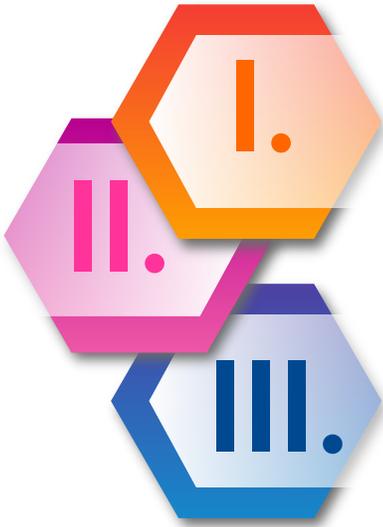




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 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 diciembre de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,174 GBTUD, lo que representó un aumento del 5 % (55 GBTUD respecto a noviembre de 2024). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 296 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 83 % de la energía total contratada para el mes de diciembre, con un precio de 6.78 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.71 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 13.55 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 29 % de la contratación total, con un precio promedio de 7.45 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 15.84% al pasar de 625 en noviembre a 724 en diciembre de 2024. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en diciembre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$5.85 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$10.85 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 diciembre.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 24.12 % pasando de 228 en noviembre a 283 en diciembre de 2024.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en diciembre de 2024 fue de 1.050 GBTUD, aumentado 4.91 % por encima de la demanda registrada en el mes de noviembre de 2024 (1,000 GBTUD), explicado principalmente por el aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa; así como una disminución en los consumos del sector industrial y residencial en la región del interior.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

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

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	241	219	0	219	91%
	Cupiagua	212	220	0	220	104%
	Floreña	66	12	49	62	93%
	Gibraltar	41	33	0	33	79%
	Istanbul	16	11	0	11	68%
	Otros interior	20	3	1	3	17%
Costa	Ballena	20	11	0	11	54%
	Chuchupa	73	66	0	66	91%
	Bloque VIM 5	110	69	23	92	84%
	Bloque VIM 21	23	33	4	37	161%
	Bloque Esperanza	24	27	3	30	123%
	Bonga/Mamey	35	34	0	34	96%
	Bullerengue	38	18	0	18	46%
	Otros costa	39	1	9	11	28%
	Otros campos aislados	54	6	25	32	59%
Total Potencial de Producción		1,014	763	116	878	87%
Planta Regasificación Cartagena***		400	296	0	296	74%
Total		1,414	1,058	116	1,174	

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.

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

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

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

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuate, Cañandonga

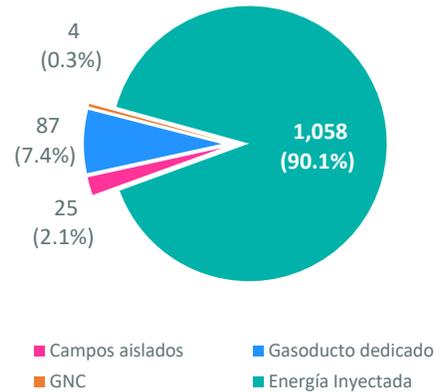
⁵ Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata, Toaqui Toaqui. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

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



Suministro mensual promedio (GBTUD)



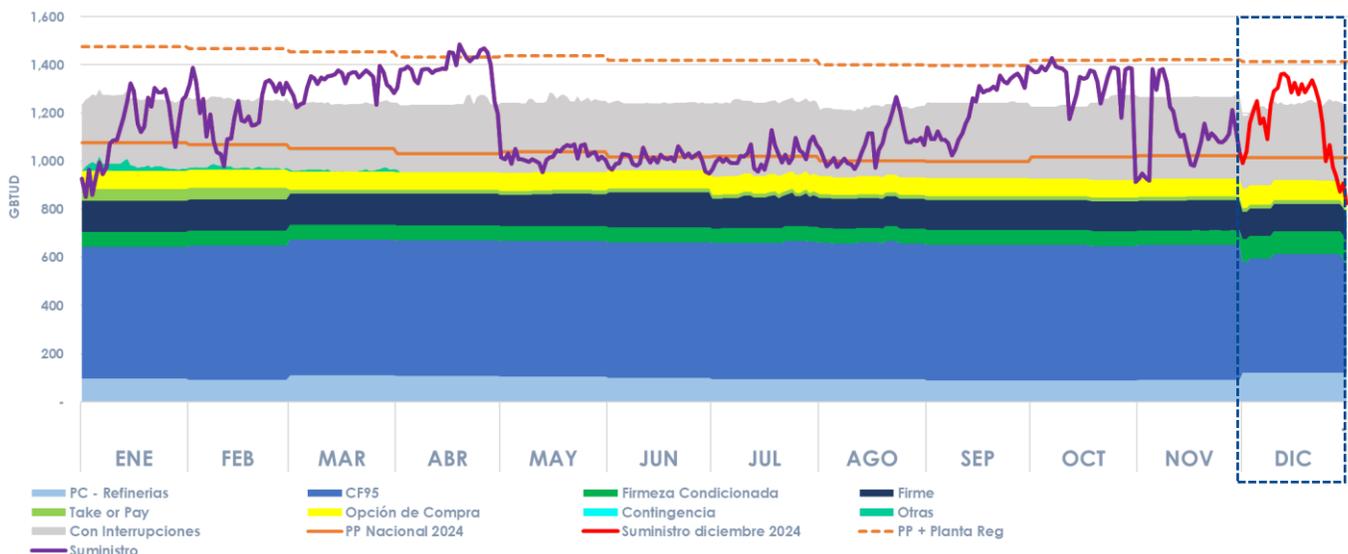
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

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 diciembre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **792 GBTUD**, mientras la modalidad **“Con Interrupciones”** registró **322 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,174 GBTUD**, con oscilaciones entre **824 GBTUD (min.)** y **1,364 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ 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	912	919	824
Suministro Prom.	1,132	1,206	1,330	1,390	1,022	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,119	1,174
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,383	1,364
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	837	835	792
Otras**	22	10	6	10								
Con Interrupciones	281	283	279	288	301	280	305	288	315	318	341	322

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

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

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

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

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 27 de noviembre 2024.

Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

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

**Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en diciembre

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			106	\$ 5.10			22	\$ 4.76	21.1	\$ 7.00					149	128
	Cupiagua			163	\$ 5.25			1	N.D.							164	164
	Cupiagua Sur			20	\$ 7.99			24	\$ 4.22	11	\$ 7.01					55	44
	Floreña	45	\$ 3.76	3	\$ 5.72	12	N.D.					1	N.D.			61	60
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7.1	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			13	\$ 7.92							25	\$ 6.41			38	13
	Otros Interior ¹	1	N.D.	10	\$ 5.66							5	\$ 5.24			16	10
Costa	Ballena			8	\$ 5.53											8	8
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.85											36	36
	Bloque VIM 5 ²	23	\$ 4.50	6	\$ 9.18						95	\$ 10.13				124	29
	Bloque VIM 21 ³	35	\$ 6.29					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			161	77
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60						85	\$ 7.79				94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.61											33	33
	Bullerengue			33	\$ 7.00											33	33
	FSRU - Importación			39	\$ 18.33											39	39
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.52	5	\$ 8.25							46	\$ 7.12			56	10
	Otros C. Aislados ⁶	3	\$ 2.15	0.3	\$ 5.10	4	N.D.					17	\$ 4.35	0.2	N.D.	25	8
Otros C. Aislados- MM ⁷											6	\$ 1.83			6	0	
Total	113	\$ 4.71	485	\$ 6.78	16	\$ 5.09	96	\$ 6.33	81	\$ 13.55	322	\$ 7.45	0.2	N.D.	1,113	710	
Total (%)	10.2%		43.6%		1.4%		8.6%		7.3%		28.9%		0.0%		100%	63.8%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

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

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

⁵ Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Bruja, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kanankas, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

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

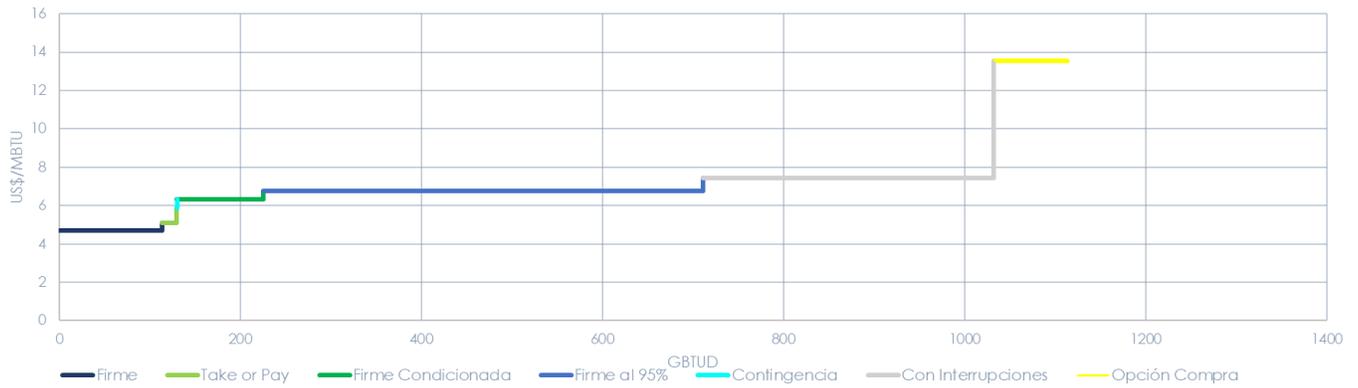
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

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

Al cierre de diciembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,113 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i) CF 95 (485 GBTUD), ii) "Con interrupciones" (322 GBTUD) y iii) Firme (113 GBTUD)**, estas tres modalidades abarcan el **82.63 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 0.2 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “Firme” presenta el valor más bajo con **4.71** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **13.55** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **7.45** USD/MBTU y **6.78** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas diciembre

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada												
Interior	Cusiana			106	85			22	19	21	2					128	105
	Cupiagua			163	135			1	1							164	136
	Cupiagua Sur			20	14			24	21	11	1					44	35
	Floreña	45	40	3	2	12	11					1	0.3			60	52
	Gibraltar			4	2			7	4	7	-					11	7
	Istanbul			13	10								25	-		13	10
	Otros Interior ¹	1	1	10	3								5	2		10	3
Costa	Ballena			8	8											8	8
	Chuchupa	2	2	35	33											36	34
	Bloque VIM 5 ²	23	18	6	6							95	38			29	24
	Bloque VIM 21 ³	35	34					42	28	42	4	42	10			77	61
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	10			9	9
	Bonga Mamey			33	33											33	33
	Bullerengue			33	21											33	21
	FSRU - Importación			39	38											39	38
	Otros Costa ⁵	5	5	5	5								46	2		10	10
	Otros C. Aislados ⁶	3	3	0.3	0.3	4	3					17	6	0.2	0.2	8	6
	Otros C. Aislados- MM ⁷											6	0			-	-
	Total	113	101	485	404	16	14	96	73	81	7	322	69	0.2	0.2	710	592
Nominado/Contratado (%)		89%		83%		88%		77%		8%		21%		80%		83%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Cifras en GBTUD

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

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

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

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

⁵ Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Aijona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terclario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata, Toqui Toqui.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Usama, Ulanito, Opon, Payoya, Provincia.

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

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

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

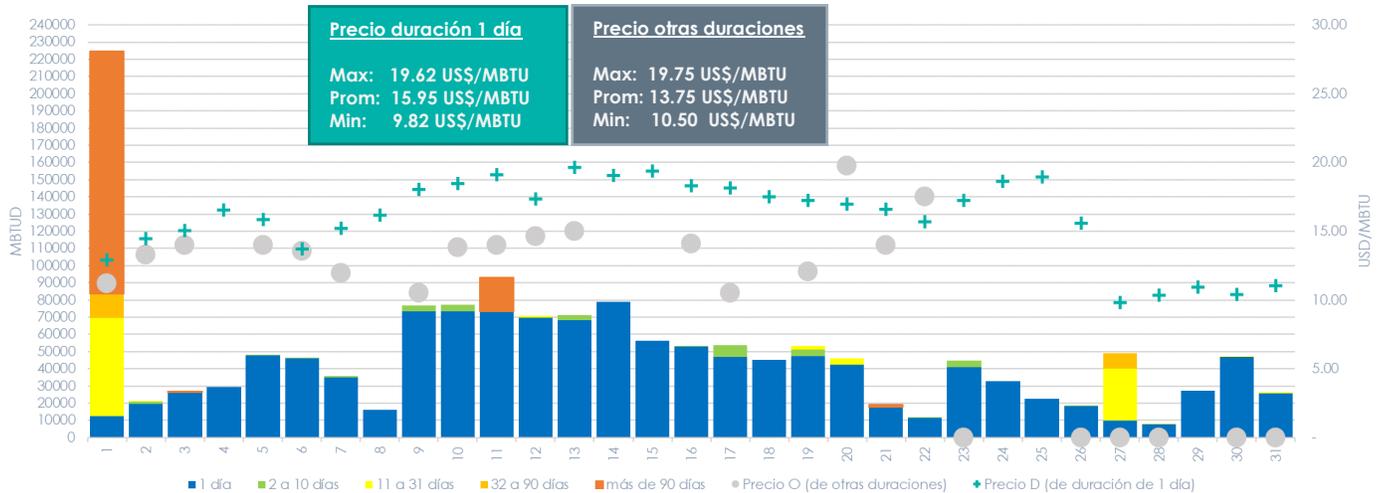
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **29 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de **21 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **83 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firme, Take or Pay y CF95 con el **89 %, 88 % y 83 %** de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de diciembre registró 724 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (516). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 9.82 USD/MBTU (Diciembre 27) y 19.62 USD/MBTU (Diciembre 13) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en diciembre fue de 1,532,617 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Diciembre – 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 16.88 USD/MBTU.

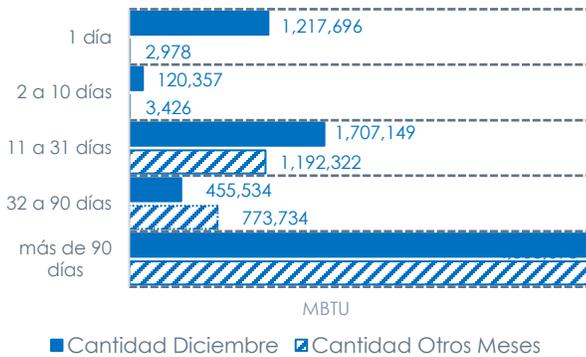
Número de operaciones en Diciembre – Suministro

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	13	14	18	22	21	23	11	10	24	26	22	26	26	19	18	20	17	21	12	16	9	14	15	17	11	10	12	11	11	16	11	516	\$16.88	
2 a 10 días	2	3	1		1	2	2		1	2	1	1	5			1	2		3	1	1	1	4			1	2	1		2	2	42	\$11.81	
11 a 31 días	32	2										1								2	1						9			1	4	52	\$10.55	
32 a 90 días	22																										6					28	\$14.14	
más de 90 días	80		1								4										1												86	\$9.85
TOTAL	149	19	20	22	22	25	13	10	25	28	27	28	31	19	18	21	19	21	17	18	11	15	19	17	11	11	29	12	11	19	17	724	\$15.61	

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 71.27 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de diciembre con 149 transacciones, equivalentes al 20.58 % 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 diciembre – 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 **15.0%** de los **8,108,829 MBTU** del volumen total transado ejecutado en diciembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **14,184,383 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **41.3%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

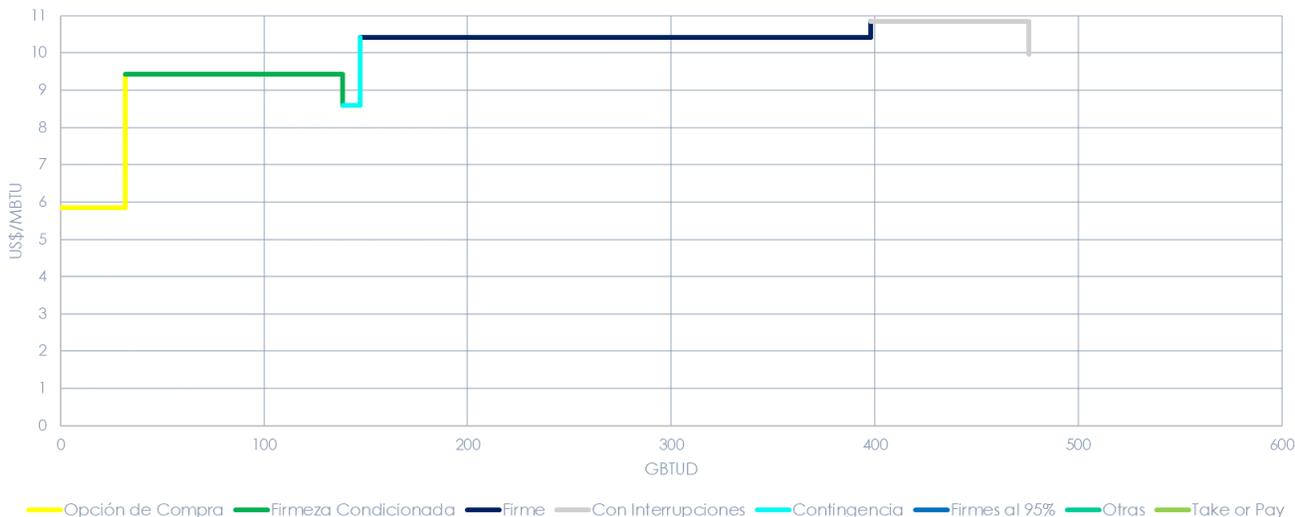
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 540,862 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,387,459 MBTUD equivalente al 90.53% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 24,700 MBTUD, equivalente al 1.61%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 110,413 MBTUD equivalentes al 7.20%, la modalidad de **“Contingencia”** no presentó negociaciones, en tanto la modalidad **“Opción de Compra”** reportó 10,045 MBTUD negociados equivalentes al 0.66%. CUSIANA (227) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por MAMONAL (142), VASCONIA (96) y BALLENA (74). Los puntos No SNT registraron 52 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$ 5.85 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$10.85 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 69.1% de la contratación total nacional agregando 329 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en diciembre 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	82.4	\$ 7.94	21.2	\$ 8.30	6.0	\$ -			19.5	\$ 9.92	6.0	\$ -	135.1	103.6
	Barranca	1.0	\$ 19.61							19.2	\$11.17	2.4	\$ -	22.7	1.0
	Vasconia	12.8	\$ 19.06	2.4	\$11.92	2.4	\$ 13.60			1.9	\$ -			19.5	15.2
	Sebastopol	0.0	\$ 10.50							0.9	\$ -			0.9	0.0
	Gibraltar	10.875	\$ 7.98	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00	0	0					12.4	11.6
	Caramelo	0.0	\$ -											0.0	0.0
	Mariquita	0.8	\$ 13.83											0.8	0.8
	Corrales	1.4	\$ 6.84					0	0					1.4	1.4
Costa	Jobo	0.3	\$ 14.39							15.6	\$ 8.85			16.0	0.3
	Ballena	31.6	\$ 10.81							13.4	\$14.40			45.0	31.6
	Mamonal	42.9	\$ 14.49	32.7	\$ 8.22	22.8	\$ 5.83							98.4	75.6
	Bonga Mamey							0	0					-	-
	Tucurinca	42.8	\$ 8.69	49.8	\$10.58									92.6	92.6
	La Creciente							0	0					-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69											3.7	3.7
	Bullerengue	5.2	\$ 9.22							5.0	\$ -			10.2	5.2
	No SNT*	12.2	\$ 13.03							2.2	\$ 8.22			14.4	12.2
	Total general	250.9	\$ 10.41	106.9	\$ 9.43	31.9	\$ 5.85	0	0	77.7	\$10.85	8.4	\$8.60	535.7	354.9
Total (%)	52.7%		22.5%		6.7%		0.0%		16.3%		2.2%		100%	75.04%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte

N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

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

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel disponible para contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

TRAMOS EN FLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	256,600	255,100	0	0%	\$ 1,063.18	41,188	56,157	69,979
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	16	551,303	541,803	8,200	1%	\$ 1,142.06	105,411	396,455	594,007
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	16	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,648.36	119,911	347,569	481,579
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,509	0	0%	\$ 186.29	95,097	109,801	133,317
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	267,845	266,794	0	0%	\$ 2,325.82	125,711	153,081	171,783
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	111,378	130,082	147,752
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	7	92,000	90,500	0	0%	\$ 1,010.99	24,908	33,745	34,851
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 4,814.49	0	0	0
	9	APIAY-OCOYA	4	24,175	15,123	9,052	37%	\$ 1,922.61	12,404	14,475	15,284
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,000.72	9,133	16,135	17,134
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	139,176	8,824	6%	\$ 2,694.73	39,162	77,936	121,365
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	223,021	28,979	11%	\$ 5,660.16	22,669	89,274	113,042
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19,726	14,080	5,124	26%	\$ 1,855.91	12,212	27,632	34,352
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	137,303	65,697	32%	\$ 2,334.27	45,409	70,170	104,244
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	3,077	4,547	5,128
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,873	7,142	59%	\$ 6,448.59	2,922	3,756	4,754
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	195,473	19,527	9%	\$ 1,998.31	69,949	128,301	154,074
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	54,837	14,732	21%	\$ 2,770.85	36,441	44,524	46,787
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	20	470,000	450,801	9,277	2%	\$ 337.00	288,755	341,341	365,199
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	441,438	18,640	4%	\$ 3,852.01	287,127	339,676	363,854
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,158.33	897	1,120	1,460
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,289.28	1,006	1,256	1,692
	23	FLOREÑA-YOPAL	8	16,161	13,336	2,825	17%	\$ 2,066.32	10,843	13,784	26,034
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	8,423	55,321	87%	\$ 3,774.47	9,680	12,817	15,410
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,107	1,371	3%	\$ 12,293.73	8,117	31,741	38,138
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 20,553.81	6,688	7,612	8,360
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	658	854	1,081
	28	LA BELLEZA-COGUA	6	223,500	199,058	24,442	11%	\$ 1,337.60	72,492	131,145	156,956
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	13	271,312	241,771	24,883	9%	\$ 2,028.11	157,048	187,062	219,860
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	17,500	15,202	2,298	13%	\$ 5,928.67	11,403	13,313	14,644
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	165,703	1,149	1%	\$ 3,327.18	58,232	104,153	149,542
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	345	818	1,036
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158,000	134,426	23,574	15%	\$ 1,172.54	46,770	88,014	132,339
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,029	3,084	3,783
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 6,998.49	2,818	3,522	3,912
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78,000	62,024	15,378	20%	\$ 6,347.63	33,171	52,043	65,765
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	97,059	45,941	32%	\$ 984.43	28,461	62,836	123,020
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 24,506.93	144	223	247
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	187,293	3,399	2%	\$ 1,944.45	72,970	121,178	166,074
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,062.57	3,886	4,695	5,107
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 408.68	25,813	40,098	46,575

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	15	66,160	65,801	359	1%	\$ 1,063.18
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	170,900	0	0%	\$ 1,142.06
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	11	230,000	227,000	0	0%	\$ 1,648.36
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18,100	15,051	3,049	17%	\$ 2,325.82
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,491.60
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	19,725	89,775	82%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,776	0	0%	\$ 1,855.91
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	6	130,000	89,181	38,132	29%	\$ 2,334.27
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	30,000	0	0%	\$ 2,028.11
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	11	206,000	150,501	52,812	26%	\$ 984.43

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.

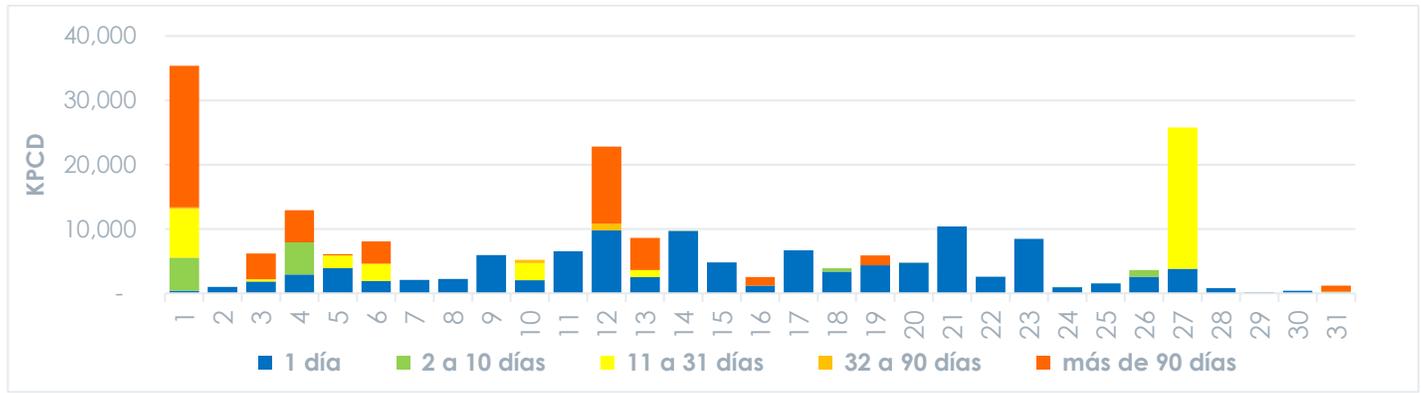
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En diciembre 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, Cogua-Sabana_F, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Gibraltar-Bucaramanga, 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, Vasconia-La Belleza y La Belleza-Vasconia.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de diciembre se registraron 283 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (221).

Transacciones mercado secundario Diciembre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Diciembre – 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	1	6	13	9	11	8	7	9	9	8	11	13	11	10	10	5	11	7	10	8	7	6	8	2	3	6	7	1	1	3		221
2 a 10 días	3			1										1				1		1				1		1				2		12
11 a 31 días	5		1		1	1				3			1														7					19
32 a 90 días	3									1		1																				5
más de 90 días	8		2	1	1	3						1	1			4			1											4		26
TOTAL	20	6	16	11	13	12	7	9	9	12	11	15	13	11	10	9	11	8	11	9	7	6	8	3	3	7	15	1	1	3	6	283

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

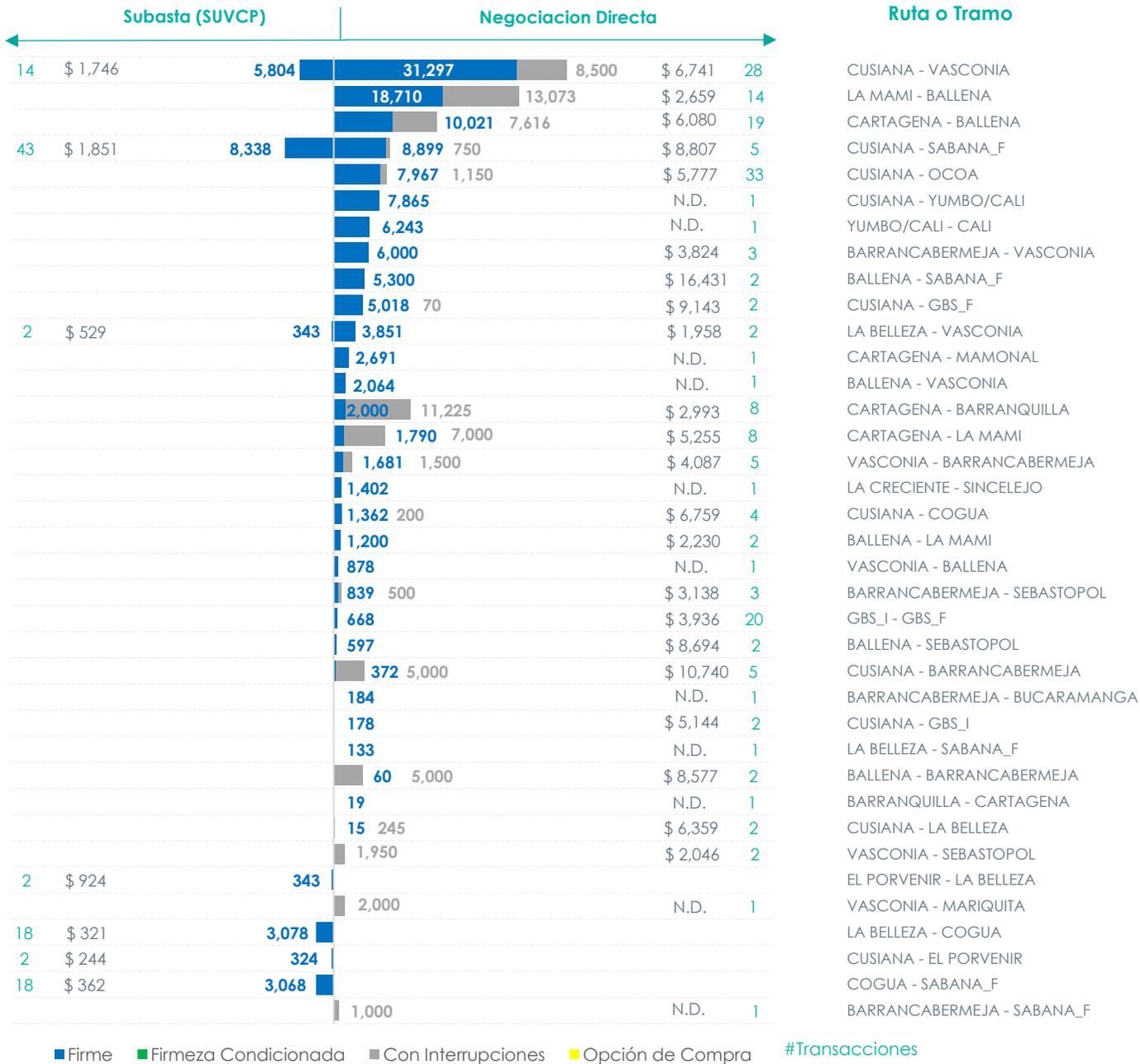
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 7,012 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 01 y 03 de diciembre con 20 y 16 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 12.72 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (283), 99 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 184 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 90.2 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transaron 37,101 KPCD en modalidad **Firme** y 8,500 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - SABANA_F con 48 transacciones (5 asignadas mediante negociación directa y 43 asignadas mediante subastas), CUSIANA - VASCONIA con 42 transacciones (28 asignadas mediante negociación directa y 14 asignadas mediante subastas), CUSIANA - OCOA con 33 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), GBS_I – GBS_F con 20 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CARTAGENA – BALLENA con 19 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y LA BELLEZA – COGUA con 18 transacciones (todas asignadas mediante subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan

tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

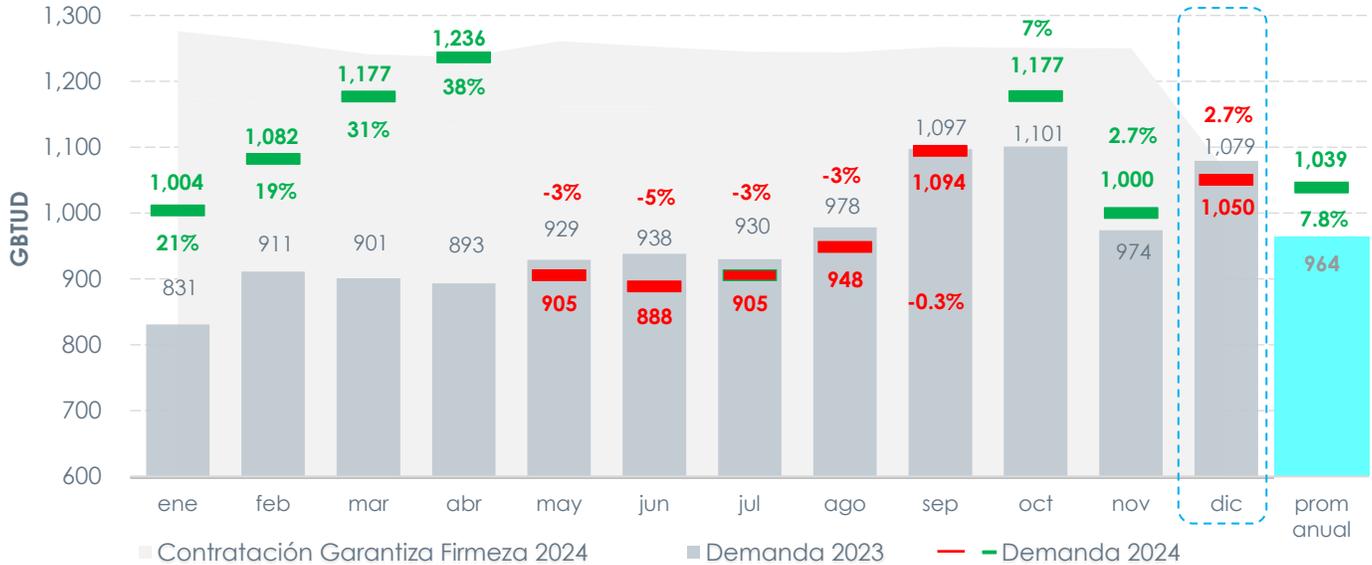


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **diciembre** se observa una demanda promedio de **1050 GBTUD**, esto es **2.7% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 1,079 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1039 GBTUD**, estando por encima un 7.8% 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.

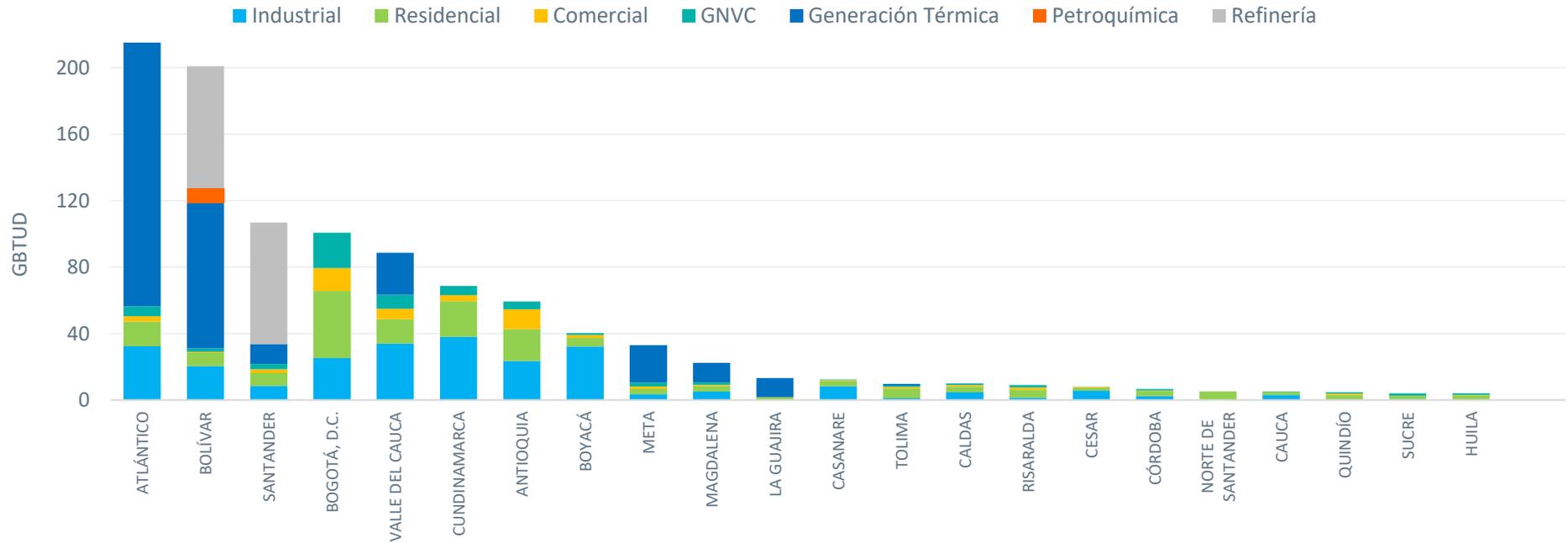
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en **diciembre** 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	344 / 706

 Térmica
  No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	Residencial	14.8	7.9	7.6	40.3	14.6	21.5	19.2	5.1	3.2	3.3	1.8	3.2	5.7	3.3	4.6	1.6	3.2	5.2	1.6	2.7	2.2	2.7	176
	Comercial	3.3	0.7	2.2	13.7	6.2	3.7	11.9	1.8	1.4	0.7	0.0	0.6	1.1	0.9	1.5	0.3	0.2	0.0	0.2	0.8	0.0	0.3	52
	Industrial	32.4	20.4	8.6	25.3	34.0	38.0	23.5	32.2	3.6	5.2	0.0	8.3	1.1	4.7	1.5	5.7	2.4	0.0	3.0	0.3	0.4	0.1	251
	GNVC	5.9	2.1	3.3	21.4	8.5	5.4	4.5	1.1	2.2	1.4	0.0	0.3	0.8	0.9	1.4	0.2	0.9	0.0	0.2	0.8	1.4	0.9	64
	Generación Térmica	172.3	87.6	11.9	0.0	25.2	0.0	0.1	0.0	22.7	11.7	11.3	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	344
	Refinería	0.0	73.2	73.0	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	146
	Petroquímica	0.0	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9
	Compresoras	0.9	0.7	1.4	0.0	0.0	0.2	0.2	2.5	0.2	0.0	0.4	0.0	0.8	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	8
	TOTAL	230	202	108	101	89	69	59	43	33	22	14	12	10	10	9	8	7	5	5	5	4	4	1,050

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 **diciembre** de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la generación térmica con 344 GBTUD en promedio, de los cuales 61 GBTUD corresponden a la región Interior y 283 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 176 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Costa	Interior	Total	% Segmento
Generación Térmica	283	61	344	33%
Industrial	61	190	251	24%
Residencial	33	143	176	17%
Refinería	73	73	146	14%
GNVC	12	52	64	6%
Comercial	5	47	52	4%
Petroquímica	9	0	9	1%
Compresoras SNT	2	6	8	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 **diciembre** de 2024, con respecto noviembre de 2024 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa; así como una disminución en los consumos del sector industrial y residencial en la región del interior.

TIPO DE USUARIO		Julio 2024		Agosto 2024		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 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	47	0	47	0	47	0	48	0	49	0	47
Generación Térmica	Costa	157	0	184	0	298	0	383	0	220	0	283	0
	Interior	35	0	50	0	86	0	81	0	53	0	61	0
GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	11	0	12	0	12	0
	Interior	49	0	51	0	50	0	51	0	51	0	52	0
Industrial	Costa	58	6	58	6	60	8	55	9	56	7	54	7
	Interior	185	24	189	24	179	24	175	24	179	25	167	23
Petroquímica	Costa	19	0	23	0	11	0	8	0	8	0	9	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	54	0	42	0	62	0	74	0	73	0	73	0
	Interior	71	0	69	0	65	0	66	0	74	0	73	0
Residencial	Costa	0	33	0	33	0	33	0	32	0	33	0	33
	Interior	0	147	0	148	0	145	0	146	0	148	0	143
Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	3	0	1	0	1	0	2	0
	Interior	0	5	0	5	0	5	0	5	7	0	6	0
Subtotal UR/UNR		Julio 2024		Agosto 2024		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	299	44	320	44	445	46	533	46	369	45	433	45
Interior	344	218	365	219	388	215	380	218	364	222	359	213	
TOTAL		905		948		1094		1177		1000		1050	

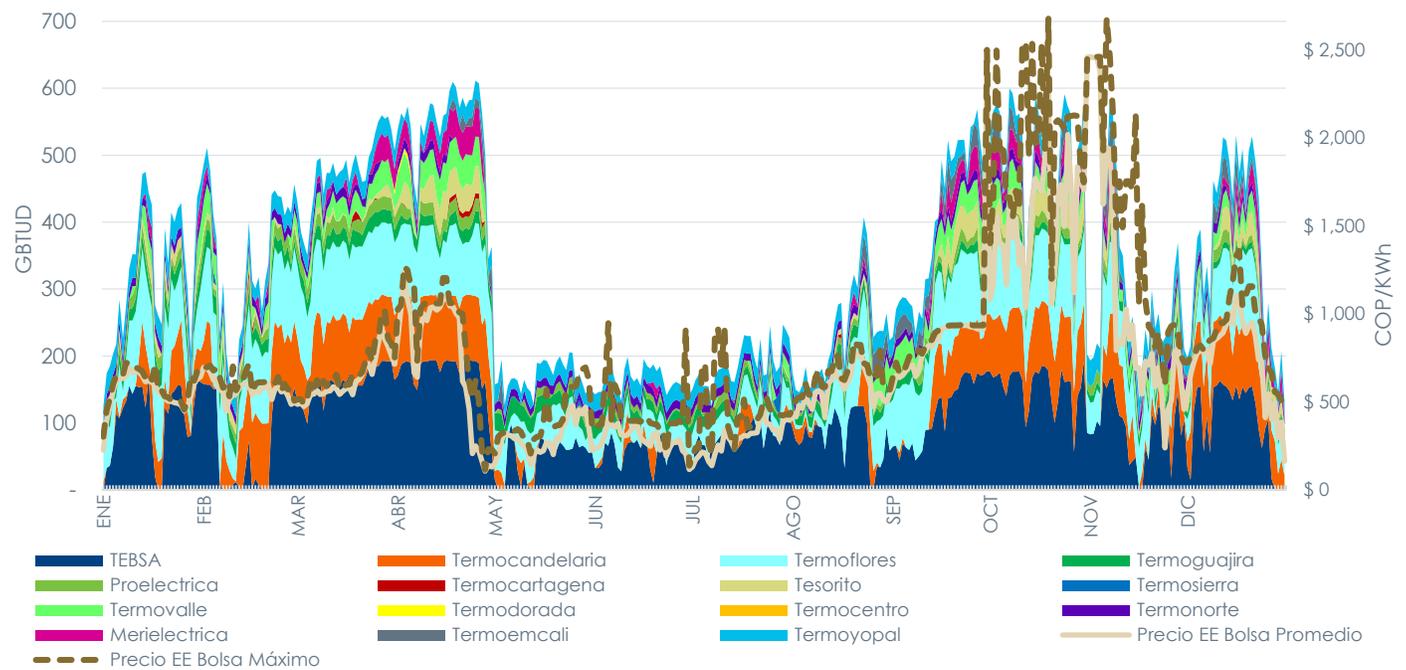
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 diciembre fue en promedio 369 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

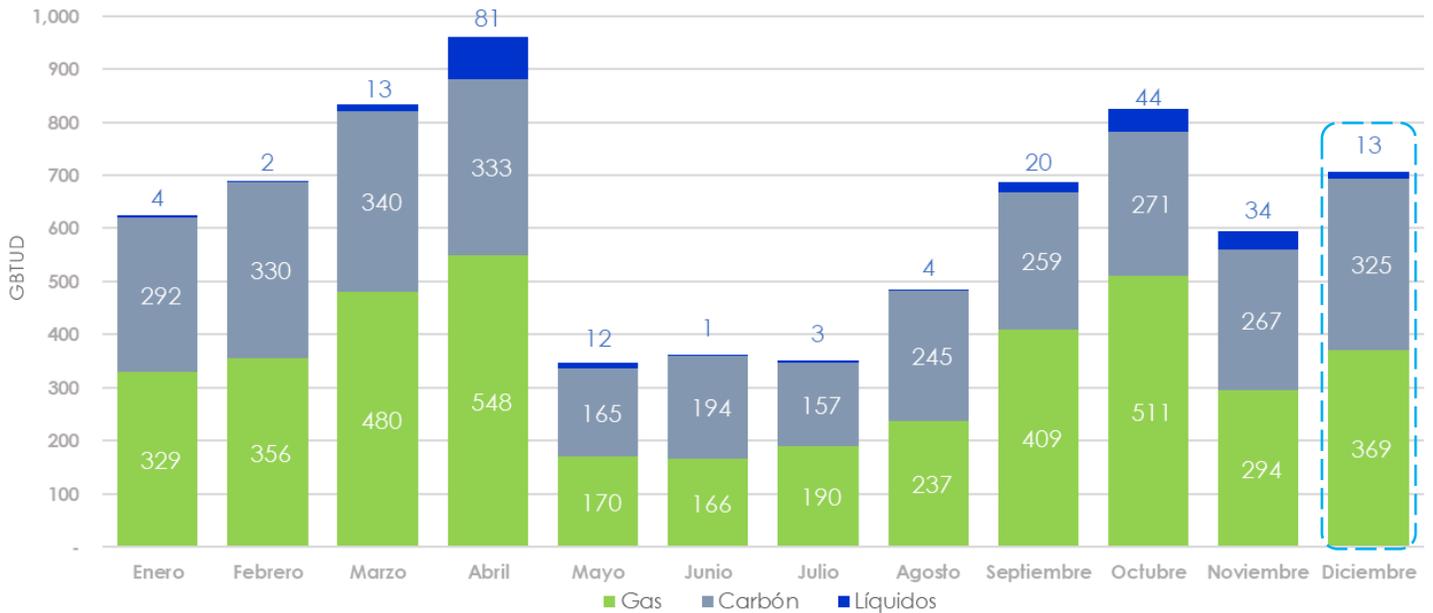
Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 130 GBTUD y 530 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (102 GBTUD), Termocandelaria (80 GBTUD), Termoflores (71 GBTUD), Termoyopal (29 GBTUD), Termovalle (16 GBTUD), Tesorito (16 GBTUD), Merielectrica (12 GBTUD), Termonorte (12 GBTUD), Termoguajira (11 GBTUD), Termoemcali (10 GBTUD) y Proelectrica (8 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 diciembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 369 GBTUD¹ que representó el 52.2 % del total, carbón con 325 GBTUD (45.9%) y los combustibles líquidos consumieron 13 GBTUD (1.8 %).

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

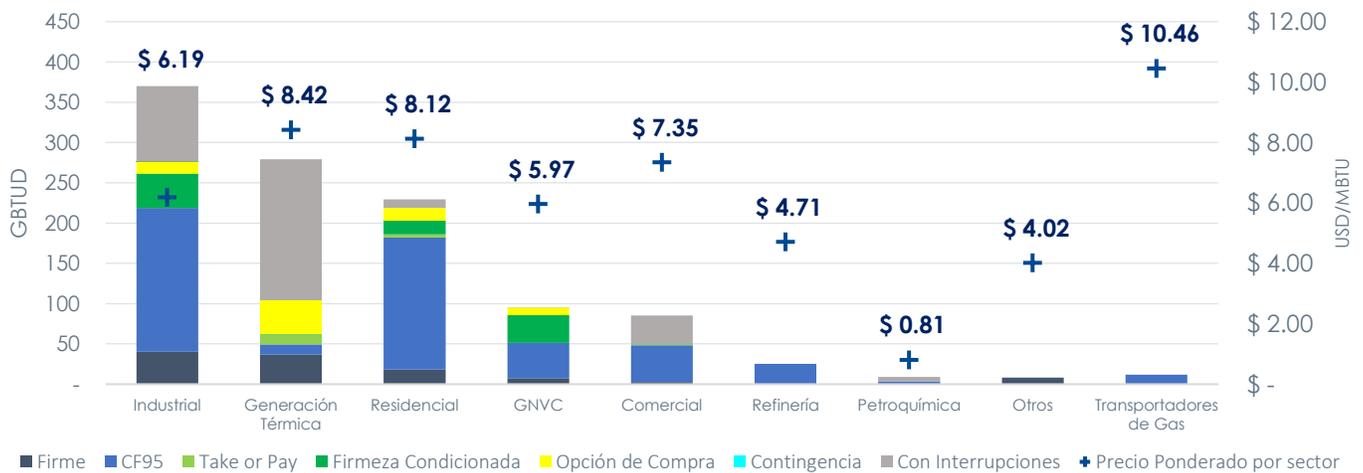
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en diciembre 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 diciembre por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	40	\$ 4.46	178	\$ 5.16			43	\$ 7.14	14	\$ 6.95	93	\$ 8.36	0.2	N.D.	369	262
Generación Térmica	37	\$ 3.72	13	\$ 6.12	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	175	\$ 7.20			279	62
Residencial	18	\$ 7.72	164	\$ 8.74	4	N.D.	17	\$ 4.67	16	\$ 7.10	11	\$ 6.37			230	203
GNVC	8	\$ 4.56	44	\$ 5.78			34	\$ 6.26	9	\$ 7.00	0.5	\$ 4.93			96	86
Comercial	3	\$ 3.98	45	\$ 7.39			1	\$ 4.20			37	\$ 7.62			85	49
Petroquímica			4	N.D.							6	\$ 0.81			9	4
Refinería			25	\$ 4.71											25	25
Otros	8	N.D.	0.2	\$ 5.97							0.01	N.D.			8	8
Compresoras			12	\$ 10.46											12	12
Total	113	\$ 4.71	485	\$ 6.78	16	\$ 5.09	96	\$ 6.33	81	\$ 13.55	322	\$ 7.45	0.2	\$ 5.90	1,113	710
Total (%)	10.2%		43.6%		1.4%		8.6%		7.3%		28.9%		0.0%		100 %	63.8%

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 diciembre – Mercado primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	40	35	178	138			43	31	14	2	93	25	0.2	0.2	262	205
Generación Térmica	37	33	13	11	12	11	1	0.73	42	4	175	34			103	58
Residencial	18	16	164	142	4	3	17	13.91	16	-	11	1			203	176
GNVC	8	8	44	38			34	27	9	1	0.5	0.1			86	72
Comercial	3	3	45	37			1	1			37	9			49	40
Petroquímica			4	3							6	-			4	3
Refinería			25	25											25	25
Otros	8	6	0.2	0.2							0				8	7
Compresoras			12.0	9.8											12	10
Total	113	101	485	404	16	14	96	73	81	7	322	69	0.2	0.2	710	592
Total (%)	89%		83%		88%		77%		8%		21%		80%		83 %	

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
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

WWW.BMCBEC.COM.CO