras			4	\$ 9.34											4	4
Total	117	\$ 5.64	447	\$ 6.49	16	\$ 5.19	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	459	\$ 8.64	6.5	\$ 11.55	1,223	682
Total (%)	9.6%		36.6%		1.3%		7.8%		6.7%		37.5%		0.5%		100 %	55.8 %

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

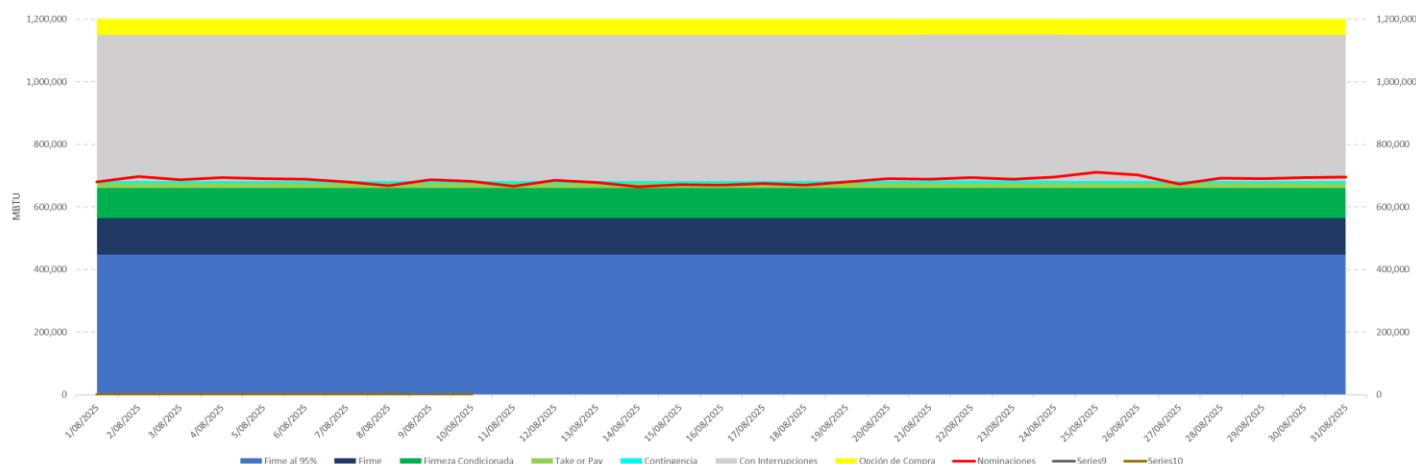
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	41	34	165	151			43	38	14	5	148	28	1	1	250	224
Generación Térmica	37	33	11	11	12	12	1	0.6	42	-	180	13			102	55
Residencial	19	17	160	145	4	3	17	12	16	3.9	29	4	6	5	206	184
GNVC	7	6	39	39			34	30	9	3	13.77	2.16			80	75
Comercial	2	2	38	36			1	1			49	5			40	38
Petroquímica	3	6	4	-							40	1			7	6
Refinería			25	25											25	25
Otros	8	7	1.6	1.6											9	9
Compresoras			3.8	3.7											4	4
Total	117	105	447	413	16	15	96	81	81	12	459	53	6	6	682	621
Total (%)	90%		92%		94%		85%		14%		12%		96%		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.

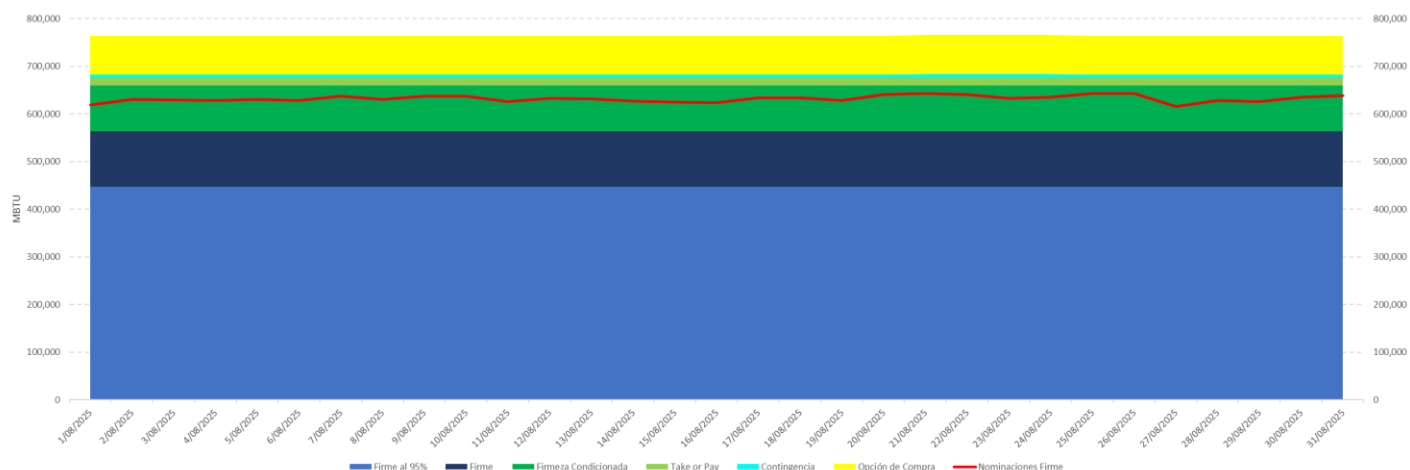
NOTA 2: Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



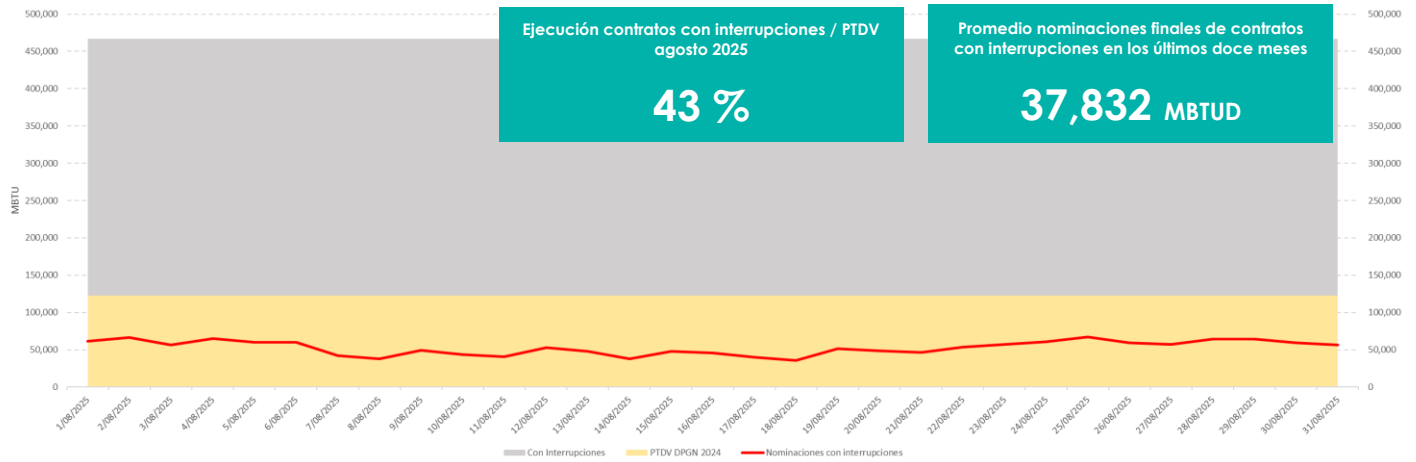
NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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



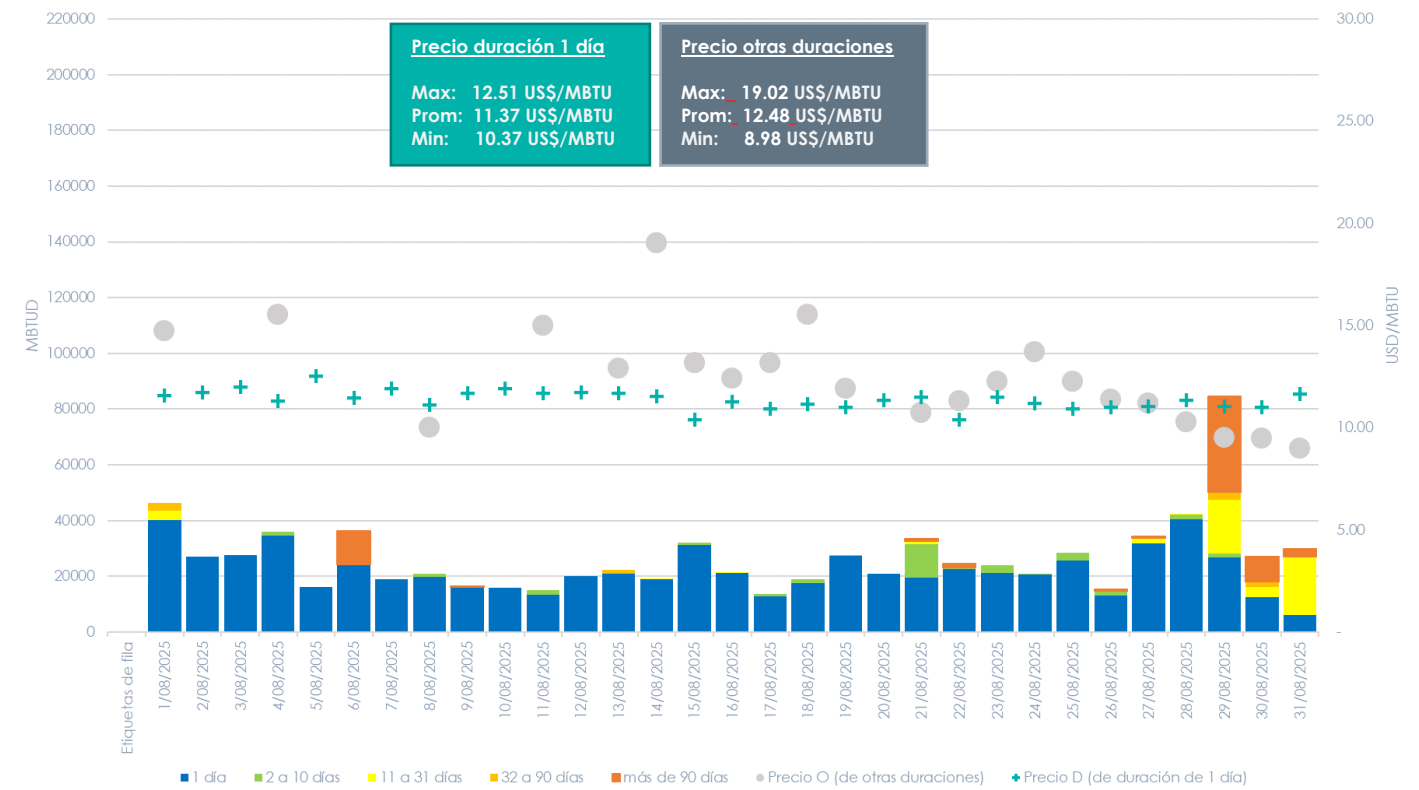
NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de agosto registró 873 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (725). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 10.37 USD/MBTU (agosto 15) y 12.51 USD/MBTU (agosto 5) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en agosto fue de 836,346 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario agosto – 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.

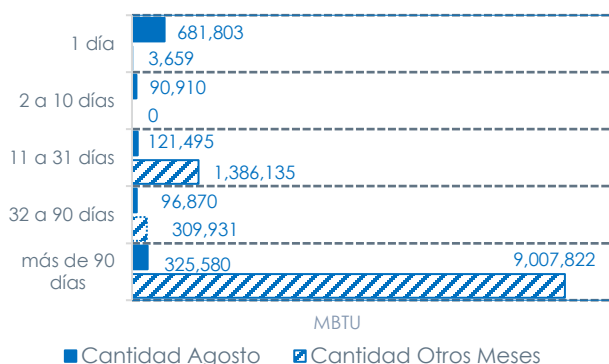
Número de operaciones en agosto – Suministro

Duración contrato	1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
-------------------	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

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 83.05 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 29 de agosto con 93 transacciones, equivalentes al 10.65 % 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 agosto – MBTU



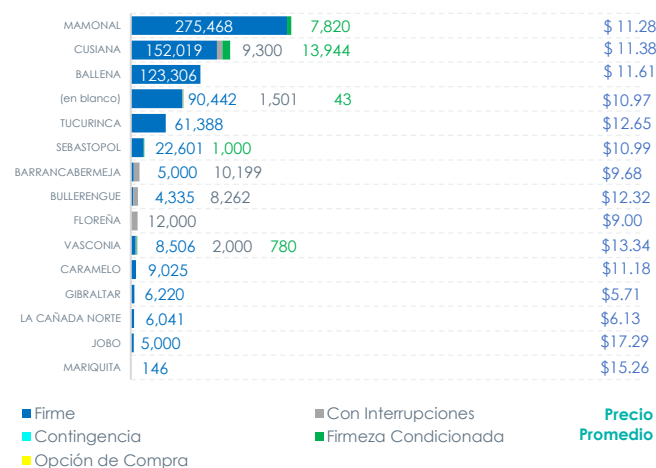
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **51.8%** de los **1,316,658 MBTU** del volumen total transado ejecutado en agosto. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **9,333,402 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **11.0%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

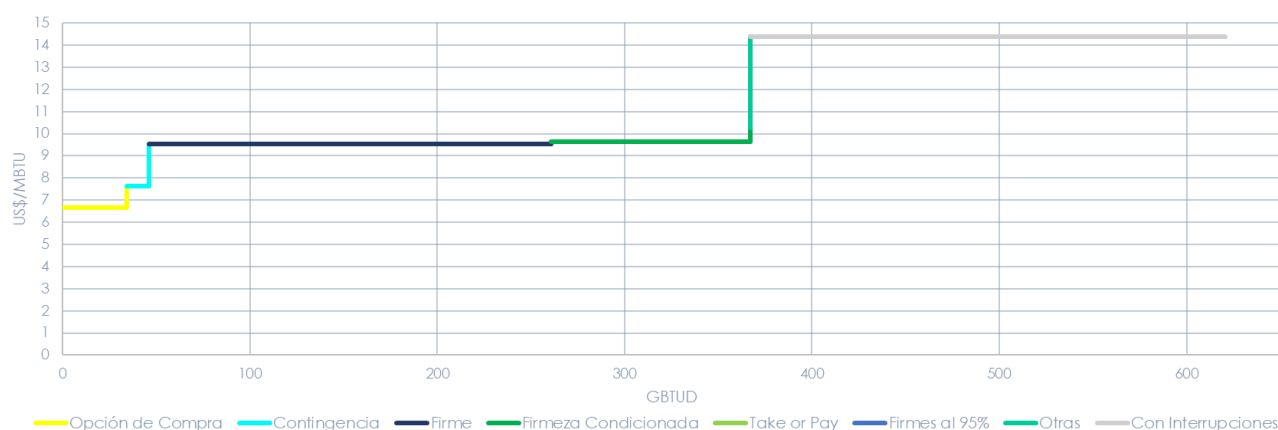
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 283,288 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 769,497 MBTUD equivalente al 92.01% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **"Con interrupciones"** registró 43,262 MBTUD, equivalente al 5.17%; la modalidad **"Firmeza Condicionada"** registró 23,587 MBTUD equivalentes al 2.82%; las modalidades **"Contingencia"** y **"Opción de Compra"** no reportaron transacciones en agosto. CUSIANA (285) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (168), BALLENA (126), MAMONAL (78), LA CAÑADA NORTE (58) Y TUCURINCA (39).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en agosto 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 \$14.37 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 75.4% de la contratación total nacional agregando 468 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en agosto 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	77.4	\$ 7.93	18.7	\$ 8.89	8.7	\$ 6.73	49.6	\$14.37	6.0	N.D.	160.4	96.1
	Barranca	0.7	\$ 17.74					19.2	\$10.82	6.0	\$ 6.34	25.9	0.7
	Vasconia	1.5	\$ 16.58	4.3	\$12.87	1.9	N.D.	21.2	\$19.04			28.9	5.8
	Sebastopol	0.7	\$ 11.06					0.9	N.D.			1.6	0.7
	Gibraltar	8,595	\$ 6.09	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00					10.1	9.3
	Caramelo	0.3	\$ 11.18									0.3	0.3
	Mariquita	0.6	\$ 14.29									0.6	0.6
	Corrales	1.4	\$ 7.00									1.4	1.4
Costa	Jobo	0.2	\$ 17.29					31.5	\$ 8.53			31.7	0.2
	Ballena	22.6	\$ 10.34					20.8	\$13.39			43.4	22.6
	Mamonal	34.3	\$ 11.62	32.8	\$ 8.23	22.8	\$ 5.83	44.0	\$19.50			133.9	67.1
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	43.1	\$ 10.06	49.8	\$10.58			21.5	\$19.66			114.3	92.9
	La Creciente											-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69									3.7	3.7
	Bullerengue	4.4	\$ 7.95			8.7	\$ 6.73	8.9	\$12.97	6.0	N.D.	13.3	4.4
	No SNT*	15.0	\$ 12.04	0.066	N.D.			36.1	\$10.17			51.1	15.0
	Total general	214.5	\$ 9.52	106.4	\$9.64	34.1	\$ 6.66	253.6	\$14.37	12.0	\$ 7.61	620.6	320.9
	Total (%)	34.6%		17.1%		5.5%		40.9%		1.9%		100%	51.71%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

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

II. TRANSPORTE

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

TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado		
									Min	Prom	Max
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	256,600	254,399	1	0%	\$ 1,408.47	17,339	25,052	31,080
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	15	551,303	542,888	6,215	1%	\$ 1,276.74	178,809	211,638	267,343
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	15	468,003	460,794	5,009	1%	\$ 2,170.44	180,104	214,827	260,593
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,509	0	0%	\$ 206.27	92,254	104,394	113,424
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	209,352	56,293	21%	\$ 2,708.46	147,829	158,462	169,562
	6	JOBÓ-SINCELEJO	10	181,645	172,980	6,465	4%	\$ 2,692.88	128,346	136,223	148,162
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	37,395	52,405	57%	\$ 1,069.85	30,331	31,069	31,745
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 5,246.33	0	6	111
	9	APIAY-OCOÁ	6	24,175	17,578	6,597	27%	\$ 2,115.27	10,893	12,085	17,380
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,174.97	8,714	33,588	321,885
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	110,226	37,774	26%	\$ 3,549.02	14,449	52,165	60,318
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260,000	222,663	29,337	11%	\$ 7,063.47	51,813	87,743	101,577
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,779	0	0%	\$ 9,752.53	6,865	20,786	27,695
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	132,985	70,015	34%	\$ 3,614.42	44,524	55,829	71,412
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,358	10,194	66%	\$ 4,298.64	3,634	4,269	4,746
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,377	7,638	64%	\$ 6,803.41	2,609	3,050	3,386
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	149,138	65,862	31%	\$ 2,377.11	101,802	138,936	155,729
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	57,368	12,201	17%	\$ 2,973.48	12,008	38,368	42,214
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	24	470,000	358,938	101,140	22%	\$ 425.80	10,913	283,726	318,283
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	20	470,000	342,475	117,603	25%	\$ 4,848.31	103,365	287,082	316,326
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,425	8,313	77%	\$ 2,513.45	1,096	1,277	1,569
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,641.72	1,094	1,227	1,402
	23	FLOREÑA-YOPAL	10	16,161	13,038	3,123	19%	\$ 1,183.16	9,681	12,016	19,411
	24	GBS_J-GBS_F	10	63,744	15,209	48,535	76%	\$ 4,455.99	4,311	11,047	13,666
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,158	1,320	3%	\$ 13,025.93	29,282	32,022	34,990
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	9,067	1,933	18%	\$ 23,061.99	0	6,667	7,772
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 12,250.32	687	813	867
	28	LA BELLEZA-COGUA	8	223,500	158,302	65,198	29%	\$ 1,664.46	104,303	151,815	319,938
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	305,000	213,884	86,458	28%	\$ 2,663.04	102,922	134,583	191,363
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	3	17,500	15,102	2,398	14%	\$ 6,471.95	7,166	12,364	14,254
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	153,945	12,907	8%	\$ 4,202.42	66,248	80,675	90,605
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 34,883.12	464	862	1,028
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	129,376	28,624	18%	\$ 1,516.05	55,183	63,972	71,436
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 12,407.72	1,877	3,131	3,866
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10%	\$ 10,469.57	3,107	3,440	3,998
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	57,105	20,395	26%	\$ 7,566.52	44,518	52,559	60,509
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	93,676	49,324	34%	\$ 1,806.19	25,257	50,003	161,415
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 25,945.21	201	230	240
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	172,178	18,514	10%	\$ 2,511.60	83,956	98,557	110,314
	40	YOPAL-MORICAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,184.79	4,115	4,355	4,606
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 510.11	30,132	35,216	38,684

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	14	66,160	64,948	1,212	2%	\$ 1,408.47
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	15	172,400	170,200	0	0%	\$ 1,276.74
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	15	230,000	227,800	0	0%	\$ 2,170.44
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	11	18,100	14,351	3,749	21%	\$ 2,708.46
	5	SINCELEJO-JOBO	10	10,100	8,083	0	0%	\$ 2,692.88
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	14	109,500	29,337	80,163	73%	\$ 7,063.47
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19,726	14,226	4,978	25%	\$ 9,752.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130,000	62,239	65,074	50%	\$ 3,614.42
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	15	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,663.04
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	13	206,000	112,090	91,223	44%	\$ 1,806.19

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: Información no disponible

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

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

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

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

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

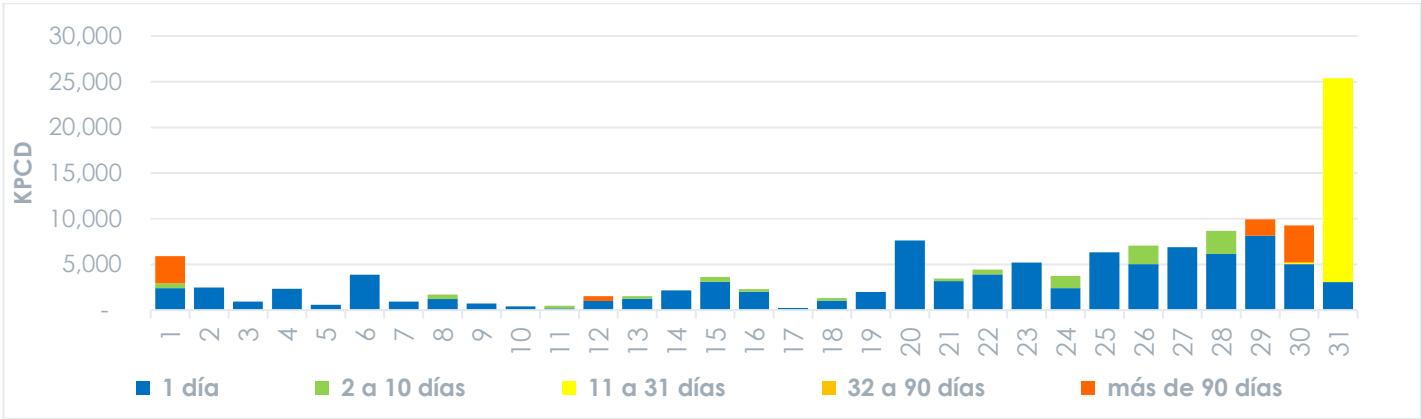
En agosto de 2025, los tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) cuya Capacidad Disponible Primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) fueron:

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

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de agosto se registraron 211 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (181).

Transacciones mercado secundario Agosto – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Agosto – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL
1 día	10	6	4	5	4	8	5	6	4	3	1	4	1	4	7	6	3	4	5	9	5	8	8	6	6	5	11	10	10	7	6	281
2 a 10 días	1							1			1		1		1	1		1			1	1		1		1		2				13
11 a 31 días																														1	7	8
32 a 90 días																																0
más de 90 días	1											1																	5	2		9
TOTAL	12	6	4	5	4	8	5	7	4	3	2	5	2	4	8	7	3	5	5	9	6	9	8	7	6	6	11	12	15	10	13	211

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

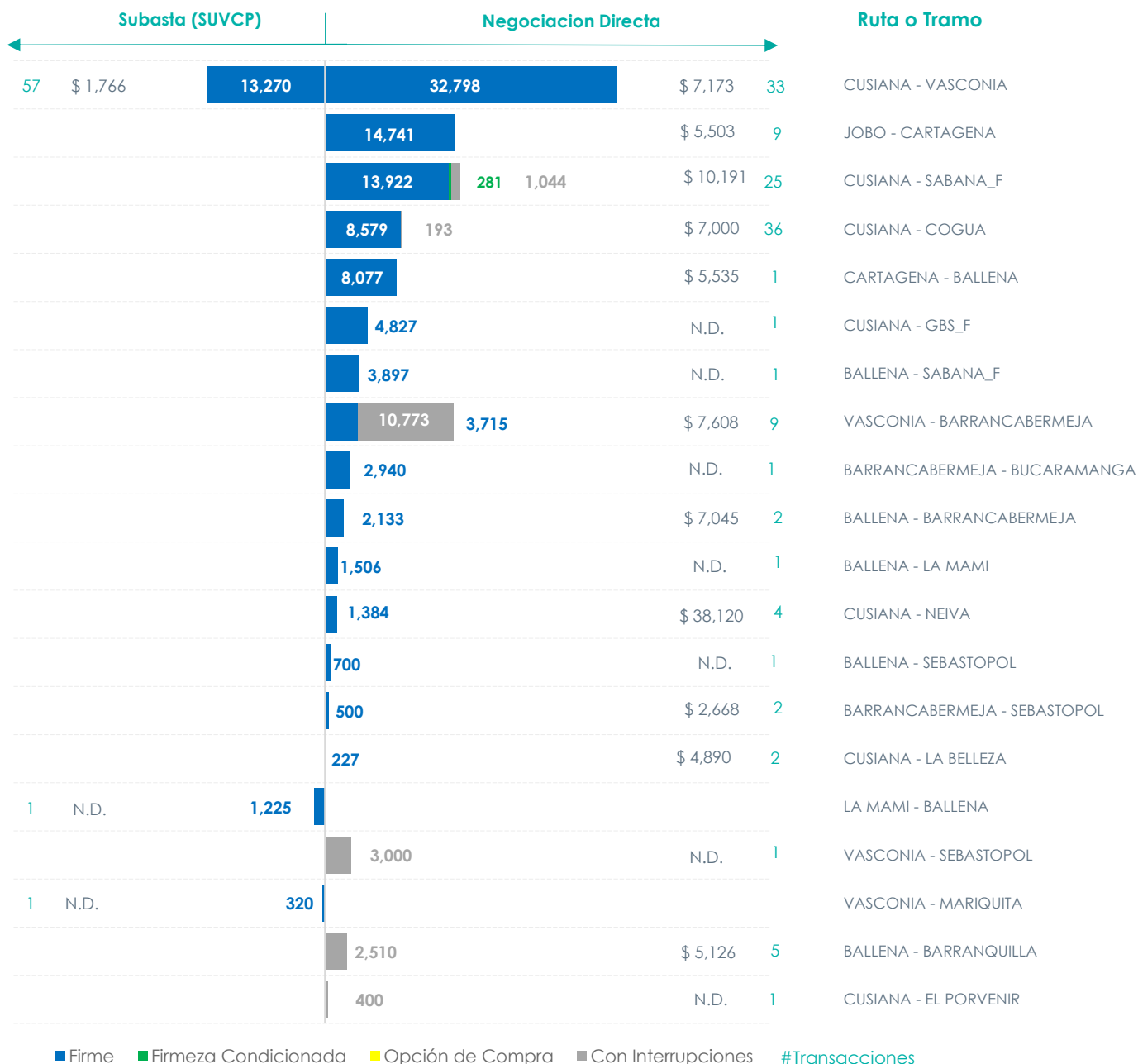
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 4,289 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 29, 31, 01 y 28 de agosto con 15, 13, 12 y 12 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 24.64 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (211), 59 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 152 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 88.86 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 46,068 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 90 transacciones (33 asignada mediante negociación directa y 57 asignadas mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 36 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA – SABANA_F con 25 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CARTAGENA – BALLENA con 11 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), JOBO - CARTAGENA con 9 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y VASCONIA – BARRANCABERMEJA con 9 transacciones (todas asignadas mediante

negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o 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).

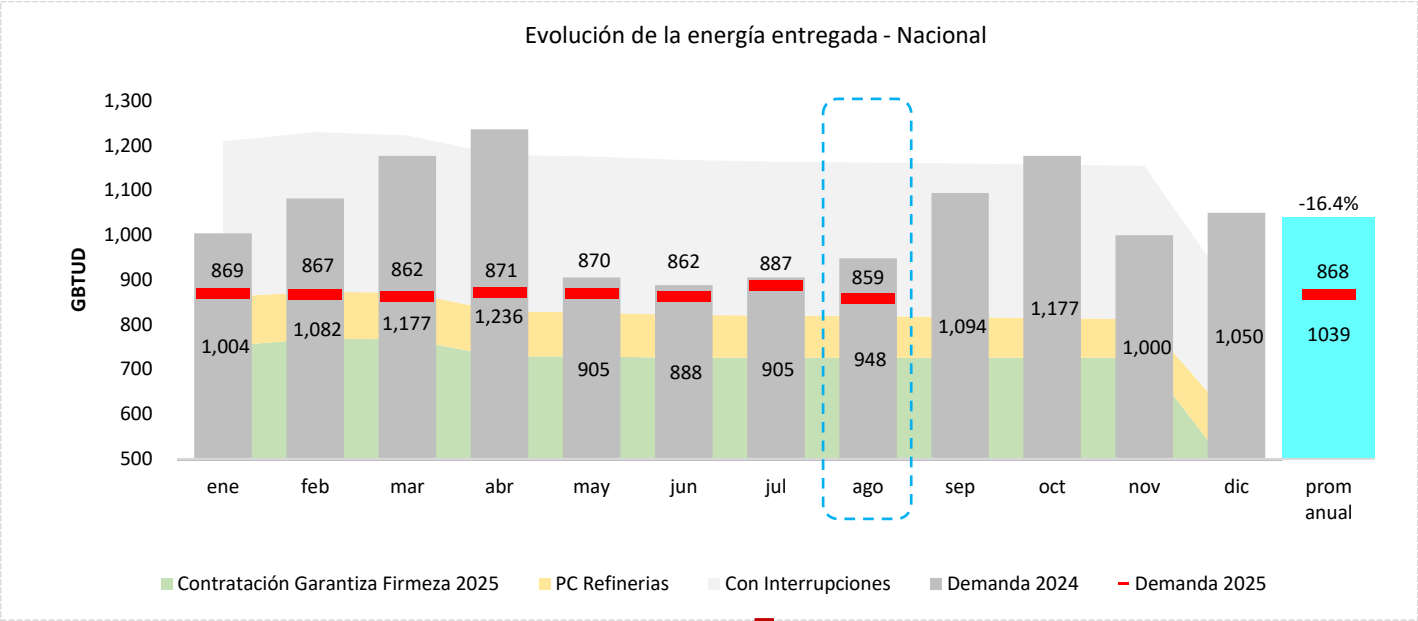


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **agosto de 2025** se observa una demanda promedio de **859 GBTUD**, esto es **9.4% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 948 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **868 GBTUD**, estando por debajo un **16.4%** al promedio anual del 2024 (1039 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

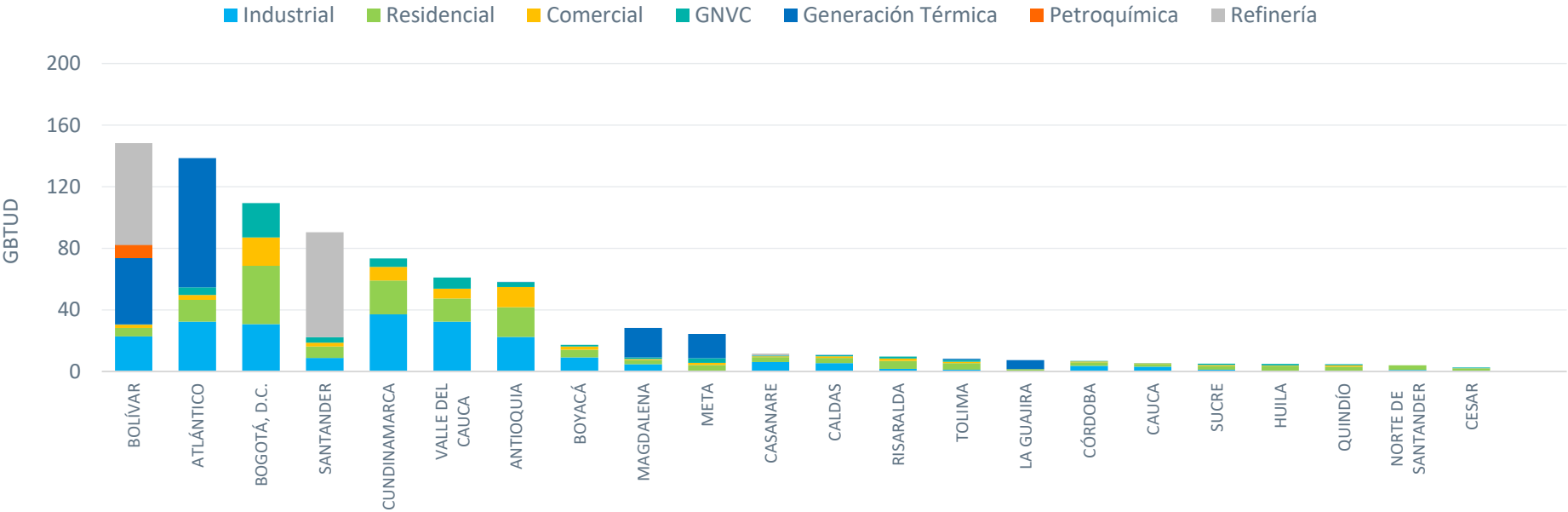
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **agosto** la demanda **térmica** fue 65 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 24 GBTUD.

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

Térmica No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

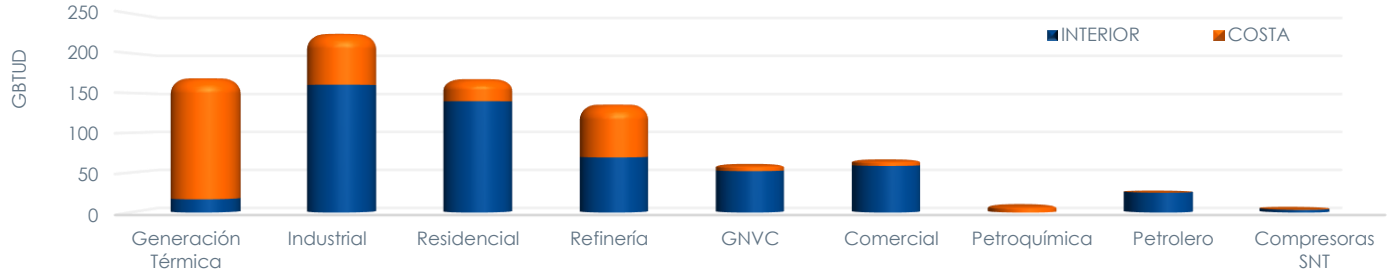
	Residencial	5.5	14.2	38.0	7.3	21.8	15.0	19.4	5.1	2.8	3.6	3.2	3.5	5.1	4.3	1.6	2.4	1.9	2.4	3.4	2.7	3.0	1.4	167
	Comercial	2.0	3.1	18.3	2.5	9.0	6.4	13.0	2.1	0.6	1.5	0.5	1.0	1.7	0.8	0.0	0.4	0.3	0.8	0.3	0.8	0.0	0.3	66
	Industrial	22.8	32.3	30.7	8.9	37.2	32.3	22.4	9.1	4.6	0.5	6.1	5.4	1.7	1.2	0.0	3.7	3.1	1.1	0.1	0.4	1.0	0.5	225
	GNVC	0.3	5.0	22.3	3.6	5.4	7.4	3.2	1.1	1.2	3.0	0.6	0.8	1.2	1.3	0.0	0.4	0.0	0.8	1.0	0.7	0.0	0.5	60
	Generación Térmica	43.2	84.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.1	15.8	0.0	0.1	0.0	0.8	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	169
	Refinería	66.3	0.0	0.0	68.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	135
	Petroquímica	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.9	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	25
	Compresoras	0.8	0.0	0.0	1.8	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.3	4
	TOTAL	149	139	109	92	74	61	58	42	28	25	12	11	10	9	8	7	5	5	5	5	4	3	859

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 **agosto de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 225 GBTUD en promedio, de los cuales 160 GBTUD corresponden a la región Interior y 64 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 169 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 152 GBTUD respecto a la costa con 17 GBTUD.



COSTA	152	64	28	66	8	7	8	0	1
INTERIOR	17	160	140	69	52	59	0	25	3
TOTAL Nacional	169	225	168	135	60	66	8	25	4
% Segmento	19.6%	26.2%	19.5%	15.8%	6.9%	7.6%	1.0%	2.9%	0.5%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

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

TIPO DE USUARIO			Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	5	0	5	0	5	0	7	0	7	0	7	
		Interior	0	57	0	53	0	58	0	56	0	59	0	59	
	Generación Térmica	Costa	133	0	152	0	133	0	154	0	173	0	152	0	
		Interior	26	0	23	0	21	0	16	0	17	0	17	0	
	GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	8	0	8	0	8	0	
		Interior	49	0	49	0	50	0	49	0	52	0	52	0	
	Industrial	Costa	55	6	52	7	53	6	57	7	55	8	57	8	
		Interior	172	20	181	19	174	21	141	20	146	21	140	21	
	Petroquímica	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	8	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	74	0	66	0	73	0	67	0	63	0	66	0	
		Interior	63	0	71	0	72	0	75	0	70	0	69	0	
	Residencial	Costa	0	32	0	32	0	32	0	29	0	27	0	28	
		Interior	0	143	0	136	0	147	0	139	0	143	0	140	
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	24	0	25	0	25	0	
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
		Interior	4	0	4	0	4	0	4	0	3	0	3	0	
Subtotal UR/UNR				Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025	
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	283	43	291	44	280	43	296	43	309	42	292	43
			Interior	316	220	328	209	321	226	309	214	314	223	306	219
TOTAL			862		871		870		862		887		859		

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

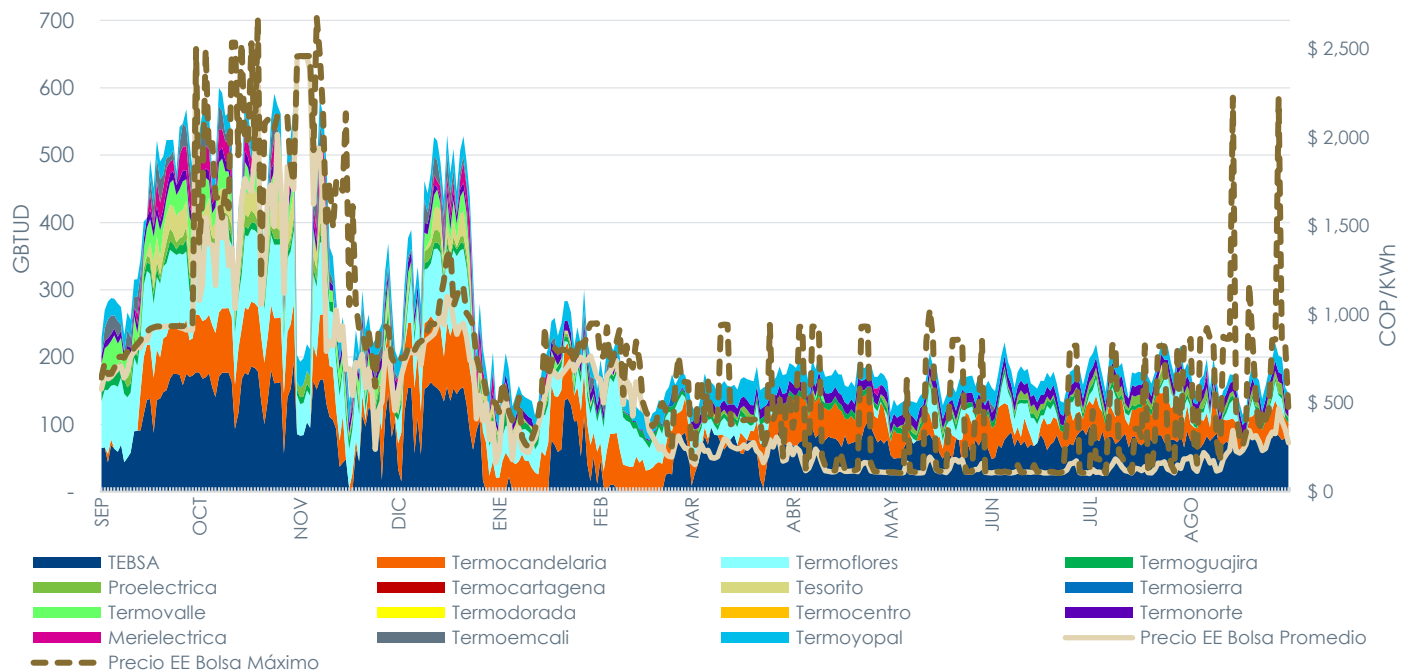
*Con la implementación de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se incluye el sector de consumo petrolero, por lo que se reclasifica este reporte de información operativa de entrega a usuarios finales del sector industrial desde junio de 2025.

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 agosto fue en promedio 166 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

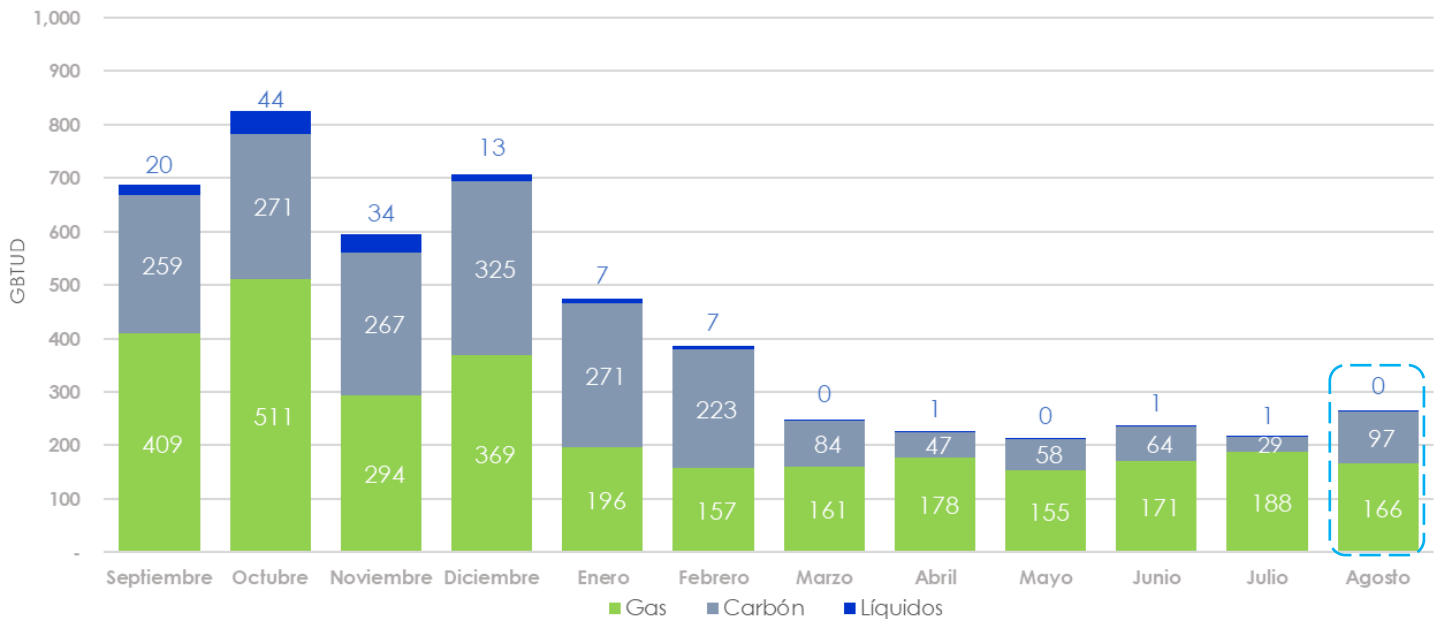
Para el mes de agosto las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 115 GBTUD y 220 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (74 GBTUD), Termocandelaria (34 GBTUD), Termoyopal (18 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Termoflores (10 GBTUD), Proelectrica (9 GBTUD) y Termoguajira (6 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 agosto el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 166 GBTUD¹ que representó el 62.9 % del total, carbón con 97 GBTUD (36.9 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.1 %).

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

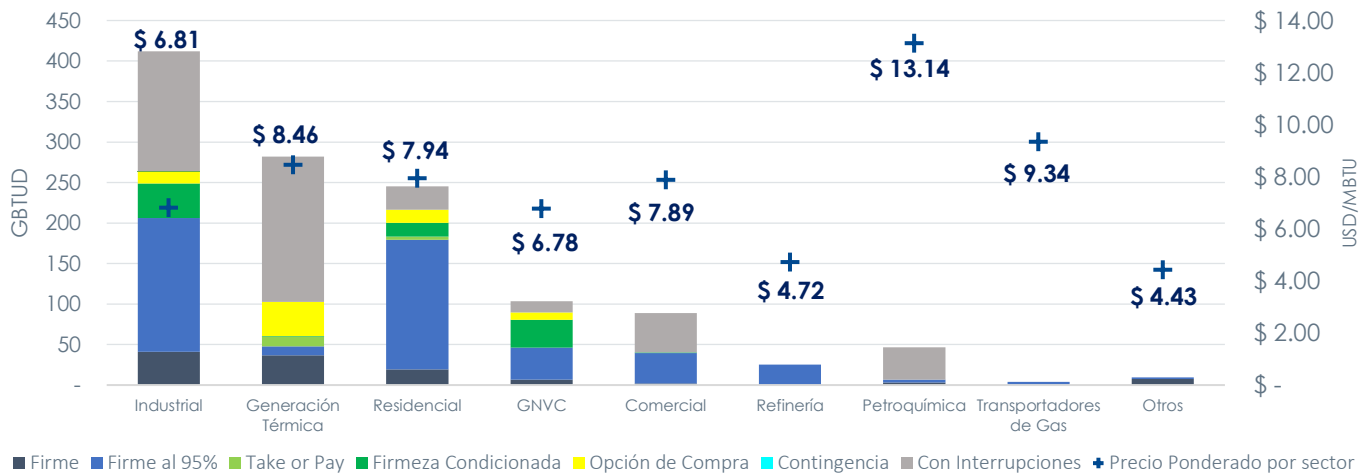
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en agosto 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, Brega, 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 (Amoniaco 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

WWW.BMCBEC.COM.CO