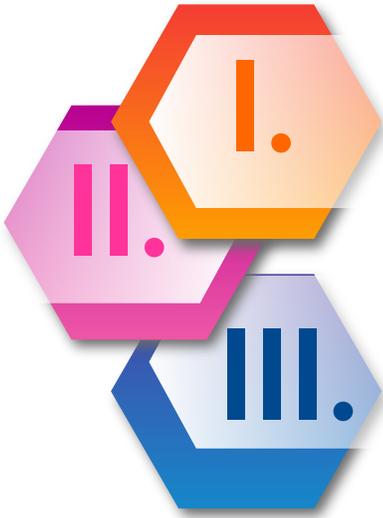




# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## JULIO 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 julio de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 996 GBTUD, lo que representó un aumento del 2 %, 18 GBTUD, respecto a junio de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 205 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 59.1 % de la energía total contratada para el mes de julio, con un precio de 6.48 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 34 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.13 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 4.79 % al pasar de 752 en junio a 716 en julio del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en julio, 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 14.79 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** El balance de Transporte para julio de 2025 confirma que el Sistema Nacional de Transporte (SNT) opera con una alta saturación: 15 tramos en flujo – entre ellos Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Jobo-Sincelejo y Apiay-Usme – presentaron una Capacidad Disponible Primaria (CDP) igual o inferior 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, la razón CDP/CMMP presenta 0 % en Barranquilla–Cartagena, La Mami–Barranquilla y Sincelejo–Jobo; valores intermedios de 2 % – 58 % en seis tramos (por ejemplo, Cartagena–Sincelejo 21 % y Vasconia–La Belleza 58 %); y un máximo de 93 % en Barrancabermeja–Ballena.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 26.42 % pasando de 193 en junio de 2025 a 244 en julio de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en julio de 2025 fue de 887 GBTUD, aumentando 25 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de junio de 2025 (862 GBTUD), explicado principalmente por 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 refinera del interior y costa.

# I. SUMINISTRO

## Suministro por fuente

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

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	386	398	0	398	103%
	Floreña	63	13	45	57	90%
	Gibraltar	41	32	0	32	76%
	Istanbul	15	9	0	9	59%
	Otros interior	23	2	1	4	15%
Costa	Ballena	12	12	0	12	99%
	Chuchupa	57	56	2	58	102%
	Bloque VIM 5	121	61	13	73	60%
	Bloque VIM 21	27	30	0	30	112%
	Bloque Esperanza	20	12	0	12	59%
	Bonga/Mamey	39	28	0	28	71%
	Bullerengue	12	10	0	10	84%
	Otros costa	43	16	11	27	62%
	Otros campos aislados	55	6	37	42	77%
	<b>Total Potencial de Producción</b>	<b>915</b>	<b>683</b>	<b>108</b>	<b>790</b>	<b>86%</b>
Planta Regasificación Cartagena***	440	205	0	205	47%	
<b>Total</b>	<b>1,355</b>	<b>888</b>	<b>108</b>	<b>996</b>		

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.

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

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

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

<sup>4</sup> Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuatú, Cañandonga.

<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

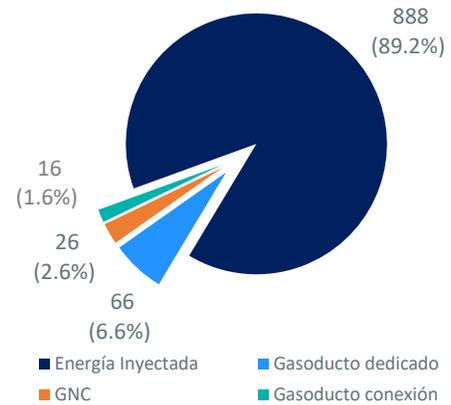
<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmenteca, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas,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

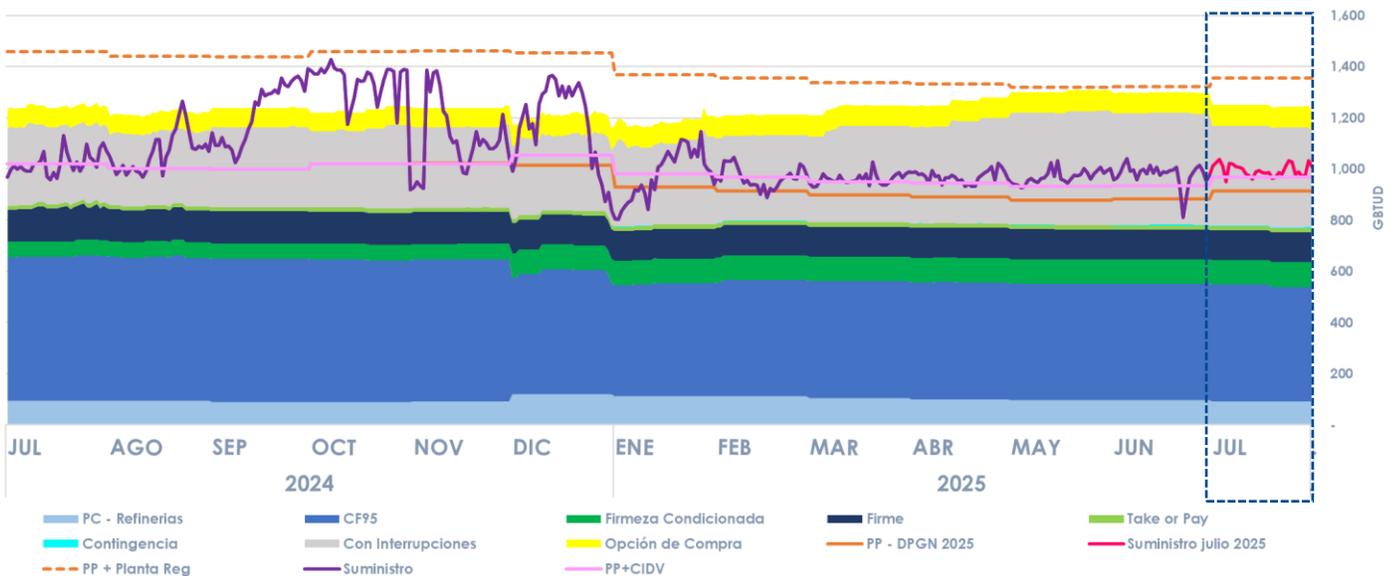


## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo julio 2024 – julio 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 julio la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **690 GBTUD**, mientras la modalidad **“Con Interrupciones”** registró **390 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **996 GBUTD**, con oscilaciones entre **949 GBTUD (min.)**, debido a un mantenimiento programado, y **1,039 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP<sup>3</sup> nacional en algunos días.



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

VARIABLE (GBTUD)	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25
Potencial de Producción	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	929	914	897	891	879	882	915
Suministro Min.	956	967	1,024	919	923	837	803	888	929	931	926	809	949
Suministro Prom.	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	978	966	961	970	971	978	996
Suministro Máx.	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039
Producción comprometida por Refinerías	95	93	89	88	92	120	112	111	104	100	96	96	92
Garantía Firmeza*	787	781	778	776	774	712	673	690	691	691	689	690	682
Con Interrupciones	305	288	315	318	341	323	348	358	393	419	466	461	390

**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 julio

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	8	\$ 12.36			157	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.									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 <sup>1</sup>	1	\$ 7.00	6	\$ 6.30								11	\$ 7.05			19	7
Costa	Ballena			7	\$ 5.65											7	7	
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36	
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	26	\$ 5.04	7	\$ 9.37							168	\$ 10.05	0.7	\$ 14.36	202	34	
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	11.9	N.D.					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			138	54	
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9	
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65											33	33	
	Bullerengue			33	\$ 7.05											33	33	
	FSRU - Importación			40	\$ 14.96											40	40	
	Otros Costa <sup>5</sup>	24	\$ 7.83	5	\$ 8.27								29	\$ 7.24			59	29
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	4	\$ 2.83			4	N.D.						17	\$ 4.04	1.5	N.D.	27	10
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	2	N.D.										1	\$ 8.69			3	2	
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>\$ 5.63</b>	<b>452</b>	<b>\$ 6.48</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.19</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>390</b>	<b>\$ 8.13</b>	<b>2.2</b>	<b>\$ 8.15</b>	<b>1,154</b>	<b>682</b>		
<b>Total (%)</b>		<b>10.1%</b>		<b>39.1%</b>		<b>1.4%</b>		<b>8.3%</b>		<b>7.0%</b>		<b>34%</b>		<b>0.2%</b>		<b>100 %</b>	<b>59.1%</b>	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuete, Cañandonga.

<sup>5</sup> Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Bruja, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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.

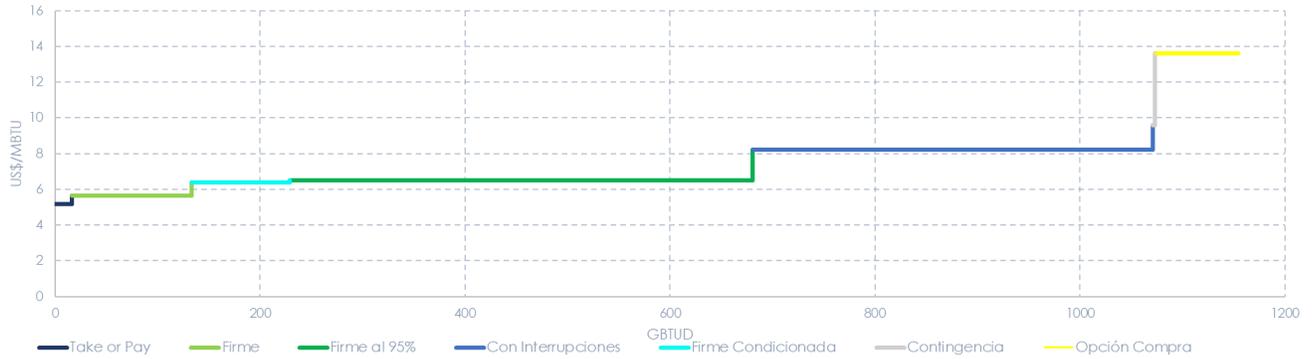
**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

**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 julio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,154 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF95 (452 GBTUD), **ii)** Con interrupciones (390 GBTUD) y **iii)** Firme (117 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **83.06 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 2.2 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 **8.13** USD/MBTU y **6.48** USD/MBTU respectivamente.

## Cantidades contratadas y nominaciones finales julio

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	105			22	22	21	-	8	1			128	128
	Cupiagua			151	151			1	1							152	152
	Cupiagua Sur			6	6			24	24	11	-					30	30
	Floreña	45	40	3	3	12	11									61	55
	Gibraltar			4	4			7	7	7	-					11	11
	Istanbul			8	4							29	3			8	4
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	2	6	4							11	6			7	6
Costa	Ballena			7	7											7	7
	Chuchupa	2	-	35	30											36	30
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	26	18	7	7							168	10	1	1	34	25
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	12	12					42	42	42	-	42	0			54	54
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	9							85	1			9	9
	Bonga Mamey			33	30											33	30
	Bullerengue			33	5											33	5
	FSRU - Importación			40	39											40	39
	Otros Costa <sup>5</sup>	24	24	5	5							29	3			29	29
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	4	3			4	4					17	8	2	2	10	8
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	2	5									1	1			2	5
	<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>103</b>	<b>451</b>	<b>409</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>390</b>	<b>33</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>682</b>	<b>625</b>
<b>Nominado/Contratado (%)</b>		<b>88%</b>		<b>91%</b>		<b>92%</b>		<b>100%</b>		<b>0%</b>		<b>9%</b>		<b>93%</b>		<b>92%</b>	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Cifras en GBTUD

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

<sup>2</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Albaka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuatue, Cañandonga.

<sup>5</sup> Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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 **34 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **9 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **92 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firmeza Condicionada, Take or Pay, CF95 y Firme con el **100 %, 92 %, 91 % y 88 %** de ejecución respectivamente.

## Contratación vigente en julio 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	167	\$ 5.24			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	131	\$ 8.77	0.8	N.D.	395	250
Generación Térmica	37	\$ 3.72	11	\$ 6.05	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	182	\$ 7.29			285	61
Residencial	20	\$ 8.41	160	\$ 8.32	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	17	\$ 7.49	1.5	\$ 9.66	235	202
GNVC	8	\$ 8.05	39	\$ 5.26			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	11.7	\$ 11.17			102	81
Comercial	2	\$ 3.54	38	\$ 6.31			1	\$ 4.32			49	\$ 9.00			89	40
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	N.D.											7	7
Refinería			25	\$ 4.72											25	25
Otros	8	N.D.	1.6	N.D.											9	9
Compresoras			7	\$ 8.72											7	7
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>\$ 5.63</b>	<b>452</b>	<b>\$ 6.48</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.19</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>390</b>	<b>\$ 8.13</b>	<b>2.3</b>	<b>\$ 8.13</b>	<b>1,154</b>	<b>682</b>
<b>Total (%)</b>	<b>10.1%</b>		<b>39.1%</b>		<b>1.4%</b>		<b>8.3%</b>		<b>7.0%</b>		<b>33.8%</b>		<b>0.2%</b>		<b>100 %</b>	<b>59.1 %</b>

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 julio – Mercado primario

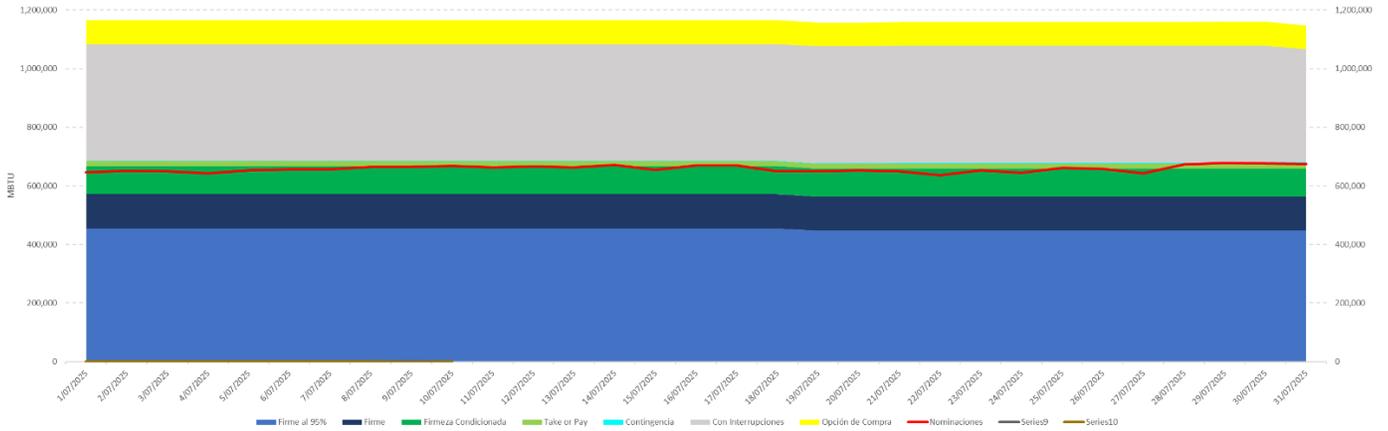
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	40	31	167	151			43	43	14	-	131	16	0.8	0.8	250	226
Generación Térmica	37	32	11	11	12	11	1	0.8	42	-	182	10			102	54
Residencial	19	17	159	144	4	4	17	17	16	-	17	3	1	1.3	202	184
GNVC	8	8	39	39			34	34	9	-	11.75	0.38			81	81
Comercial	2	2	38	36			1	1			49	4			40	39
Petroquímica	3	6	4	-											7	6
Refinería			25	23											25	23
Otros	8	7	1.6	1.5											9	9
Compresoras			6.9	3.6											7	4
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>103</b>	<b>451</b>	<b>409</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>390</b>	<b>33</b>	<b>2.2</b>	<b>2.0</b>	<b>682</b>	<b>625</b>
<b>Total (%)</b>	<b>88%</b>		<b>91%</b>		<b>92%</b>		<b>100%</b>		<b>0%</b>		<b>9%</b>		<b>93%</b>		<b>92 %</b>	

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.

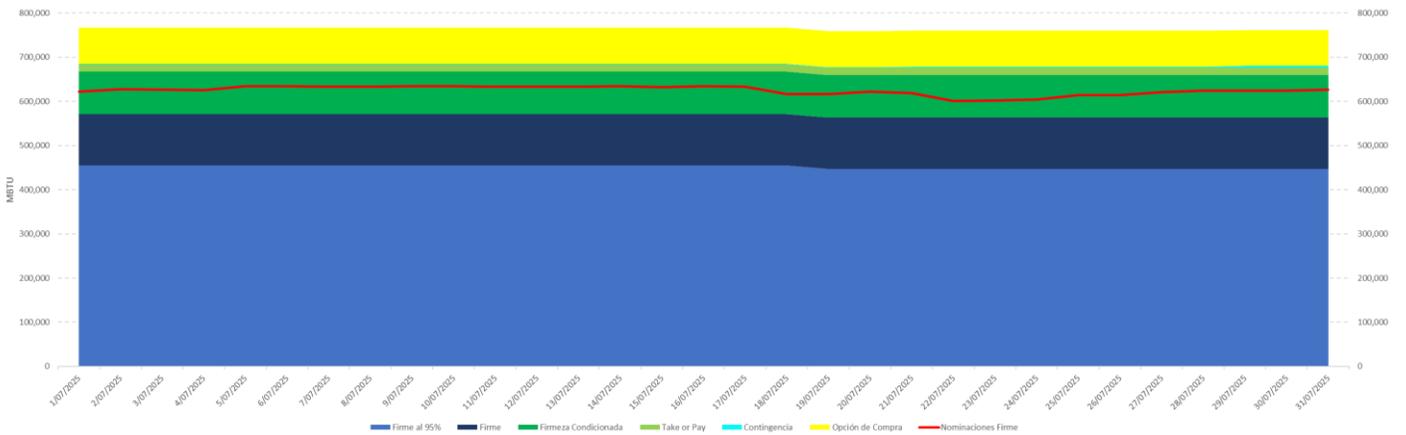
**NOTA 2:** Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

## Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



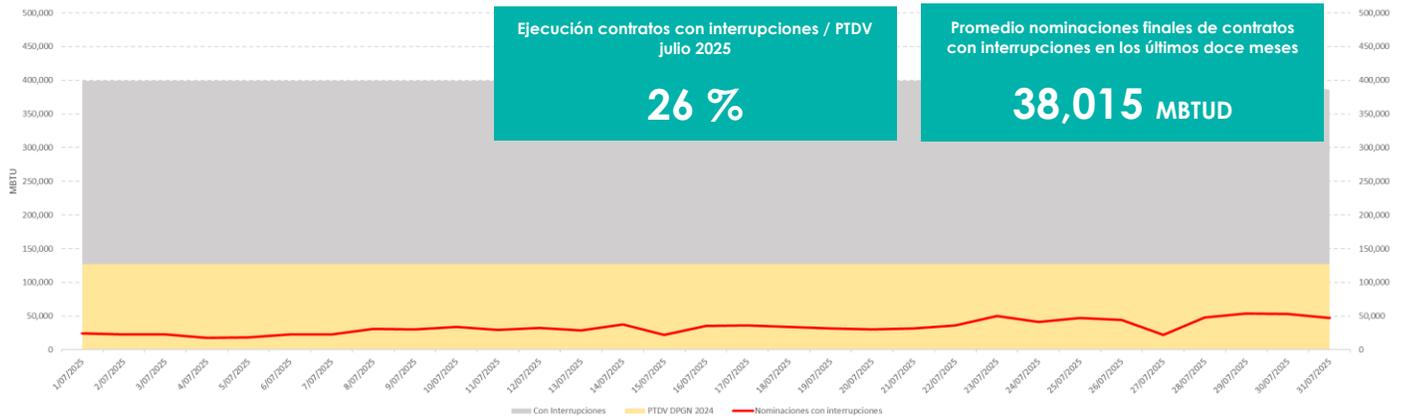
**NOTA 1:** en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

## 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



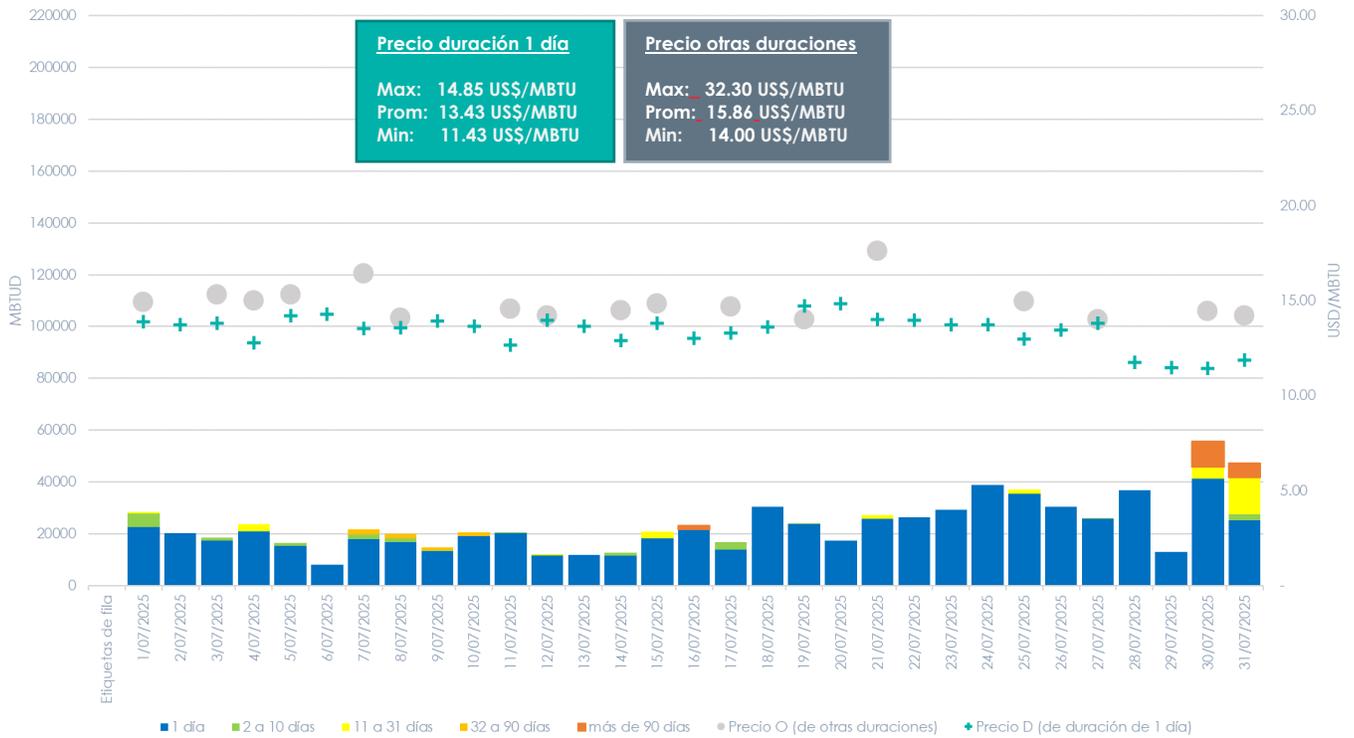
NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de julio registró 712 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (612). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 11.43 USD/MBTU (julio 30) y 14.85 USD/MBTU (julio 20) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en julio fue de 751,721 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

### Transacciones mercado secundario julio – 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.

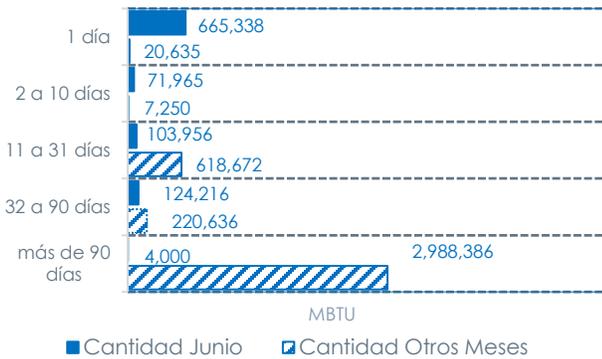
### Número de operaciones en julio – Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/MBTU
1 día	20	18	19	25	14	14	20	20	23	23	26	13	13	12	14	24	18	28	15	15	19	22	18	26	31	20	20	22	14	24	22	612	\$ 13.32
2 a 10 días	3		1	1	1		2	2	1		1	1		1			1		1						1		1			2	2	22	\$ 15.18
11 a 31 días	3			1								1			3						2				1				3	49	63	\$ 14.52	
32 a 90 días							1	1	1	1						1															5	\$ 14.35	
más de 90 días																1													2	7	10	\$ 11.94	
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>27</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>27</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>26</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>18</b>	<b>26</b>	<b>33</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>31</b>	<b>80</b>	<b>712</b>	<b>13.39</b>

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 85.96 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 31 de julio con 80 transacciones, equivalentes al 11.24 % 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 julio – 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 **68.6%** de los **969,475 MBTU** del volumen total transado ejecutado en julio. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **2,992,386 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **20.1%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

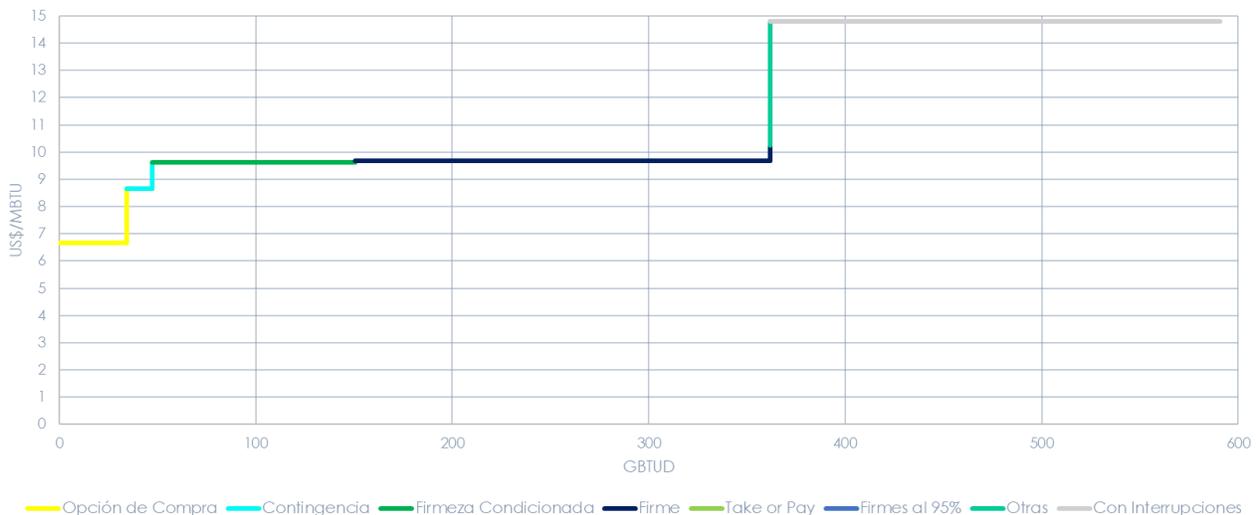
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 229,321 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 698,865 MBTUD equivalente al 92.97% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 27,707 MBTUD, equivalente al 3.69%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 19,165 MBTUD equivalentes al 2.55%; la modalidad **“Contingencia”** registró 5,984 MBTUD equivalentes 0.8% y la modalidad **“Opción de Compra”** no reportó transacciones en julio. CUSIANA (261) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (128), MAMONAL (87), BALLENA (71), LA CAÑADA (59) Y VASCONIA (41).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en julio 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 \$14.79 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 74.5% de la contratación total nacional agregando 440 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en julio 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	78.1	\$ 8.10	18.1	\$ 9.22	8.7	\$ 6.73	48.7	\$14.42	6.0	N.D.	159.6	96.3
	Barranca	0.5	N.D.					19.2	\$10.82	6.0	\$ 6.34	25.7	0.5
	Vasconia	2.1	\$ 16.20	1.9	N.D.	1.9	N.D.	19.4	\$19.51			25.3	4.0
	Sebastopol	0.5	\$ 14.34					0.9	N.D.			1.4	0.5
	Gibraltar	8.595	\$ 6.09	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00					10.1	9.3
	Caramelo	0.2	\$ 13.05									0.2	0.2
	Mariquita	0.6	\$ 14.29									0.6	0.6
	Corrales	1.4	\$ 7.00									1.4	1.4
Costa	Jobo	1.0	\$ 17.29					31.5	\$ 8.53			32.5	1.0
	Ballena	21.0	\$ 10.30					20.5	\$13.38			41.5	21.0
	Mamonal	31.8	\$ 12.28	32.7	\$ 8.22	22.8	\$ 5.83	44.0	\$19.50	0.2	N.D.	131.5	64.5
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	41.7	\$ 9.94	49.8	\$10.58			20.0	N.D.	0.4	N.D.	112.0	91.5
	La Creciente	0.045	N.D.									0.0	0.0
	Hocol	3.7	\$ 6.69									3.7	3.7
	Bullerengue	4.2	\$ 7.85					5.0	N.D.	6.0	N.D.	9.2	4.2
<b>No SNT*</b>		15.6	\$ 12.14	0.066	N.D.			19.8	\$11.40	0.5	\$ 22.81	36.0	15.7
<b>Total general</b>		<b>211.2</b>	<b>\$ 9.68</b>	<b>103.3</b>	<b>\$9.62</b>	<b>34.1</b>	<b>\$ 6.66</b>	<b>229.0</b>	<b>\$14.79</b>	<b>13.1</b>	<b>\$ 8.67</b>	<b>590.8</b>	<b>314.6</b>
<b>Total (%)</b>		<b>35.8%</b>		<b>17.5%</b>		<b>5.8%</b>		<b>38.8%</b>		<b>2.2%</b>		<b>100%</b>	<b>53.24%</b>

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	0	0	0	-	\$ 5,157.35	0	0	0
	9	APIAY-OCOA	6	24,175	17,578	6,597	27%	\$ 2,036.05	9,180	12,633	13,591
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,176.99	16,092	17,271	17,577
INTERIOR	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	110,226	37,774	26%	\$ 2,851.43	47,482	55,989	60,861
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260,000	222,663	29,337	11%	\$ 5,988.23	79,828	95,398	110,862
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,779	0	0%	\$ 9,153.77	12,200	22,779	28,652
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	133,108	69,892	34%	\$ 2,471.44	47,900	60,152	71,500
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,798.41	3,805	4,584	5,525
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,377	7,638	64%	\$ 6,830.62	3,381	3,792	4,329
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	149,433	65,567	30%	\$ 2,114.68	108,821	141,028	152,568
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	57,301	12,268	17%	\$ 2,933.21	39,101	42,668	45,884
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	24	470,000	359,214	100,864	21%	\$ 357.61	301,630	308,477	316,593
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	20	470,000	342,791	117,287	25%	\$ 4,080.26	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%	\$ 4,535.49	1,111	1,234	1,397
	23	FLOREÑA-YOPAL	10	16,161	13,038	3,123	19%	\$ 1,122.05	12,018	13,442	25,261
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	15,219	48,525	76%	\$ 3,995.14	5,903	12,759	14,323
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,150	1,328	3%	\$13,018.19	6,879	28,151	32,860
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 21,776.7	6,763	7,788	8,469
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 11,633.1	689	843	985
	28	LA BELLEZA-COGUA	8	223,500	158,618	64,882	29%	\$ 1,416.98	111,095	143,433	154,930
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	305,000	213,884	86,458	28%	\$ 2,148.45	124,713	141,314	177,029
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	3	17,500	15,102	2,398	14%	\$ 6,279.70	11,613	13,749	16,088
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	153,945	12,907	8%	\$ 3,519.77	72,434	84,170	90,363
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	33,239.91	371	729	997
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	129,376	28,624	18%	\$ 1,241.18	57,721	66,858	72,291
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$10,629.99	1,110	3,363	4,191
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10%	\$ 7,408.47	2,335	3,531	4,499
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	57,105	20,395	26%	\$ 6,719.46	45,727	55,609	65,765
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	93,676	49,324	34%	\$ 1,042.46	20,387	45,148	58,388
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 25,951.7	199	252	268
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	172,178	18,514	10%	\$ 2,059.43	88,198	102,615	111,374
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,184.06	3,239	3,907	4,632
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 432.33	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%	\$ 2,635.41
	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	8,826	0	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%	\$ 9,153.77
	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	111,885	91,428	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.

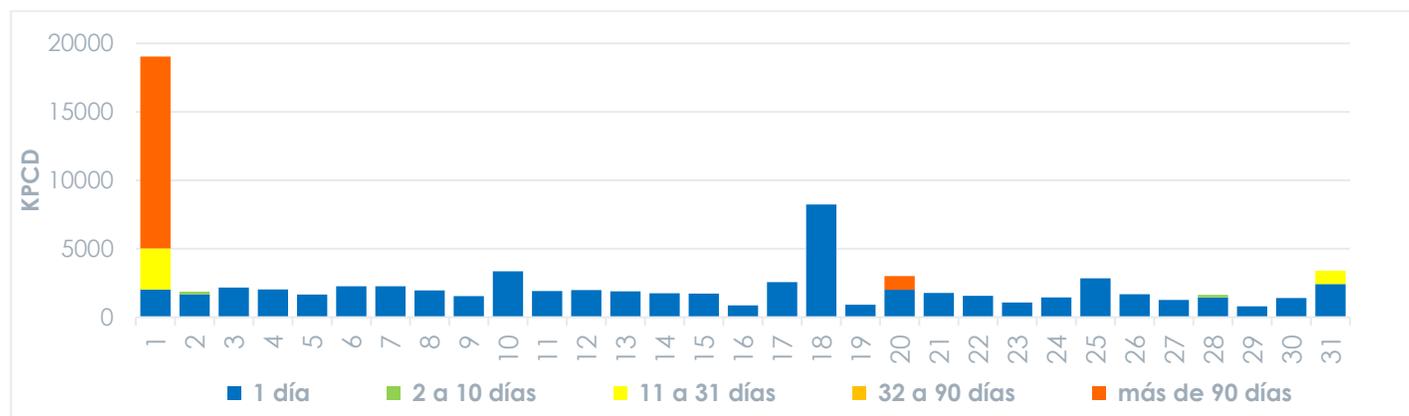
En julio de 2025, los tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) cuya Capacidad Disponible Primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) fueron:

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 julio se registraron 244 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (229).

### Transacciones mercado secundario Julio – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en Julio – 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	5	7	6	10	6	10	8	7	6	9	9	7	7	6	8	5	11	13	5	10	8	7	5	6	9	7	6	6	6	7	7	229
2 a 10 días		1																									1				2	
11 a 31 días	1																													5	6	
32 a 90 días																																0
más de 90 días	6																			1												7
<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>245</b>

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

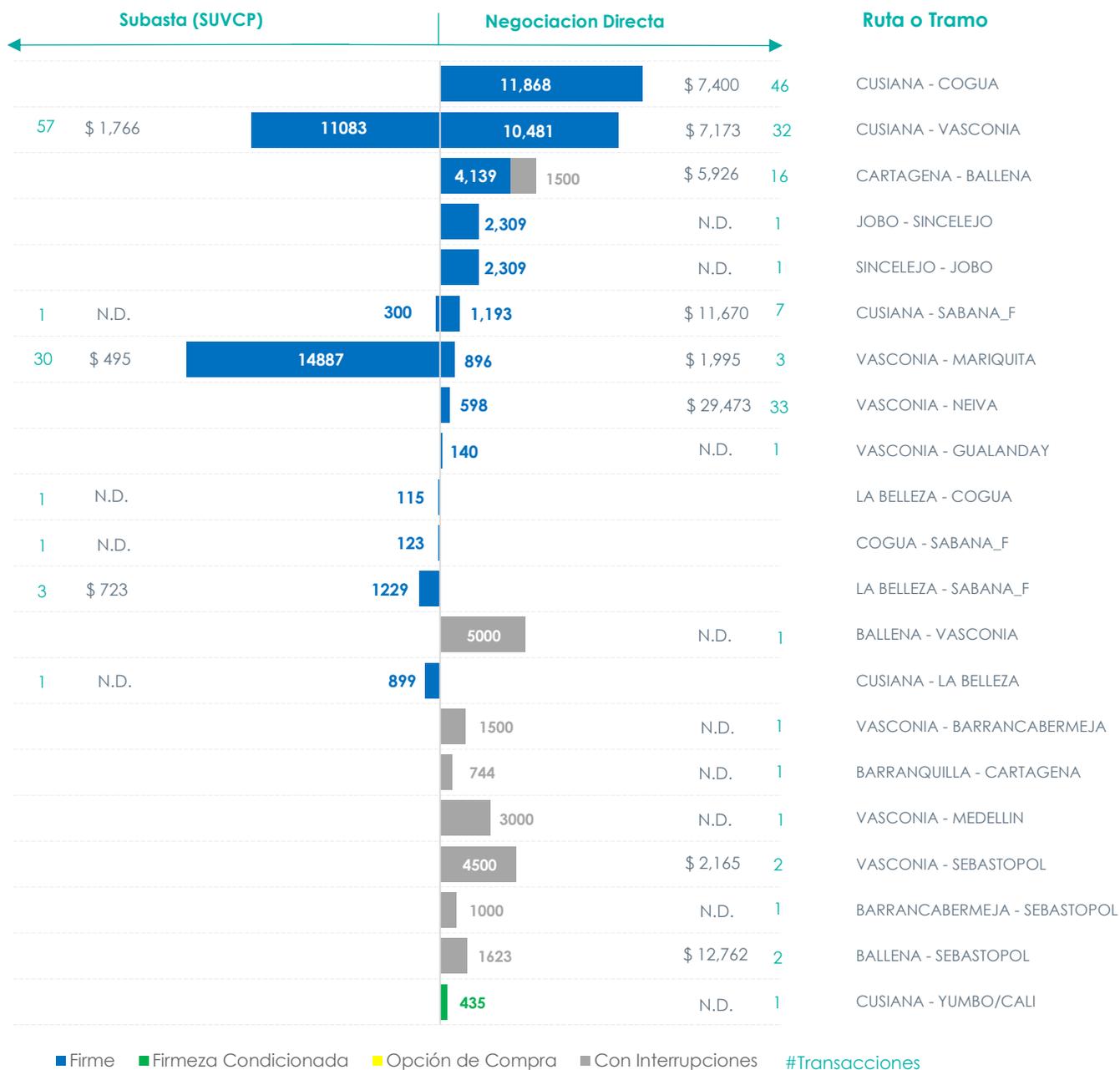
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 2,641 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 18, 1 y 31 de julio con 14, 12 y 12 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 15.57 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (245), 94 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 150 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 65.02 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 21,564 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 89 transacciones (32 asignada mediante negociación directa y 57 asignadas mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 46 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – NEIVA con 33 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – MARIQUIA con 33 transacciones (3 asignada mediante negociación directa y 30 asignadas mediante subasta), CARTAGENA – BALLENA con 16 transacciones (todas

asignadas mediante negociación directa) y CUSIANA – SABANA\_F con 8 transacciones (7 asignada mediante negociación directa y 1 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).

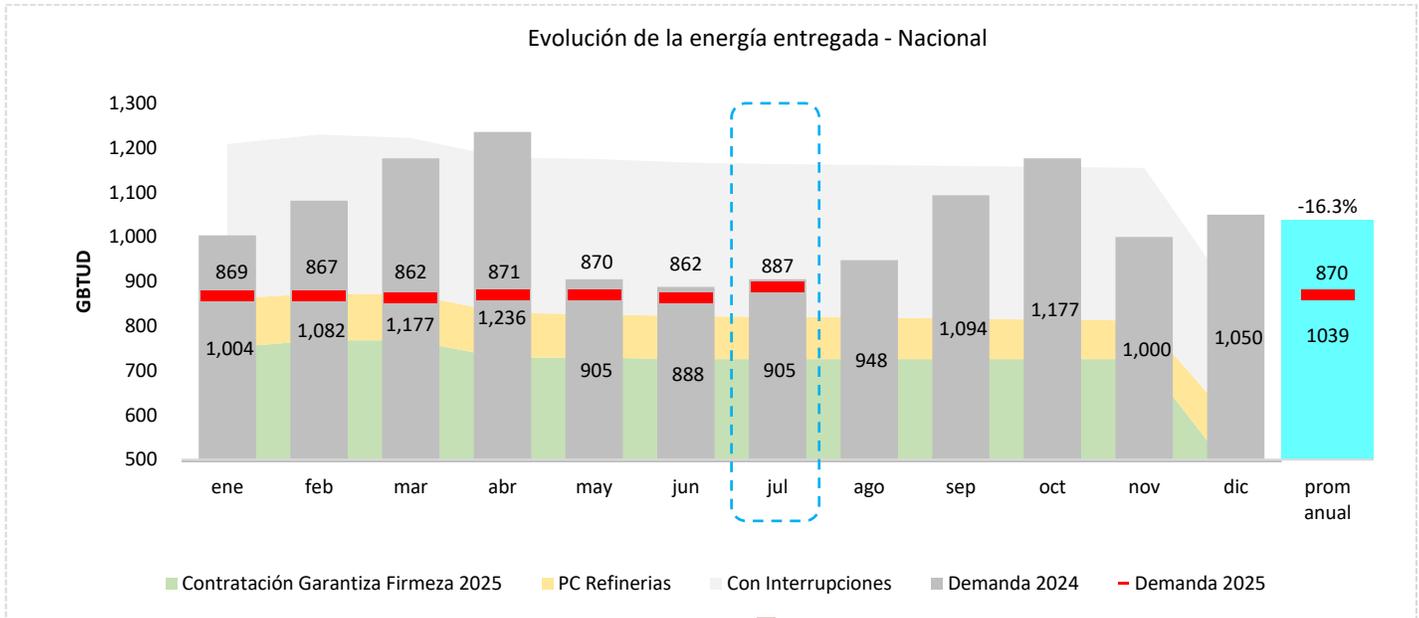


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

# III. DEMANDA

## Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **julio de 2025** se observa una demanda promedio de **887 GBTUD**, esto es **2.0% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 905 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **870 GBTUD**, estando por debajo un **16.3%** 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.

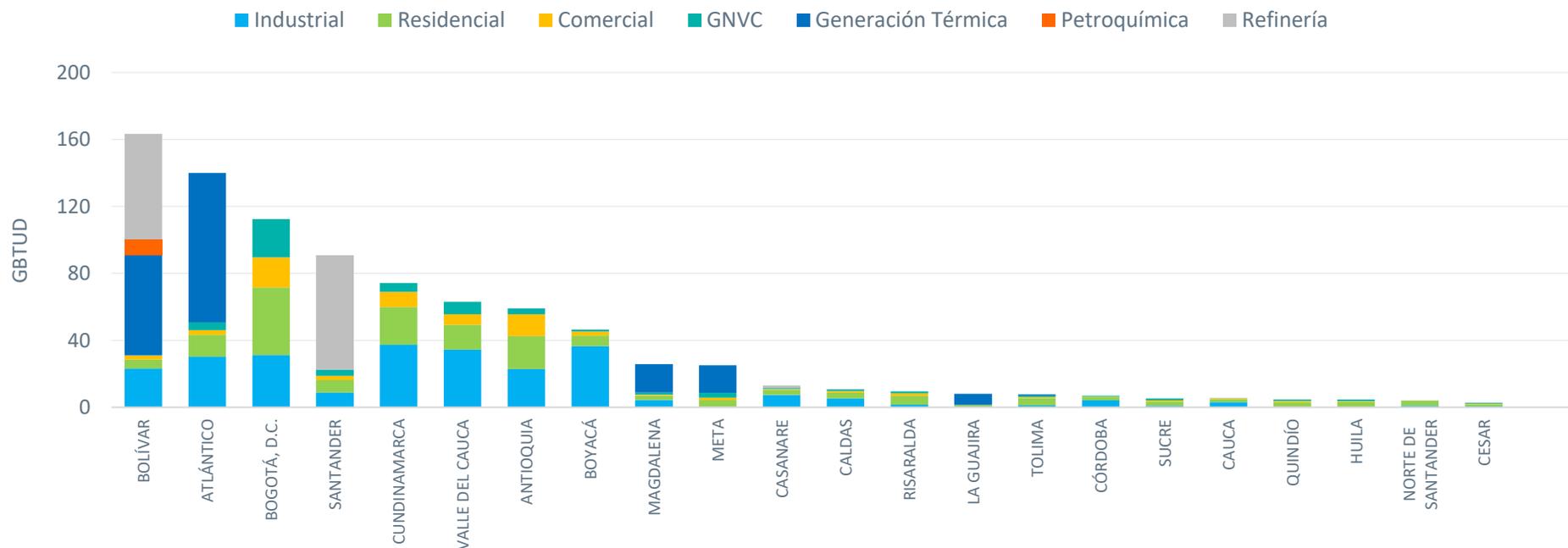
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en **julio** la demanda **térmica** fue 2 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 16 GBTUD.

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

Térmica   
 No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	<b>Residencial</b>	5.3	13.0	40.2	7.5	22.5	14.8	19.6	6.3	2.6	3.8	3.2	3.5	5.0	1.5	4.2	1.9	2.4	1.9	2.7	3.2	3.0	1.4	<b>170</b>
	<b>Comercial</b>	2.4	2.9	18.2	2.5	9.1	6.3	13.1	2.3	0.6	1.6	0.5	1.0	1.7	0.0	0.7	0.3	0.7	0.4	0.8	0.4	0.0	0.2	<b>66</b>
	<b>Industrial</b>	23.2	30.3	31.3	8.9	37.4	34.5	22.9	36.5	4.4	0.4	7.4	5.3	1.7	0.0	1.2	4.3	1.0	3.0	0.4	0.1	1.0	0.6	<b>256</b>
	<b>GNVC</b>	0.3	4.5	22.8	3.6	5.4	7.4	3.4	1.2	1.3	2.9	0.6	0.8	1.2	0.0	0.9	0.5	1.1	0.1	0.7	1.0	0.0	0.5	<b>60</b>
	<b>Generación Térmica</b>	59.9	89.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9	16.3	0.0	0.0	0.0	6.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>190</b>
	<b>Refinería</b>	63.1	0.0	0.0	68.4	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	<b>133</b>
	<b>Petroquímica</b>	9.2	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	<b>9</b>
	<b>Compresoras</b>	0.7	0.0	0.0	1.7	0.2	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	<b>4</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>164</b>	<b>140</b>	<b>112</b>	<b>93</b>	<b>75</b>	<b>63</b>	<b>59</b>	<b>46</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>887</b>

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 **julio de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 256 GBTUD en promedio, de los cuales 192 GBTUD corresponden a la región Interior y 64 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 170 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 27 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	173	64	27	63	8	7	9	1
<b>INTERIOR</b>	17	192	143	70	52	59	0	3
<b>TOTAL Nacional</b>	190	256	170	133	60	66	9	4
<b>% Segmento</b>	21%	29%	19%	15%	7%	7%	1%	0%

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 **julio de 2025**, con respecto junio 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 refinería del interior y costa.

TIPO DE USUARIO			Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	5	0	5	0	5	0	5	0	7	0	7
		Interior	0	49	0	57	0	53	0	58	0	56	0	59
	Generación Térmica	Costa	127	0	133	0	152	0	133	0	154	0	173	0
		Interior	25	0	26	0	23	0	21	0	16	0	17	0
	GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	11	0	8	0	8	0
		Interior	50	0	49	0	49	0	50	0	49	0	52	0
	Industrial	Costa	61	7	55	6	52	7	53	6	57	7	55	8
		Interior	171	25	172	20	181	19	174	21	165	20	171	21
	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	66	0	74	0	66	0	73	0	67	0	63	0
		Interior	72	0	63	0	71	0	72	0	75	0	70	0
	Residencial	Costa	0	33	0	32	0	32	0	32	0	29	0	27
		Interior	0	150	0	143	0	136	0	147	0	139	0	143
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
		Interior	5	0	4	0	4	0	4	0	4	0	3	0
Subtotal UR/UNR			Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	275	44	283	43	291	44	280	43	296	43	309	42
		Interior	324	224	316	220	328	209	321	226	309	214	309	42
<b>TOTAL</b>			<b>867</b>		<b>862</b>		<b>871</b>		<b>870</b>		<b>862</b>		<b>887</b>	

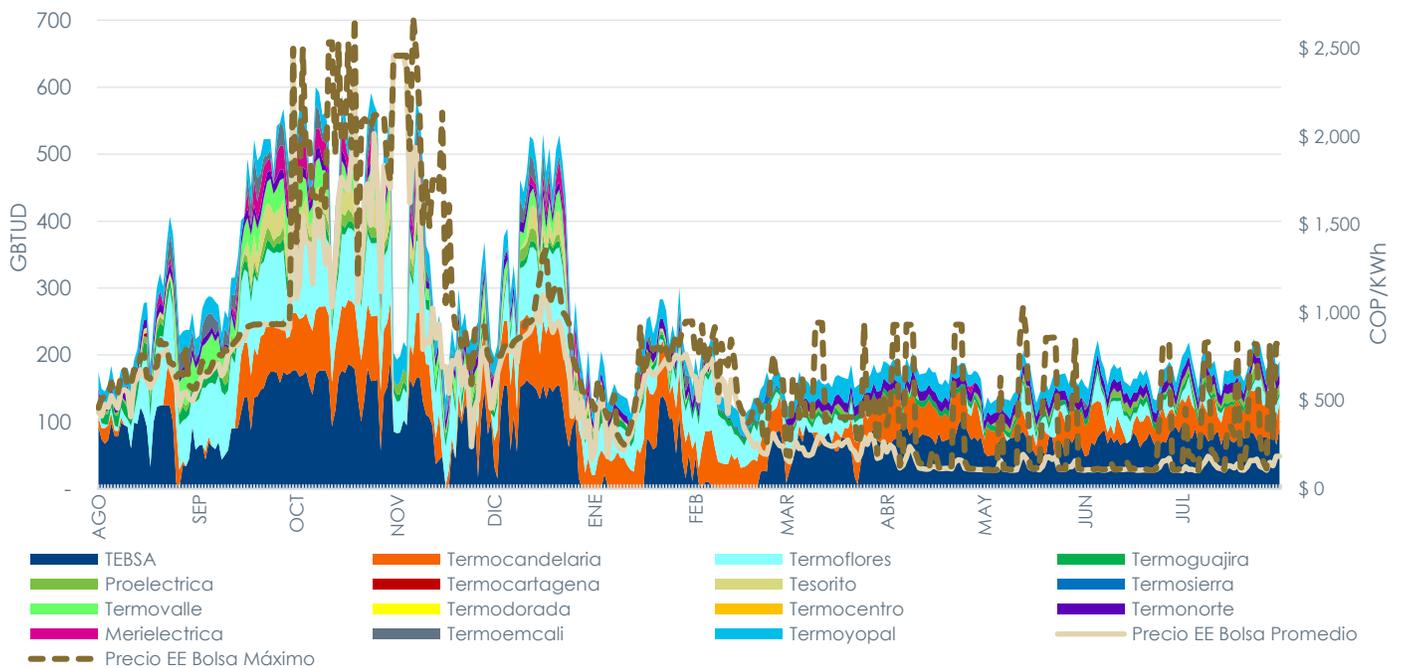
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 julio fue en promedio 188 GBTUD.

### Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

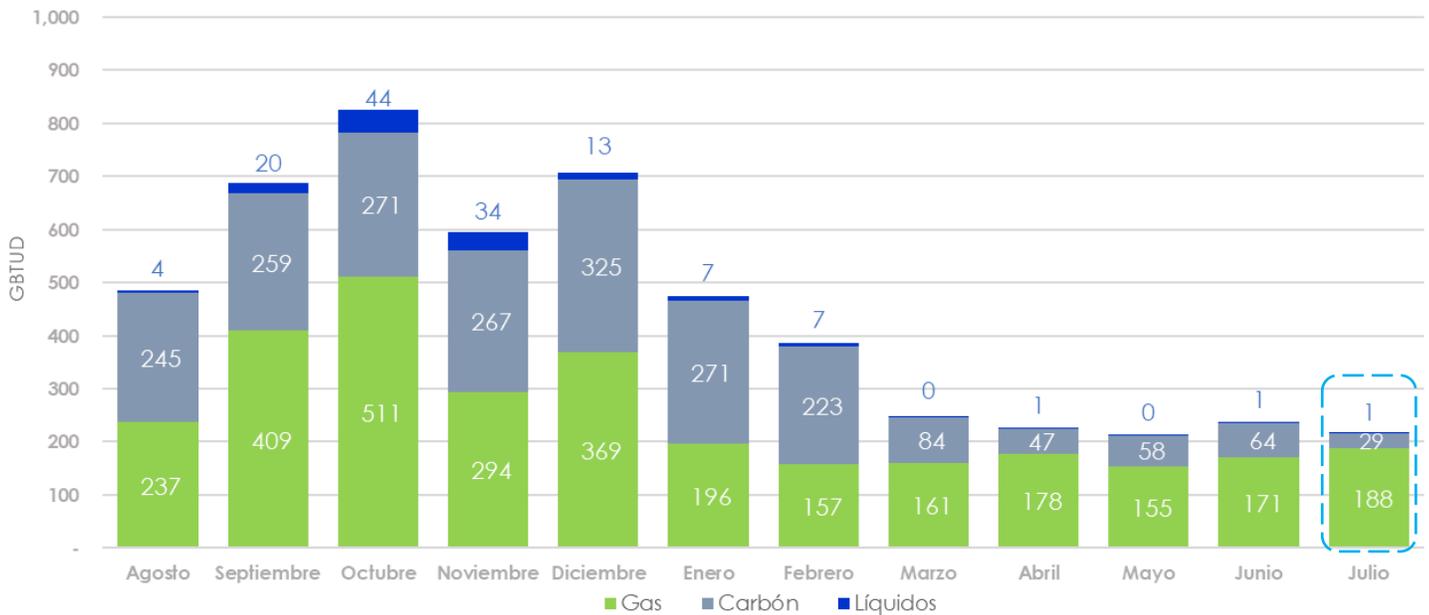
Para el mes de julio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 138 GBTUD y 223 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (78 GBTUD), Termocandelaria (48 GBTUD), Termoyopal (18 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Proelectrica (11 GBTUD), Termoflores (11 GBTUD) y Termoguajira (7 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 julio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 188 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 86.6 % del total, carbón con 29 GBTUD (13.1 %) y los combustibles líquidos consumieron 1.0 GBTUD (0.3 %).

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

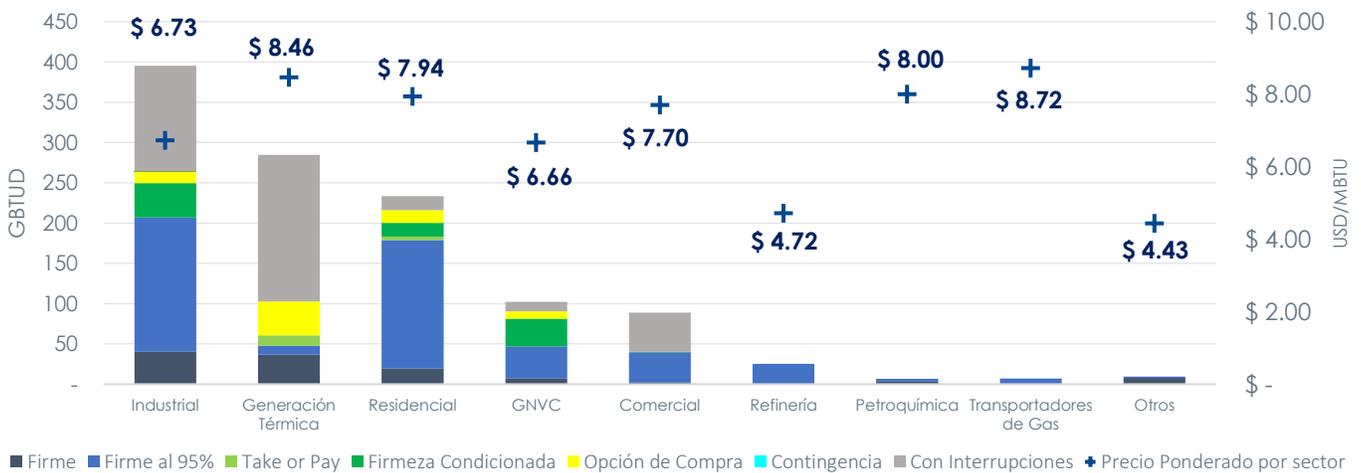
## Consumo de combustible para generación eléctrica



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

## Contratación vigente en julio 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 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, 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 (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](mailto:gestordegas@bolsamercantil.com.co)  
Atención de consultas e inquietudes: [informesenergeticos@bolsamercantil.com.co](mailto:informesenergeticos@bolsamercantil.com.co)



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

[WWW.BMCBEC.COM.CO](http://WWW.BMCBEC.COM.CO)