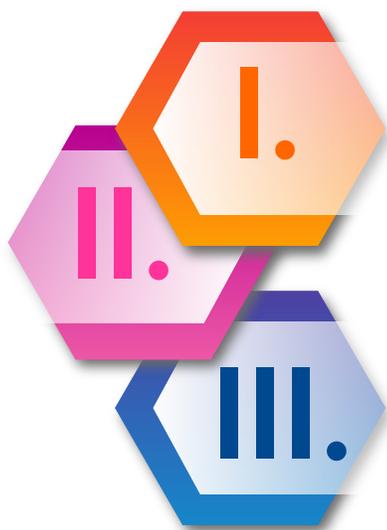




# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## FEBRERO 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 febrero de 2025, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 967 GBTUD, lo que representó una disminución del 1 % (9 GBTUD respecto a enero de 2025). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 159 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 61 % de la energía total contratada para el mes de febrero, con un precio de 6.75 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.80 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 32 % de la contratación total, con un precio promedio de 7.71 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron una disminución de 12.16 % al pasar de 707 en enero de 2025 a 621 en febrero de 2025. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en febrero, 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 \$10.46 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 febrero.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 13.75 % pasando de 160 en enero de 2025 a 182 en febrero de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en febrero de 2025 fue de 867 GBTUD, disminuyendo 0.25 % por debajo de la demanda registrada en el mes de enero de 2025 (869 GBTUD), explicado principalmente por una reducción en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa e interior. Por el contrario, se identifica un aumento en los consumos del sector Residencial y Comercial en la región 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 **febrero**.

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Cusiana/Cupiagua sur	214	221	0	221	103%
	Cupiagua	183	192	0	192	105%
	Floreña	66	12	46	59	88%
	Gibraltar	41	33	0	33	79%
	Istanbul	16	10	0	10	65%
	Otros interior	19	4	1	5	27%
Costa	Ballena	20	12	0	12	57%
	Chuchupa	77	61	0	61	80%
	Bloque VIM 5	110	63	19	82	75%
	Bloque VIM 21	23	24	0	24	106%
	Bloque Esperanza	28	17	0	17	59%
	Bonga/Mamey	35	33	0	33	94%
	Bullerengue	38	16	0	16	40%
	Otros costa	39	0	10	10	26%
	Otros campos aislados	47	6	28	34	72%
<b>Total Potencial de Producción</b>		<b>958</b>	<b>704</b>	<b>104</b>	<b>808</b>	<b>84%</b>
Planta Regasificación Cartagena***		440	159	0	159	36%
<b>Total</b>		<b>1,398</b>	<b>863</b>	<b>104</b>	<b>967</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 27 de noviembre de 2024.

\*\* 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, 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 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, Cañahuate, Cañandonga

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

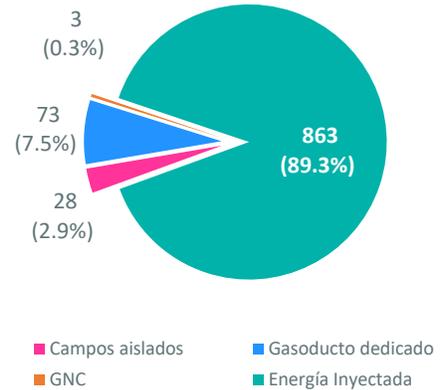
<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas,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

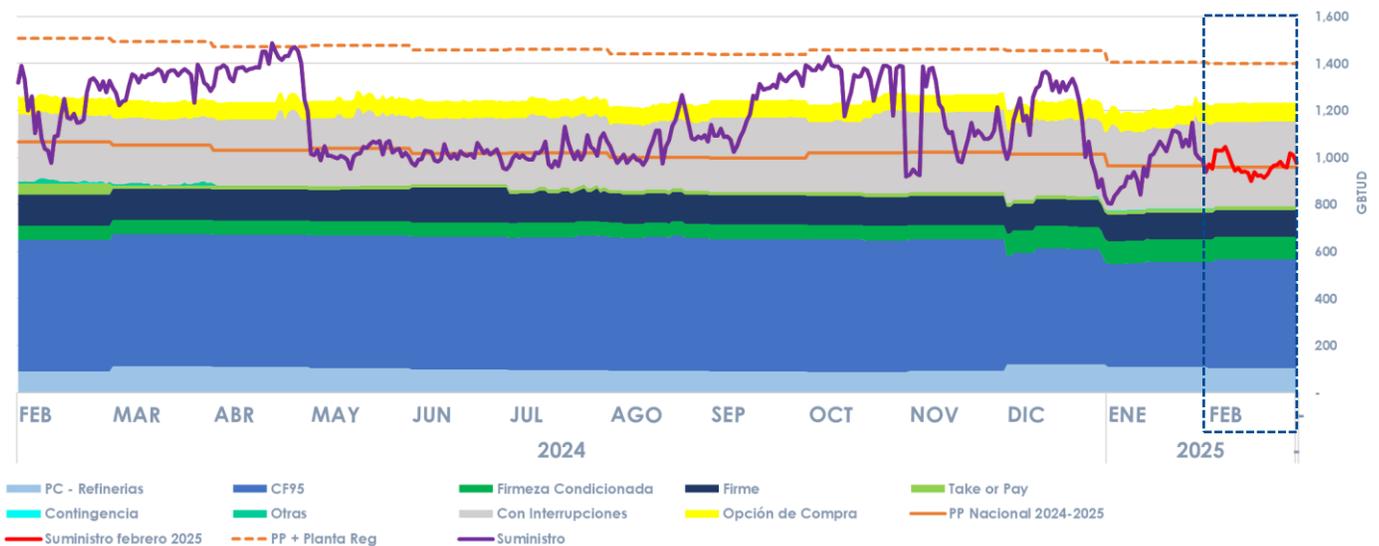


## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo febrero 2024 – febrero 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 febrero la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **687 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **358 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **967 GBTUD**, con oscilaciones entre **900 GBTUD (min.)** y **1,045 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)	FEB24	MAR24	ABR24	MAY24	JUN24	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25
Potencial de Producción	1,067	1,053	1,031	1,037	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	965	958
Suministro Min.	977	1,223	1,197	953	948	956	967	1,024	919	923	834	802	900
Suministro Prom.	1,206	1,330	1,390	1,022	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	976	967
Suministro Máx.	1,389	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045
Producción comprometida por Refinerías	91	111	108	105	99	95	93	89	88	92	120	110	105
Garantía Firmeza*	813	784	785	787	802	787	781	778	776	774	709	670	687
Otras**	10	6	10										
Con Interrupciones	283	279	288	301	280	305	288	315	318	341	323	348	358

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 27 de noviembre 2024.

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 febrero

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	\$ 5.24			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	1	N.D.			149	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							25	\$ 6.32			37	13
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	N.D.	6	\$ 6.30							6	\$ 5.65			12	6
Costa	Ballena			8	\$ 5.65											8	8
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	23	\$ 4.50	7	\$ 9.46							129	\$ 10.27			158	30
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	35	\$ 6.56					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			161	77
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65											33	33
	Bullerengue			38	\$ 7.09											38	38
	FSRU - Importación			39	\$ 17.91											39	39
	Otros Costa <sup>5</sup>	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27							46	\$ 7.12			56	10
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	3	\$ 2.17			4	N.D.					19	\$ 3.95	1.5	N.D.	28	9
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>											6	\$ 1.83			6	0	
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>\$ 4.80</b>	<b>461</b>	<b>\$ 6.75</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.17</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>358</b>	<b>\$ 7.71</b>	<b>1.5</b>	<b>N.D.</b>	<b>1,127</b>	<b>687</b>	
<b>Total (%)</b>		<b>10.3%</b>		<b>41.9%</b>		<b>1.5%</b>		<b>8.7%</b>		<b>7.4%</b>		<b>32.6%</b>		<b>0.1%</b>	<b>100%</b>	<b>61.0%</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, 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, 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, Kanankas, 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.

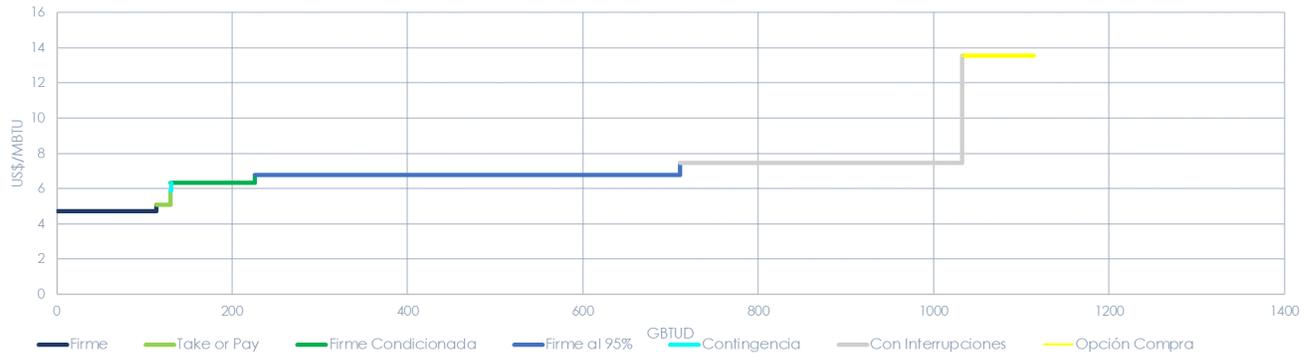
**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

**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 febrero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,127 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (461 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (358 GBTUD) y **iii)** Firme (113 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **82.72 %** 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 “Firme” presenta el valor más bajo con **4.80** 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 **7.71** USD/MBTU y **6.75** USD/MBTU respectivamente.

## Cantidades contratadas y nominadas febrero

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	21	21	0	1	0			128	127
	Cupiagua			151	151			1	1							152	151
	Cupiagua Sur			6	6			24	23	11	0					30	29
	Floreña	45	43	3	3	12	12					1	0.6			60	57
	Gibraltar			4	3			7	6	7	-					11	9
	Istanbul			13	8							25	-			13	8
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	1	6	2							6	3			6	3
Costa	Ballena			8	7											8	7
	Chuchupa	2	1	35	33											36	34
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	23	18	7	7							128	9			30	25
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	35	35					42	41	42	-	42	0			77	76
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	9							85	4			9	9
	Bonga Mamey			33	31											33	31
	Bullerengue			38	17											38	17
	FSRU - Importación			39	39											39	39
	Otros Costa <sup>5</sup>	5	5	5	5							46	0.13			10	10
	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>											6	1			-	-
	<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>105</b>	<b>461</b>	<b>427</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>81</b>	<b>0</b>	<b>358</b>	<b>27</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>687</b>	<b>642</b>
<b>Nominado/Contratado (%)</b>		<b>93%</b>		<b>93%</b>		<b>100%</b>		<b>97%</b>		<b>0%</b>		<b>8%</b>		<b>97%</b>		<b>93%</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, Cañaflacha, Katana, Cañahuatue, Cañandonga.

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

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Aijona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciarero, 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.

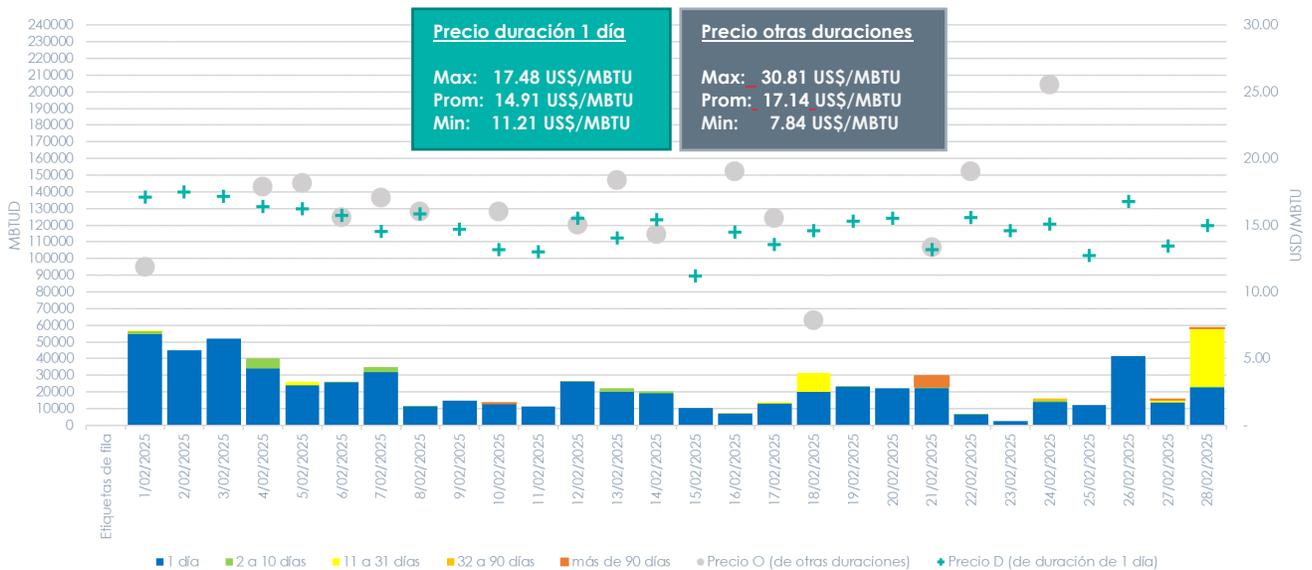
**NOTA 4:** Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **32 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de **8 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **93 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay, Firmeza Condicionada, Firme y CF95 con el **100 %**, **97 %**, **93 %** y **93 %** de ejecución respectivamente.

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Febrero registró 621 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (537). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 11.21 USD/MBTU (Febrero 15) y 17.48 USD/MBTU (Febrero 2) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en enero fue de 692,343 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

### Transacciones mercado secundario Febrero – 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.

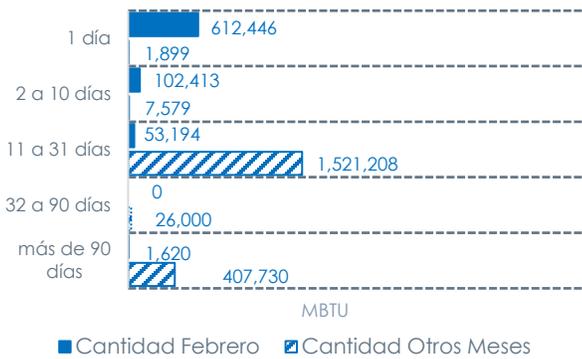
### Número de operaciones en Febrero – Suministro

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	TOTAL	USD/MBTU
1 día	25	20	22	21	18	16	21	14	12	13	15	21	25	24	17	9	15	19	25	28	35	14	8	19	16	20	20	25	537	\$ 15.53
2 a 10 días	6			4	1	3	5	3		3		2	1	3		1		2	1		2	1		2			1	2	43	\$ 16.96
11 a 31 días	2				1					1							1	4			1			1			2	21	34	\$ 10.28
32 a 90 días																												1	1	\$ 16.00
más de 90 días										1											3						1	1	6	\$ 8.88
<b>TOTAL</b>	<b>33</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>26</b>	<b>17</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>41</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>23</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>24</b>	<b>49</b>	<b>621</b>	<b>\$ 15.11</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 86.47 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 28 de febrero con 49 transacciones, equivalentes al 7.89 % 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 febrero – 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 **79.6%** de los **769,673 MBTU** del volumen total transado ejecutado en febrero. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **1,620 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **28.2%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

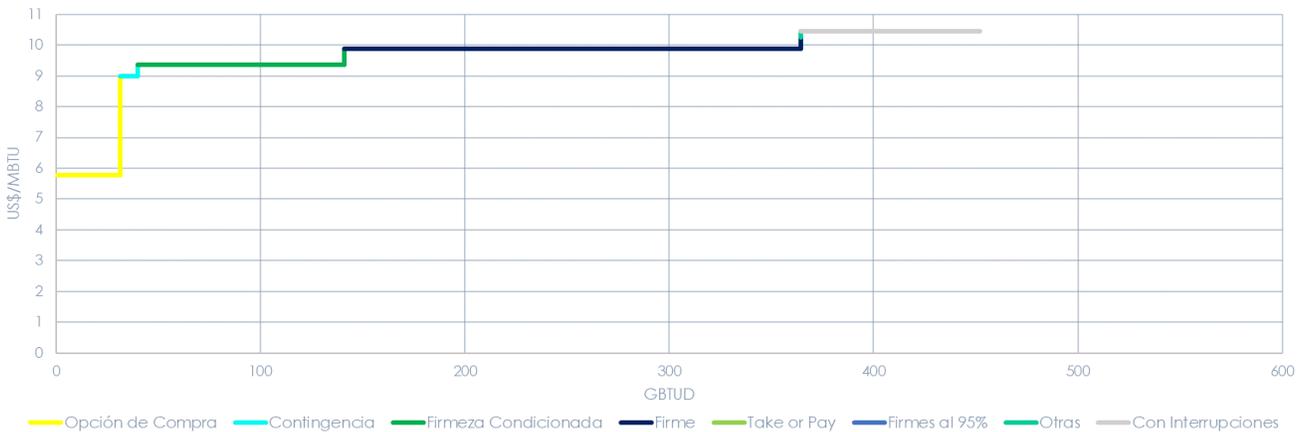
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 276,929 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 657,536 MBTUD equivalente al 94.97% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 21,499 MBTUD, equivalente al 3.11%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 11,308 MBTUD equivalentes al 1.63%, la modalidad **“Contingencia”** negoció 1,500 MBTUD equivalentes al 0.22%; y la modalidad **“Opción de Compra”** reportó 500 MBTUD equivalentes al 0.07%. CUSIANA (174) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por MAMONAL (121), PUNTOS NO SNT (86), VASCONIA (80) y ARJONA (63).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en febrero 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 \$ 5.78 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$10.32 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 71.4% de la contratación total nacional agregando 352 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en febrero 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	68.6	\$ 7.40	15.3	\$ 7.30	6.0	\$ -			24.3	\$ 9.84	6.0	\$ -	120.2	83.9
	Barranca	1.8	\$ 15.64							19.2	\$10.79	2.4	\$ -	23.5	1.8
	Vasconia	13.6	\$ 16.79	2.3	\$12.39	1.9	\$ -			5.0	\$ -			22.8	15.9
	Sebastopol	0.4	\$ 14.26							0.9	\$ -			1.3	0.4
	Gibraltar	10.875	\$ 7.90	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00	0	0					12.4	11.6
	Caramelo	0.0	\$ 7.87											0.0	0.0
	Mariquita	0.8	\$ 14.04											0.8	0.8
	Corrales	1.5	\$ 7.03					0	0					1.5	1.5
Costa	Jobo									15.0	\$ 8.78			15.0	-
	Ballena	26.5	\$ 10.16	0.1	\$18.00					10.8	\$ 9.94			37.3	26.6
	Mamonal	33.6	\$ 14.20	32.7	\$ 8.22	22.8	\$ 5.83			5.0	\$ -			94.1	66.3
	Bonga Mamey							0	0					-	-
	Tucurínca	40.7	\$ 8.28	49.8	\$10.58							0.1	\$18.92	90.6	90.5
	La Creciente							0	0					-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.70											3.7	3.7
	Bullerengue	4.6	\$ 7.92							5.0	\$ -			9.6	4.6
	No SNT*	16.7	\$ 10.97							2.3	\$ 8.09			19.0	16.7
<b>Total general</b>	<b>223.6</b>	<b>\$ 9.88</b>	<b>100.9</b>	<b>\$ 9.35</b>	<b>31.4</b>	<b>\$ 5.78</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>87.4</b>	<b>\$10.46</b>	<b>8.6</b>	<b>\$8.99</b>	<b>451.9</b>	<b>324.5</b>	
<b>Total (%)</b>		<b>49.5%</b>		<b>22.3%</b>		<b>7.0%</b>		<b>0.0%</b>		<b>19.3%</b>		<b>1.9%</b>		<b>100%</b>	<b>71.80%</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	255,100	0	0%	\$ 1,124.95	13,715	35,907	46,732
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	16	551,303	541,803	8,200	1%	\$ 1,207.88	155,676	229,946	336,521
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	16	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,744.54	155,676	201,697	269,096
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,509	0	0%	\$ 197.12	41,781	96,565	109,510
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	267,845	266,794	0	0%	\$ 818.56	109,298	130,929	138,412
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,635.41	102,282	108,740	114,845
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	7	92,000	90,500	0	0%	\$ 1,070.25	14,114	32,917	34,516
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	298	13,645	98%	\$ 5,098.98	0	34	406
	9	APIAY-OCOCA	4	24,175	17,228	6,947	29%	\$ 2,035.84	10,226	12,067	17,209
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,176.71	164	278	368
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	115,176	32,824	22%	\$ 2,850.24	50,532	61,331	75,778
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	246,341	5,659	2%	\$ 5,987.81	61,529	85,061	110,104
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19,726	14,027	5,177	26%	\$ 8,667.19	10,807	25,775	32,084
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	136,626	66,374	33%	\$ 2,471.24	47,400	60,679	79,272
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,798.41	3,858	4,606	5,691
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,873	7,142	59%	\$ 6,830.62	3,158	3,812	4,561
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	140,973	74,027	34%	\$ 2,114.51	124,550	153,939	167,395
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	56,955	12,614	18%	\$ 2,931.95	21,148	26,103	32,053
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	21	470,000	369,177	90,901	19%	\$ 357.57	302,094	335,158	355,633
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	17	470,000	360,747	99,331	21%	\$ 4,079.86	300,224	333,482	353,733
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,286.45	1,028	1,106	1,167
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,535.49	1,055	1,244	1,548
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	13,608	2,553	16%	\$ 2,126.57	11,747	13,177	14,999
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	7,410	56,334	88%	\$ 3,993.83	8,388	13,298	15,234
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,116	1,362	3%	\$ 12,321.15	289	30,158	38,272
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 21,773.39	6,953	7,965	8,638
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 11,633.15	752	848	901
	28	LA BELLEZA-COGUA	6	223,500	144,558	78,942	35%	\$ 1,416.84	127,069	156,580	170,079
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	14	305,000	215,565	84,777	28%	\$ 2,148.24	108,620	153,956	197,180
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	17,500	15,202	2,298	13%	\$ 6,279.03	11,701	13,526	14,418
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	149,946	16,906	10%	\$ 3,519.53	75,391	89,227	103,774
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 33,239.91	758	1,316	2,396
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158,000	134,426	23,574	15%	\$ 1,241.10	58,352	71,943	86,372
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,629.99	2,105	3,526	4,191
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 7,408.47	3,133	3,668	4,038
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78,000	61,647	15,755	20%	\$ 6,361.41	42,611	56,152	64,668
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	96,384	46,616	33%	\$ 1,041.38	26,997	54,951	98,783
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 22,191.70	183	219	231
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	171,536	19,156	10%	\$ 2,059.24	90,866	106,023	119,890
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,183.83	3,909	4,223	4,456
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 409.58	32,730	38,619	40,571

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	15	66,160	65,801	359	1%	\$ 1,124.95
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	170,900	0	0%	\$ 1,207.88
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	11	230,000	227,000	0	0%	\$ 1,744.54
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18,100	15,051	3,049	17%	\$ 818.56
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,635.41
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	19,725	89,775	82%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,776	0	0%	\$ 8,667.19
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	6	130,000	89,181	38,132	29%	\$ 2,471.24
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	30,000	0	0%	\$ 2,028.11
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	11	206,000	138,095	65,218	32%	\$ 1,041.38

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.

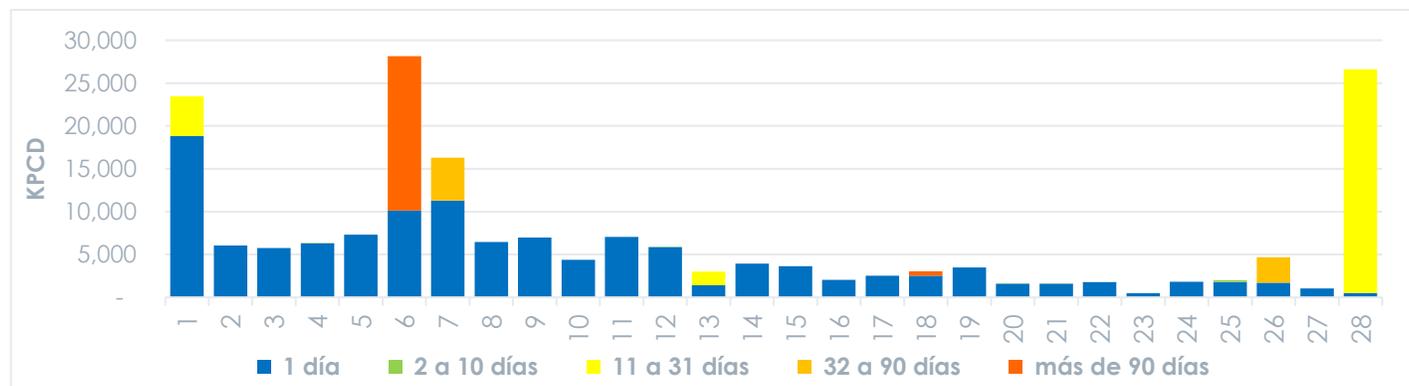
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En febrero de 2025 los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP fueron: Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Ballena-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla, Sincelejo-Cartagena, Sincelejo-Jobo, Bucaramanga-Barrancabermeja y Vasconia-La Belleza.

## Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de febrero se registraron 182 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (149).

### Transacciones mercado secundario Febrero – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en Febrero – 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	TOTAL
1 día	11	7	9	6	6	8	6	5	10	6	7	5	2	3	4	4	3	3	6	5	5	6	3	4	6	5	2	2	149
2 a 10 días				1			1					1								1	1				5				10
11 a 31 días	5												1															11	17
32 a 90 días							1																			1			2
más de 90 días						3												1											4
<b>TOTAL</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>182</b>

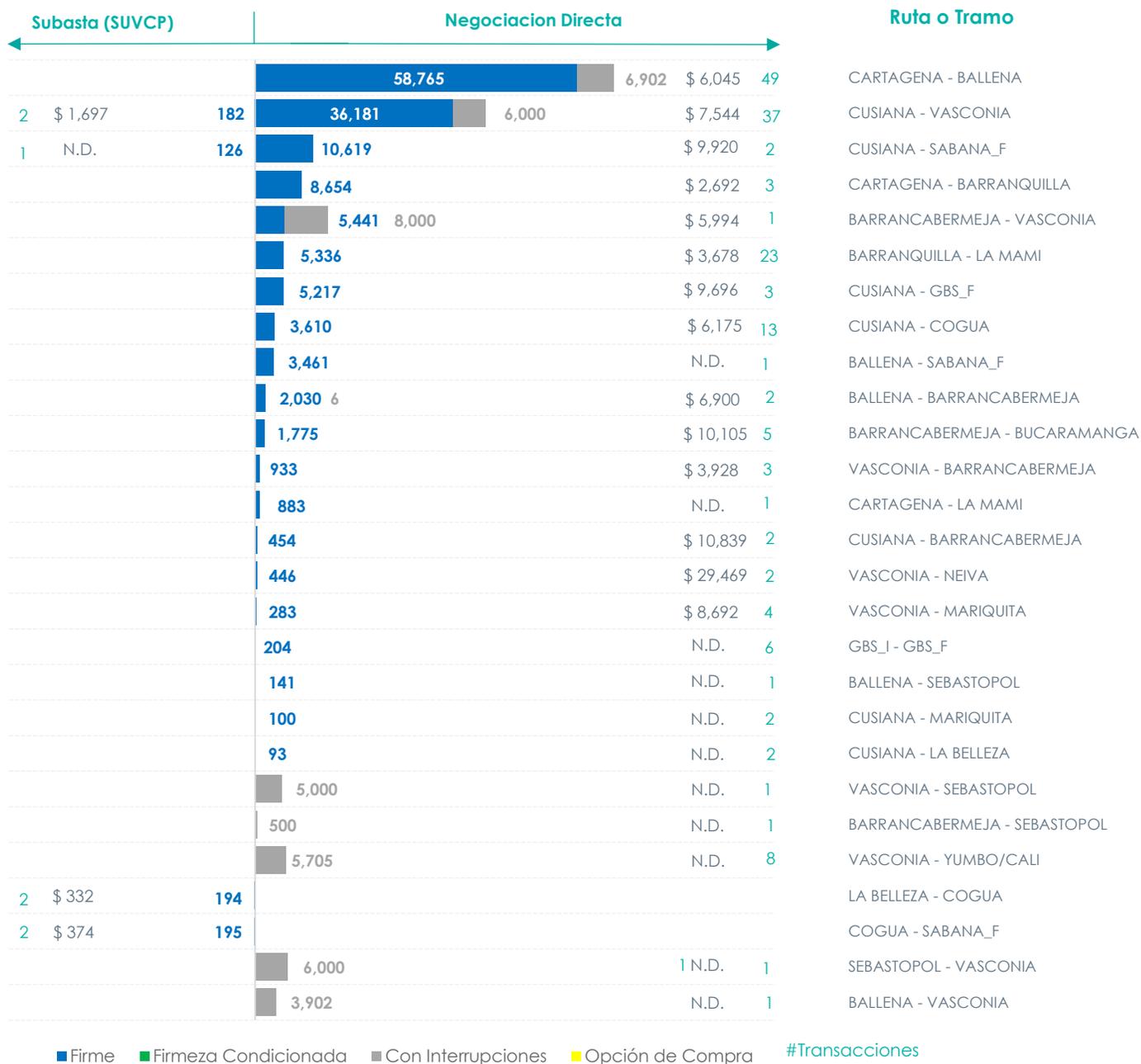
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6,691 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 01 y 28 de febrero con 16 y 13 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 16 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (182), 7 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 175 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 99.63 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CARTAGENA - BALLENA para el cual se transaron 58,765 KPCD en modalidad **Firme** y 6,902 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CARTAGENA – BALLENA con 49 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - VASCONIA con 39 transacciones (37 asignadas mediante negociación directa y 2 asignadas mediante subastas), BARRANQUILLA – LA MAMI con 23 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - COGUA con 13 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), BARRANCABERMEJA – VASCONIA con 9 transacciones (todas asignadas mediante subasta) Y GBS\_I – GBS\_F con 6 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

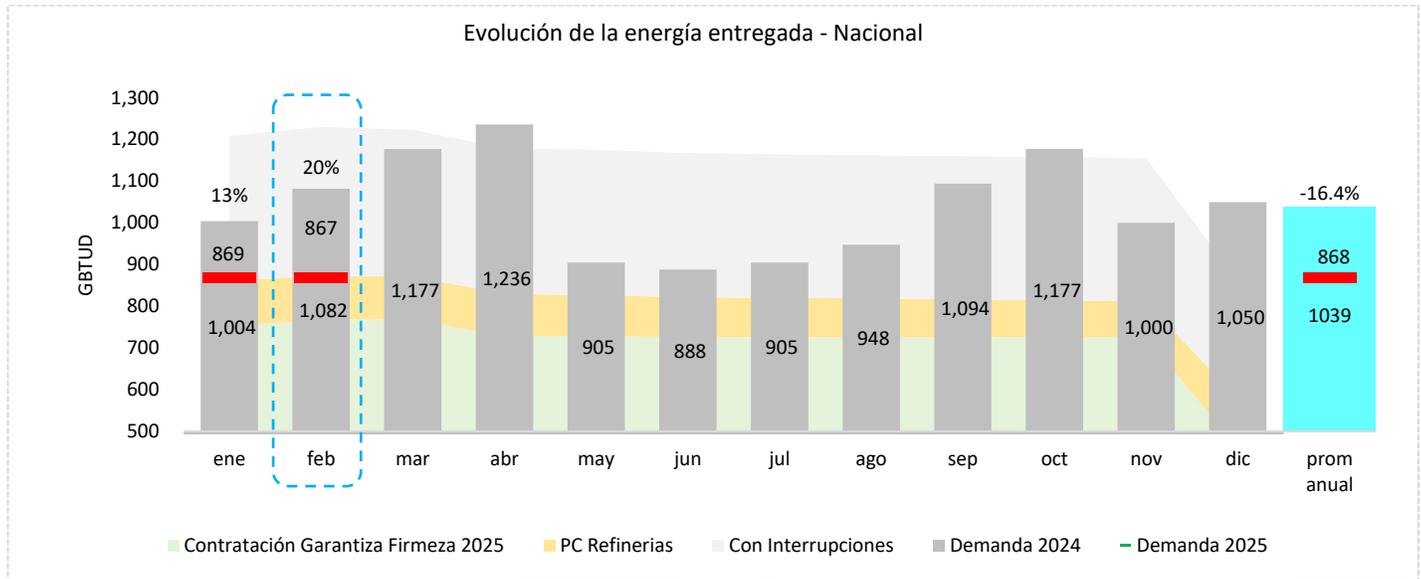


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

# III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de **febrero de 2025** se observa una demanda promedio de **867 GBTUD**, esto es **19.9% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1,082 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **868 GBTUD**, estando por debajo un **16.4%** al promedio anual del 2024 (1039 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

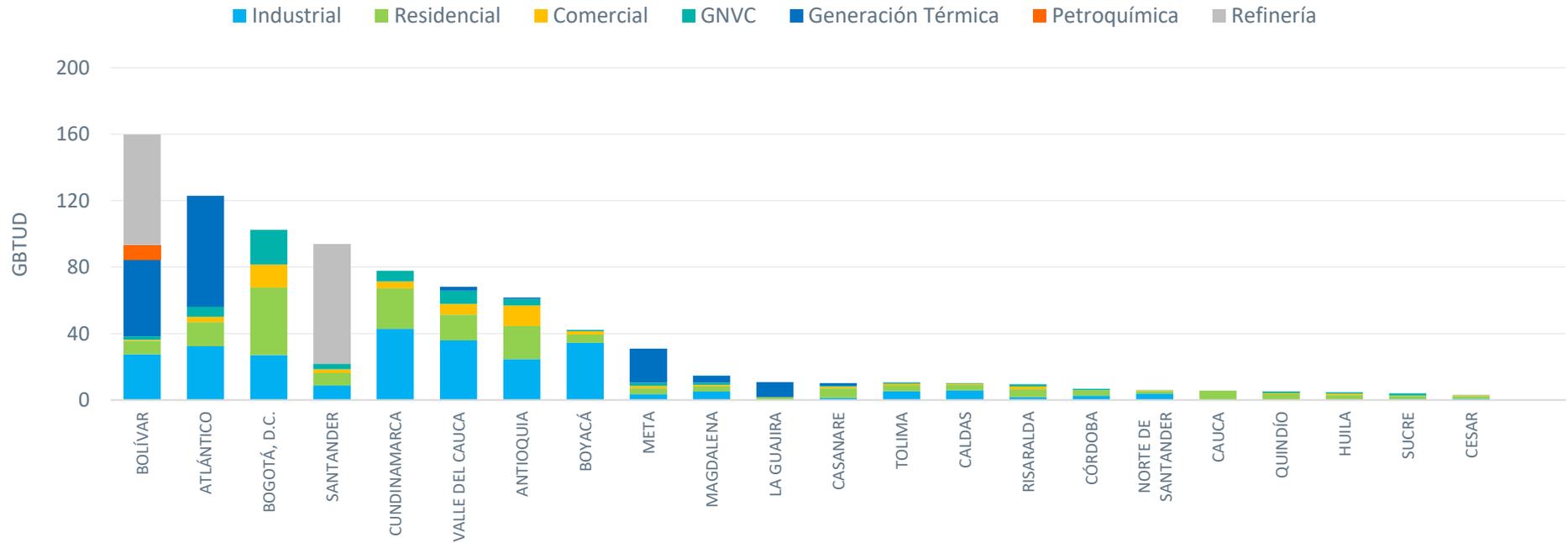
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **febrero** la demanda **térmica** fue 178 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 36 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										

Térmica    No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	<b>Residencial</b>	8.0	14.6	40.6	7.6	24.3	15.5	19.9	5.0	3.5	3.3	1.7	5.8	3.4	3.4	4.9	3.2	1.8	5.7	3.7	2.7	2.2	1.7	<b>183</b>
	<b>Comercial</b>	0.7	3.2	13.8	2.2	4.2	6.6	12.3	1.8	1.5	0.7	0.0	1.1	1.0	0.6	1.6	0.2	0.3	0.0	0.5	0.8	0.0	0.4	<b>53</b>
	<b>Industrial</b>	27.6	32.3	27.1	8.7	42.9	35.9	24.7	34.5	3.5	5.1	0.0	1.3	5.3	5.9	1.8	2.6	3.6	0.0	0.1	0.4	0.4	0.7	<b>264</b>
	<b>GNVC</b>	2.1	5.8	21.0	3.2	6.5	7.8	4.1	0.9	2.0	1.3	0.0	0.6	0.8	0.3	1.3	0.8	0.2	0.0	0.9	0.8	1.3	0.2	<b>62</b>
	<b>Generación Térmica</b>	46.3	66.9	0.0	0.0	0.0	2.4	0.8	0.0	20.5	4.2	9.1	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>152</b>
	<b>Refinería</b>	66.4	0.0	0.0	72.2	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	<b>139</b>
	<b>Petroquímica</b>	8.7	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	1.8	0.2	0.0	0.2	1.4	0.0	0.0	0.3	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	<b>6</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>160</b>	<b>123</b>	<b>103</b>	<b>96</b>	<b>78</b>	<b>68</b>	<b>62</b>	<b>44</b>	<b>31</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>867</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 **febrero de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 264 GBTUD en promedio, de los cuales 196 GBTUD corresponden a la región Interior y 68 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 183 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 150 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	127	25	152	17%
Industrial	68	196	264	30%
Residencial	33	150	183	21%
Refinería	66	72	139	16%
GNVC	11	51	62	7%
Comercial	5	49	53	6%
Petroquímica	9	0	9	2%
Compresoras SNT	1	5	6	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 **febrero de 2025**, con respecto a enero de 2025 se observa principalmente una reducción en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa e interior; así se identifica un aumento en los consumos del sector Residencial y Comercial en la región del interior.

TIPO DE USUARIO		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 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	48	0	49	0	47	0	45	0	49
Generación Térmica	Costa	298	0	383	0	220	0	283	0	156	0	127	0
	Interior	86	0	81	0	53	0	61	0	29	0	25	0
GNVC	Costa	11	0	11	0	12	0	12	0	11	0	11	0
	Interior	50	0	51	0	51	0	52	0	46	0	50	0
Industrial	Costa	60	8	55	9	56	7	54	7	55	7	61	7
	Interior	179	24	175	24	179	25	167	23	168	23	171	25
Petroquímica	Costa	11	0	8	0	8	0	9	0	9	0	9	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	62	0	74	0	73	0	73	0	72	0	66	0
	Interior	65	0	66	0	74	0	73	0	68	0	72	0
Residencial	Costa	0	33	0	32	0	33	0	33	0	32	0	33
	Interior	0	145	0	146	0	148	0	143	0	139	0	150
Compresoras SNT	Costa	3	0	1	0	1	0	2	0	1	0	1	0
	Interior	0	5	0	5	7	0	6	0	5	0	5	0
Subtotal UR/UNR		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	445	46	533	46	369	45	433	45	303	44	275	44
Interior	388	215	380	218	364	222	359	213	316	207	324	224	
<b>TOTAL</b>		<b>1094</b>		<b>1177</b>		<b>1000</b>		<b>1050</b>		<b>870</b>		<b>867</b>	

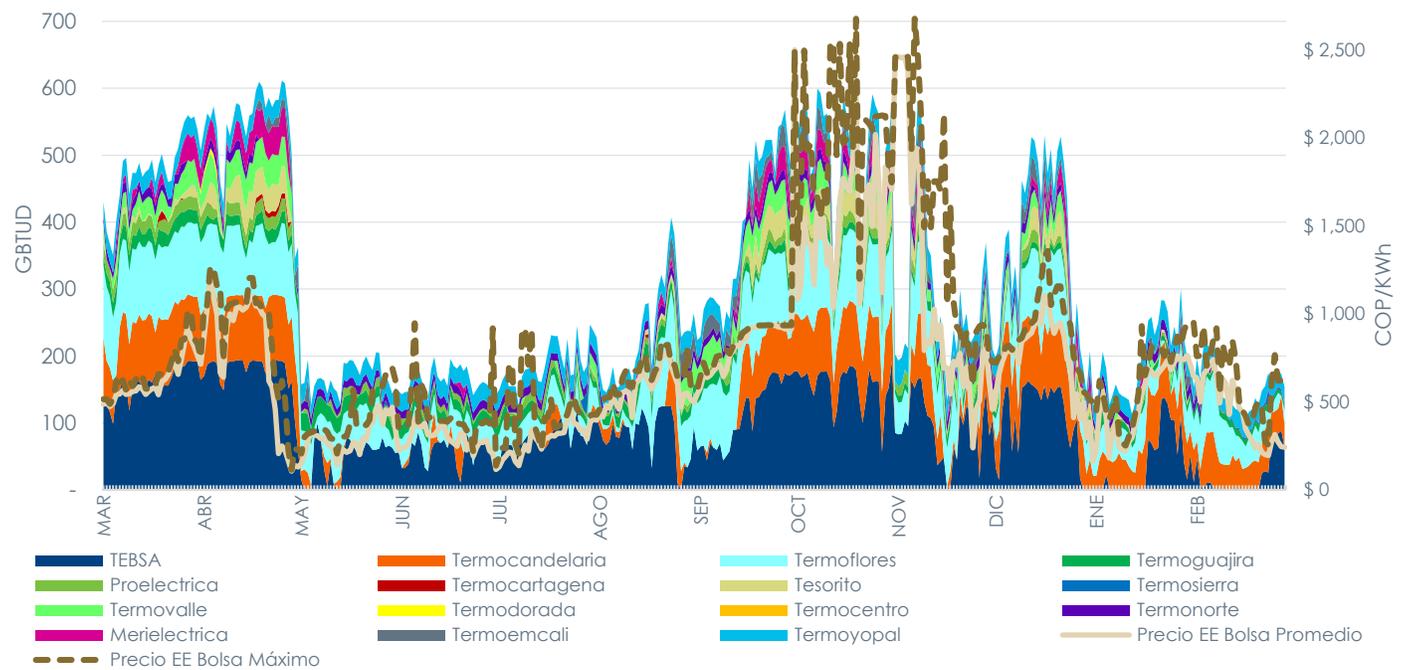
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 febrero fue en promedio 157 GBTUD.

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



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

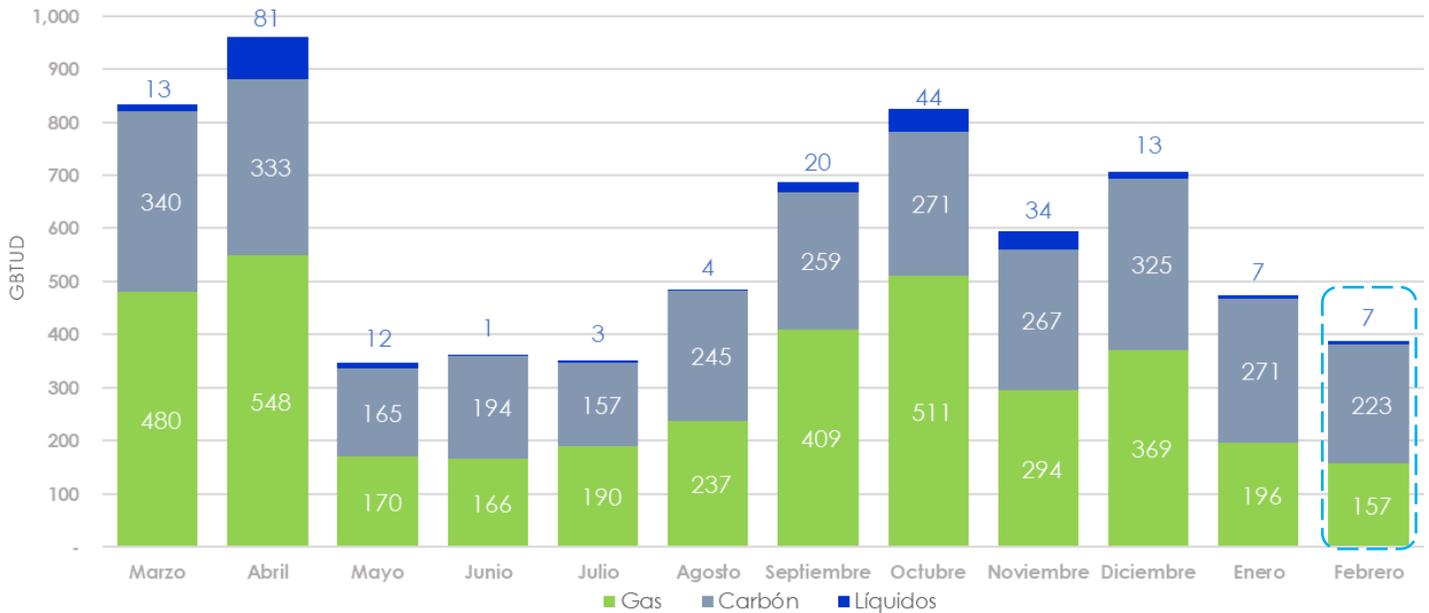
Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 105 GBTUD y 229 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: Termoflores (48 GBTUD), Termocandelaria (46 GBTUD), Termoyopal (25 GBTUD), TEBSA (20 GBTUD), Termoguajira (9 GBTUD), Termonorte (4 GBTUD), Termoemcali (2 GBTUD), Tesorito (1 GBTUD) y Termosierra (1 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 febrero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón con 223 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 57.7 % del total, gas natural con 157 GBTUD (40.6%) y los combustibles líquidos consumieron 7 GBTUD (1.8 %).

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

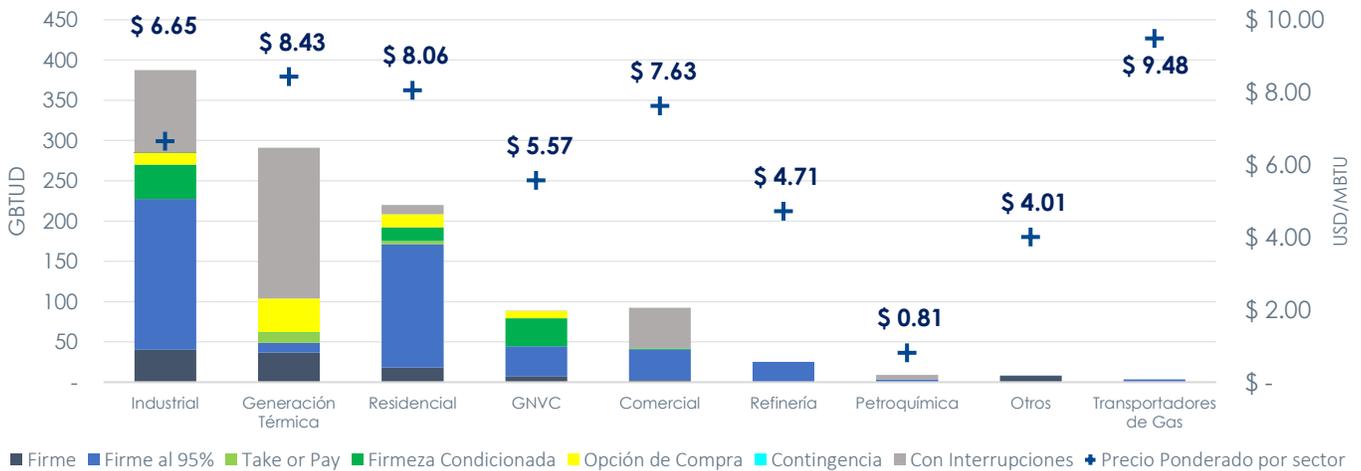
## Consumo de combustible para generación eléctrica



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

## Contratación vigente en febrero 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 febrero 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	\$ 4.48	187	\$ 5.97			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	102	\$ 8.48	1.5	N.D.	388	272
Generación Térmica	37	\$ 3.72	12	\$ 6.10	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	187	\$ 7.29			291	62
Residencial	18	\$ 8.29	153	\$ 8.59	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	11	\$ 6.46			220	193
GNVC	8	\$ 4.56	37	\$ 4.76			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	0.5	\$ 3.00			89	79
Comercial	3	\$ 3.98	38	\$ 6.34			1	\$ 4.32			51	\$ 8.82			93	41
Petroquímica			4	N.D.							6	\$ 0.81			9	4
Refinería			25	\$ 4.71											25	25
Otros	8	N.D.	0.2	N.D.											8	8
Compresoras			4	\$ 9.48											4	4
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>\$ 4.54</b>	<b>461</b>	<b>\$ 6.69</b>	<b>16</b>	<b>\$ 0.00</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.34</b>	<b>81</b>	<b>\$ 3.45</b>	<b>358</b>	<b>\$ 7.72</b>	<b>1.5</b>	<b>N.D.</b>	<b>1,127</b>	<b>687</b>
<b>Total (%)</b>	<b>10.3%</b>		<b>41.9%</b>		<b>1.5%</b>		<b>8.7%</b>		<b>7.4%</b>		<b>32.6%</b>		<b>0.1%</b>		<b>100 %</b>	<b>61.0%</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 febrero – Mercado primario

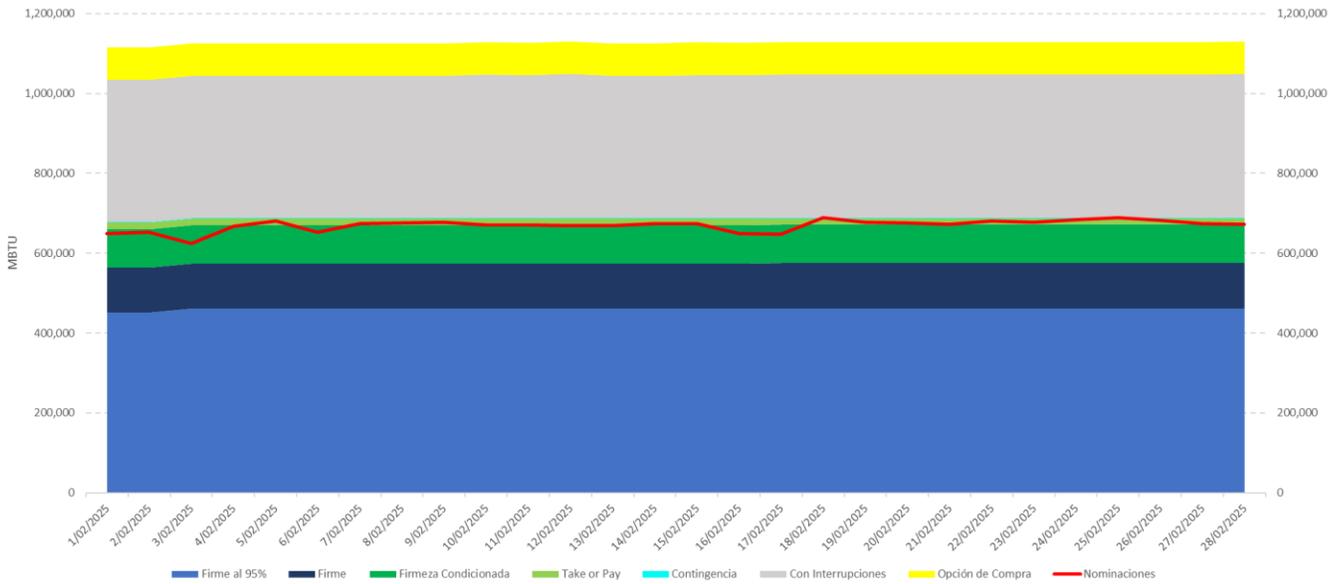
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
<b>Industrial</b>	40	35	187	168			43	42	14	0	102	12	1.5	1.5	<b>272</b>	<b>246</b>
<b>Generación Térmica</b>	37	34	12	12	12	12	1	0.8	42	0	187	7			<b>103</b>	<b>58</b>
<b>Residencial</b>	18	18	153	146	4	4	17	16	16	0	11	1			<b>192</b>	<b>184</b>
<b>GNVC</b>	8	8	37	36			34	33	9	0	0.54	0.03			<b>79</b>	<b>77</b>
<b>Comercial</b>	3	3	38	36			1	1			51	7			<b>41</b>	<b>40</b>
<b>Petroquímica</b>			4	1							6	0			<b>4</b>	<b>1</b>
<b>Refinería</b>			25	23											<b>25</b>	<b>23</b>
<b>Otros</b>	8	8	0.2	0.2											<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Compresoras</b>			3.7	3.7											<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>105</b>	<b>461</b>	<b>427</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>81</b>	<b>0</b>	<b>358</b>	<b>27</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>687</b>	<b>642</b>
<b>Total (%)</b>	<b>94%</b>		<b>93%</b>		<b>98%</b>		<b>90%</b>		<b>2%</b>		<b>10%</b>		<b>100%</b>		<b>93 %</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.

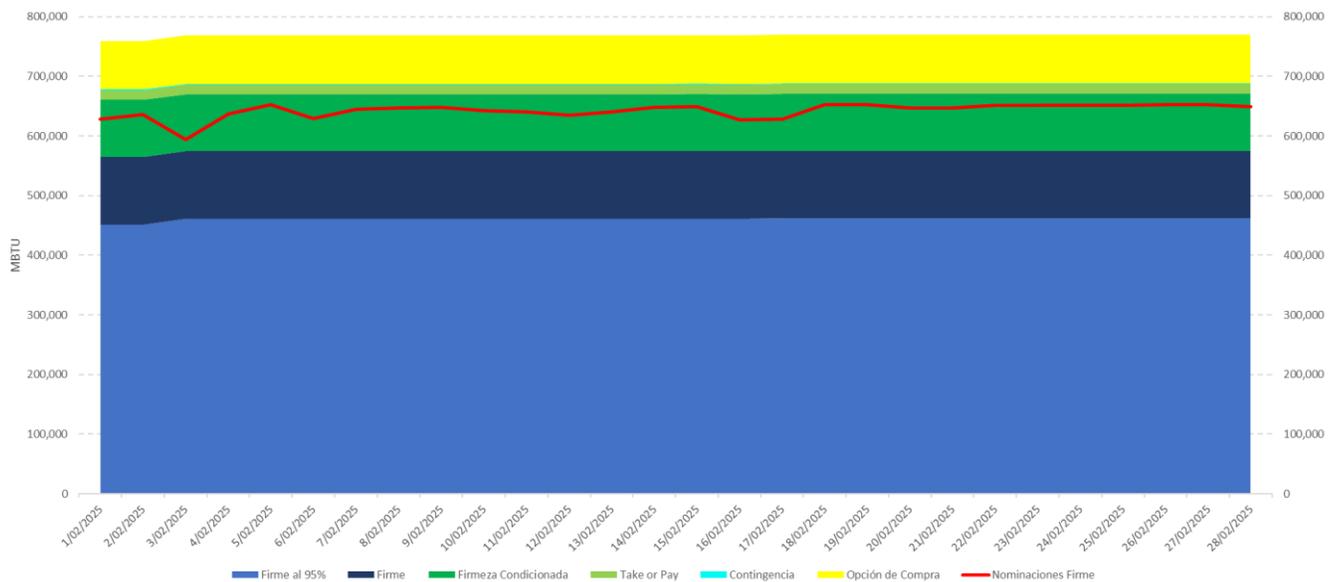
**NOTA 2:** Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

## Cantidades contratadas y nominadas a nivel nacional



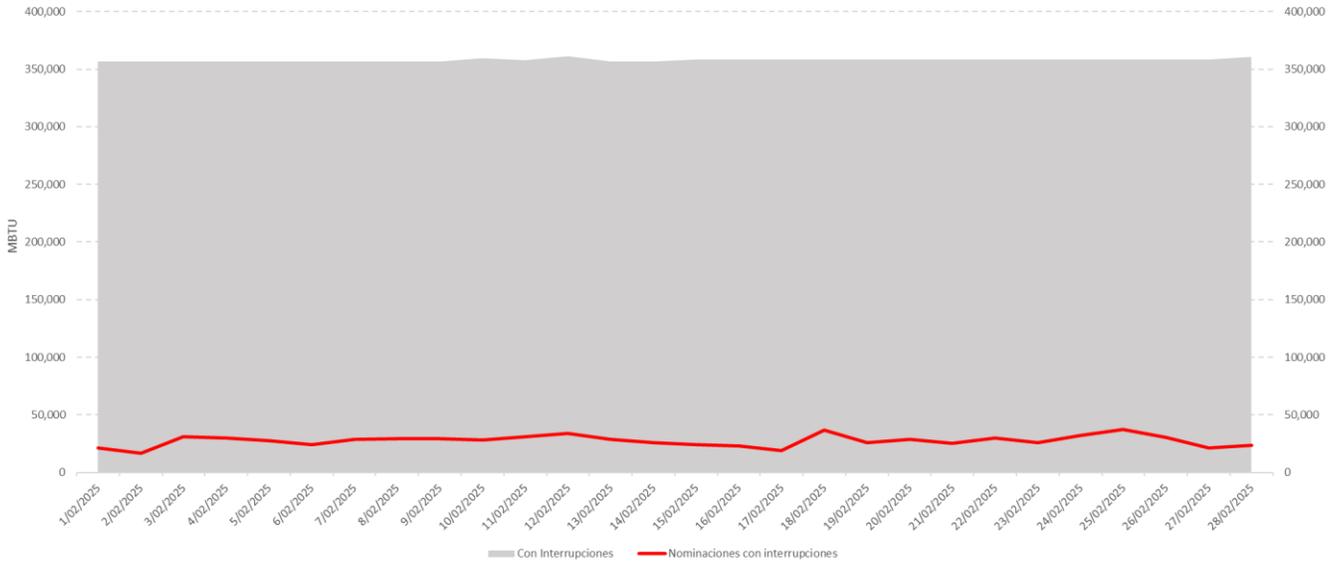
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

## 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.

## Cantidades contratadas y nominadas en modalidad con interrupciones



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.

### 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