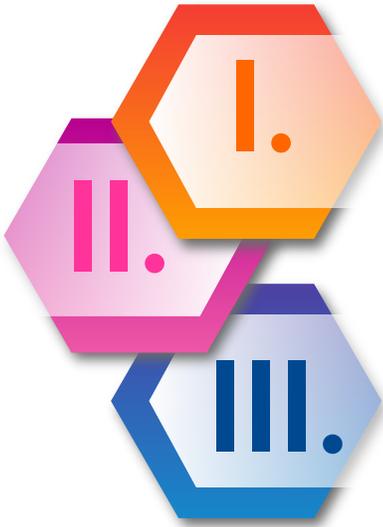




# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

**NOVIEMBRE 2024**

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 noviembre de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,117 GBTUD, lo que representó una disminución del 16 % (219 GBTUD respecto a octubre de 2024). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 209 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 71.4 % de la energía total contratada para el mes de noviembre, con un precio de 5.58 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.61 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 14.14 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 28.6 % de la contratación total, con un precio promedio de 6.81 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un decrecimiento de 2.47% al pasar de 641 en octubre a 625 en noviembre de 2024. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en noviembre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$10.55 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 noviembre.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 7.55 % pasando de 212 en octubre a 228 en noviembre de 2024.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en noviembre de 2024 fue de 1000 GBTUD, aumentado 15.02 % por encima de la demanda registrada en el mes de octubre de 2024 (1,177 GBTUD), explicado principalmente por aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa.

# I. SUMINISTRO

## Suministro por fuente

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

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	250	227	0	227	91%
	Cupiagua	205	234	0	234	114%
	Floreña	66	13	53	65	98%
	Gibraltar	41	31	0	31	75%
	Istanbul	17	14	0	14	84%
	Otros interior	20	2	1	3	16%
Costa	Ballena	20	12	0	12	60%
	Chuchupa	73	67	0	67	91%
	Bloque VIM 5	117	73	20	94	80%
	Bloque VIM 21	24	34	2	36	151%
	Bloque Esperanza	26	16	1	16	64%
	Bonga/Mamey	35	33	0	33	94%
	Bullerengue	38	20	0	20	53%
	Otros costa	39	3	8	11	28%
	Otros campos aislados	49	6	38	44	91%
<b>Total Potencial de Producción</b>		<b>1,021</b>	<b>786</b>	<b>122</b>	<b>908</b>	<b>89%</b>
Planta Regasificación Cartagena***		400	209	0	209	52%
<b>Total</b>		<b>1,421</b>	<b>995</b>	<b>122</b>	<b>1,117</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: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetar West, San Roque y Tisquirama.

<sup>2</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxafón y Oboe.

<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Brevia, 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

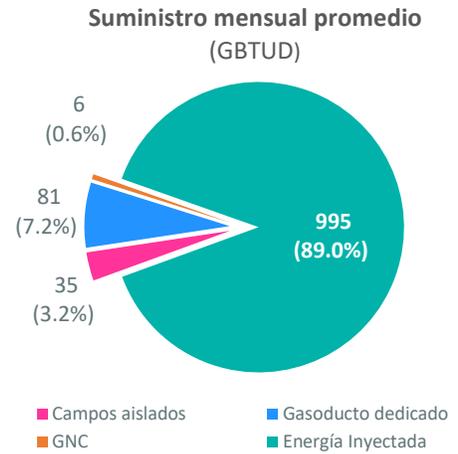
<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico y Merecumbe.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí. Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

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



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

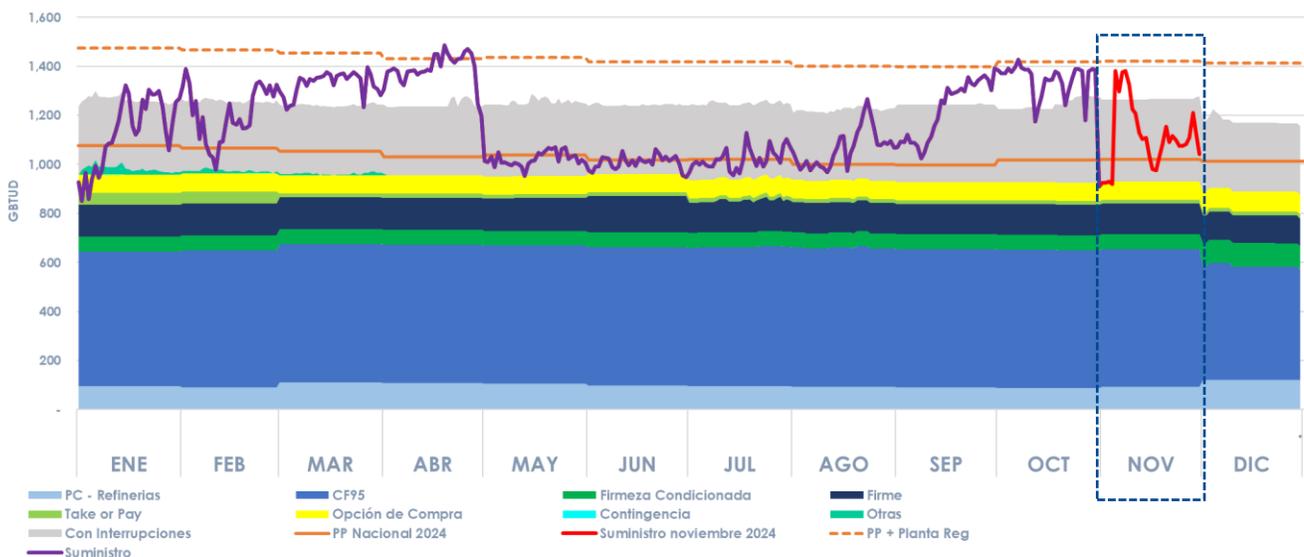


## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2024** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación 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 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 noviembre la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **838 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **336 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **1,382 GBTUD**, con oscilaciones entre **919 GBTUD (min.)** y **1,382 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)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP.	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,075	1,067	1,053	1,031	1,037	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014
Suministro Min.	852	977	1,223	1,197	953	948	956	967	1,024	909	919	
Suministro Prom.	1,132	1,206	1,330	1,390	1,022	1,008	1,022	1,065	1,222	1,334	1,117	
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,382	
Producción comprometida por Refinerías	95	91	111	108	105	99	95	93	89	88	92	120
Garantía Firmeza*	864	873	845	846	848	862	848	842	839	839	838	772
Otras**	22	10	6	10								
Con Interrupciones	282	284	279	289	301	281	306	288	315	318	336	284

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

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

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

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

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 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 (párrafo del artículo 20).

## Contratación vigente por campo y por modalidad en noviembre

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			158	\$ 5.09			22	\$ 4.74	21.1	\$ 6.96					201	180	
	Cupiagua			202	\$ 4.96			1	N.D.							203	203	
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.07			24	\$ 4.20	11	\$ 6.96					41	30	
	Floreña	49	\$ 3.73	3	\$ 3.72		12	N.D.				1	\$ 4.36			65	64	
	Gibraltar															0	0	
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	N.D.	14	\$ 6.22			1	\$ 2.00				7	\$ 4.99			22	15
Costa	Ballena			6	\$ 5.54											6	6	
	Chuchupa	2	N.D.	38	\$ 6.17											40	40	
	Istanbul			13	\$ 7.92			4	N.D.				21	\$ 5.72			37	17
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	24	\$ 4.52	38	\$ 8.47			10	N.D.				96	\$ 8.88			168	72
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	35	\$ 6.29	2	N.D.					42	N.D.		42	N.D.			121	79
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	\$ 7.60								85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54								18	N.D.			52	35
	Bullerengue			38	\$ 6.91												38	38
	Otros Costa <sup>5</sup>	5	\$ 4.52	0.3	N.D.								46	\$ 7.12			51	5
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	6	\$ 2.01	2	N.D.	4	N.D.						15	\$ 3.78			26	11
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	4	\$ 5.07										7	\$ 1.61			11	4
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>\$ 4.61</b>	<b>562</b>	<b>\$ 5.58</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.09</b>	<b>61</b>	<b>\$ 5.20</b>	<b>74</b>	<b>\$ 14.14</b>	<b>336</b>	<b>\$ 6.81</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,174</b>	<b>806</b>		
<b>Total (%)</b>	<b>10.6%</b>		<b>47.9%</b>		<b>1.4%</b>		<b>5.2%</b>		<b>6.3%</b>		<b>28.6%</b>		<b>-</b>		<b>100%</b>	<b>68.6%</b>		

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

<sup>1</sup> Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma larga, Receter West, San Roque y Tisquirama.

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

<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

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

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

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

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

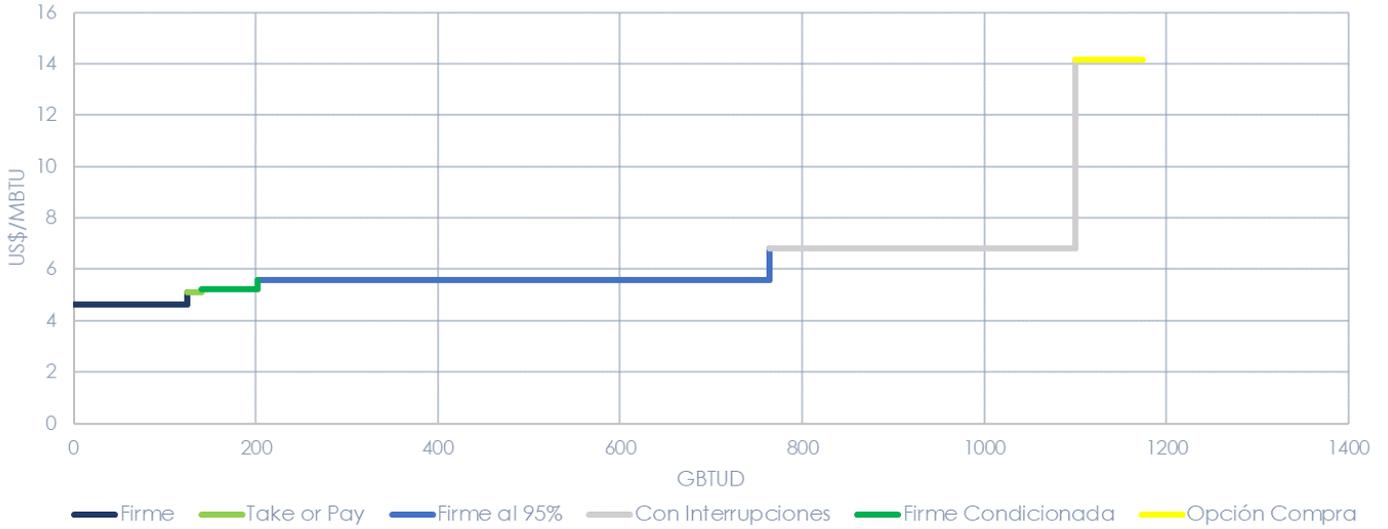
**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

**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 noviembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,174 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (562 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (336 GBTUD) y **iii)** Firme (125 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **87.09 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Take or Pay con 16 GBTUD y 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 **4.61** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **14.14** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **6.81** USD/MBTU y **5.58** USD/MBTU respectivamente.

## Cantidades contratadas y nominadas noviembre

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			158	152			22	2	21	20					180	173
	Cupiagua			202	191			1	-							203	191
	Cupiagua Sur			6	6			24	1	11	11					30	16
	Floreña	49	47	3	3	12	12					1	0.5			64	61
	Gibraltar	0	0													0	0
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	1	14	5			1	1			7	4			15	6
Costa	Ballena			6	6											6	6
	Chuchupa	2	1	38	36											40	38
	Istanbul			13	11			4	3			21	-			17	14
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	24	18	38	38			10	2			96	11			72	58
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	35	35	2	2					42	13	42	-			79	50
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	9							85	10			9	9
	Bonga Mamey			35	33							18	-			35	33
	Bullerengue			38	24											38	24
	Otros Costa <sup>5</sup>	5	5	0.3	0.3							46	8			5	5
Otros C. Aislados <sup>6</sup>	6	5	2	2	4	3					15	4			11	9	
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	4	7									7	1			4	7	
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>119</b>	<b>562</b>	<b>519</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>61</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>44</b>	<b>336</b>	<b>38</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>806</b>	<b>701</b>	
<b>Nominado/Contratado (%)</b>	<b>95%</b>		<b>92%</b>		<b>89%</b>		<b>15%</b>		<b>59%</b>		<b>11%</b>		<b>-</b>		<b>87%</b>		

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
Cifras en GBTUD

<sup>1</sup> Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, Maria Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

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

<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Brevia, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

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

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

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llaniito, Payoa, Provincia, Opón.

**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.

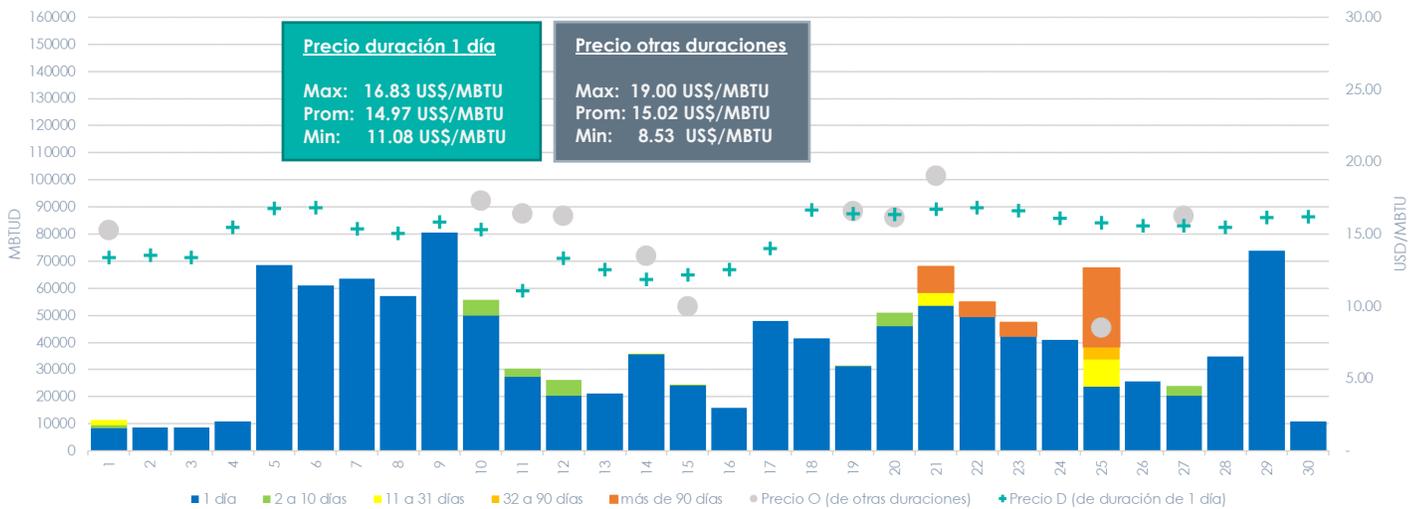
**NOTA 4:** Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **28.6 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de tan solo el **11 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **87 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firme y CF95 con el **95 %** y **92 %** de ejecución respectivamente.

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de noviembre registró 625 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (582). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 11.08 USD/MBTU (Noviembre 11) y 16.83 USD/MBTU (Noviembre 22) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en noviembre fue de 1,200,528 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

### Transacciones mercado secundario Noviembre – 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.

El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 15.44 USD/MBTU.

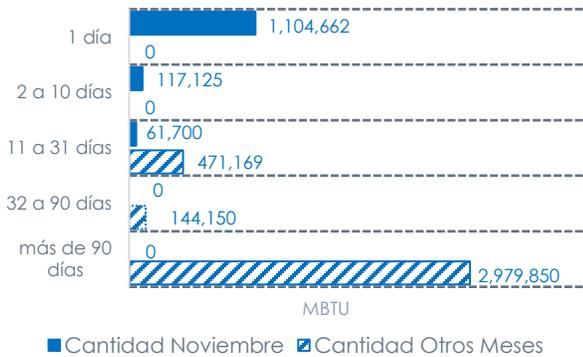
### Número de operaciones en Noviembre – Suministro

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	TOTAL	USD/M BTU
1 día	15	12	13	15	18	21	24	21	31	18	17	17	20	28	17	12	26	23	18	28	29	25	26	17	12	17	16	16	25	5	582	\$ 15.44
2 a 10 días	3									2	1	2							1	3											14	\$ 16.62
11 a 31 días	6													1	1										2						11	\$ 12.10
32 a 90 días																									3						3	\$ 12.85
más de 90 días																					2	2	1		10						15	\$ 10.68
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>31</b>	<b>20</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>29</b>	<b>18</b>	<b>12</b>	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>25</b>	<b>5</b>	<b>625</b>	<b>\$ 15.21</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 93.12 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 21 de noviembre con 32 transacciones, equivalentes al 5.12 % 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 noviembre – MBTU



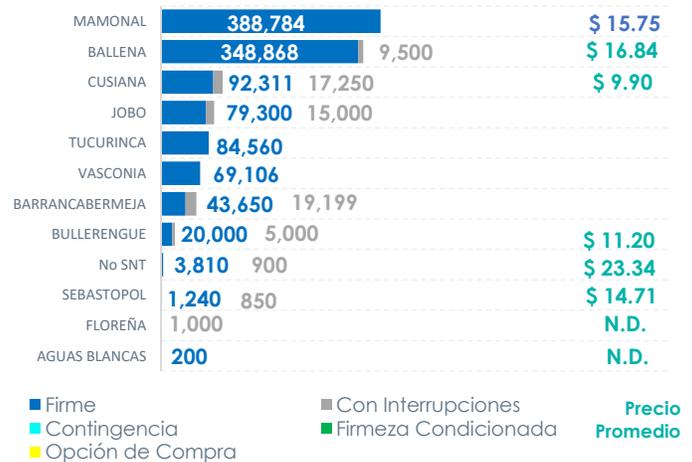
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **86.1 %** de los **1,283,487 MBTU** del volumen total transado ejecutado en noviembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **2,979,850 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **26.3%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

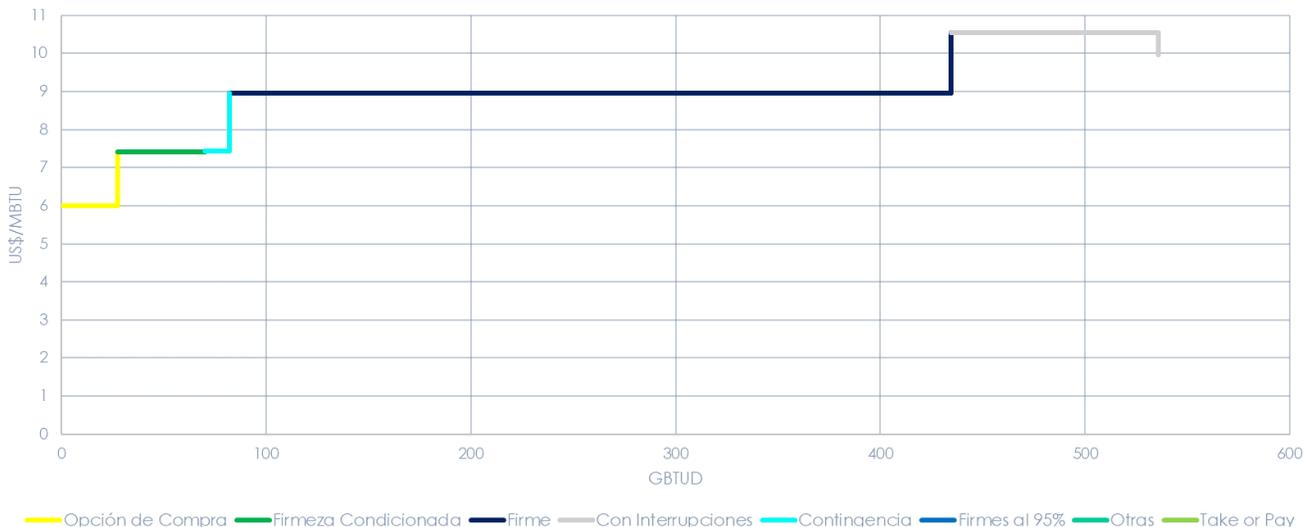
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 388,784 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,131,829 MBTUD equivalente al 94.28% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 68,699 MBTUD, equivalente al 5.72%; las modalidades **“Firmeza Condicionada”**, **“Contingencia”** y **“Opción de Compra”** no reportaron cantidades. CUSIANA (183) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por BALLENA (131), MAMONAL (120) y BARRANCABERMEJA (52). Los puntos No SNT registraron 13 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en noviembre de 2024



\*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con \$6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$10.55 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.7% de la contratación total nacional agregando 453 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en noviembre de 2024

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	118.0	\$ 6.41	14.7	\$ 5.92	8.3	\$ 3.76			13.0	\$ 6.91	6.0	N.D.	160.1	132.7
	Barranca	12.4	\$ 11.29							2.5	\$ -	6.0	\$6.24	20.9	12.4
	Vasconia	8.9	\$ 10.83											8.9	8.9
	Sebastopol	5.0	\$ 6.83											5.0	5.0
	Gibraltar							0	0					0	-
	Caramelo	5.0	\$ 6.27							2.2	\$ 8.44			7.2	5.0
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1	0.1
	Corrales	0.3	\$ -					0	0	0.9	\$ -			1.2	0.3
Costa	Jobo	3.1	\$ 11.57							59.7	\$10.92			62.8	3.1
	Ballena	68.7	\$ 10.72	3.0	\$ -	3.0	\$ 4.35			17.0	\$13.72			91.7	71.7
	Mamonal	45.1	\$ 10.90	19.0	\$ -	15.9	\$ -			0.5	\$ -			80.5	64.1
	Bonga Mamey					8.3	\$ 3.76	0	0					0	-
	Tucurinca	56.4	\$ 9.88	6.0	\$10.30									62.4	62.4
	La Creciente							0	0					0	-
	Hocol	7.0	\$ 5.58							0.7	\$ -			7.7	7.0
	Bullerengue	11.2	\$ 8.14											11.2	11.2
	No SNT*	11.3	\$ 13.08							4.7	\$10.34			16.0	11.3
	<b>Total general</b>	<b>352.6</b>	<b>\$ 8.97</b>	<b>42.7</b>	<b>\$ 7.41</b>	<b>27.2</b>	<b>\$ 6.01</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>101.1</b>	<b>\$10.55</b>	<b>12.0</b>	<b>\$7.43</b>	<b>535.7</b>	<b>395.4</b>
<b>Total (%)</b>	<b>65.8%</b>		<b>8%</b>		<b>5.1%</b>		<b>0.0%</b>		<b>18.9%</b>		<b>2.2%</b>		<b>100%</b>	<b>77.03%</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	14	256,600	255,299	0	0%	\$ 1,063.18	14,793	50,958	133,845
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	12	551,303	550,003	0	0%	\$ 1,142.06	68,708	282,078	577,333
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	12	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,648.36	138,166	280,397	471,137
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204,509	204,508	1	0%	\$ 186.29	89,003	110,159	121,509
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,520	0	0%	\$ 2,325.82	123,961	149,404	164,413
	6	JOBO-SINCELEJO	9	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	101,803	127,021	141,135
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	91,801	0	0%	\$ 1,010.99	27,749	33,010	34,766
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	1,500	12,443	89%	\$ 4,814.49	0	7	42
	9	APIAY-OCOCA	5	24,175	14,983	9,192	38%	\$ 1,922.38	10,813	14,031	15,363
	10	APIAY-USME	2	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,000.39	7,608	16,348	17,091
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	140,176	7,824	5%	\$ 2,694.51	47,005	81,658	112,879
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260,000	151,677	100,323	39%	\$ 5,659.67	26,343	80,697	133,681
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19,726	15,165	4,039	20%	\$ 1,855.91	9,775	28,664	35,020
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	76,684	126,316	62%	\$ 2,334.04	55,583	77,162	137,409
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	3,900	4,582	4,954
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,873	7,142	59%	\$ 6,448.59	3,035	3,490	3,962
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	183,063	31,937	15%	\$ 1,998.12	91,658	134,661	152,617
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	55,428	14,141	20%	\$ 2,770.56	36,459	46,221	98,003
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	17	470,000	447,390	12,688	3%	\$ 336.96	295,225	359,858	378,297
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,937	22,141	5%	\$ 3,851.55	293,543	358,264	376,829
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,158.33	1,056	1,136	1,213
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,289.28	1,011	1,250	1,576
	23	FLOREÑA-YOPAL	8	16,161	11,765	4,396	27%	\$ 2,071.05	9,784	13,503	24,684
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	3,606	60,138	94%	\$ 3,774.12	8,447	11,771	16,145
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	5	42,000	36,663	4,815	11%	\$ 12,293.73	9,615	31,424	37,565
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,550.07	6,908	7,664	8,126
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	774	868	947
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	223,500	184,568	38,932	17%	\$ 1,337.44	94,659	137,656	155,594
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,348	266,690	0	0%	\$ 2,027.86	131,030	199,717	246,528
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	17,500	15,287	2,213	13%	\$ 5,927.92	12,796	14,307	15,411
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	166,852	0	0%	\$ 3,326.90	71,918	110,343	142,283
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	262	323	486
	33	PEREIRA-ARMENIA	8	158,000	135,426	22,574	14%	\$ 1,172.45	57,386	92,161	123,953
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,127	3,435	7,813
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 6,998.49	640	3,004	4,135
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,480	14,922	19%	\$ 6,347.63	39,964	56,018	66,808
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	48,500	94,500	66%	\$ 984.33	17,852	75,575	156,754
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,506.93	205	239	273
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	189,542	1,150	1%	\$ 1,944.23	90,971	130,035	161,651
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,062.30	3,281	4,619	5,115
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 408.68	35,062	42,090	45,577

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	11	66,160	65,960	200	0%	\$ 1,063.18
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	170,454	446	0%	\$ 1,142.06
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230,000	221,467	5,533	2%	\$ 1,648.36
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	4	18,100	15,100	3,000	17%	\$ 2,325.82
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,491.60
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	4	109,500	13,832	95,668	87%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	2	30,190	28,287	1,381	5%	\$ 1,855.91
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	6	130,000	44,957	82,356	63%	\$ 2,334.04
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	7,500	22,500	75%	\$ 2,027.86
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	10	206,000	130,084	73,229	36%	\$ 984.33

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.

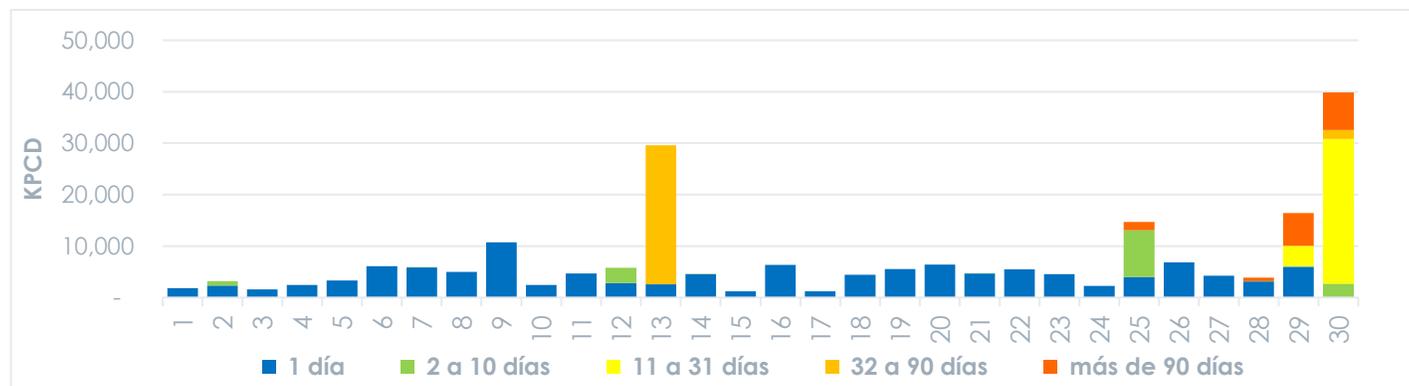
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En noviembre de 2024 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, Armenia-Yumbo/Cali, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Guando-Fusagasugá, Mariquita-Pereira, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla, Sincelejo-Cartagena, Sincelejo-Jobo, Bucaramanga-Barrancabermeja y La Belleza-Vasconia.

## Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de noviembre se registraron 228 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (177).

### Transacciones mercado secundario Noviembre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en Noviembre – 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	TOTAL
1 día	4	5	4	7	6	5	7	7	8	4	7	7	4	9	3	7	3	6	6	10	8	7	6	5	5	9	5	5	7	1	177
2 a 10 días		1					1					1		1							1				2			1	1	1	10
11 a 31 días																													1	12	13
32 a 90 días													3																	8	11
más de 90 días																									1			4	5	7	17
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>29</b>	<b>228</b>

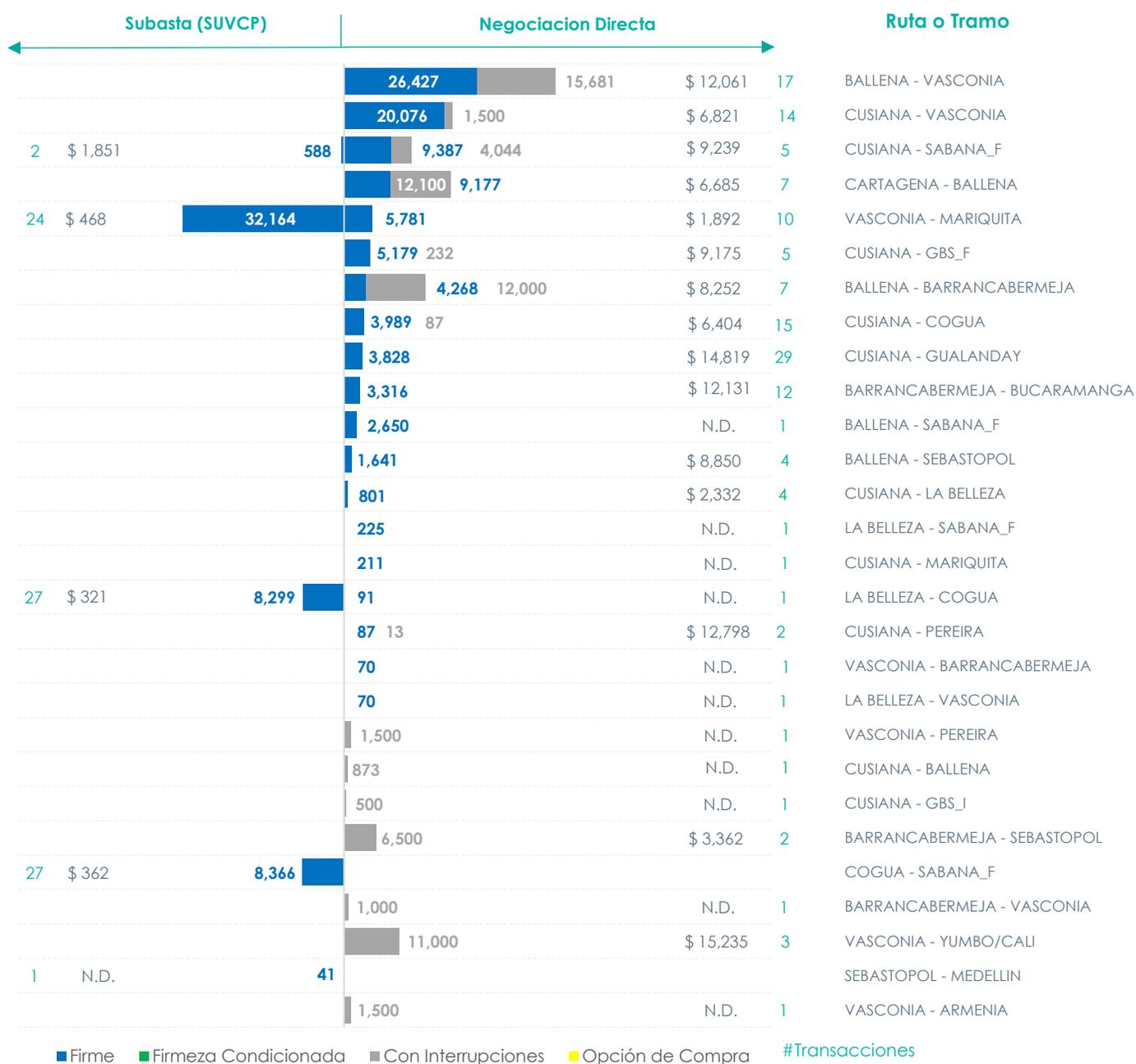
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 7,175 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 29 y 30 de noviembre con 14 y 29 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 18.86% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (228), 81 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 147 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 77 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo **BALLENA-VASCONIA** para el cual se transaron 26,427 KPCD en modalidad **Firme** y 15,681 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron **VASCONIA-MARIQUITA** con 34 transacciones (10 asignadas mediante negociación directa y 24 asignadas mediante subastas), **CUSIANA – GUALANDAY** con 29 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), **LA BELLEZA - COGUA** con 28 transacciones (1 asignada mediante negociación directa y 27 asignadas mediante subastas), **COGUA – SABANA\_F** con 27 transacciones (Todas asignadas mediante subasta) y **BALLENA – VASCONIA** con 17 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).

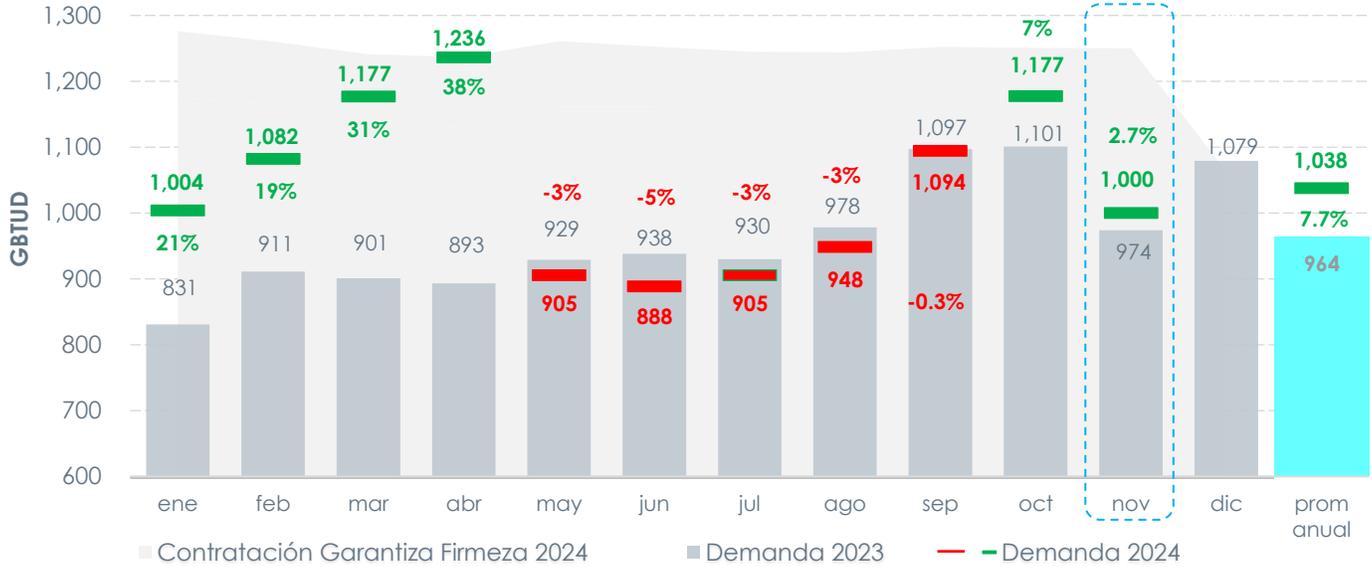


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

# III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de **noviembre** se observa una demanda promedio de **1000 GBTUD**, esto es **2.7% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 974 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1038 GBTUD**, estando por encima un 7.7% al promedio anual del 2023 (964 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.

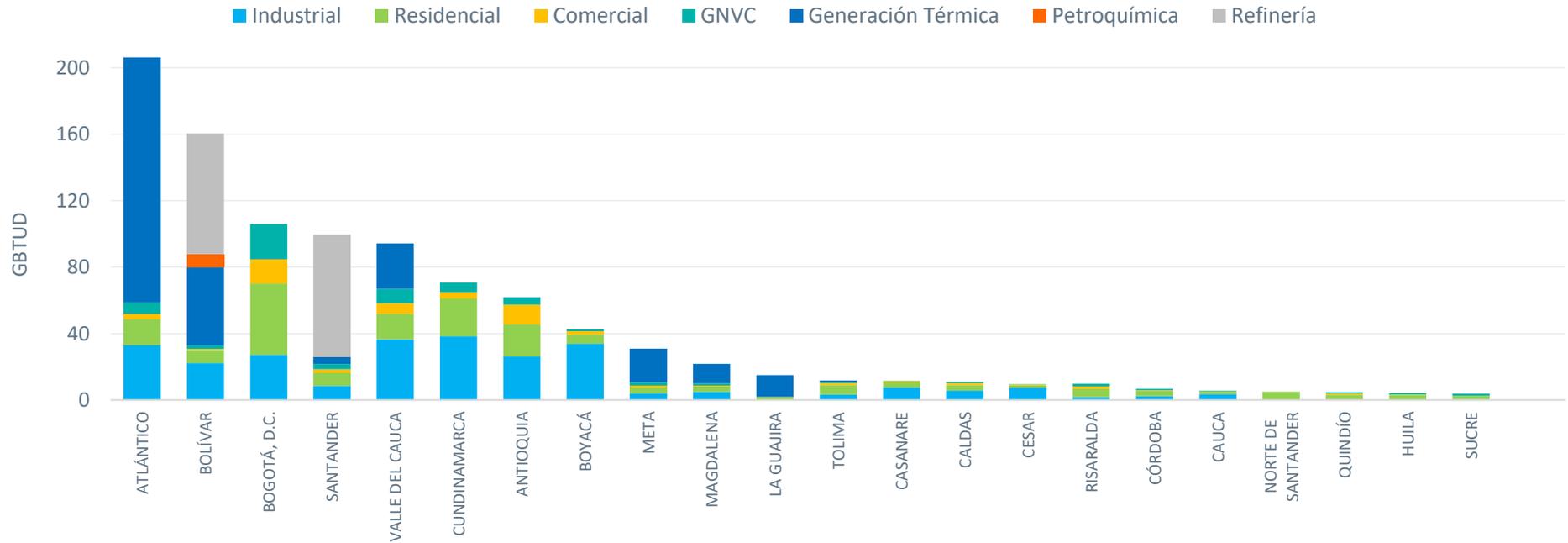
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **noviembre** la demanda **térmica** fue 30 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 4 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2023	122 / 709	172 / 739	153 / 748	146 / 747	198 / 731	203 / 736	198 / 732	231 / 747	372 / 725	373 / 728	242 / 732	355 / 724
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	165 / 723	192 / 713	234 / 714	384 / 710	464 / 713	272 / 728	

Térmica   
 No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	<b>Residencial</b>	15.4	7.9	42.8	7.8	15.3	22.7	19.2	5.7	3.3	3.0	1.9	5.7	3.3	3.5	1.7	4.9	3.2	1.7	5.0	2.7	3.1	2.2	<b>182</b>
	<b>Comercial</b>	3.4	0.7	14.6	2.3	6.5	3.9	12.0	1.9	1.4	0.7	0.0	1.1	0.6	1.0	0.4	1.6	0.2	0.2	0.0	0.8	0.3	0.0	<b>54</b>
	<b>Industrial</b>	33.1	22.2	27.3	8.5	36.6	38.3	26.2	33.8	4.0	5.0	0.0	3.4	7.5	5.6	7.2	1.8	2.5	3.5	0.0	0.4	0.0	0.4	<b>267</b>
	<b>GNVC</b>	6.7	2.1	21.3	3.1	8.4	5.8	4.3	1.1	2.0	1.3	0.0	0.6	0.2	0.8	0.2	1.5	0.9	0.2	0.0	0.8	0.8	1.3	<b>64</b>
	<b>Generación Térmica</b>	147.6	47.1	0.0	4.2	27.4	0.0	0.1	0.0	20.3	11.7	13.1	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>272</b>
	<b>Refinería</b>	0.0	72.7	0.0	73.6	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>146</b>
	<b>Petroquímica</b>	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>8</b>
	<b>Compresoras</b>	0.0	0.5	0.0	1.7	0.0	0.3	0.3	2.9	0.2	0.0	0.2	1.2	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	<b>8</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>206</b>	<b>161</b>	<b>106</b>	<b>101</b>	<b>94</b>	<b>71</b>	<b>62</b>	<b>45</b>	<b>31</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>1000</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 **noviembre** de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la generación térmica con 272 GBTUD en promedio, de los cuales 52 GBTUD corresponden a la región Interior y 220 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 182 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 148 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	220	63	33	73	12	5	8	1
<b>INTERIOR</b>	52	204	148	74	51	49	0	7
<b>TOTAL Nacional</b>	272	267	182	146	63	54	8	8
<b>% Segmento</b>	27%	27%	18%	15%	6%	5%	1%	1%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **noviembre** de 2024, con respecto octubre de 2024 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa.

TIPO DE USUARIO		Junio 2024		Julio 2024		Agosto 2024		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		
		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	46	0	47	0	47	0	47	0	48	0	49
	Generación Térmica	Costa	138	0	157	0	184	0	298	0	383	0	220	0
		Interior	26	0	35	0	50	0	86	0	81	0	53	0
	GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0	12	0
		Interior	49	0	49	0	51	0	50	0	51	0	51	0
	Industrial	Costa	58	6	58	6	58	6	60	8	55	9	56	7
		Interior	182	23	185	24	189	24	179	24	175	24	179	25
	Petroquímica	Costa	20	0	19	0	23	0	11	0	8	0	8	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	73	0	54	0	42	0	62	0	74	0	73	0
		Interior	69	0	71	0	69	0	65	0	66	0	74	0
	Residencial	Costa	0	33	0	33	0	33	0	33	0	32	0	33
		Interior	0	143	0	147	0	148	0	145	0	146	0	148
	Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	1	0	3	0	1	0	1	0
		Interior	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	7	0
Subtotal UR/UNR			Junio 2024		Julio 2024		Agosto 2024		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Costa	301	44	299	44	320	44	445	46	533	46	369	45	
	Interior	332	212	344	218	365	219	388	215	380	218	364	222	
<b>TOTAL</b>			<b>888</b>		<b>905</b>		<b>948</b>		<b>1094</b>		<b>1177</b>		<b>1000</b>	

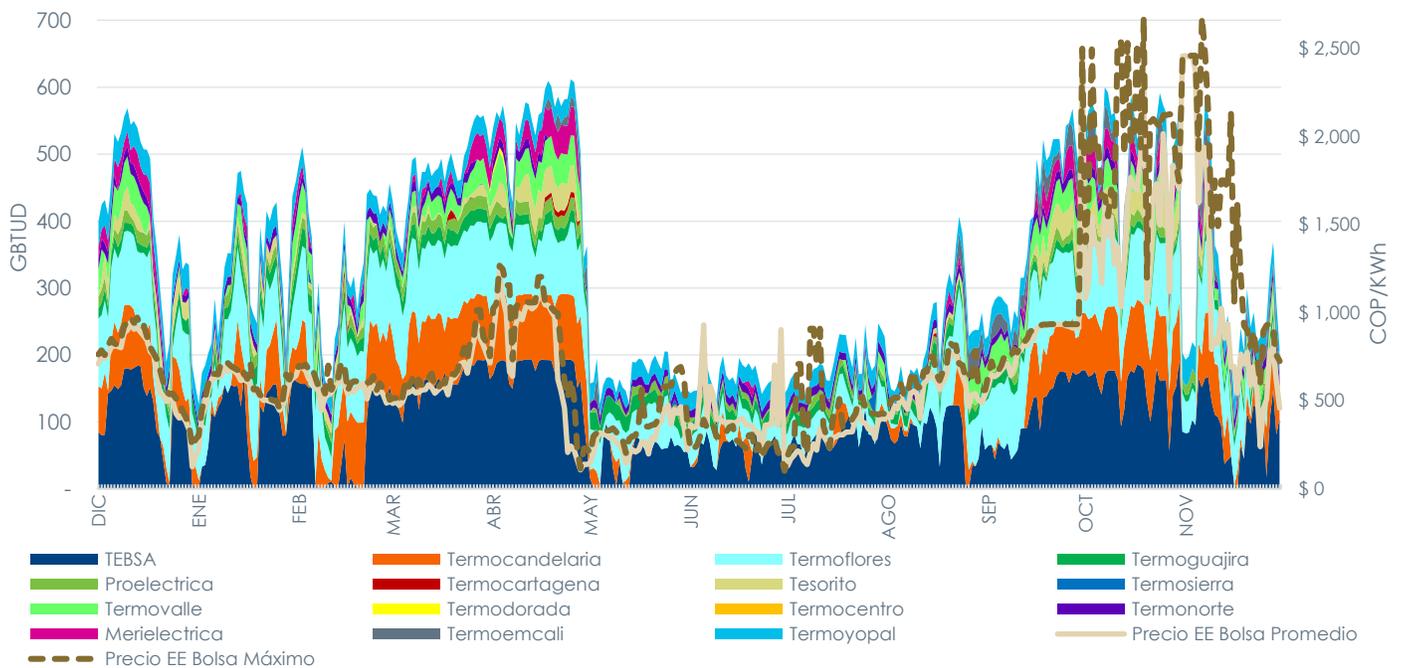
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 noviembre fue en promedio 294 GBTUD.

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



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

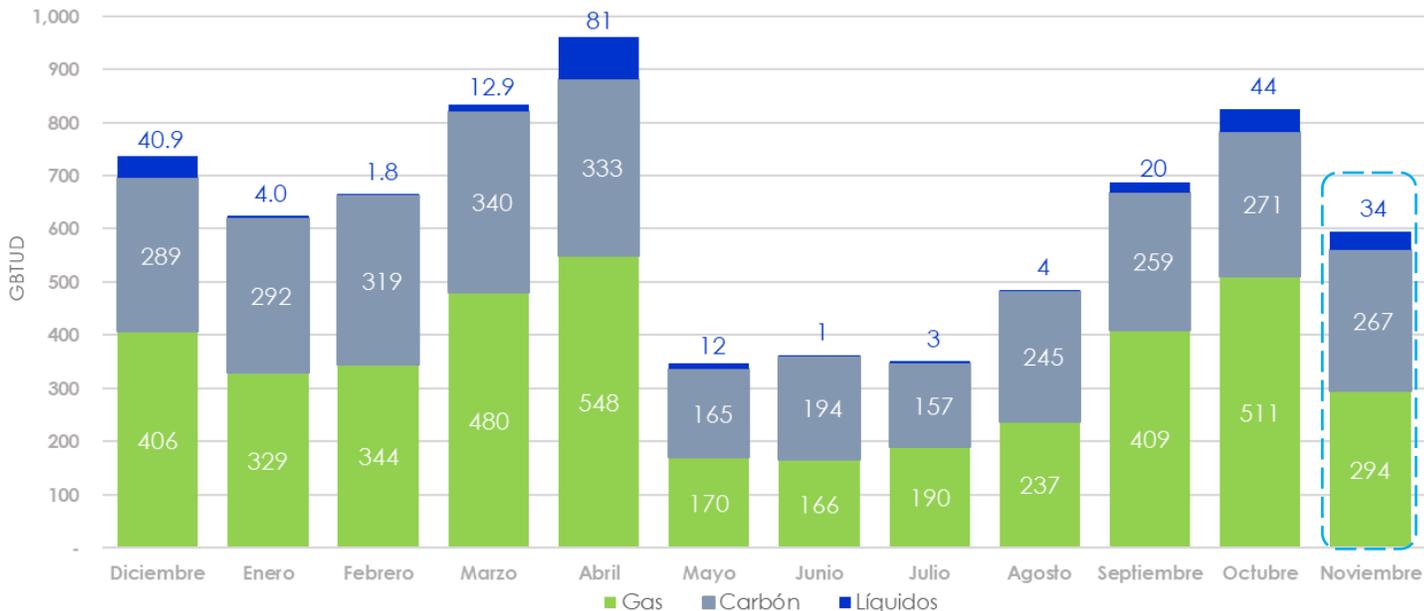
Para el mes de noviembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 133 GBTUD y 583 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (94 GBTUD), Termoflores (53 GBTUD), Termocandelaria (39 GBTUD), Termoyopal (34 GBTUD), Termovalle (16 GBTUD), Termoguajira (13 GBTUD), Termoemcali (12 GBTUD), Termonorte (12 GBTUD), Proelectrica (8 GBTUD), Tesorito (6 GBTUD) y Merielectrica (4 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 noviembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 294 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 49.4 % del total, carbón con 267 GBTUD (44.8 %) y los combustibles líquidos consumieron 34 GBTUD (5.8 %).

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

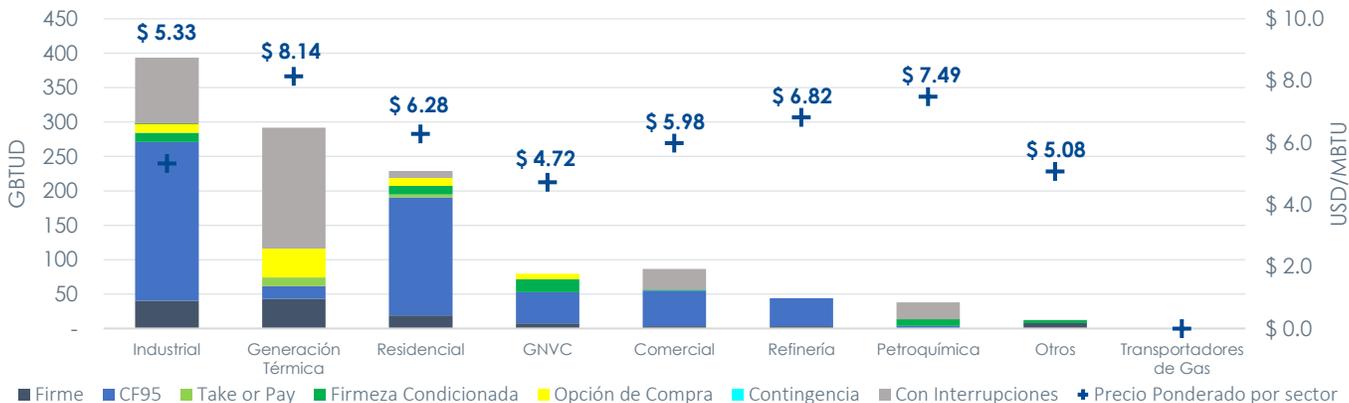
## Consumo de combustible para generación eléctrica



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

## Contratación vigente en noviembre 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 noviembre por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	41	\$ 4.46	231	\$ 4.97			13	\$ 4.26	13	\$ 6.87	95	\$ 6.49			393	284
Generación Térmica	43	\$ 3.61	18	\$ 6.62	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	176	\$ 6.97			292	115
Residencial	19	\$ 7.51	172	\$ 6.17	4	N.D.	13	\$ 4.78	12	\$ 7.10	10	\$ 6.00			229	207
GNVC	8	\$ 4.56	45	\$ 4.50			19	\$ 4.40	8	\$ 6.89	0.01	N.D.			80	72
Comercial	3	\$ 4.23	52	\$ 5.67			2	\$ 3.33			30	\$ 6.83			87	56
Petroquímica			4	N.D.			10	N.D.			25	\$ 7.32			38	14
Refinería	4	N.D.	40	\$ 6.98											44	44
Otros	8	N.D.	0.2	N.D.			4	N.D.			1	N.D.			13	12
Compresoras			1	N.D.											1	1
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>\$ 4.61</b>	<b>562</b>	<b>\$ 5.58</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.09</b>	<b>61</b>	<b>\$ 5.21</b>	<b>74</b>	<b>\$ 14.15</b>	<b>336</b>	<b>\$ 6.81</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,174</b>	<b>806</b>
<b>Total (%)</b>	<b>10.6%</b>		<b>47.9%</b>		<b>1.4%</b>		<b>5.2%</b>		<b>6.3%</b>		<b>28.6%</b>		<b>- %</b>		<b>100 %</b>	<b>68.6%</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 noviembre – 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	34	231	208			13	2	13	12	95	15			<b>284</b>	<b>255</b>
<b>Generación Térmica</b>	43	41	18	17	12	12	1	0.02	42	13	176	16			<b>115</b>	<b>83</b>
<b>Residencial</b>	19	18	172	162	4	3	13	0.2	12	11	10	1			<b>207</b>	<b>194</b>
<b>GNVC</b>	8	8	45	43			19	1	8	8	0.02	-			<b>72</b>	<b>58</b>
<b>Comercial</b>	3	3	52	47			2	1			30	4			<b>56</b>	<b>50</b>
<b>Petroquímica</b>			4	2			10	2			25	2			<b>14</b>	<b>4</b>
<b>Refinería</b>	4	7	40	39											<b>44</b>	<b>46</b>
<b>Otros</b>	8	7	0.2	0.2			4	3			1	1			<b>12</b>	<b>10</b>
<b>Compresoras</b>			0.5	0.4											<b>0.5</b>	<b>0.4</b>
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>119</b>	<b>562</b>	<b>519</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>61</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>44</b>	<b>336</b>	<b>38</b>			<b>806</b>	<b>701</b>
<b>Total (%)</b>	<b>95%</b>		<b>92%</b>		<b>89%</b>		<b>15%</b>		<b>59%</b>		<b>11%</b>		<b>- %</b>		<b>87 %</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.

### Convenciones y Terminología:

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

### Notas Aclaratorias

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

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

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

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

#### Sección III. DEMANDA.

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

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

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

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

#### Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

#### Información de Suministro y Demanda.

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

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados. Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

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



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

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