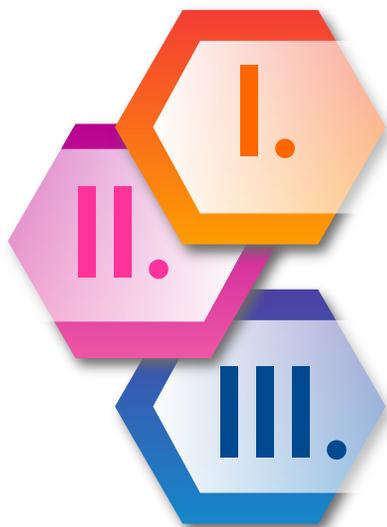




# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## MAYO 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 mayo de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 971 GBTUD, lo que representó un aumento de 1 GBTUD respecto a abril de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 185 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 62 % de la energía total contratada para el mes de mayo, con un precio de 6.58 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.64 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 13.61 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 38 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.27 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 44.46 % al pasar de 776 en abril de 2025 a 1121 en mayo del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en mayo, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 5.78 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 13.05 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible de los diferentes tramos del sistema desde el punto de vista de su capacidad disponible primaria (CDP) contra su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), se observa que los tramos del sistema de la costa están altamente contratados, lo que responde a que por estos tramos se movió el gas proveniente de los principales campos que atendieron la demanda del SNT durante el mes de Mayo.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución de 1.79 % pasando de 168 en abril de 2025 a 165 en mayo de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en mayo de 2025 fue de 870 GBTUD, disminuyendo 1 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de abril de 2025 (871 GBTUD), explicado principalmente por una disminución 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 industrial del interior.

# I. SUMINISTRO

## Suministro por fuente

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

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Cupiagua, Cupiagua sur, Cusiana y Pauto sur	388	401	0	401	103%
	Floreña	63	13	50	62	99%
	Gibraltar	41	31	0	31	75%
	Istanbul	15	9	0	9	59%
	Otros interior	19	4	1	5	23%
Costa	Ballena	13	12	0	12	93%
	Chuchupa	59	54	0	54	92%
	Bloque VIM 5	100	56	17	73	73%
	Bloque VIM 21	20	34	0	34	168%
	Bloque Esperanza	17	8	0	8	49%
	Bonga/Mamey	35	30	0	30	85%
	Bullerengue	13	13	0	13	94%
	Otros costa	36	12	10	22	62%
	Otros campos aislados	55	6	27	33	60%
	<b>Total Potencial de Producción</b>	<b>875</b>	<b>682</b>	<b>104</b>	<b>787</b>	<b>90%</b>
Planta Regasificación Cartagena***	440	185	0	185	42%	
<b>Total</b>	<b>1,315</b>	<b>867</b>	<b>104</b>	<b>971</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.

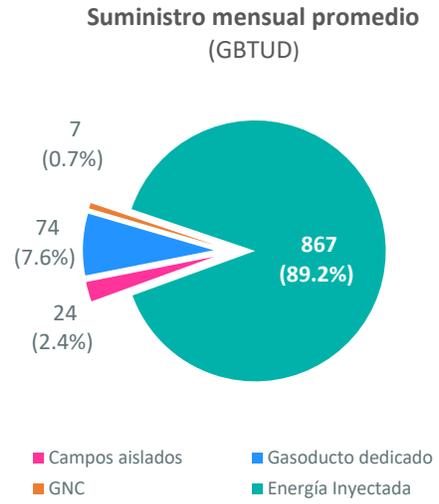
<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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



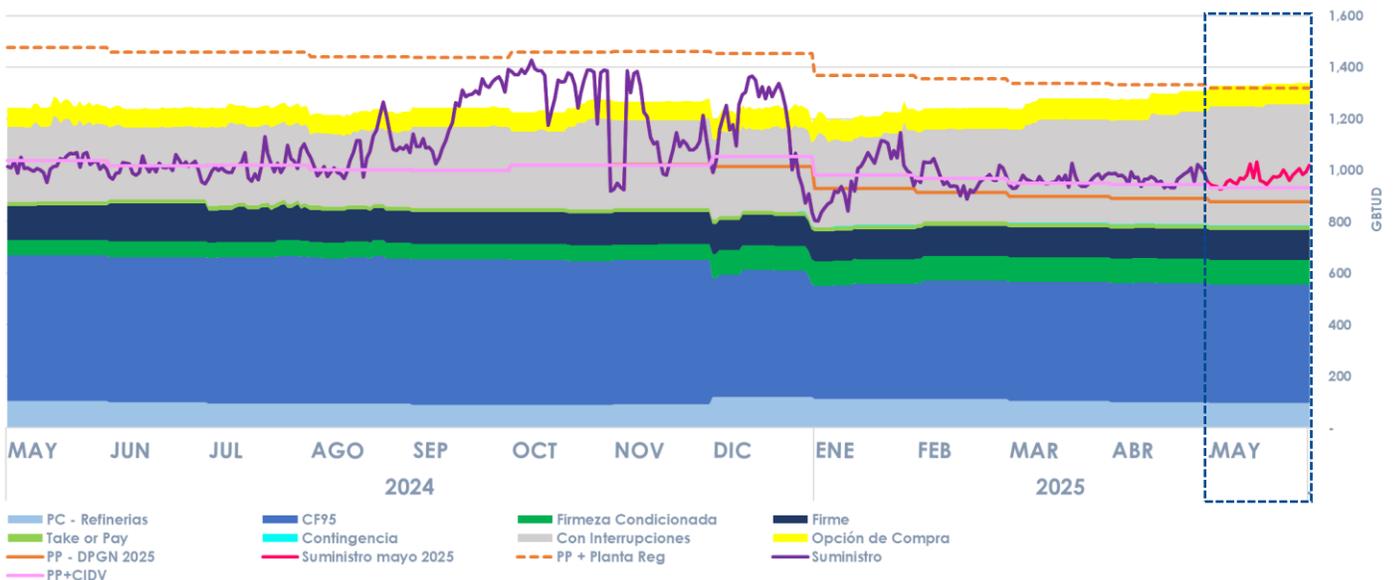
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo mayo 2024 – mayo 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 mayo la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **689 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **466 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **971 GBTUD**, con oscilaciones entre **926 GBTUD (min.)** y **1,033 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 (en GBTUD)	MAY24	JUN24	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25
Potencial de Producción	1,037	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	965	958	951	945	879
Suministro Min.	953	948	956	967	1,024	919	923	834	802	900	929	931	926
Suministro Prom.	1,022	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	976	967	960	970	971
Suministro Máx.	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,026	1,021	1,033
Producción comprometida por Refinerías	105	99	95	93	89	88	92	120	110	105	104	101	96
Garantía Firmeza*	787	802	787	781	778	776	774	709	670	687	688	688	689
Con Interrupciones	301	280	305	288	315	318	341	323	348	358	388	419	466

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 Bolefín 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 Bolefín 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 mayo

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	11	\$ 12.36			160	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	\$ 5.72	12	N.D.					1	N.D.			61	60
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			13	\$ 8.04							24	\$ 6.03			36	13
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	\$ 7.00	6	\$ 6.30							7	\$ 6.29			14	7
Costa	Ballena			7	\$ 5.65						4	\$ 5.87			11	7	
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99						16	\$ 5.87			53	36	
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	27	\$ 5.05	7	\$ 9.80						198	\$ 10.70	0.01	\$ 12.89	233	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						4	\$ 5.87			37	33	
	Bullerengue			36	\$ 7.13						5	\$ 5.52			41	36	
	FSRU - Importación			40	\$ 15.76										40	40	
	Otros Costa <sup>5</sup>	24	\$ 7.83	5	\$ 8.27						46	\$ 7.12			75	29	
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	3	\$ 2.25			4	N.D.				19	\$ 4.24	1.5	N.D.	27	9	
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	2	N.D.								6	\$ 1.83			9	2		
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>\$ 5.64</b>	<b>460</b>	<b>\$ 6.58</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.17</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>466</b>	<b>\$ 8.27</b>	<b>1.5</b>	<b>\$ 5.26</b>	<b>1,236</b>	<b>689</b>	
<b>Total (%)</b>		<b>9.4%</b>		<b>37.2%</b>		<b>1.3%</b>		<b>7.7%</b>		<b>6.6%</b>		<b>38%</b>		<b>0.1%</b>	<b>100 %</b>	<b>55.8 %</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, Cañandongo.

<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, Kanankis, 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.

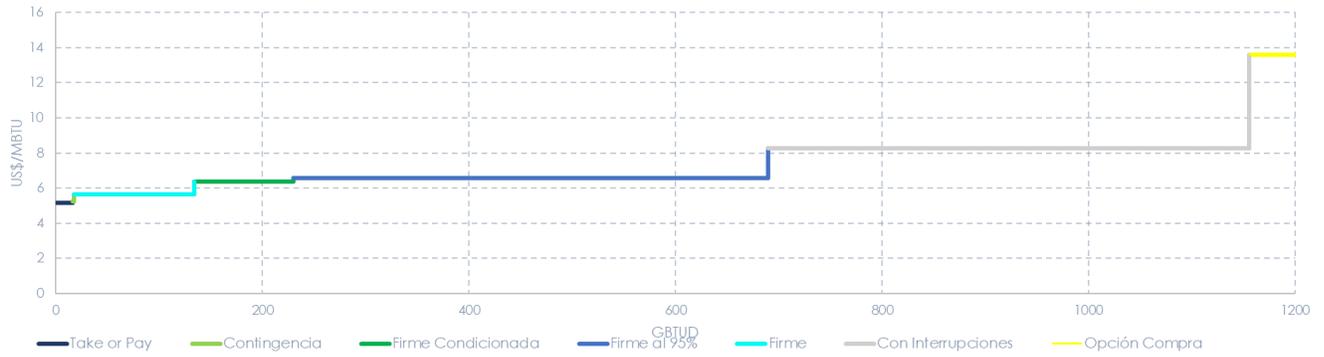
**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

**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 mayo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,236 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (466 GBTUD), **ii)** CF95 (460 GBTUD) y **iii)** Firme (117 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **84.26 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 1.5 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

## Curva de precios contratados por modalidad contractual



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS (precio contratos que garantizan firmeza)

\*Precios promedio ponderado por cantidad en cada modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “Take or Pay” presenta el valor más bajo con **5.17** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **13.61** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **8.27** USD/MBTU y **6.58** USD/MBTU respectivamente.

## Cantidades contratadas y nominadas mayo

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	-	11	3			128	128
	Cupiagua			151	151			1	1							152	152
	Cupiagua Sur			6	6			24	24	11	-					30	30
	Floreña	45	43	3	3	12	12					1	0.6			60	58
	Gibraltar			4	3			7	6	7	-					11	9
	Istanbul			13	7								24	-		13	7
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	1	6	4								7	4		7	5
Costa	Ballena			7	7							4	0			7	7
	Chuchupa	2	-	35	31							16	1			36	31
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	27	21	7	7							198	6	0.01	-	34	28
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	12	12					42	42	42	-	42	-			54	54
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	9							85	-			9	9
	Bonga Mamey			33	32							4	-			33	32
	Bullerengue			36	11							5	0			36	11
	FSRU - Importación			40	38											40	38
	Otros Costa <sup>5</sup>	24	25	5	5								46	9.66		29	30
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	3	3			4	4					19	9	1.5	1.5	9	8
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	2										6	1			2	-
	<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>105</b>	<b>460</b>	<b>420</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>96</b>	<b>95</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>466</b>	<b>34</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>689</b>	<b>637</b>
<b>Nominado/Contratado (%)</b>		<b>90%</b>		<b>91%</b>		<b>96%</b>		<b>99%</b>		<b>0%</b>		<b>7%</b>		<b>99%</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, 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, 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.

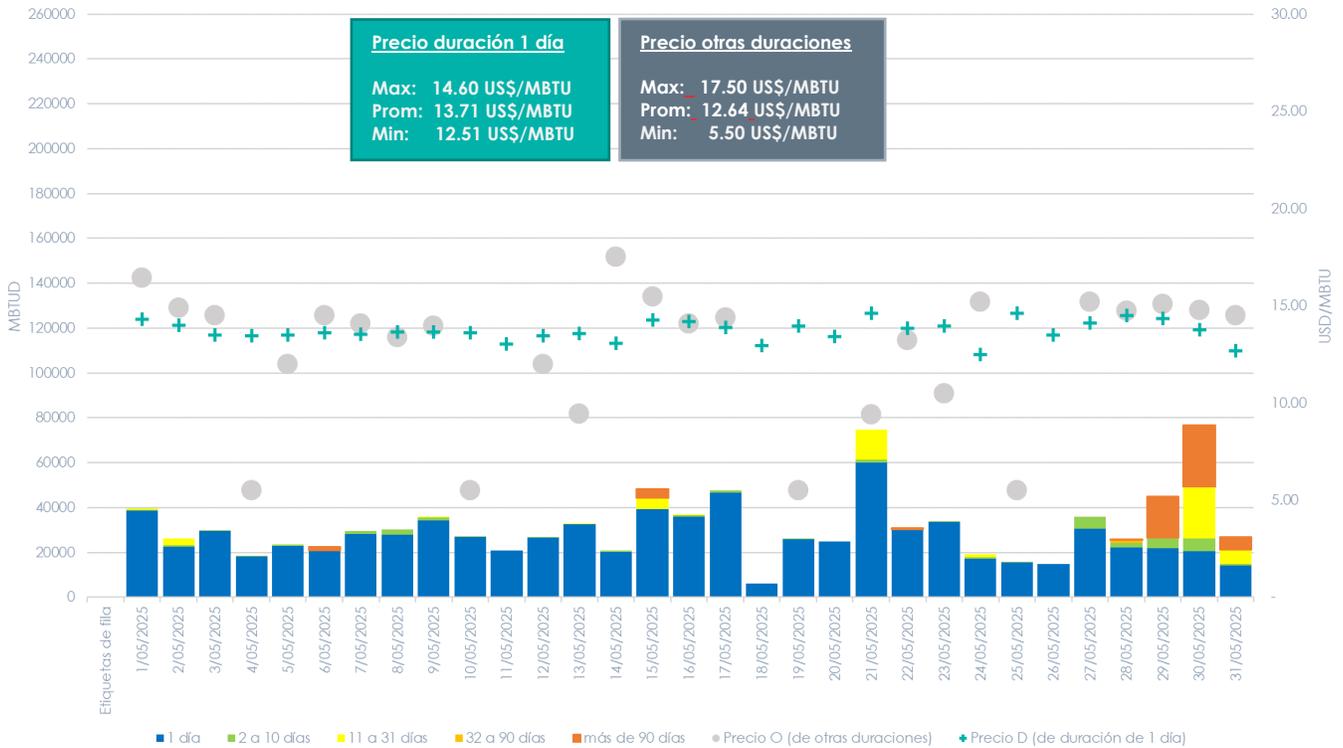
**NOTA 4:** Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **38 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **7 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **92 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firmeza Condicionada, Take or Pay y CF95 con el **99 %**, **96 %** y **91 %** de ejecución respectivamente.

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de mayo registró 1,121 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (935). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 12.51 USD/MBTU (mayo 24) y 14.60 USD/MBTU (mayo 25) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en mayo fue de 974,873 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

### Transacciones mercado secundario mayo – 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 mayo – 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	41	30	32	27	30	27	33	38	40	33	30	33	38	31	22	34	34	13	32	32	38	29	39	29	15	17	37	28	25	28	20	935	\$ 13.82
2 a 10 días	2	2	1	2	1		3	3	3	1		1	1	1	1	2	2		1		3	2	1	1	1		2	4	3	3	3	50	\$ 14.46
11 a 31 días	5	3				1			1				1		3	1					5			1					45	41	108	\$ 13.37	
32 a 90 días																											1		1	1	3	\$ 17.00	
más de 90 días						1									2													1	7	10	3	25	\$ 10.02
<b>TOTAL</b>	<b>48</b>	<b>35</b>	<b>33</b>	<b>29</b>	<b>31</b>	<b>29</b>	<b>36</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>34</b>	<b>30</b>	<b>34</b>	<b>40</b>	<b>32</b>	<b>28</b>	<b>37</b>	<b>36</b>	<b>13</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>46</b>	<b>32</b>	<b>40</b>	<b>31</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>39</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>87</b>	<b>68</b>	<b>1121</b>	<b>\$ 13.60</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 83.41 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 30 de mayo con 87 transacciones, equivalentes al 7.76 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

## Energía asociada a las transacciones realizadas en mayo – 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 **71.7%** de los **1,155,261 MBTU** del volumen total transado ejecutado en mayo. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **7,444,267 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **11.6%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

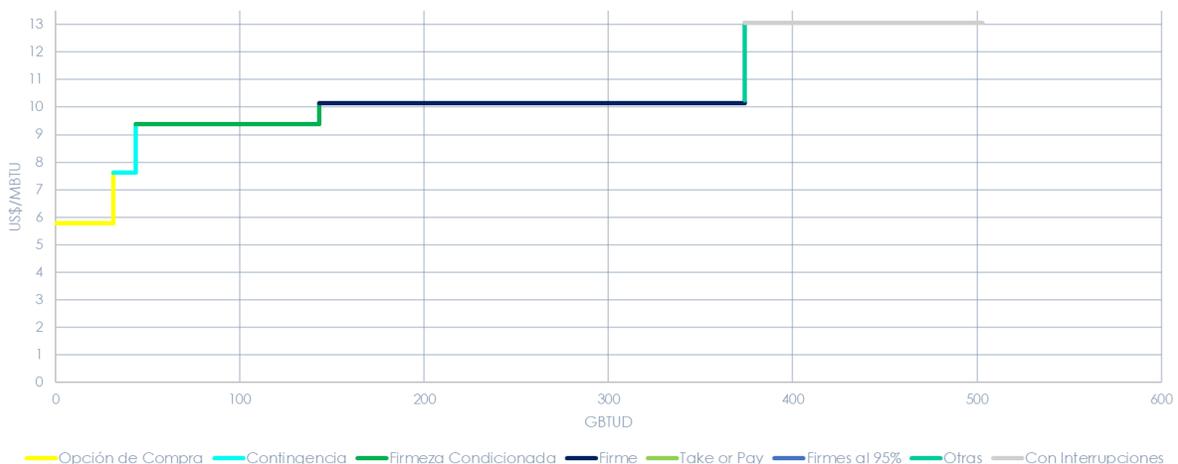
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 369,691 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 899,428 MBTUD equivalente al 92.26% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 46,428 MBTUD, equivalente al 4.76%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 25,559 MBTUD equivalentes al 2.62%; la modalidad **“Contingencia”** registró 758 MBTUD equivalentes 0.08% y la modalidad **“Opción de Compra”** reportó 2,700 MBTUD equivalentes al 0.28% del total de cantidades registradas en mayo. CUSIANA (310) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por PUNTOS NO SNT (217), BALLENA (201), MAMONAL (161) y VASCONIA (130).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en mayo de 2025



\*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$ 5.78 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$13.05 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 71.5% de la contratación total nacional agregando 360 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en mayo 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		Take or pay		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)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	75.8	\$ 8.06	14.2	\$ 7.33	6.0	\$ -			44.0	\$14.47	6.0	\$ -	146.1	90.1
	Barranca	0.7	\$ 19.28							19.2	\$10.79	6.0	\$ 6.34	25.9	0.7
	Vasconia	9.0	\$ 16.09	1.9	\$ -	1.9	\$ -			13.2	\$21.00			26.0	10.9
	Sebastopol									0.9	\$ -			0.9	-
	Gibraltar	8.595	\$ 6.09	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00	0	0					10.1	9.3
	Caramelo	0.4	\$ 13.00	0.2	\$14.23									0.6	0.6
	Mariquita	1.4	\$ 14.93											1.4	1.4
	Corrales	1.4	\$ 7.00					0	0					1.4	1.4
Costa	Jobo	0.1	\$ -							27.0	\$ 8.67			27.1	0.1
	Ballena	27.8	\$ 10.28							16.2	\$13.69			44.1	27.8
	Mamonal	40.1	\$ 13.06	32.7	\$ 8.22	2.8	\$ 5.83			0.9	\$14.50			96.5	72.8
	Bonga Mamey							0	0					-	-
	Tucurinca	41.0	\$ 9.90	49.8	\$10.58									90.8	90.8
	La Creciente							0	0					-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69											3.7	3.7
	Bullerengue	4.6	\$ 7.92							5.0	\$ -			9.6	4.6
	No SNT*	16.0	\$ 12.62	14.2						2.6	\$ 8.46	0.0	\$ 9.20	18.7	16.0
	<b>Total general</b>	<b>230.7</b>	<b>\$ 10.13</b>	<b>99.6</b>	<b>\$9.37</b>	<b>31.4</b>	<b>\$ 5.78</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>129.0</b>	<b>\$13.05</b>	<b>12.0</b>	<b>\$ 7.62</b>	<b>502.8</b>	<b>330.3</b>
<b>Total (%)</b>		<b>45.9%</b>		<b>19.8%</b>		<b>6.3%</b>		<b>0.0%</b>		<b>25.7%</b>		<b>2.4%</b>	<b>100%</b>	<b>65.69%</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	248,392	6,708	3%	\$ 1,124.79	8,423	20,441	27,949
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	18	551,303	547,553	2,450	0%	\$ 1,207.88	183,038	231,043	296,101
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	18	468,003	464,239	2,464	1%	\$ 1,744.54	213,792	182,430	263,965
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	201,100	3,409	2%	\$ 197.12	94,478	107,080	121,372
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	267,845	265,195	50	0%	\$ 818.56	122,445	131,848	140,338
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181,645	179,445	0	0%	\$ 2,635.41	107,830	112,546	120,161
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	89,800	700	1%	\$ 1,070.25	23,829	29,641	31,618
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 5,098.98	0	0	0
	9	APIAY-OCOYA	5	24,175	16,808	7,367	30%	\$ 2,036.05	9,180	12,625	13,591
	10	APIAY-USME	3	18,197	20,077	0	0%	\$ 3,176.99	16,092	17,274	17,577
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	110,226	37,774	26%	\$ 2,851.43	47,482	55,864	60,861
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	235,739	16,261	6%	\$ 5,988.23	79,828	95,475	110,862
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,776	0	0%	\$ 1,717.53	12,687	25,940	32,372
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	134,224	68,776	34%	\$ 2,471.44	47,900	59,893	71,500
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,798.41	3,805	4,579	5,525
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	5,077	6,938	58%	\$ 6,830.62	3,381	3,809	4,329
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	141,236	73,764	34%	\$ 2,114.45	108,821	140,732	152,568
	18	CUSIANA-APIAY	9	70,569	56,531	13,038	18%	\$ 2,933.21	39,101	42,670	45,884
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	24	470,000	369,831	90,247	19%	\$ 357.55	301,630	308,487	316,593
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	20	470,000	361,258	98,820	21%	\$ 4,080.26	299,759	306,744	314,685
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	3,125	7,613	71%	\$ 2,286.45	929	1,074	1,145
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,535.49	1,111	1,233	1,397
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,926	3,235	20%	\$ 2,114.39	12,018	13,439	25,261
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	7,338	56,406	88%	\$ 3,993.72	5,903	12,769	14,323
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,175	1,303	3%	\$ 13,018.49	6,879	28,302	32,860
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 21,776.79	6,763	7,783	8,469
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 11,633.15	689	843	985
	28	LA BELLEZA-COGUA	8	223,500	144,821	78,679	35%	\$ 1,416.98	111,095	143,139	154,930
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	16	305,000	215,783	84,559	28%	\$ 2,148.45	124,713	141,607	177,029
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	17,500	15,202	2,298	13%	\$ 6,279.70	11,613	13,730	16,088
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	153,945	12,907	8%	\$ 3,519.77	72,434	84,045	90,363
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 33,239.91	371	723	997
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	129,376	28,624	18%	\$ 1,241.18	57,721	66,735	72,291
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,629.99	1,110	3,354	4,191
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 7,408.47	2,335	3,521	4,499
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,815	13,587	17%	\$ 6,361.41	45,727	55,400	65,765
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	94,054	48,946	34%	\$ 1,042.46	20,387	44,874	58,388
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 22,191.70	199	252	268
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	172,178	18,514	10%	\$ 2,059.43	88,198	102,463	111,374
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,184.06	3,239	3,918	4,632
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 432.10	30,415	36,417	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	17	66,160	63,462	2,698	4%	\$ 1,124.95
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	166,207	4,693	3%	\$ 1,207.88
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	222,183	4,817	2%	\$ 1,744.54
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	6	18,100	14,350	3,750	21%	\$ 818.56
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10,100	7,900	700	7%	\$ 2,635.41
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	7,825	101,675	93%	
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19,726	14,226	4,978	25%	\$ 1,717.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	8	130,000	63,676	63,637	49%	\$ 2,471.24
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,148.45
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	15	206,000	111,096	92,217	45%	\$ 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.

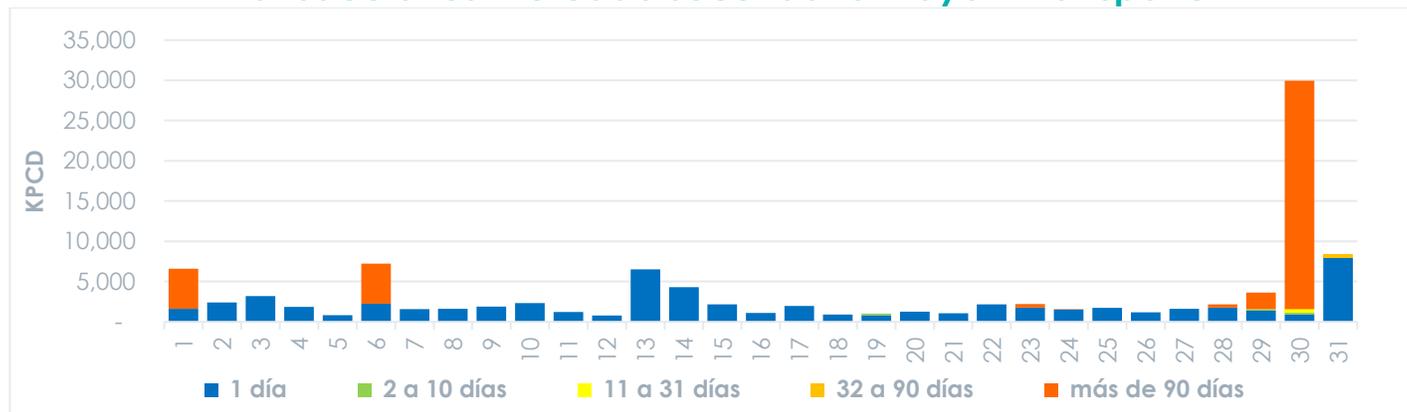
En mayo de 2025, los tramos del SNT cuya disponibilidad contractual primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP) fueron:

Ballena – La Mami, La Mami – Barranquilla, Barranquilla – Cartagena, Cartagena – Mamonal, Sincelejo – Cartagena, Sincelejo – Jobo, Jobo – Sincelejo, La Creciente – Sincelejo, Apiay – Usme, Ballena – Barrancabermeja, Bucaramanga – Barrancabermeja, Flandes – Ricaurte, Gibraltar – Bucaramanga, Guando – Fusagasugá, Mariquita – Pereira, Pradera – Popayán, Tane/Cacota – Pamplona, Vasconia – Mariquita y Yumbo/Cali – Cali.

**Mercado secundario de Transporte**

En el mercado secundario de Transporte para el mes de mayo se registraron 165 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (139).

### Transacciones mercado secundario Mayo – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en Mayo – 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	6	6	5	6	2	6	4	3	5	7	4	1	9	6	5	2	6	6	2	3	2	6	3	5	5	3	6	5	4	2	4	139
2 a 10 días																			1										1	1		3
11 a 31 días																														1		1
32 a 90 días																															3	3
más de 90 días	1					1																	1	1			1	1	13			19
TOTAL	7	6	5	6	2	7	4	3	5	7	4	1	9	6	5	2	6	6	3	3	2	6	4	6	5	3	6	6	6	17	7	165

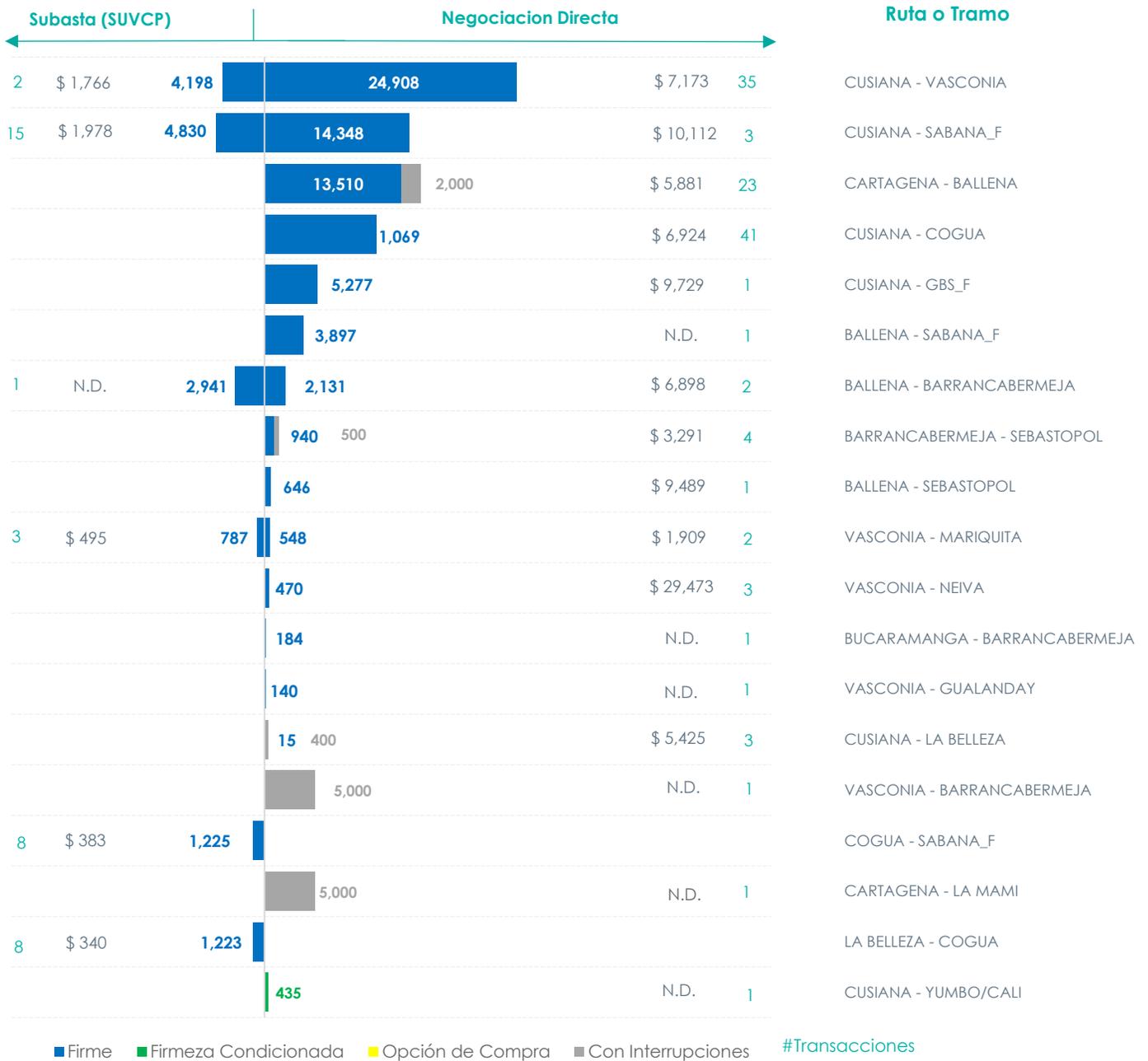
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 3,439 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 30 y 13 de mayo con 17 y 9 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 15.76 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (165), 37 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 128 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 85.74 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 29,106 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - COGUA con 41 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - VASCONIA con 37 transacciones (35 asignada mediante negociación directa y 2 asignadas mediante subasta), CARTAGENA – BALLENA con 23 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA – SABANA\_F con 18 transacciones (3 asignada mediante negociación directa y 15 asignadas mediante subasta), LA BELLEZA – COGUA con 8 transacciones (todas asignadas mediante subasta) y COGUA – SABANA\_F con 8 transacciones (todas 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).

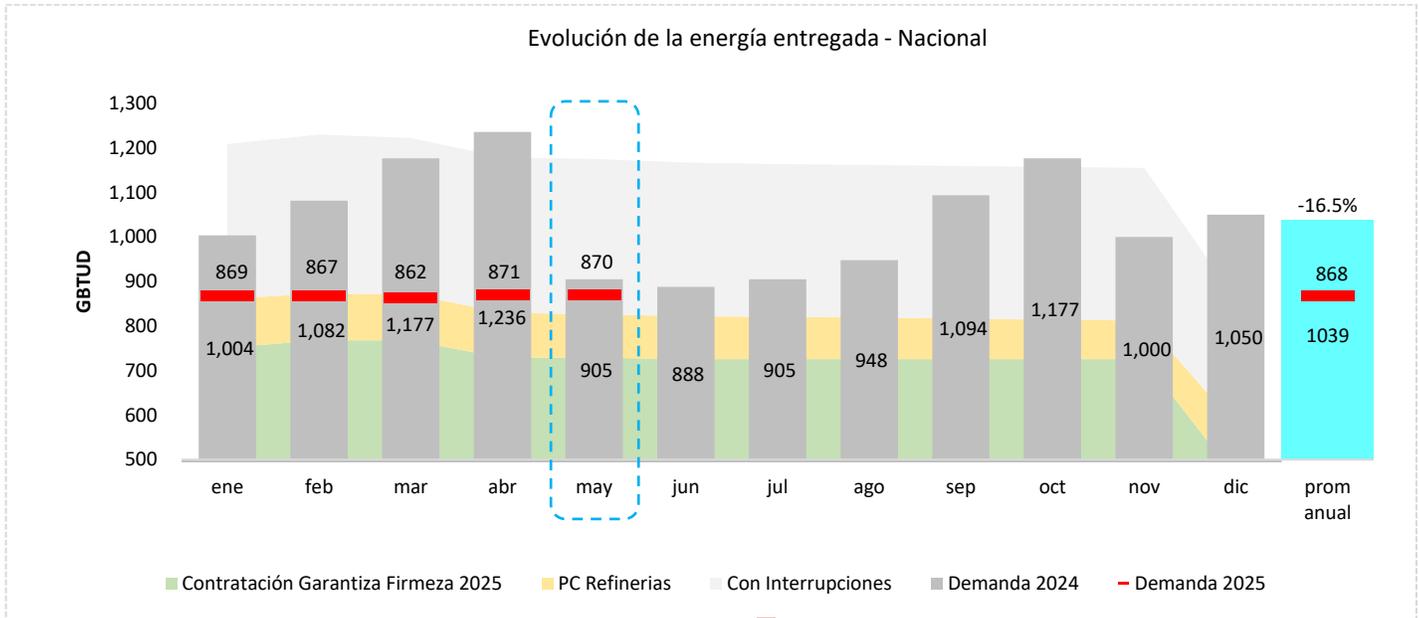


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

# III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de **mayo de 2025** se observa una demanda promedio de **870 GBTUD**, esto es **3.9% 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 **868 GBTUD**, estando por debajo un **16.5%** 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.

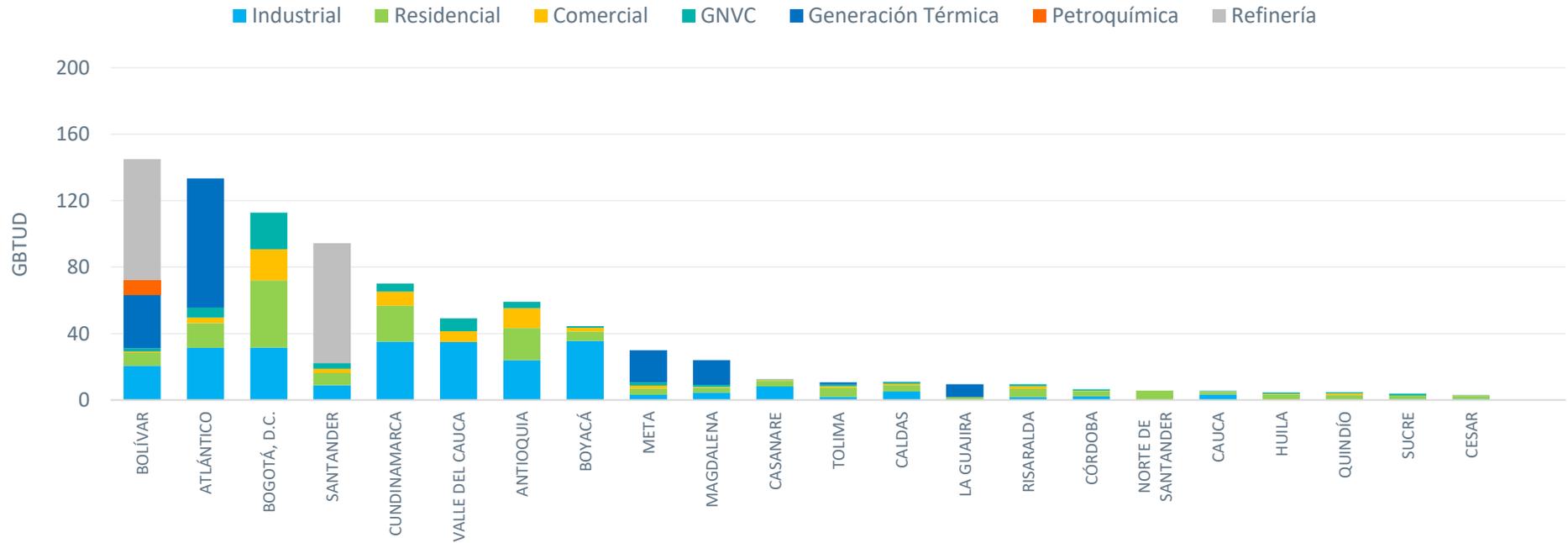
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en **mayo** la demanda **térmica** fue 22 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 13 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							

Térmica
 No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	<b>Residencial</b>	7.8	14.9	40.4	7.5	21.7	15.3	19.3	5.7	3.8	2.8	3.4	5.5	3.7	1.7	5.0	3.1	5.7	1.6	3.3	2.7	2.2	1.7	<b>179</b>
	<b>Comercial</b>	0.7	3.3	18.8	2.6	8.3	6.5	12.0	2.3	1.6	0.6	0.6	1.0	1.1	0.0	1.6	0.2	0.0	0.2	0.4	0.9	0.0	0.3	<b>63</b>
	<b>Industrial</b>	20.6	31.4	31.6	8.9	35.2	34.9	24.0	35.6	3.2	4.6	8.1	1.9	5.2	0.0	1.8	2.3	0.0	3.4	0.1	0.4	0.5	0.5	<b>254</b>
	<b>GNVC</b>	2.0	6.0	22.0	3.3	4.9	7.5	3.8	0.9	2.0	1.2	0.3	1.0	0.8	0.0	1.3	0.8	0.0	0.2	0.8	0.7	1.2	0.4	<b>61</b>
	<b>Generación Térmica</b>	32.3	77.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3	14.9	0.0	1.2	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>153</b>
	<b>Refinería</b>	72.8	0.0	0.0	72.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>145</b>
	<b>Petroquímica</b>	8.8	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>	0.8	0.0	0.0	2.0	0.3	0.0	0.2	0.1	0.2	0.0	0.0	0.8	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	<b>5</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>146</b>	<b>133</b>	<b>113</b>	<b>96</b>	<b>70</b>	<b>64</b>	<b>59</b>	<b>45</b>	<b>30</b>	<b>24</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>870</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 **mayo de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 255 GBTUD en promedio, de los cuales 195 GBTUD corresponden a la región Interior y 60 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 179 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 147 GBTUD respecto a la costa con 32 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	133	60	32	73	11	5	9	1
<b>INTERIOR</b>	21	195	147	72	50	58	0	4
<b>TOTAL Nacional</b>	153	255	179	145	61	63	9	5
<b>% Segmento</b>	18%	29%	21%	17%	7%	7%	1%	1%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **mayo de 2025**, con respecto abril de 2025 se observa una disminución 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 industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
 Comercial	Costa	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	
	Interior	0	47	0	45	0	49	0	57	0	53	0	58	
 Generación Térmica	Costa	283	0	156	0	127	0	133	0	152	0	133	0	
	Interior	61	0	29	0	25	0	26	0	23	0	21	0	
 GNVC	Costa	12	0	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0	
	Interior	52	0	46	0	50	0	49	0	49	0	50	0	
 Industrial	Costa	54	7	55	7	61	7	55	6	52	7	53	6	
	Interior	167	23	168	23	171	25	172	20	181	19	174	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	73	0	72	0	66	0	74	0	66	0	73	0	
	Interior	73	0	68	0	72	0	63	0	71	0	72	0	
 Residencial	Costa	0	33	0	32	0	33	0	32	0	32	0	32	
	Interior	0	143	0	139	0	150	0	143	0	136	0	147	
 Compresoras SNT	Costa	2	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
	Interior	6	0	5	0	5	0	4	0	4	0	4	0	
Subtotal UR/UNR		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025		Mayo 2025		
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Costa	433	45	303	44	275	44	283	43	291	44	280	43	
Interior	359	213	316	207	324	224	316	220	328	209	321	226		
<b>TOTAL</b>		<b>1050</b>		<b>870</b>		<b>867</b>		<b>862</b>		<b>871</b>		<b>870</b>		

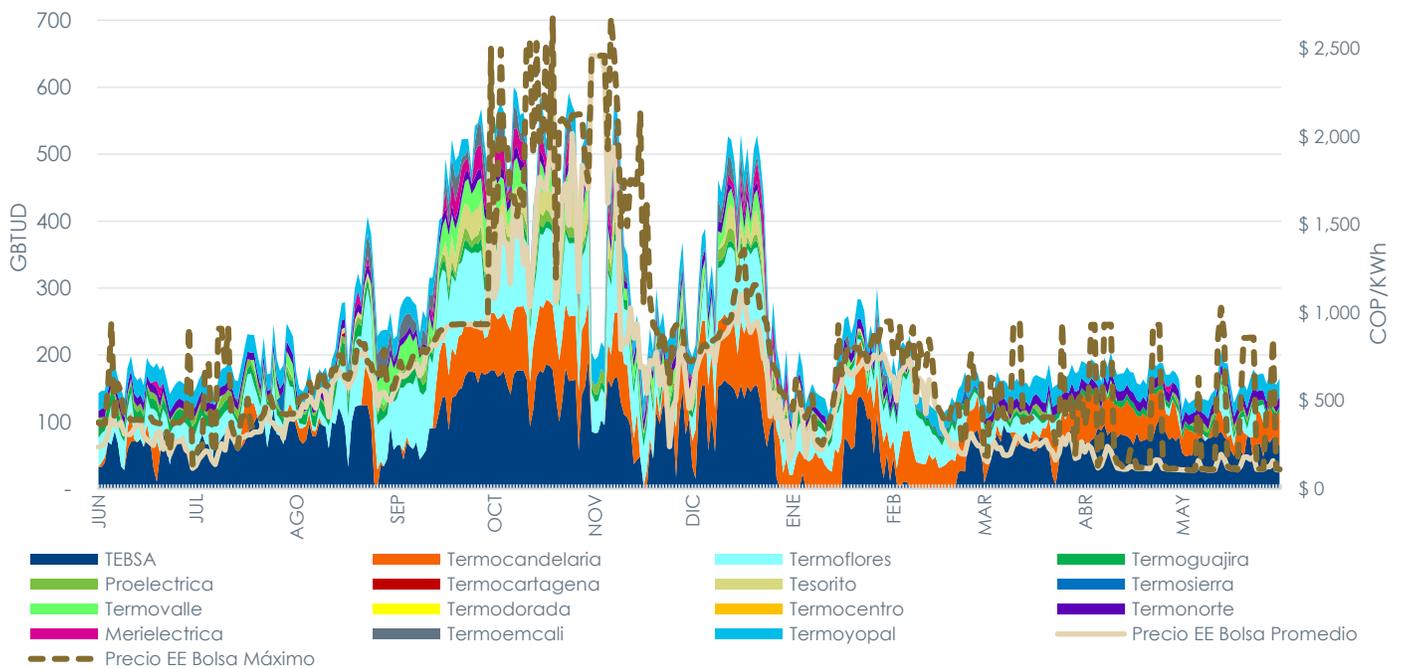
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 mayo fue en promedio 155 GBTUD.

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



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

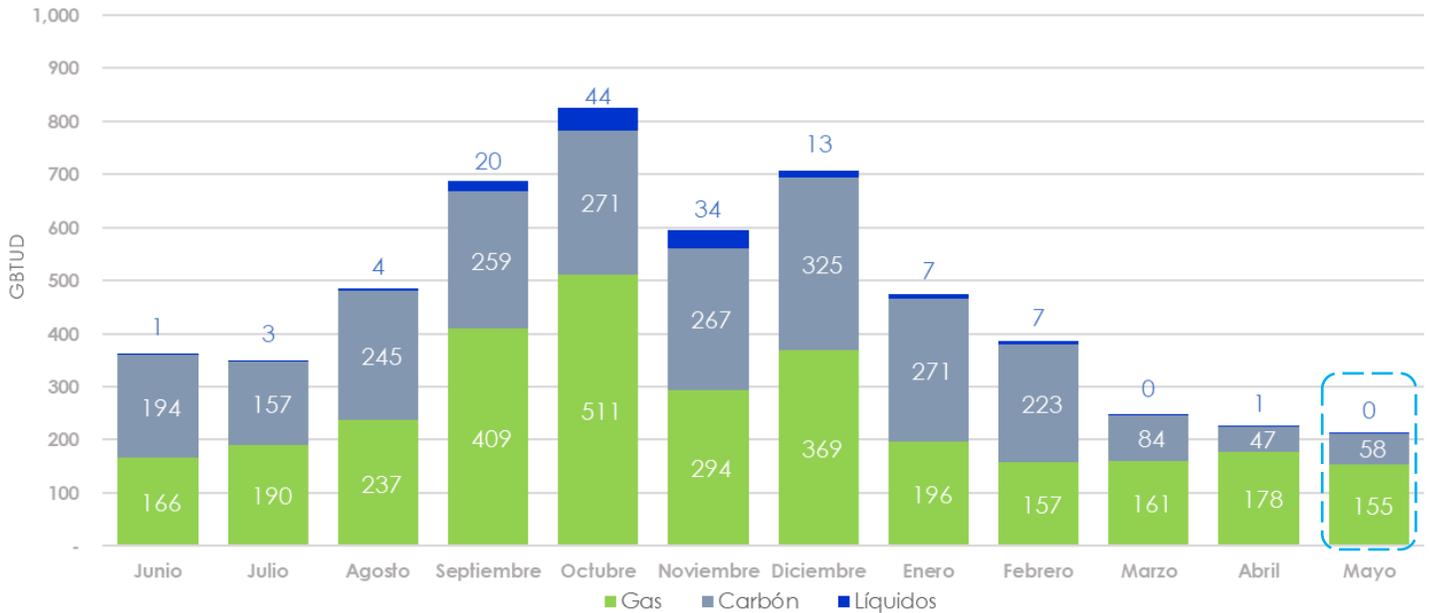
Para el mes de mayo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 118 GBTUD y 207 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (66 GBTUD), Termocandelaria (27 GBTUD), Termoyopal (22 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Termoflores (12 GBTUD), Termoguajira (8 GBTUD) y Proelectrica (5 GBTUD).

### Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de mayo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 155 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 72.6 % del total, carbón con 58 GBTUD (27.2 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.2 %).

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

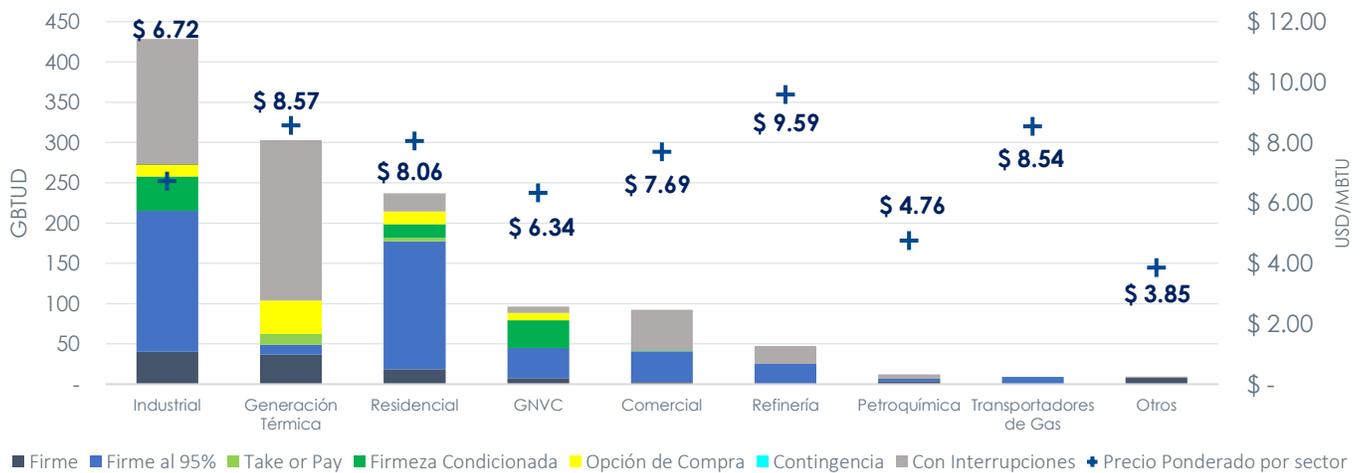
## Consumo de combustible para generación eléctrica



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

## Contratación vigente en mayo por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Contratación vigente en mayo 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	40	\$ 5.75	175	\$ 5.47			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	155	\$ 8.25	0.8	\$ -	428	259
Generación Térmica	37	\$ 3.72	12	\$ 6.10	12	\$ -	1	\$ -	42	\$ -	199	\$ 7.57			303	62
Residencial	18	\$ 8.65	159	\$ 8.51	4	\$ -	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	23	\$ 7.43	0.8	\$ 5.40	238	199
GNVC	8	\$ 8.05	37	\$ 4.77			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	8.0	\$ 11.26			97	79
Comercial	3	\$ 3.98	38	\$ 6.30			1	\$ 4.32			51	\$ 8.97			93	41
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	\$ -							6	\$ 0.81			12	7
Refinería			25	\$ 4.71							22	\$ 15.20			47	25
Otros	8	\$ -	0.2	\$ -							1,400	\$ 3.00			9	8
Compresoras			9	\$ 8.54											9	9
<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>\$ 5.64</b>	<b>460</b>	<b>\$ 6.58</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.17</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>466</b>	<b>\$ 8.28</b>	<b>1.6</b>	<b>\$ 5.33</b>	<b>1,236</b>	<b>689</b>
<b>Total (%)</b>	<b>9.4%</b>		<b>37.2%</b>		<b>1.3%</b>		<b>7.7%</b>		<b>6.6%</b>		<b>37.7%</b>		<b>0.1%</b>		<b>100 %</b>	<b>55.8 %</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 nominadas por sector de consumo en mayo – Mercado primario

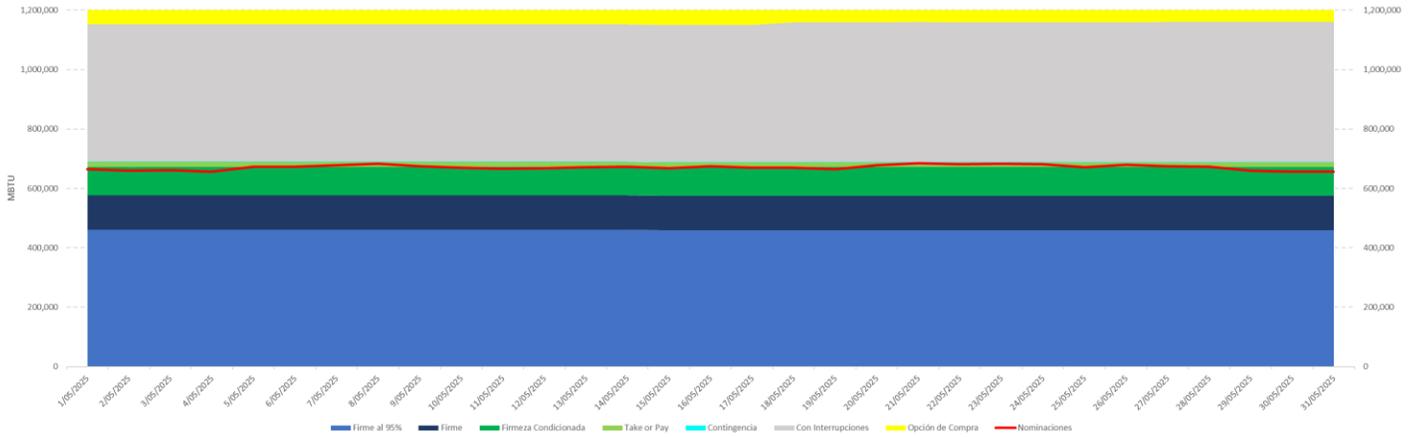
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
<b>Industrial</b>	40	36	175	158			43	42	14	-	155	13	0.8	0.8	<b>259</b>	<b>237</b>
<b>Generación Térmica</b>	37	35	12	12	12	12	1	0.8	42	-	199	7			<b>103</b>	<b>59</b>
<b>Residencial</b>	18	17	159	147	4	4	17	17	16	-	23	4	1	0.8	<b>199</b>	<b>185</b>
<b>GNVC</b>	8	7	37	37			34	34	9	-	8.01	1.43			<b>79</b>	<b>78</b>
<b>Comercial</b>	3	3	38	36			1	1			51	7			<b>41</b>	<b>39</b>
<b>Petroquímica</b>			4	-							6	-			<b>4</b>	<b>-</b>
<b>Refinería</b>			25	25							22	1			<b>25</b>	<b>25</b>
<b>Otros</b>	8	7	0.2	0.2							1	1			<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Compresoras</b>			9.1	5.9											<b>9</b>	<b>6</b>
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>105</b>	<b>460</b>	<b>420</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>96</b>	<b>95</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>466</b>	<b>34</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>689</b>	<b>637</b>
<b>Total (%)</b>	<b>92%</b>		<b>91%</b>		<b>96%</b>		<b>99%</b>		<b>0%</b>		<b>7%</b>		<b>99%</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.

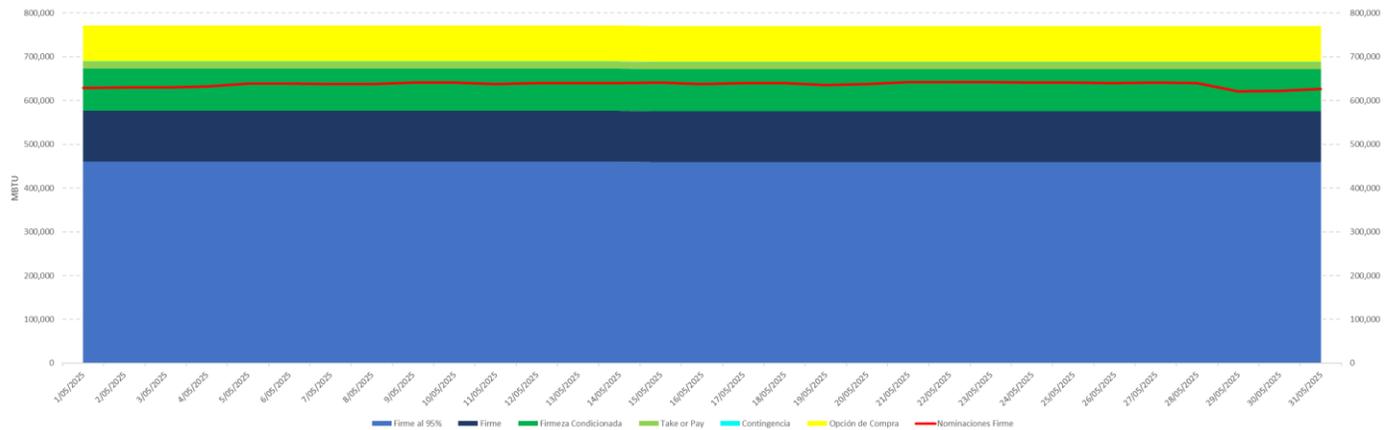
**NOTA 2:** Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

## Cantidades contratadas y nominadas a nivel nacional



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

## Cantidades contratadas y nominadas 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 nominadas 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.

## Convenciones y Terminología:

**BTU** = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD** = 1.000 MBTUD; **1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día, **KPCD** = 1000 PCD, **1PCD** = pie cúbico por día. **SUVCP** = Subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, **GNVC** = Gas natural vehicular comprimido, **SNT** = Sistema Nacional de Transporte, **OTMM** = Otras Transacciones del mercado mayorista; **USD** = Dólares de los Estados Unidos de América

## Notas Aclaratorias

### Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Nelson, Níspero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

### Sección I. SUMINISTRO. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural.

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

### Sección III. DEMANDA.

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

La información del sector industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

### Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

### Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

### Información de Suministro y Demanda.

La información de Suministro referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.

Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

Contáctenos para más información: [gestordegas@bolsamercantil.com.co](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