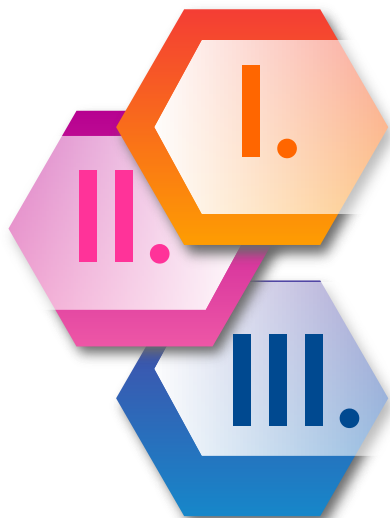


# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## MARZO 2026

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 marzo de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 895 GBTUD, lo que representó un aumento del 1 %, 5 GBTUD, respecto a febrero de 2026. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 213 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 50 % de la energía total contratada para marzo, con un precio de 8.54 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 6.00 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 15.25 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 42 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.55 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 3.1 % al pasar de 558 en febrero a 540.8 en marzo de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en marzo, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 5.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 12.85 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** En marzo de 2026, el SNT operó con holgura primaria limitada en varios tramos relevantes, tanto en flujo como en contraflujo. En sentido de **flujo**, se destacaron como más críticos **Cartagena–Mamonal, Guando–Fusagasugá, Yumbo/Cali–Cali, Cartagena–Barranquilla y Barranquilla–La Mami**, seguidos por Ballena–La Mami, Sincelejo–Cartagena, Jobo–Sincelejo, La Creciente–Sincelejo y Pradera–Popayán, también por debajo del umbral del 10 %. En **contraflujo**, los tramos críticos fueron **La Mami–Ballena, La Mami–Barranquilla, Vasconia–La Belleza y Barranquilla–Cartagena**.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** el mercado secundario de transporte **registró 141 operaciones**, concentradas principalmente en contratos de 1 día (127 operaciones), lo que ratifica su papel como herramienta de ajuste de corto plazo. La actividad fue más intensa el 24 de marzo, con 8 operaciones, seguido por los días 1, 20 y 27 de marzo, con 7 operaciones cada uno. Además, aunque la distribución por número de operaciones fue relativamente equilibrada entre mecanismos, **la subasta (SUVCP) concentró los mayores volúmenes, al representar el 72,9 % de la capacidad negociada en el mes**.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en marzo de 2026 fue de 786 GBTUD, disminuyó 27 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de febrero de 2026 (813 GBTUD), explicado principalmente por una disminución en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y en el consumo 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 **marzo**.

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Piedemonte llanero	410	382	28	410	100%
	Gibraltar	21	29	0	29	137%
	Istanbul	23	9	0	9	42%
	Otros campos interior	67	7	28	35	53%
Costa	Arrecife	18	0	13	13	74%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	155	58	12	70	45%
	Ballena y Chuchupa	67	64	0	64	95%
	Bonga/Mamey	36	24	0	24	67%
	Bullerengue	9	5	0	5	54%
	Mágico	20	5	0	5	27%
	Otros campos costa	16	7	10	17	105%
<b>Total Potencial de Producción</b>		<b>841</b>	<b>589</b>	<b>92</b>	<b>682</b>	<b>81%</b>
Planta Regasificación Cartagena***		465	213	0	213	46%
<b>Total</b>		<b>1,306</b>	<b>802</b>	<b>92</b>	<b>895</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 febrero de 2026.

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

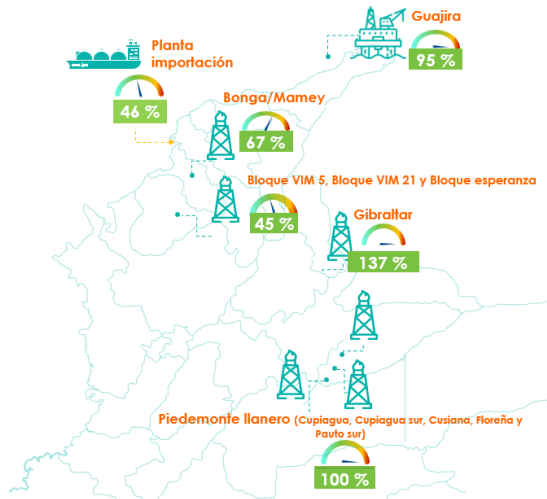
\*\*\* Capacidad total de la planta de regasificación.

**Piedemonte llanero:** Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur

**Otros campos interior:** Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Cerrito, Cerro Gordo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Centro, Kananaskis, La Cañada Norte, La Loma, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Oripaya, Provincia, San Roque, Sardinata, Tisquirama, Toquí Toquí

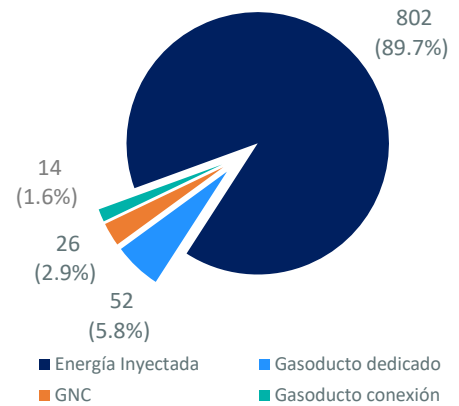
**Bloque VIM 5, 21 y esperanza:** Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuatè, Clarinete, Claxon, Cornamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Níspero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De Oro, Saxofón Porquero, Toronja Porquero

**Otros campos costa:** Arjona, Brujo, Campo La Belleza, El Difícil



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

Suministro mensual promedio (GBTUD)

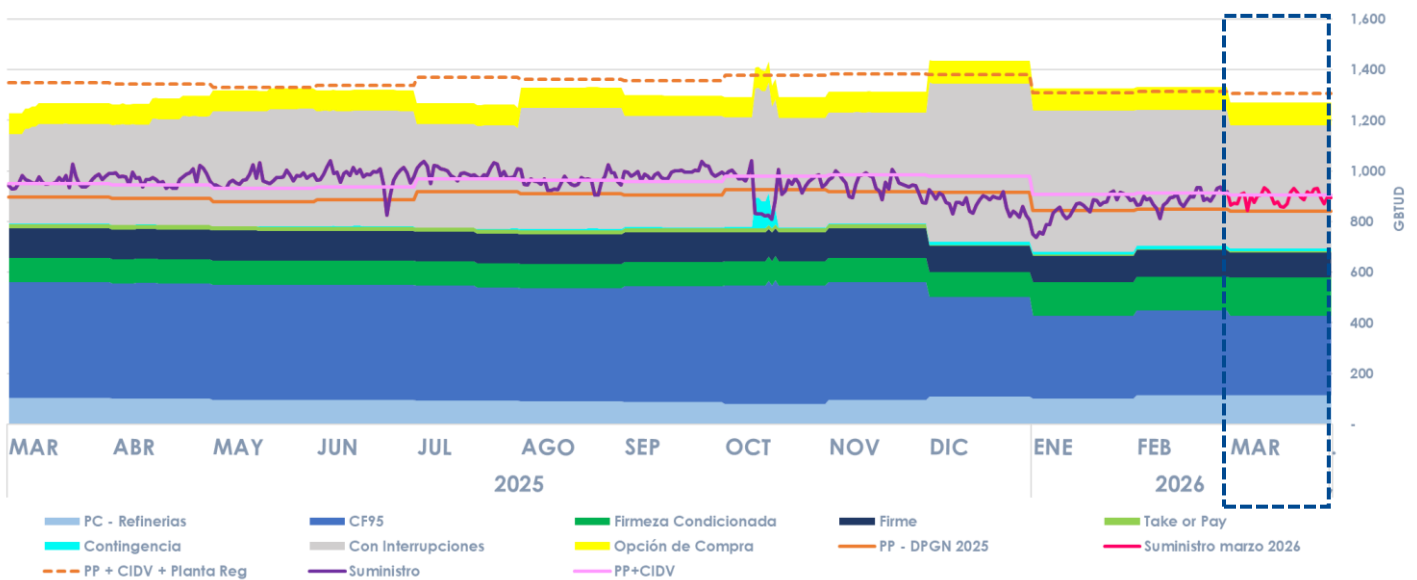


## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo marzo 2025 – marzo 2026 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) 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.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de marzo la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **581 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **485 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **895 GBTUD**, con oscilaciones entre **845 GBTUD (min.)** y **933 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.

<b>VARIABLE (GBTUD)</b>	<b>MAR25</b>	<b>ABR25</b>	<b>MAY25</b>	<b>JUN25</b>	<b>JUL25</b>	<b>AGO25</b>	<b>SEP25</b>	<b>OCT25</b>	<b>NOV25</b>	<b>DIC25</b>	<b>ENE26</b>	<b>FEB26</b>	<b>MAR26</b>
Potencial de Producción	897	891	879	885	917	910	904	926	918	914	843	848	<b>841</b>
Suministro Min.	929	931	932	824	950	905	962	809	873	806	739	813	<b>845</b>
Suministro Prom.	961	971	969	980	995	957	992	936	948	871	849	890	<b>895</b>
Suministro Máx.	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,024	1,039	1,040	1,005	927	922	936	<b>933</b>
Producción comprometida por Refinerías	104	100	96	96	92	89	87	81	96	109	101	114	<b>113</b>
Garantía Firmeza*	687	687	685	686	682	682	690	719	696	611	580	590	<b>578</b>
Con Interrupciones	386	412	458	456	408	477	439	432	439	625	557	538	<b>485</b>

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

**NOTA:** el cálculo de los promedios mensuales contratados se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

1 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>).

2 El suministro Incluye el gas natural proveniente de campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, el gas natural comprimido, y el gas proveniente de la planta de regasificación. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>).

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 27 de febrero de 2026.

Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

\*Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Contingencia y el máximo entre Firmeza Condicionada y Opción de Compra.

## Contratación vigente por campo y por modalidad

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			63	\$ 6.94			56	\$ 8.53	21	\$ 7.15	85	\$ 10.49			226	120
	Cupiagua			77	\$ 7.79			2	\$ 8.01							79	79
	Cupiagua Sur							25	\$ 8.72	3	N.D.	9	\$ 8.89			36	25
	Floreña	35	N.D.	4	\$ 8.23			17	\$ 9.80	17	\$ 18.52					73	56
	Gibraltar			4	\$ 5.30			6	\$ 4.34	6	\$ 7.10					16	10
	Istanbul			8	\$ 8.48							35	\$ 7.14			42	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.82	4.2	N.D.					38	\$ 8.23			51	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	0	N.D.							9	\$ 5.70	2.9	N.D.	18	8
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			8	\$ 9.13							15	\$ 6.30	9.5	\$ 6.52	32	17
	Bloque VIM 5	34	\$ 6.37	7	\$ 9.46			36	\$ 8.71			133	\$ 9.79			210	77
	Bloque VIM 21	18.4	\$ 10.17					6	\$ 8.78	42	N.D.	42	N.D.			108	24
	B. Esperanza PE			9	\$ 7.81							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.37											32	32
	Mágico											25	\$ 7.65			25	0
	FSRU - Importación			65	\$ 13.63											65	65
	Otros Costa			3	N.D.							15	\$ 11.32			18	3
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>\$ 6.00</b>	<b>315</b>	<b>\$ 8.54</b>	<b>4</b>	<b>N.D.</b>	<b>148</b>	<b>\$ 8.59</b>	<b>89</b>	<b>\$ 15.25</b>	<b>485</b>	<b>\$ 8.55</b>	<b>12.4</b>	<b>\$ 6.42</b>	<b>1,152</b>	<b>578</b>	
<b>Total (%)</b>		<b>8.6%</b>		<b>27.3%</b>		<b>0.4%</b>		<b>12.8%</b>		<b>7.7%</b>		<b>42.1%</b>		<b>1.1%</b>	<b>100 %</b>	<b>50.2 %</b>	

**Bloque Esperanza PE:** Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandongo.

**Bloque VIM 5:** Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

**Bloque VIM 21:** Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja.

**Cusiana:** Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

**Otros Costa:** Campo La Belleza, Arjona, Arrecife, La Belleza, El Difícil

**Otros Interior:** Aguas Blancas, Andina, Arauca, Caipal, Capachos, Capachos Sur, Caramelo, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Corazon, Corazon 9, Corazon West, Corrales, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoca, Provincia, Rio Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Cantagallo.

**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

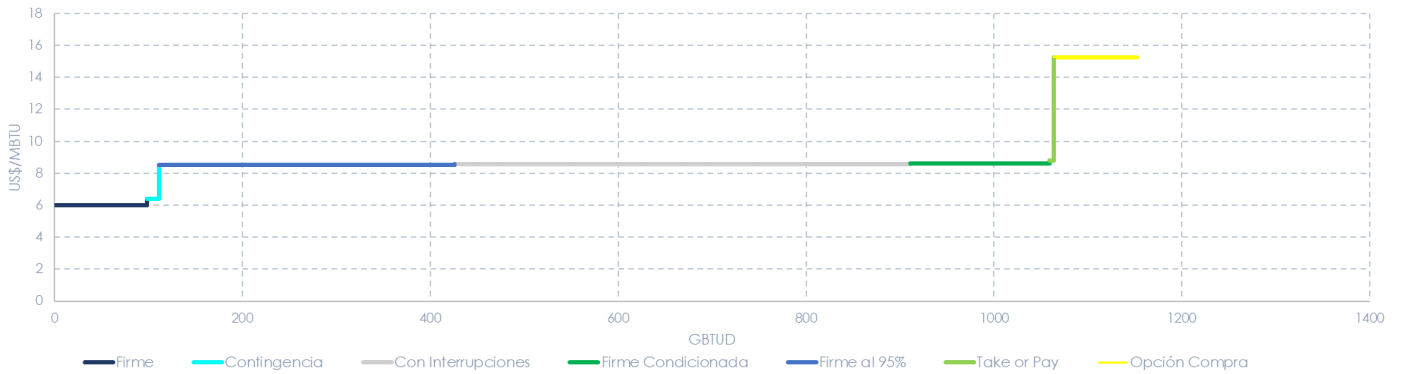
**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

**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 marzo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,152 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (485 GBTUD), **ii)** CF95 (315 GBTUD) y **iii)** Firme (99 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **78 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 4 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 **6.00** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **15.25** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **8.55** USD/MBTU y **8.54** USD/MBTU respectivamente.

## Cantidades contratadas y nominaciones finales

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	62			56	53	21	-	85	24			119	114
	Cupiagua			77	78			2	1							79	79
	Cupiagua Sur							25	25	3	-	9	6			25	25
	Floreña	35	35	4	4			17	17	17	-					56	55
	Gibraltar			4	4			6	6	6	-					10	9
	Istanbul			8	4								35	6		8	4
	Otros Interior	6	8	3	2	4	3						38	16		14	14
Costa	Arrecife	5	5	0.3	0.3							9	5	2.9	2.9	8	8
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			7	7							15	5	9.5	9.5	17	17
	Bloque VIM 5	34	18	7	3			36	16			133	-			77	37
	Bloque VIM 21	18	21					6	6	42	-	42	0.2			24	27
	B. Esperanza PE			9	7							80	-			9	7
	Bonga Mamey			29	23											29	23
	Bullerengue			31	7											31	7
	Mágico											25	10			-	-
	FSRU - Importación			65	62											65	62
Otros Costa			3	2							15	10			3	2	
<b>Total</b>		<b>99</b>	<b>87</b>	<b>315</b>	<b>271</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>148</b>	<b>123</b>	<b>89</b>	<b>-</b>	<b>485</b>	<b>82</b>	<b>12.4</b>	<b>12.4</b>	<b>578</b>	<b>496</b>
<b>Nominado/Contratado (%)</b>		<b>88%</b>		<b>86%</b>		<b>83%</b>		<b>83%</b>		<b>0%</b>		<b>17%</b>		<b>100%</b>		<b>86 %</b>	

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 **42 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **17 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **86 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Firme, CF95 y Take or Pay el **100 %**, **88 %**, **86 %** y **83 %** de ejecución respectivamente.

## Contratación vigente por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total Cantidad (GBTUD)	Total garantiza firmeza Cantidad (GBTUD)
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)		
Industrial	30	\$ 5.75	84	\$ 9.15			39	\$ 7.72	13	\$ 7.08	195	\$ 9.28	4	N.D.	364	157
Generación Térmica	35	N.D.	7	\$ 5.60					42	N.D.	188	\$ 7.45			272	42
Residencial	18	\$ 9.22	136	\$ 8.90	4	N.D.	64	\$ 9.14	25	\$ 13.90	24	\$ 6.53	8.4	\$ 7.02	280	231
GNVC	11	\$ 8.19	11	\$ 8.64			33	\$ 8.55	7	\$ 7.08	25.4	\$ 10.99			87	55
Comercial	1	\$ 3.38	45	\$ 8.75			3	\$ 8.07			48	\$ 9.55			97	49
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	N.D.			5	\$ 8.91			14	9
Refinería			27	\$ 4.90											27	27
Compresoras			6	\$ 10.05			3	N.D.	3	N.D.					12	9
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>\$ 6.00</b>	<b>315</b>	<b>\$ 8.54</b>	<b>4</b>	<b>N.D.</b>	<b>148</b>	<b>\$ 8.60</b>	<b>89</b>	<b>\$ 15.26</b>	<b>485</b>	<b>\$ 8.55</b>	<b>12.4</b>	<b>\$ 6.42</b>	<b>1,152</b>	<b>578</b>
<b>Total (%)</b>	<b>8.6%</b>		<b>27.3%</b>		<b>0.4%</b>		<b>12.8%</b>		<b>7.7%</b>		<b>42.1%</b>		<b>1.1%</b>		<b>100 %</b>	<b>50.2 %</b>

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

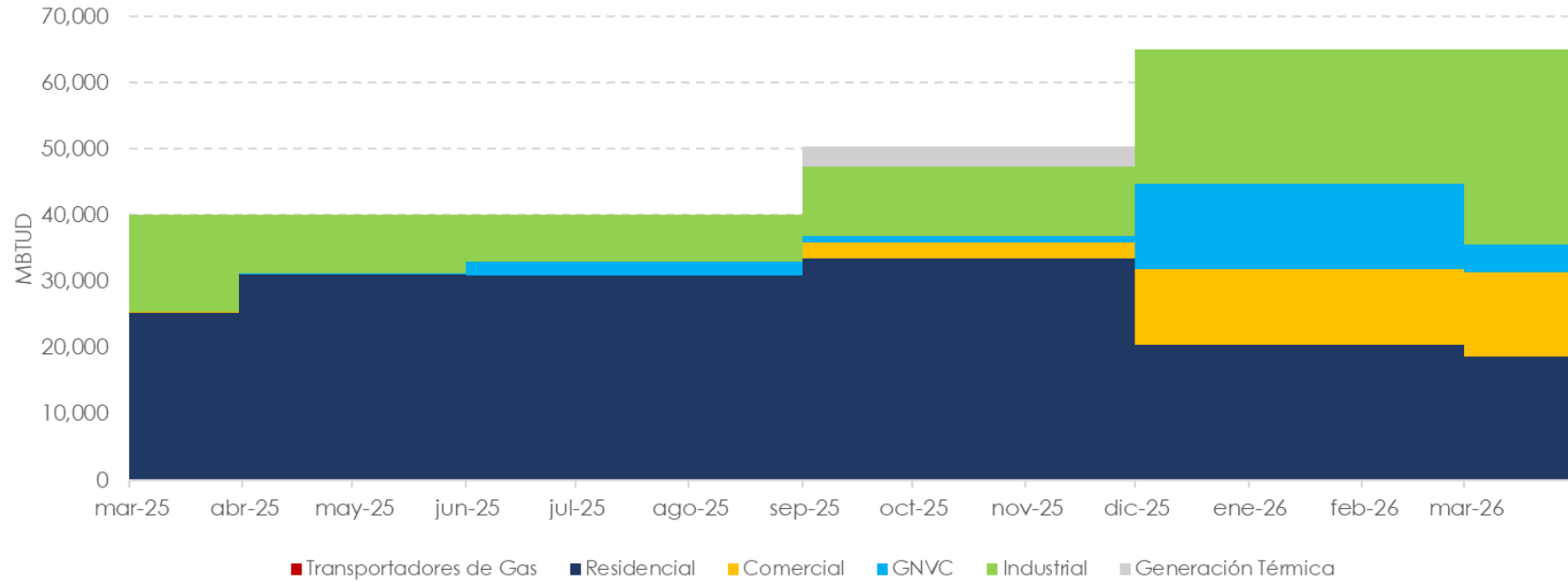
## Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	30	23	84	64			39	24	13	-	195	59	4.0	4.0	156	115
Generación Térmica	35	35	7	6					42	-	187	12			42	41
Residencial	18	17	135	120	4	3	64	60	25	-	24	4	8.4	8.4	230	209
GNVC	11	5	11	10			33	33	7	-	25.44	3.99			55	48
Comercial	1	1	45	44			3	1			48	3			49	45
Petroquímica	3	6					6	2			5	0.2			9	9
Refinería			27	21											27	21
Compresoras			6	6			3	3	2	-					9	9
<b>Total</b>	<b>104</b>	<b>87</b>	<b>335</b>	<b>294</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>131</b>	<b>102</b>	<b>88</b>	<b>-</b>	<b>534</b>	<b>80</b>	<b>12.4</b>	<b>12.4</b>	<b>578</b>	<b>496</b>
<b>Total (%)</b>	<b>88%</b>		<b>86%</b>		<b>83%</b>		<b>83%</b>		<b>0%</b>		<b>17%</b>		<b>100%</b>		<b>86 %</b>	

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.

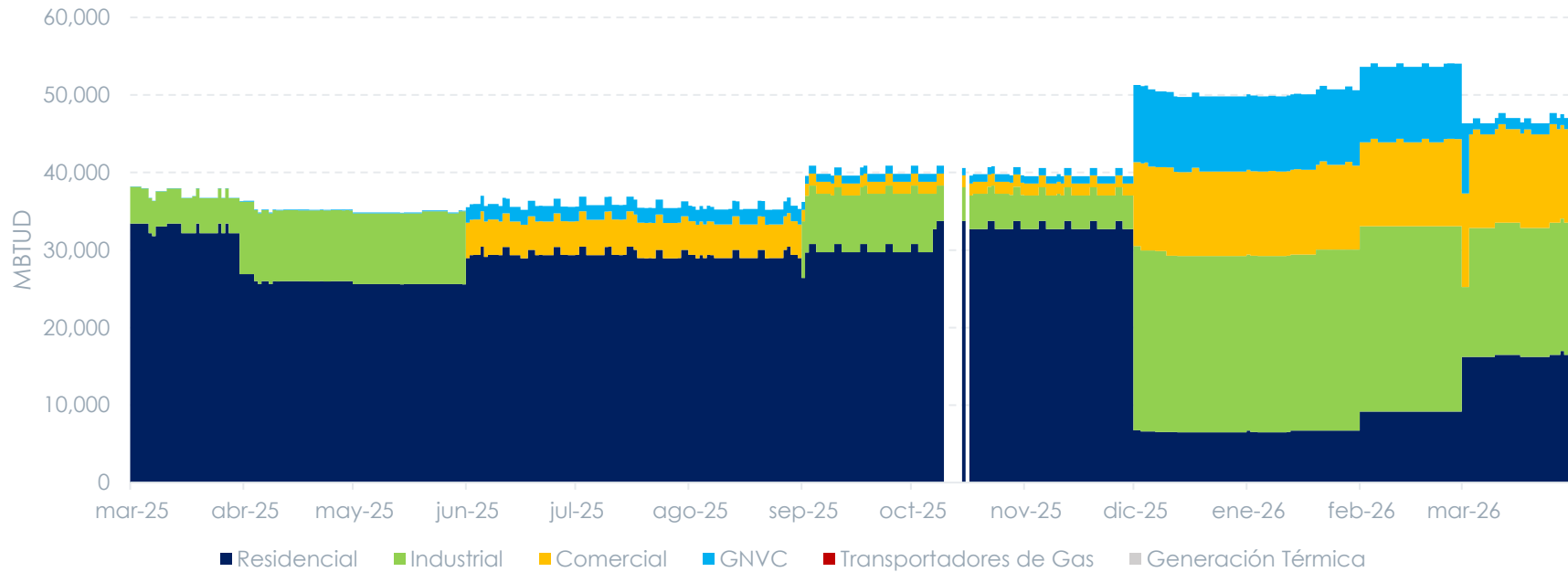
## Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
mar-25	25,471	14,366	115	48	0	0
abr-25	31,059	8,841	0	100	0	0
may-25	31,059	8,841	0	100	0	0
jun-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
jul-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
ago-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
sep-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
oct-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
nov-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
dic-25	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
ene-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
feb-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
mar-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0

Cifras en MBTUD

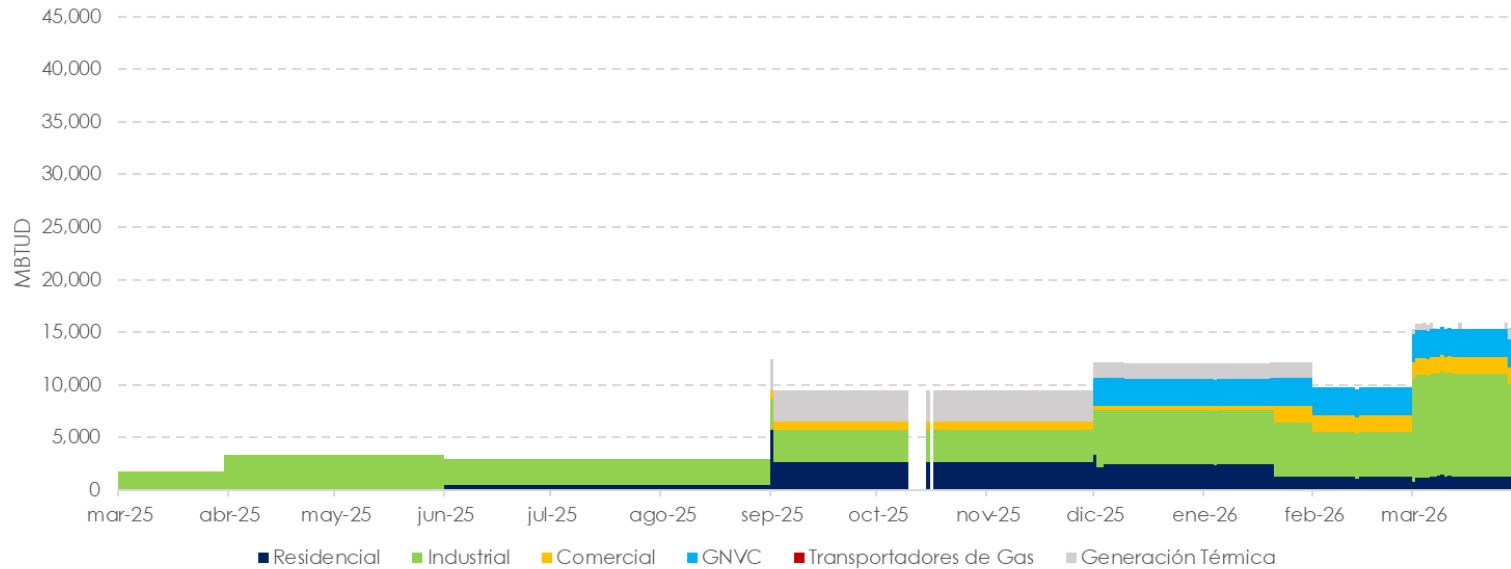
## Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
mar-25	32,549	4,709	0	48	0	0
abr-25	26,052	9,159	0	100	0	0
may-25	25,600	9,217	0	100	0	0
jun-25	29,528	0	4,401	1,960	0	0
jul-25	29,544	0	4,539	1,900	0	0
ago-25	29,279	0	4,333	1,952	0	0
sep-25	29,873	7,476	1,558	1,000	0	0
oct-25	26,099	4,221	1,258	782	0	0
nov-25	32,985	4,340	1,560	950	0	0
dic-25	6,514	22,949	10,974	9,751	0	0
ene-26	6,620	22,985	10,981	9,728	0	0
feb-26	9,170	23,890	11,012	9,741	0	0
mar-26	16,344	16,252	12,259	1,968	0	0

Cifras en MBTUD

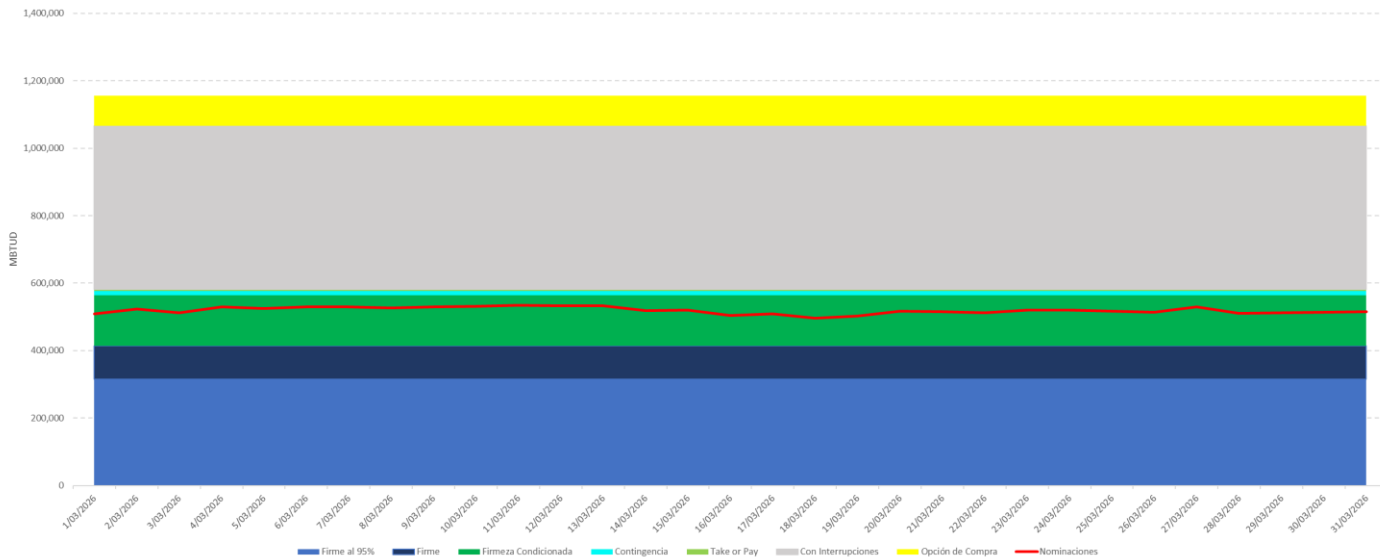
## Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
mar-25	0	1,837	0	0	0	0
abr-25	0	3,387	0	0	0	0
may-25	0	3,387	0	0	0	0
jun-25	470	2,530	0	0	0	0
jul-25	470	2,530	0	0	0	0
ago-25	470	2,530	0	0	0	0
sep-25	2,816	3,000	779	0	0	3,000
oct-25	2,190	2,419	628	0	0	2,419
nov-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
dic-25	2,460	5,136	428	2,593	0	1,500
ene-26	2,039	5,147	836	2,604	0	1,500
feb-26	1,293	4,272	1,577	2,677	0	0
mar-26	1,277	9,736	1,579	2,677	0	207

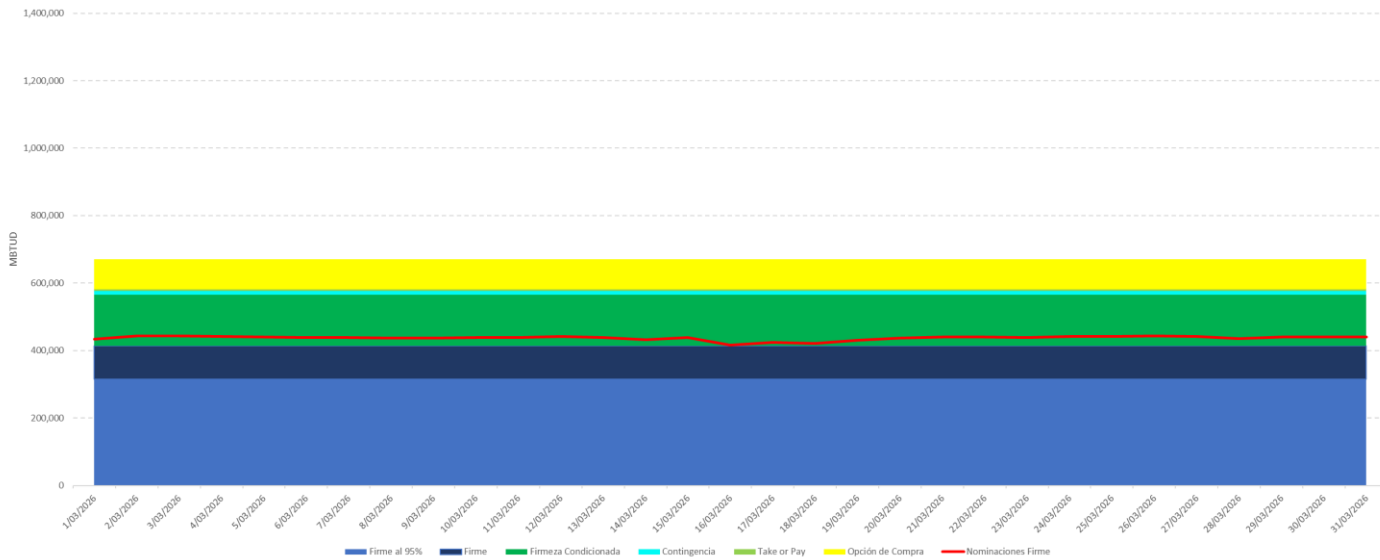
Cifras en MBTUD

## Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



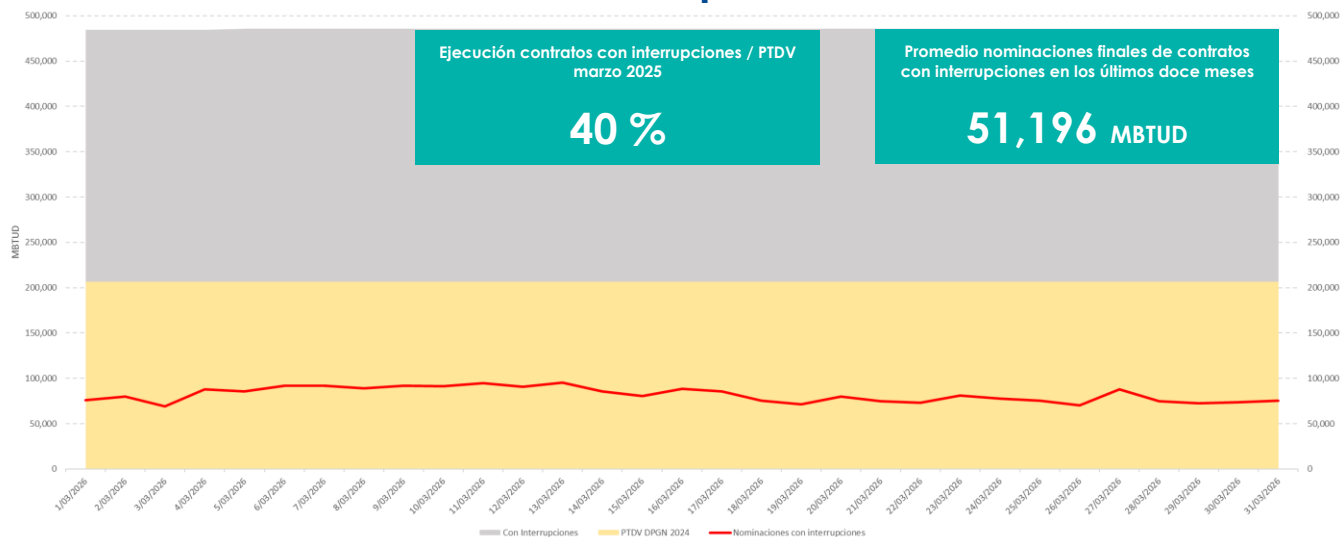
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

## Cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidades que garantizan firmeza



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

## PTDV, cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidad con interrupciones



NOTA: 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.

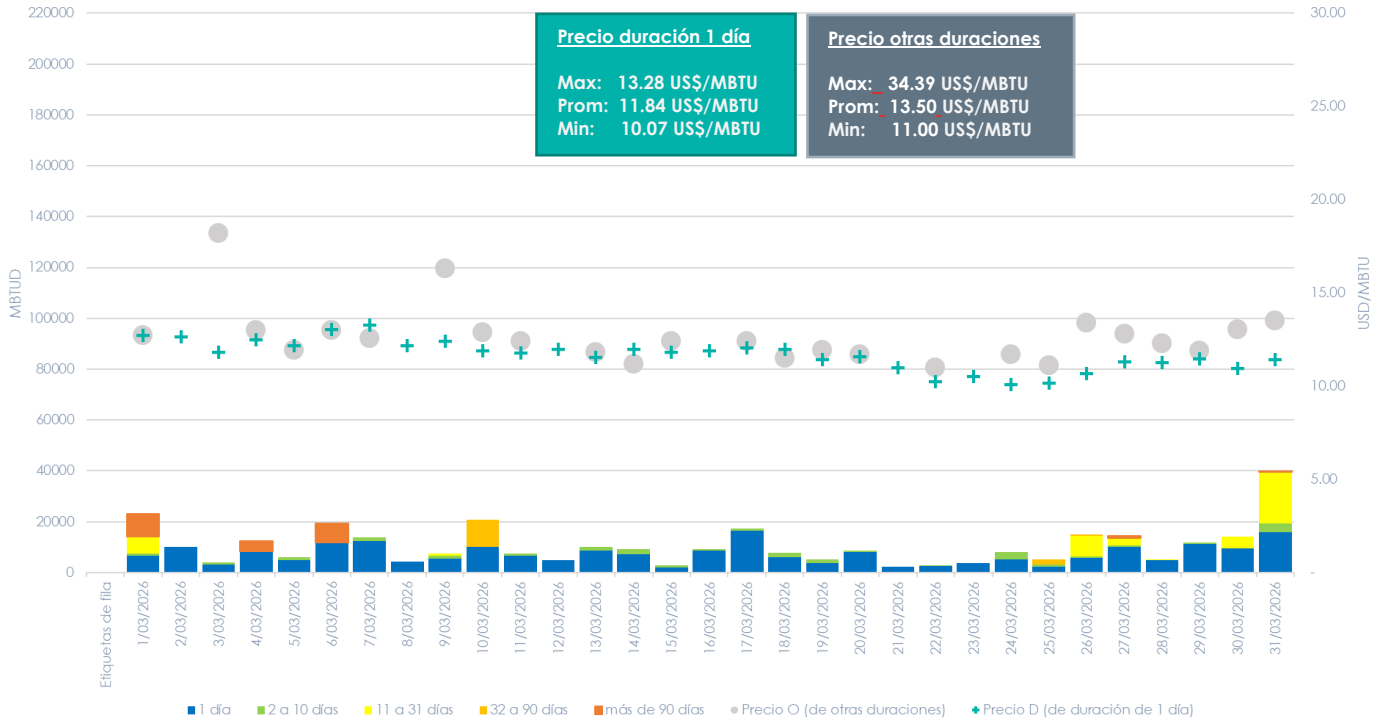
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
abr-25	28,940
may-25	29,400
jun-25	24,174
jul-25	34,020
ago-25	54,771
sep-25	62,323
oct-25	55,922
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345
mar-26	81,927

Cifras en MBTUD

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en marzo registró 309 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (181). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 10.07 USD/MBTU (marzo 24) y 13.28 USD/MBTU (marzo 07) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en marzo fue de 325,900 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

### Transacciones mercado secundario – 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.

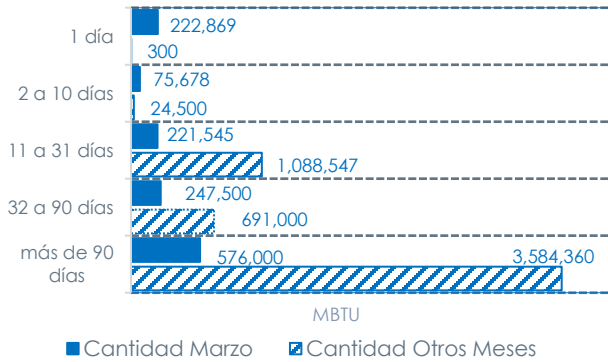
### Número de operaciones en Marzo – Suministro

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	6	6	5	6	5	8	5	2	6	8	7	4	8	9	1	7	9	6	6	9	3	3	4	7	3	6	4	4	6	9	9	181	\$ 11.84
2 a 10 días	2		2		3		3		2		1		2	1	1	2	1	4	2	1		1		3	1	1	1	2			2	38	\$ 13.47
11 a 31 días	4								1																	31	9	1		9	26	81	\$ 13.21
32 a 90 días										2																1	1				4	4	\$ 12.50
más de 90 días	1			1		1																					1			1	5	5	\$ 12.86
Total general	13	6	7	7	8	9	8	2	9	10	8	4	10	10	2	9	10	10	8	10	3	4	4	10	5	39	16	5	7	18	38	309	\$ 12.24

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 58,58% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 26 de marzo con 39 transacciones, equivalentes al 12.06 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

## Energía asociada a las transacciones realizadas en marzo – MBTU



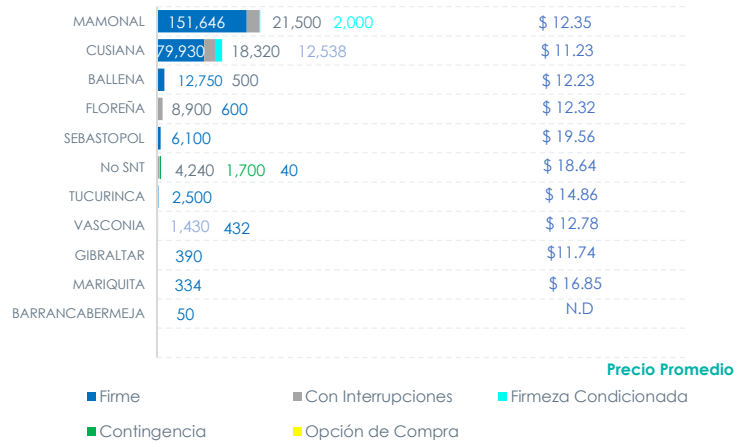
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **16.6 %** de los **1,343,592 MBTU** del volumen total transado ejecutado en marzo. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **4,160,360 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **20 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

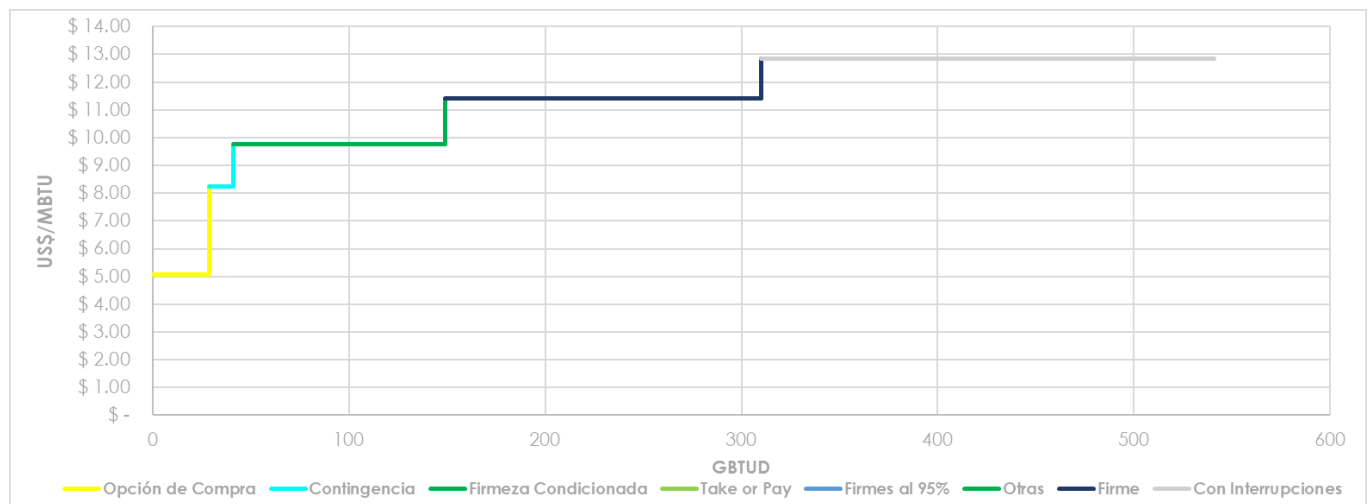
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 175,146 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 254,772 MBTUD equivalente al 78.17% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 53,460 MBTUD, equivalente al 16.40%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 15,968 MBTUD equivalentes al 4.90% y **“Contingencia”** reportó 1,700 MBTU (0.52%) en marzo. CUSIANA (151) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (83), los PUNTOS NO SNT (37), BALLENA (17) y FLOREÑA (5).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en marzo de 2026



\*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 \$ 5.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$12.85 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 72.4 % de la contratación total nacional agregada con 392 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en marzo de 2026

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto de entrega estándar	Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	42.7	\$ 9.20	18.5	\$ 8.90	6.0	\$ 2.18	62.1	\$ 13.33	6.0	N.D.	135.3	61.2
	Barranca							2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34	8.0	0.0
	Vasconia	0.43	\$ 16.80	1.5	N.D.							1.9	1.9
	Sebastopol	4.3	\$ 21.57					9.4	\$ 13.99			13.7	4.3
	Gibraltar	3.005	\$ 7.69									3.0	3.0
	Caramelo											-	-
	Mariquita	0.14	\$ 19.27					3.2	\$ 14.90			3.3	0.1
	Corrales							1	N.D.			1.0	-
Costa	Jobo							15.0	\$ 8.93			15.0	-
	Ballena	6.2	\$ 11.41	1.5	N.D.			8.1	\$ 14.52			15.8	7.6
	Mamonal	53.3	\$ 13.18	39.1	\$ 9.05	22.8	\$ 5.83	51.1	\$ 14.80			166.3	92.4
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	41.5	\$ 9.80	46.8	\$ 10.46							88.3	88.3
	La Creciente											-	-
	Hocol											-	-
Bullerengue	0.7	\$ 8.54					5.0	N.D.			5.7	0.7	
<b>No SNT*</b>		8.6	\$ 15.53	0.8	\$ 8.14			73.9	\$ 11.09	0.3	\$ 34.39	83.5	9.3
<b>Total general</b>		<b>160.8</b>	<b>\$ 11.42</b>	<b>108.1</b>	<b>\$ 9.76</b>	<b>28.8</b>	<b>\$ 5.07</b>	<b>230.9</b>	<b>\$ 12.85</b>	<b>12.3</b>	<b>\$ 8.24</b>	<b>540.8</b>	<b>268.9</b>
<b>Total (%)</b>		<b>29.7 %</b>		<b>20 %</b>		<b>5.3 %</b>		<b>42.7 %</b>		<b>2.3 %</b>		<b>100%</b>	<b>49.72%</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	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Volumen Minimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256.600	254.399	2.201	0,86 %	16.501	41.152	50.601	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	19	586.100	595.376	0	0,00 %	214.071	260.725	306.689	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	19	504.100	519.070	0	0,00 %	167.720	214.927	267.861	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204.509	204.509	0	0,00 %	34.290	90.413	110.939	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	215.850	211.722	4.128	1,91 %	70.620	84.157	91.036	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181.645	172.522	9.123	5,02 %	62.880	70.930	76.192	\$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.800	2.200	5,50 %	14.509	23.656	26.228	\$ 1.061,19
	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
INTERIOR	9	APIAY-OCOCHA	6	24.175	16.274	7.901	32,68 %	4.928	5.825	6.283	\$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.317	880	4,84 %	8.682	13.962	17.276	\$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	7	148.000	85.802	62.198	42,03 %	33.027	44.300	52.195	\$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260.000	204.340	55.660	21,41 %	62.798	74.846	92.783	\$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	2	30.190	26.576	3.614	11,97 %	16.459	19.113	28.747	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203.000	76.419	126.581	62,36 %	38.800	49.021	55.650	\$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.179	4.107	4.559	\$ 3.760,76
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.377	8.638	71,89 %	2.923	3.207	3.509	\$ 6.765,06
	17	COGUA-SABANA_F	7	215.000	156.900	58.100	27,02 %	80.473	124.981	141.429	\$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.330	17.239	24,43 %	24.715	28.867	36.167	\$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	33	470.000	322.373	147.627	31,41 %	250.177	297.287	310.555	\$ 336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	28	470.000	304.992	165.008	35,11 %	137.070	291.179	309.478	\$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.250	9.488	88,36 %	0	1.001	1.295	\$ 4.312,94
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.076	1.472	1.564	\$ 4.599,40
	23	FLOREÑA-YOPAL	11	16.161	15.434	727	4,50 %	9.063	11.173	12.210	\$ 1.109,09
	24	GBS_J-GBS_F	12	63.744	12.234	51.510	80,81 %	7.567	10.094	13.440	\$ 3.848,58
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	36.889	5.111	12,17 %	26.250	26.713	27.066	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.830	1.170	10,64 %	5.809	7.162	8.090	\$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	673	801	883	\$ 11.661,79
	28	LA BELLEZA-COGUA	13	223.500	159.351	64.149	28,70 %	82.929	127.581	144.180	\$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	20	305.000	198.460	106.540	34,93 %	94.312	149.354	208.048	\$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	20.098	16.035	4.063	20,22 %	10.235	12.366	13.700	\$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	10	168.000	133.770	34.230	20,38 %	56.457	70.651	80.209	\$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	432	773	1.255	\$ 32.807,34
	33	PEREIRA-ARMENIA	8	158.000	112.402	45.598	28,86 %	42.700	54.723	63.026	\$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.330	345	9,39 %	2.385	3.485	7.148	\$ 10.578,56
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.165	472	10,18 %	3.108	3.504	4.402	\$ 7.371,05
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78.000	61.223	16.777	21,51 %	38.139	47.105	54.120	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	7	143.000	52.739	90.261	63,12 %	34.602	57.843	95.118	\$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	217	270	467	\$ 25.813,40
	39	VASCONIA-MARIQUITA	13	192.000	153.069	38.931	20,28 %	71.755	87.697	97.473	\$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	3.700	8.136	68,74 %	0	3.576	4.359	\$ 2.170,87
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	20.829	29.003	34.287	\$ 432,81

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

### TRAMOS EN CONTRAFLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	18	102.900	120.900	0	0,00 %	\$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172.400	169.600	2.800	1,62 %	\$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230.000	227.800	2.200	0,96 %	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18.100	15.900	2.200	12,15 %	\$ 2.434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10.100	7.900	2.200	21,78 %	\$ 2.649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	1	109.500	5.565	103.935	94,92 %	\$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19.726	15.670	4.056	20,56 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130.000	54.530	75.470	58,05 %	\$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	14	206.000	89.280	116.720	56,66 %	\$ 984,56

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 marzo de 2026, se consideraron críticos dentro del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) aquellos tramos cuya relación CDP/CMMP fue igual o inferior al 10%, lo que refleja una holgura primaria limitada para responder a nuevas necesidades de transporte.**

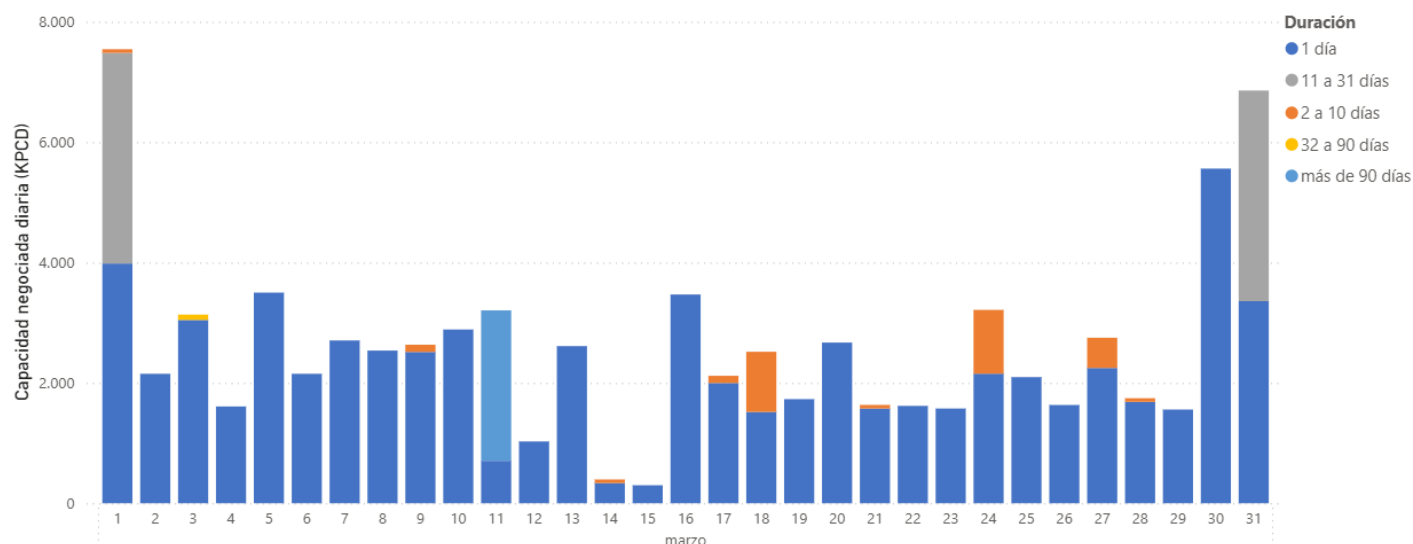
**Bajo esta condición, en sentido de flujo los tramos que presentaron los niveles más ajustados fueron: Cartagena-Mamonal (0,00%), Guando-Fusagasugá (0,00%), Yumbo/Cali-Cali (0,00%), Cartagena-Barranquilla (0,00%) y Barranquilla-La Mami (0,00%). A estos se sumaron Ballena-La Mami (0,86%), Sincelejo-Cartagena (1,91%), Floreña-Yopal (4,50%), Apiay-Usme (4,84%), Jobo-Sincelejo (5,02%), La Crecente-Sincelejo (5,50%) y Pradera-Popayán (9,39%), que también se ubicaron por debajo del umbral.**

**Por su parte, en sentido de contraflujo, los tramos con relación CDP/CMMP ≤ 10% correspondieron a La Mami-Ballena (0,00%), La Mami-Barranquilla (0,96%), Vasconia-La Belleza (0,97%) y Barranquilla-Cartagena (1,62%), evidenciando condiciones de holgura primaria muy reducida en este sentido operacional.**

## Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de marzo del 2026 se registraron 141 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (127).

### Transacciones mercado secundario Marzo – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en Marzo – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL
1 día	5	3	4	3	3	3	5	5	4	3	3	5	4	2	1	5	4	4	3	7	3	4	3	6	6	5	6	5	4	5	4	127
2 a 10 días	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0	2	0	0	1	1	0	0	0	10
11 a 31 días	1	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	1	2
32 a 90 días	0	0	1	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	1
más de 90 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
TOTAL	7	3	5	3	3	3	5	5	5	3	4	5	4	3	1	5	5	5	3	7	4	4	3	8	6	5	7	6	4	5	5	141

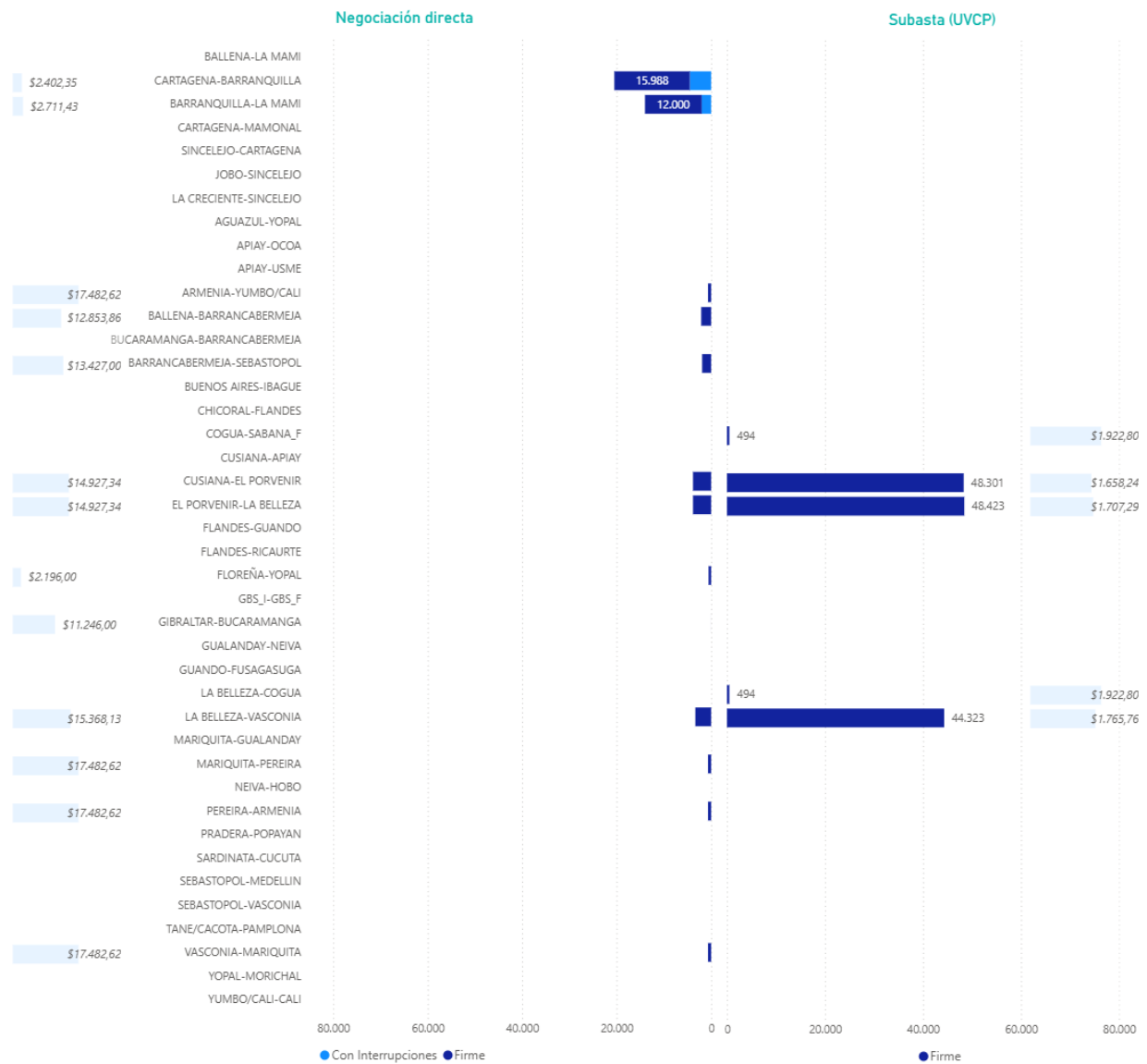
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron **un promedio de 575,40 KPCD**. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron **el 24 de marzo con 8 transacciones**, seguido por los días 1, 20 y 27 de marzo con 7 transacciones cada uno. **En conjunto, estas jornadas representan el 20,56 % del total** de las 141 transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (141), **80 se asignaron por medio de subasta (SUVCP)** y **61 se dieron bajo negociación directa**. Se destaca que, independientemente del número de operaciones desarrolladas, **las capacidades transadas por subasta representaron el 72.9 % del total de la capacidad negociada en el mes**. Se destaca el tramo **CARTAGENA - BARRANQUILLA** para el cual se transaron **15.988 KPCD** en modalidad Firme y 4.500 KPCD en modalidad Con Interrupciones.

En cuanto al volumen de capacidad transado por rutas, los mayores movimientos se concentraron en **EL PORVENIR - LA BELLEZA** (con 48.423 KPCD en subasta y 3.834 KPCD en negociación directa), **CUSIANA - EL PORVENIR** (con 48.301 KPCD en subasta y 3.834 KPCD en negociación directa), y **LA BELLEZA - VASCONIA** (con 44.323 KPCD en subasta y 3.335 KPCD en negociación directa). En cuanto a precios, en la negociación directa estos se acuerdan entre las partes, mientras que en la subasta úselo o véndalo de corto plazo (SUVCP) 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).

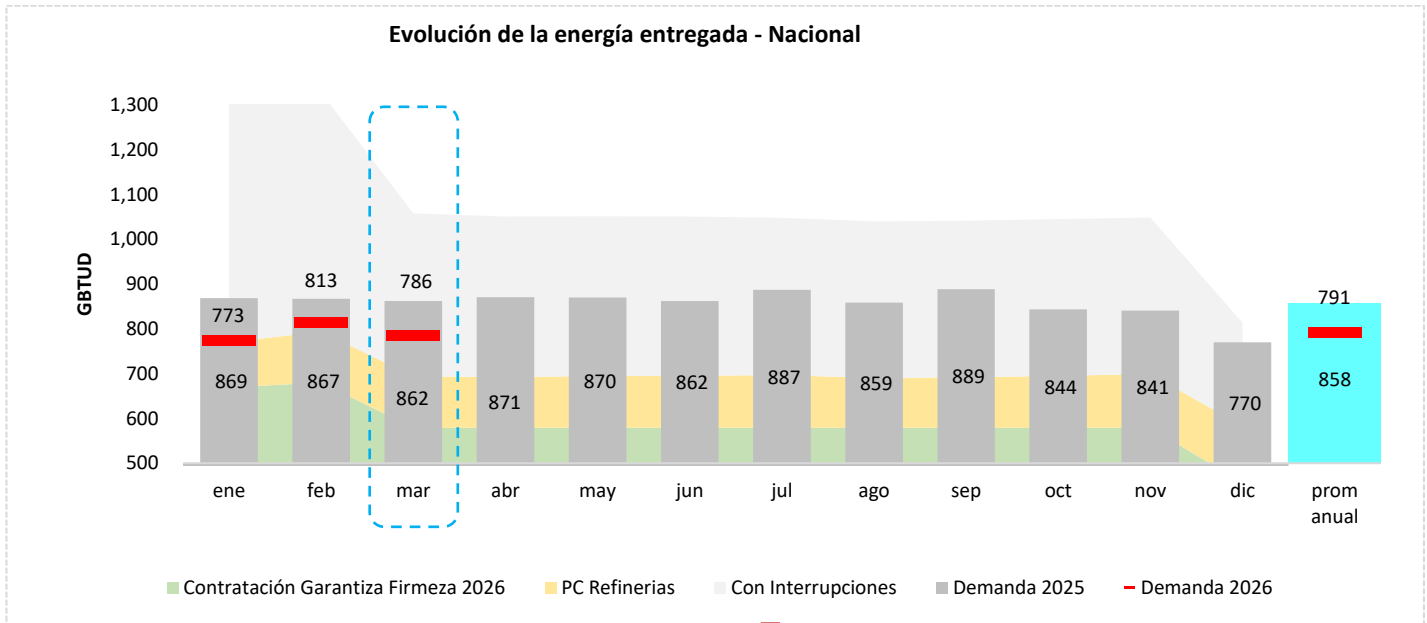


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

# III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de **marzo de 2026** se observa una demanda promedio de **786 GBTUD**, esto es **8.8% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 862 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **791 GBTUD**, estando por debajo un **7.8%** al promedio anual del 2025 (858 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2026 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2025 (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.

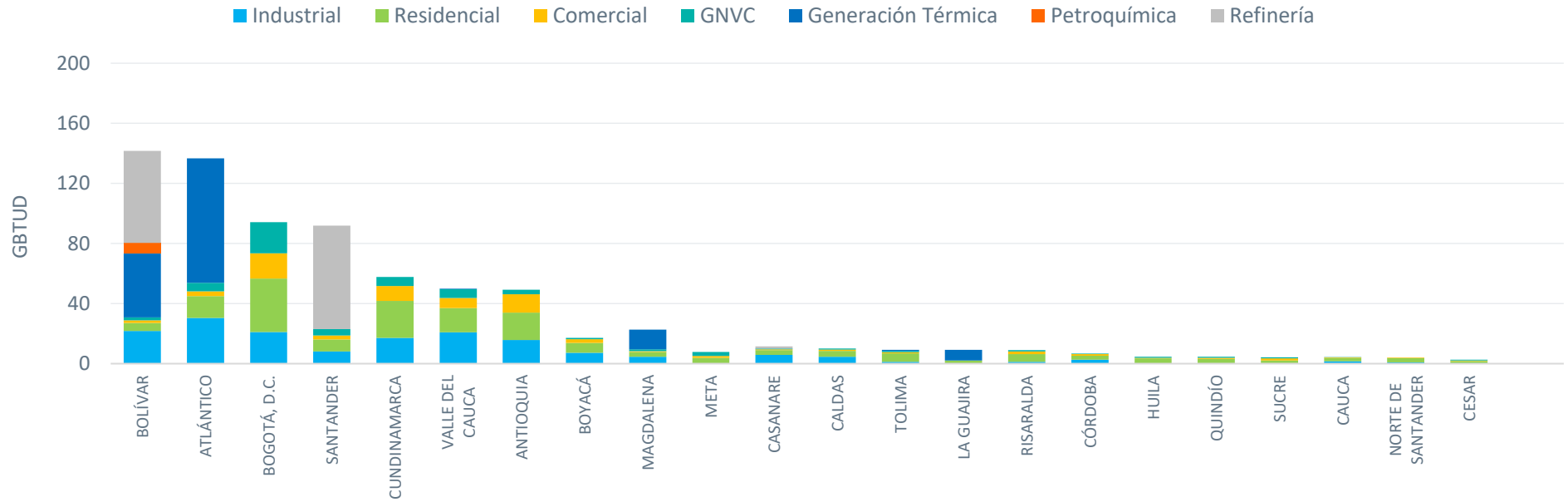
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **marzo de 2026** la demanda **térmica** fue 13 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 64 GBTUD.










	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2025	185 / 685	152 / 716	159 / 703	175 / 696	153 / 717	170 / 692	190 / 697	169 / 690	187 / 702	158 / 686	169 / 672	134 / 636
2026	144 / 629	163 / 650	146 / 639									

 Térmica
  No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

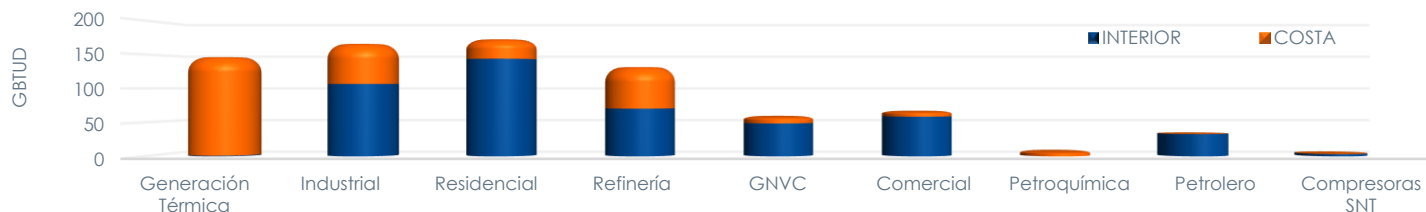
	<b>Residencial</b>	5.4	14.5	35.6	7.9	24.5	16.0	18.3	6.5	3.1	3.6	3.2	3.7	5.7	2.2	5.1	2.8	3.4	2.7	1.9	2.2	2.8	1.7	<b>173</b>
	<b>Comercial</b>	1.7	3.2	16.9	2.8	10.0	6.8	12.2	2.4	0.6	1.2	0.5	1.0	0.7	0.0	1.7	0.9	0.3	0.8	1.3	0.4	0.4	0.3	<b>66</b>
	<b>Industrial</b>	21.7	30.4	21.0	8.2	17.2	20.9	15.7	7.3	4.6	0.2	5.8	4.7	1.2	0.0	1.3	2.6	0.1	0.4	0.3	1.6	0.9	0.1	<b>166</b>
	<b>GNVC</b>	1.9	5.7	20.7	4.2	6.0	5.8	3.1	0.9	1.2	2.7	0.5	0.6	0.8	0.0	1.0	0.4	0.9	0.6	0.8	0.0	0.0	0.5	<b>58</b>
	<b>Generación Térmica</b>	42.6	82.8	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	13.0	0.0	0.0	0.0	0.7	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>146</b>
	<b>Refinería</b>	61.4	0.0	0.0	68.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>132</b>
	<b>Petroquímica</b>	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	0.0	<b>7</b>
	<b>Petrolero</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>33</b>
	<b>Compresoras</b>	0.6	0.0	0.0	1.9	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	<b>4</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>142</b>	<b>137</b>	<b>94</b>	<b>94</b>	<b>58</b>	<b>50</b>	<b>49</b>	<b>42</b>	<b>23</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>786</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 **marzo de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 166 GBTUD en promedio, de los cuales 107 GBTUD corresponden a la región Interior y 60 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 173 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 144 GBTUD respecto a la costa con 29 GBTUD.












	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Petrolero	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	145	60	29	61	10	8	7	0	1
<b>INTERIOR</b>	1	107	144	70	48	58	0	33	3
<b>TOTAL Nacional</b>	146	166	173	132	58	66	7	33	4
<b>% Segmento</b>	18.6%	21.2%	22.0%	16.8%	7.4%	8.4%	0.9%	4.2%	0.5%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **marzo de 2026**, con respecto febrero de 2026 se observa una disminución en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y en el consumo del sector industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025		Enero 2026		Febrero 2026		Marzo 2026		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	7	0	7	0	7	0	7	0	8	0	8	
		Interior	0	58	0	58	0	55	0	55	0	59	0	58	
	Generación Térmica	Costa	147	0	165	0	133	0	142	0	162	0	145	0	
		Interior	11	0	3	0	1	0	2	0	1	0	1	0	
	GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	10	0	
		Interior	52	0	51	0	50	0	45	0	49	0	48	0	
	Industrial	Costa	51	6	50	6	51	5	52	5	55	5	54	6	
		Interior	142	21	141	21	94	20	91	20	92	21	86	20	
	Petroquímica	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0	7	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	60	0	61	0	67	0	69	0	70	0	61	0	
		Interior	71	0	63	0	70	0	76	0	65	0	70	0	
	Residencial	Costa	0	29	0	28	0	31	0	30	0	30	0	29	
		Interior	0	142	0	139	0	135	0	134	0	143	0	144	
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Interior	25	0	24	0	29	0	27	0	32	0	33	0	
	Compresoras SNT	Costa	6	0	4	0	4	0	1	0	1	0	1	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	3	0	3	0	3	0	
Subtotal UR/UNR			Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025		Enero 2026		Febrero 2026		Marzo 2026		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	279	43	299	41	272	44	279	42	304	44	278	43
			Interior	301	221	282	218	245	210	243	209	242	223	242	223
<b>TOTAL</b>			<b>844</b>		<b>841</b>		<b>770</b>		<b>773</b>		<b>813</b>		<b>786</b>		

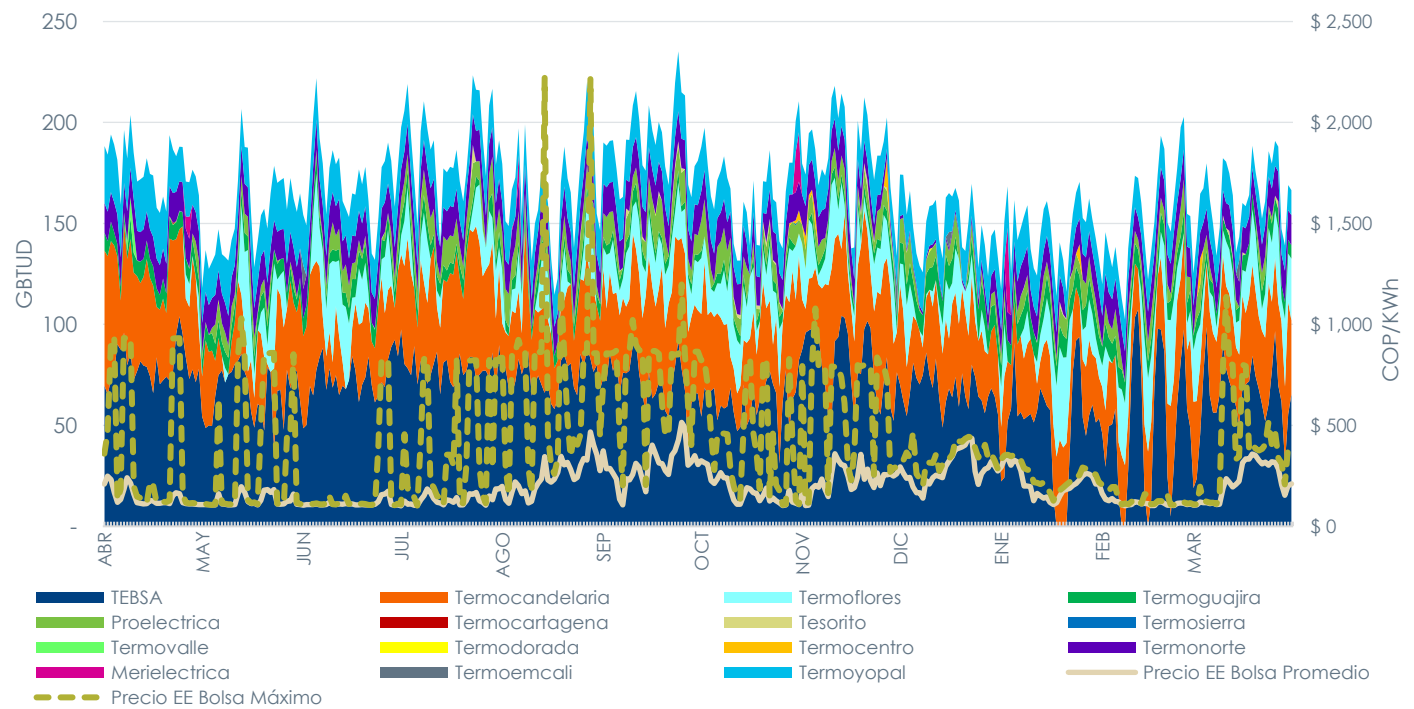
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 marzo fue en promedio 163 GBTUD.

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



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

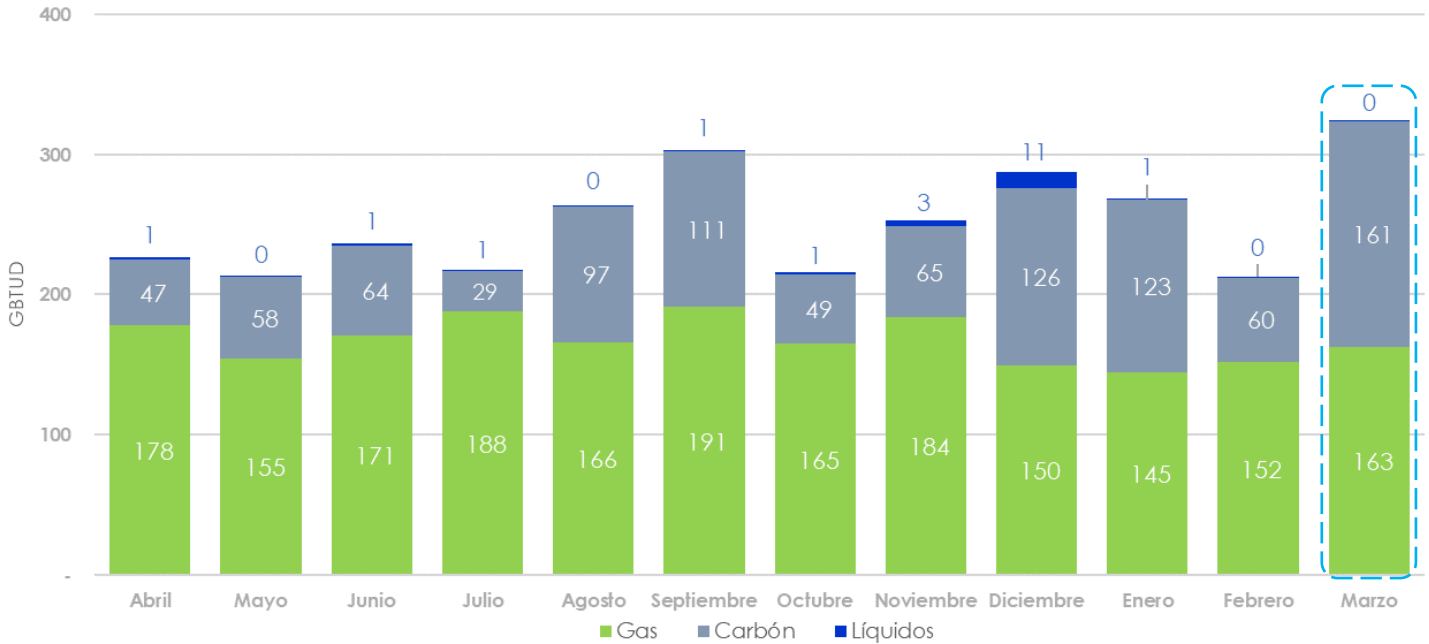
Para el mes de marzo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 125 GBTUD y 191 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (64 GBTUD), Termocandelaria (40 GBTUD), Termoflores (20 GBTUD), Termoyopal (14 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD), Termoguajira (7 GBTUD) y Proeléctrica (3 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 marzo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 163 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 50.2 % del total, carbón con 161 GBTUD (49.7 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.1 %).

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

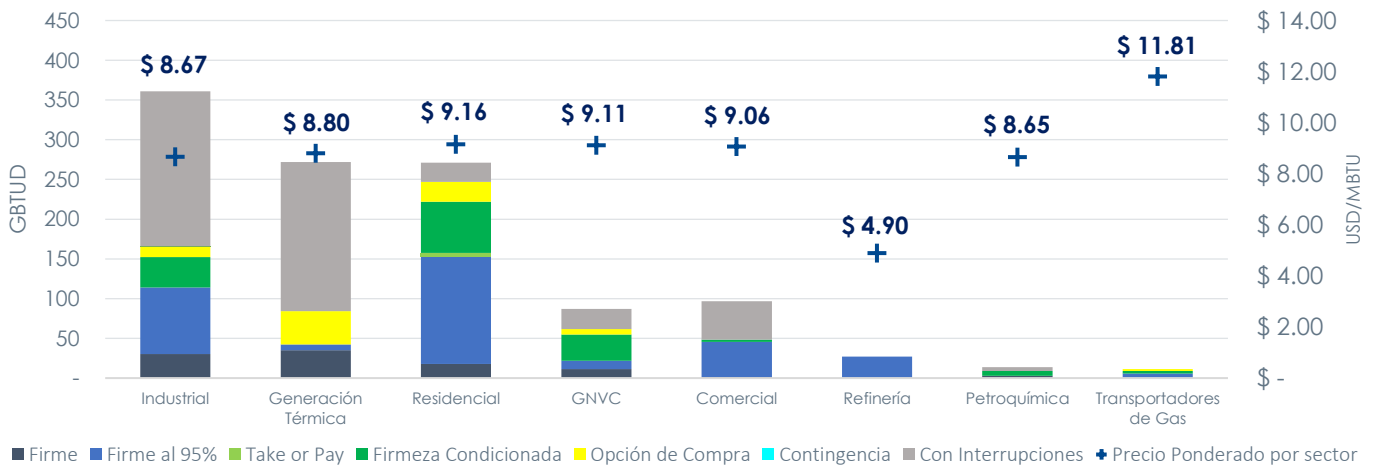
## Consumo de combustible para generación eléctrica



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

## Contratación vigente por sector – Mercado Primario

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Convenciones y Terminología:

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

## Notas Aclaratorias

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

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

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

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

### Sección III. DEMANDA.

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

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

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

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

#### Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

#### Información de Suministro y Demanda.

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

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

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

Contáctenos para más información: [gestordegas@bolsamercantil.com.co](mailto:gestordegas@bolsamercantil.com.co)  
Atención de consultas e inquietudes: [informesenergeticos@bolsamercantil.com.co](mailto:informesenergeticos@bolsamercantil.com.co)



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural