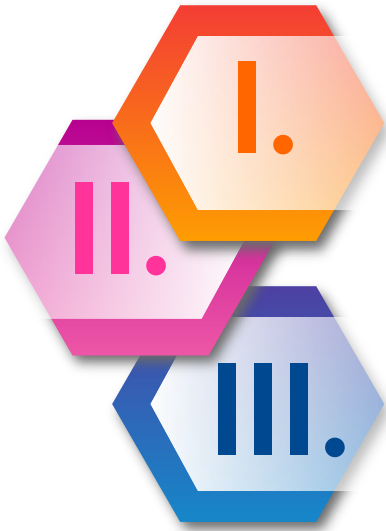




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ENERO 2025

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. El informe está organizado en las siguientes secciones:



SUMINISTRO

- Suministro por fuente
- Perfil contratación vs Suministro de gas natural
- Contratación vigente por campo y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

Mercado secundario

- Suministro: Precios, duración y puntos de entrega
- Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria

Mercado secundario

- Transporte: Precios, duración y tramos

DEMANDA

- Energía entregada a usuarios finales – SNT
- Energía entregada por departamento - SNT
- Energía entregada por sector de consumo, región y usuario
- Energía entregada al sector térmico
- Consumo de combustible para generación eléctrica
- Contratación por sector de consumo

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** en enero de 2025, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 976 GBTUD, lo que representó una disminución del 17 % (198 GBTUD respecto a diciembre de 2024). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 181 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 61 % de la energía total contratada para el mes de enero, con un precio de 6.36 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.80 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 13.61 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 32 % de la contratación total, con un precio promedio de 7.67 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron una disminución de 2.34 % al pasar de 724 en diciembre de 2024 a 707 en enero de 2025. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en enero, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$5.78 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$10.32 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 enero.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución de 43.46 % pasando de 283 en diciembre de 2024 a 160 en enero de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en enero de 2025 fue de 870 GBTUD, disminuyendo 17.14 % por debajo de la demanda registrada en el mes de diciembre de 2024 (1,050 GBTUD), explicado principalmente por una reducción en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa e interior; así como una disminución en los consumos del sector Refinería, GNCV 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 **enero**.

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	218	218	0	218	100%
	Cupiagua	186	190	0	190	102%
	Floreña	66	12	48	60	91%
	Gibraltar	41	11	0	11	26%
	Istanbul	16	11	0	11	69%
	Otros interior	20	4	1	5	27%
Costa	Ballena	20	11	0	11	53%
	Chuchupa	79	64	0	64	81%
	Bloque VIM 5	110	62	21	83	76%
	Bloque VIM 21	23	27	1	29	126%
	Bloque Esperanza	24	18	1	19	78%
	Bonga/Mamey	35	33	0	33	95%
	Bullerengue	38	17	0	17	44%
	Otros costa	39	0	9	9	24%
Otros campos aislados	48	6	28	34	70%	
Total Potencial de Producción		965	685	110	795	82%
Planta Regasificación Cartagena***		440	181	0	181	41%
Total		1,405	866	110	976	

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.

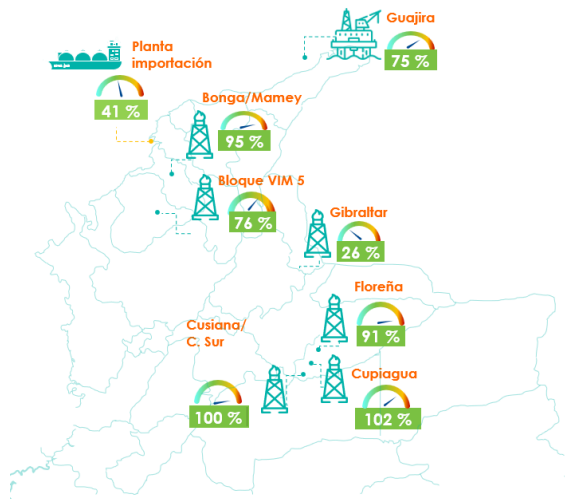
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toranja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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

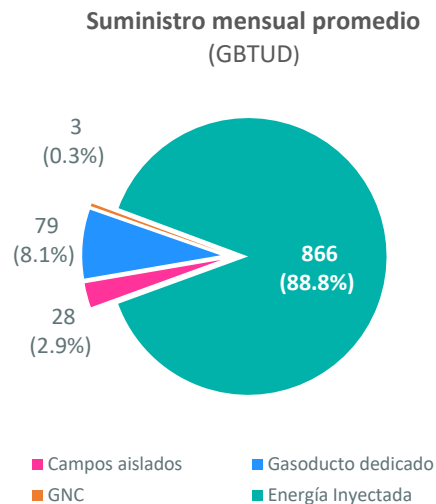
⁵ Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

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

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



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

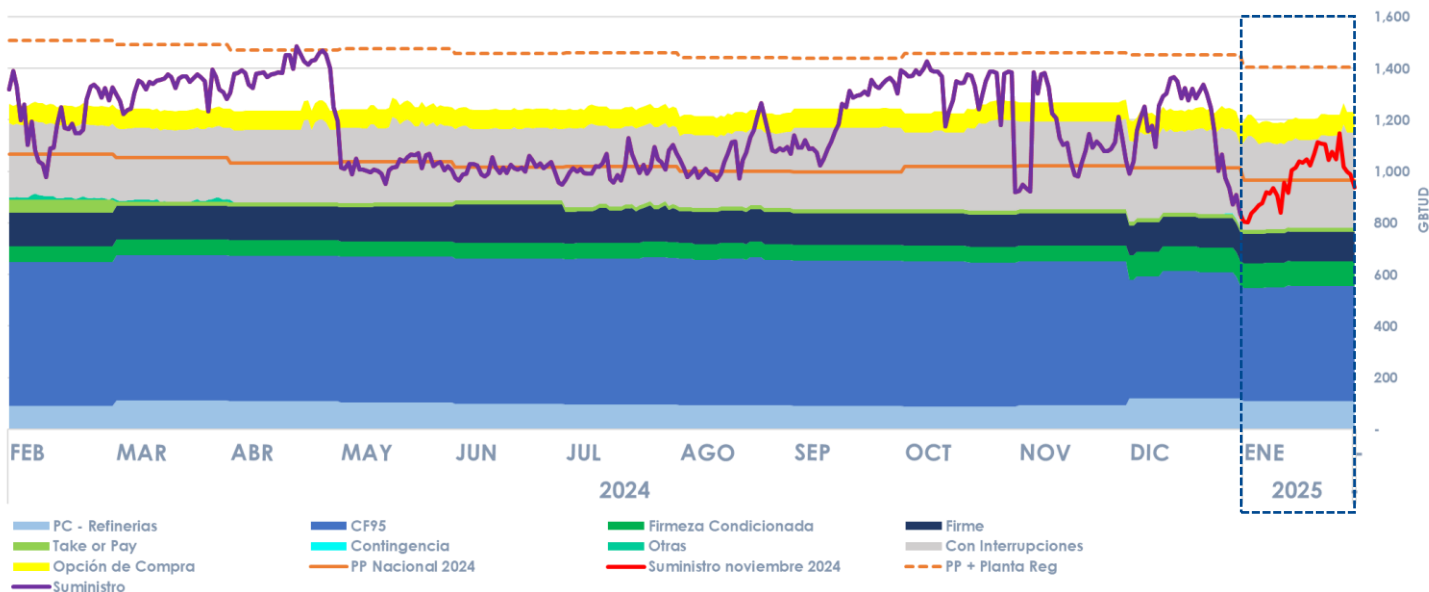


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo febrero 2024 – enero 2025 en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación, asociada al Grupo Térmico, por no disponer de la misma.
- ii) Se incluye el máximo entre la contratación de firmeza condicionada y opción de compra.
- iii) La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses corridos del presente año. El suministro incluye la inyección total realizada por la planta de regasificación.
- iv) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de enero la contratación¹ respaldada con firmeza representó **670 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **348 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **976 GBUTD**, con oscilaciones entre **808 GBTUD (min.)** y **1,147 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)	FEB24	MAR24	ABR24	MAY24	JUN24	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25
Potencial de Producción	1,067	1,053	1,031	1,037	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	965
Suministro Min.	977	1,223	1,197	953	948	956	967	1,024	919	923	834	802
Suministro Prom.	1,206	1,330	1,390	1,022	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	976
Suministro Máx.	1,389	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147
Producción comprometida por Refinerías	91	111	108	105	99	95	93	89	88	92	120	110
Garantía Firmeza*	813	784	785	787	802	787	781	778	776	774	709	670
Otras**	10	6	10									
Con Interrupciones	283	279	288	301	280	305	288	315	318	341	323	348

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 enero

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

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			106	\$ 5.24			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15					149	128
	Cupiagua			151	\$ 5.08			1	N.D.							152	152
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.24			24	\$ 4.32	11	\$ 7.17					41	30
	Floreña	45	\$ 3.76	3	\$ 5.72	12	N.D.					1	N.D.			61	60
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			13	\$ 8.04								27	\$ 6.59		40	13
	Otros Interior ¹	1	N.D.	6	\$ 6.30								5	\$ 5.16		12	6
Costa	Ballena			8	\$ 5.65											8	8
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 ²	23	\$ 4.50	7	\$ 9.23							119	\$ 10.25			149	30
	Bloque VIM 21 ³	35	\$ 6.56					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	\$ 4.65											33	33
	Bullerengue			33	\$ 7.12											33	33
	FSRU - Importación			27	\$ 16.76											27	27
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27								46	\$ 7.12		56	10
	Otros C. Aislados ⁶	3	\$ 2.17			4	N.D.						17	\$ 4.10	1.5	N.D.	26
Otros C. Aislados- MM ⁷												6	\$ 1.83		6	0	
Total	113	\$ 4.80	444	\$ 6.36	16	\$ 5.17	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	348	\$ 7.67	1.5	N.D.	1,099	670	
Total (%)		10.3%		40.3%		1.5%		8.7%		7.4%		31.6%		0.1%	100%	61.0%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetar 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, Kanankis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, 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.

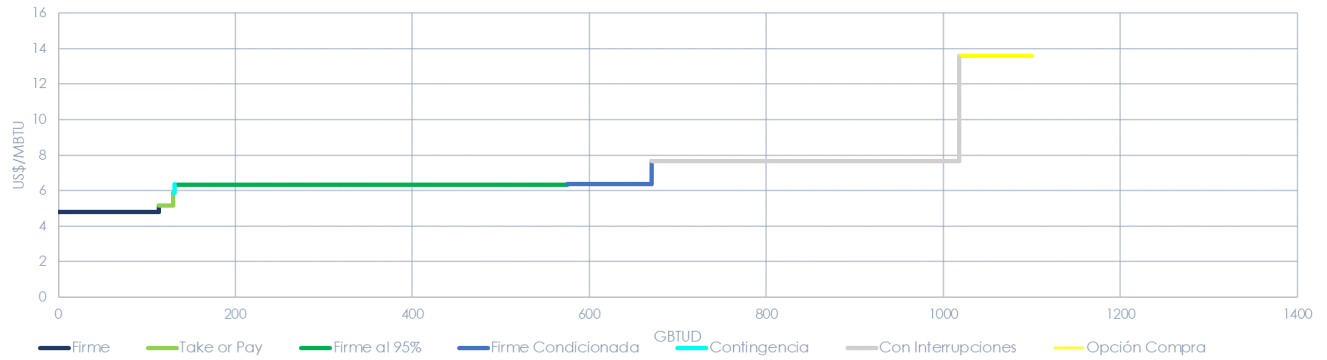
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 enero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,099 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (444 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (348 GBTUD) y **iii)** Firme (113 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **82.29 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 1.5 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “Firme” presenta el valor más bajo con **4.80** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **13.61** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **7.67** USD/MBTU y **6.36** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas enero

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			106	105			22	21	21	1					128	126
	Cupiagua			151	149			1	1							152	150
	Cupiagua Sur			6	6			24	23	11	1					30	29
	Floreña	45	45	3	3	12	12					1	0.5			60	59
	Gibraltar			4	2			7	3	7	-					11	4
	Istanbul			13	6							27	-			13	6
	Otros Interior ¹	1	1	6	2							5	3			6	3
Costa	Ballena			8	7											8	7
	Chuchupa	2	2	35	34											36	35
	Bloque VIM 5 ²	23	18	7	7							119	15			30	25
	Bloque VIM 21 ³	35	34					42	39	42	-	42	2			77	73
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	5			9	9
	Bonga Mamey			33	33											33	33
	Bullerengue			33	20											33	20
	FSRU - Importación			27	27											27	27
	Otros Costa ⁵	5	5	5	5							46	0.02			10	10
	Otros C. Aislados ⁶	3	3			4	4					17	8	1.5	1.5	9	8
	Otros C. Aislados- MM ⁷											6	1			-	-
	Total	113	107	443	413	16	16	96	86	81	2	348	35	1.5	1.5	670	624
Nominado/Contratado (%)		94%		93%		98%		90%		2%		10%		100%		93%	

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, Merecumbé.

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

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.

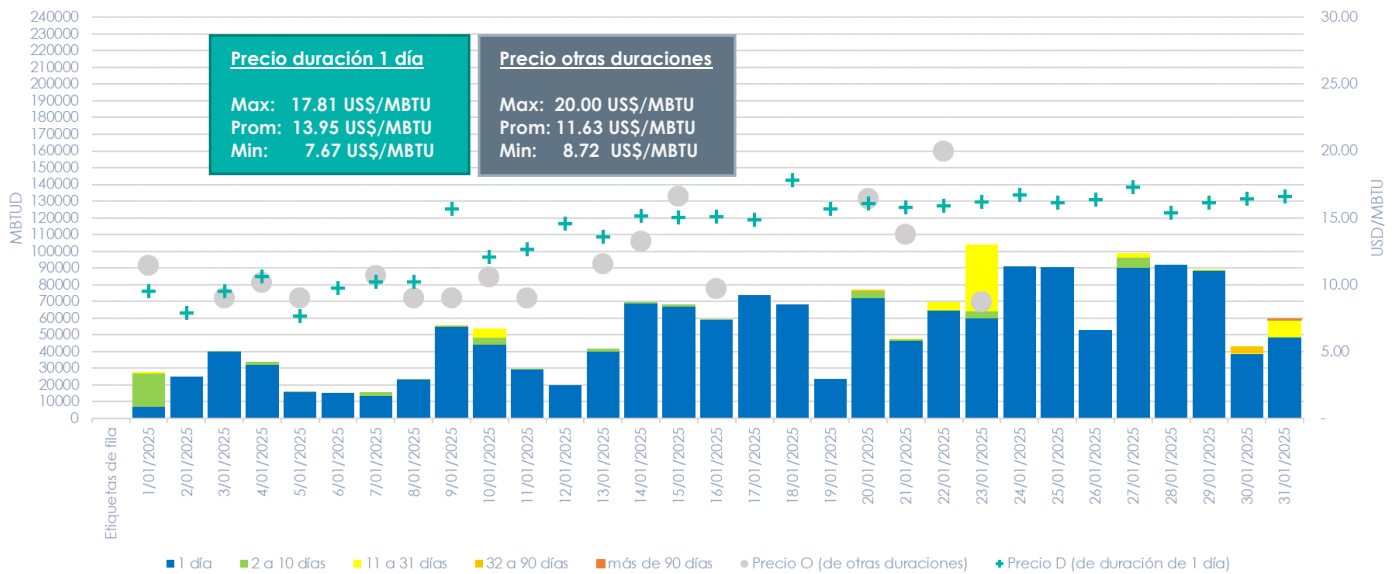
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **32 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de **10 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **93 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay, Firme y CF95 con el **98 %**, **94 %** y **93 %** de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de enero registró 707 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (628). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 7.67 USD/MBTU (Enero 5) y 17.81 USD/MBTU (Enero 18) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en enero fue de 1,672,424 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Enero – Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

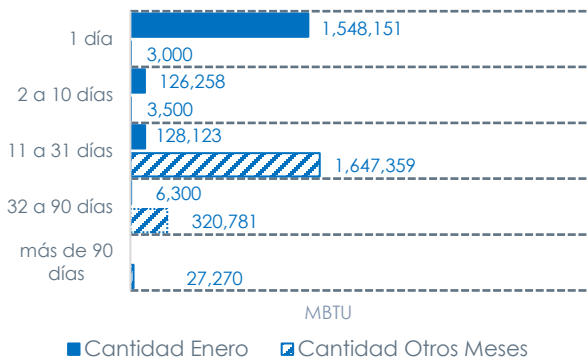
Número de operaciones en Enero – Suministro

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/M BTU
1 día	6	10	12	19	8	11	14	19	11	27	15	10	22	21	26	20	26	26	18	23	24	26	19	32	28	21	31	29	31	20	23	628	\$15.06
2 a 10 días	3		1	2	1		4	2	1	3	1		3	2	1	1				1	2		2				2	1	1	1	34	\$13.01	
11 a 31 días	1									3											2	1	10					1	4	15	39	\$11.15	
32 a 90 días									1											1								2	1	5	\$14.45		
más de 90 días																													1	1	1	\$11.05	
TOTAL	10	10	13	21	9	11	18	21	13	33	16	10	25	23	27	21	26	26	18	25	28	27	31	32	28	21	35	29	33	26	41	707	\$14.84

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 88.83 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 31 de enero con 41 transacciones, equivalentes al 5.8 % 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 enero – MBTU



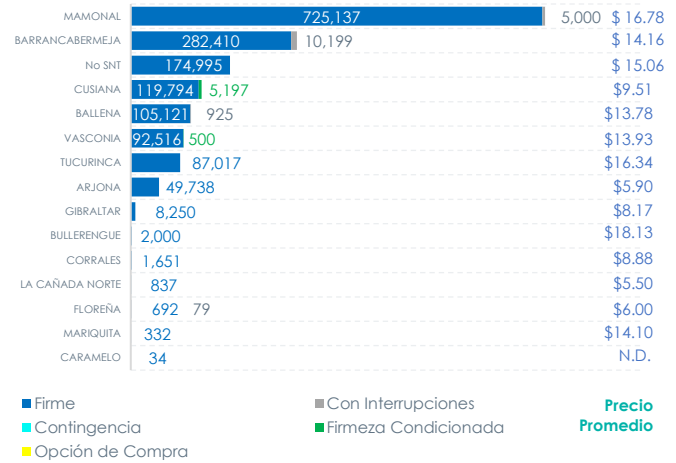
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **85.6%** de los **1,808,832 MBTU** del volumen total transado ejecutado en enero. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **27,270 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **47.5%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

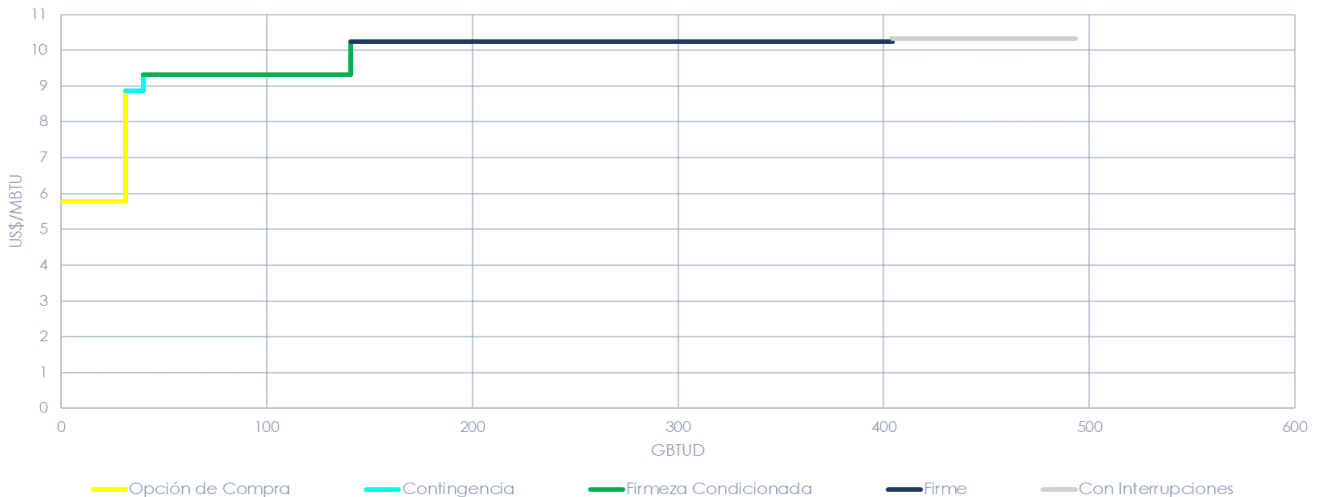
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 730,137 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,650,524 MBTUD equivalente al 98.69% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 16,203 MBTUD, equivalente al 0.97%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 5,697 MBTUD equivalentes al 0.34%, las modalidades de **“Contingencia”** y **“Opción de Compra”** no presentaron negociaciones. MAMONAL (180) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por CUSIANA (109), BARRANCABERMEJA (98) y puntos No SNT con 96 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$ 5.78 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$10.32 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 71.4% de la contratación total nacional agregando 352 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en enero de 2025

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

Región	Punto de entrega estándar	Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Take or pay		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	84.7	\$ 7.97	15.3	\$ 7.13	6.0	\$ -			23.3	\$ 9.39	6.0	\$ -	135.2	100.0
	Barranca	9.1	\$ 14.39							19.2	10.79	2.4	\$ -	30.8	9.1
	Vasconia	9.8	\$ 15.32	2.4	\$11.92	1.9	\$ -			5.0	\$ -			19.1	12.2
	Sebastopol									0.9	\$ -			0.9	-
	Gibraltar	10.875	\$ 7.79	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00	0	0					12.4	11.6
	Caramelo	0.0	\$ -											0.0	0.0
	Mariquita	0.7	\$ 13.68											0.7	0.7
	Corrales	1.5	\$ 6.88					0	0					1.5	1.5
Costa	Jobo									15.0	\$ 8.78			15.0	-
	Ballena	29.8	\$ 10.29							15.1	\$10.84			44.9	29.8
	Mamonal	46.1	\$ 14.46	32.7	\$ 8.22	22.8	\$ 5.83			3.5	\$ -			105.1	78.8
	Bonga Mamey							0	0					-	-
	Tucurinca	43.2	\$ 8.71	49.8	\$10.58									93.0	93.0
	La Creciente							0	0					-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69											3.7	3.7
	Bullerengue	4.6	\$ 8.07							5.0	\$ -			9.6	4.6
	No SNT*	19.2	\$ 11.76							2.3	\$ 8.14			21.4	19.2
	Total general	263.2	\$ 10.25	100.9	\$ 9.31	31.4	\$ 5.78	0	0	89.2	\$10.32	8.4	\$8.86	493.2	364.1
Total (%)		53.4%		20.5%		6.4%		0.0%		18.1%		1.7%	100%	73.83%	

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%	\$ 1,065.46	12,142	34,082	65,604
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	16	551,303	541,803	8,200	1%	\$ 1,144.74	103,138	257,408	430,624
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	16	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,651.82	124,089	227,180	371,070
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,509	0	0%	\$ 186.71	90,577	104,760	118,292
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	267,845	266,794	0	0%	\$ 2,330.88	112,634	132,366	149,141
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,497.49	88,951	109,061	123,105
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	7	92,000	90,500	0	0%	\$ 1,013.28	32,619	34,263	34,900
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 5,098.98	0	10	297
	9	APIAY-OCOYA	4	24,175	17,228	6,947	29%	\$ 2,035.84	6,234	12,080	14,564
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,176.71	164	278	377
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	139,176	8,824	6%	\$ 2,850.24	30,593	60,069	94,209
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	204,975	47,025	18%	\$ 5,987.81	22,406	82,948	132,434
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19,726	15,116	4,088	21%	\$ 8,667.19	9,571	25,023	32,580
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	119,260	83,740	41%	\$ 2,471.24	38,823	66,022	87,571
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	2,689	4,288	4,634
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,873	7,142	59%	\$ 6,448.59	3,403	3,962	4,396
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	140,973	74,027	34%	\$ 2,114.51	70,168	142,157	164,584
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	56,953	12,616	18%	\$ 2,931.95	21,792	27,292	32,701
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	21	470,000	369,093	90,985	19%	\$ 357.57	251,619	330,978	386,785
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	17	470,000	360,752	99,326	21%	\$ 4,079.86	249,776	329,157	384,917
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,286.45	0	1,054	1,260
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,289.28	1,039	1,328	1,690
	23	FLOREÑA-YOPAL	8	16,161	13,336	2,825	17%	\$ 2,125.10	10,673	13,564	15,336
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	7,400	56,344	88%	\$ 3,993.83	8,124	12,315	15,227
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,107	1,371	3%	\$ 12,321.15	0	12,997	43,769
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 21,773.39	6,073	7,533	8,167
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	700	857	986
	28	LA BELLEZA-COGUA	6	223,500	144,558	78,942	35%	\$ 1,416.84	72,646	144,785	167,268
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	14	271,312	215,570	51,084	19%	\$ 2,148.24	114,441	162,746	238,537
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	17,500	15,202	2,298	13%	\$ 6,279.03	9,569	12,829	13,753
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	149,946	16,906	10%	\$ 3,519.53	45,036	86,893	122,743
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	291	871	1,056
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158,000	134,426	23,574	15%	\$ 1,241.10	36,552	70,378	105,283
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	1,550	3,170	4,158
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 6,998.49	2,526	3,522	3,952
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78,000	61,647	15,755	20%	\$ 6,361.41	25,809	52,629	61,671
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	79,418	63,582	44%	\$ 1,041.38	30,568	67,675	94,868
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 24,506.93	128	205	225
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	171,541	19,151	10%	\$ 2,059.24	57,655	103,379	139,937
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,183.83	3,613	4,506	4,706
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 409.58	19,559	37,226	42,733

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%	\$ 1,065.46
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	170,900	0	0%	\$ 1,144.74
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	11	230,000	227,000	0	0%	\$ 1,651.82
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18,100	15,051	3,049	17%	\$ 2,330.88
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,497.49
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	19,725	89,775	82%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,776	0	0%	\$ 8,667.19
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	6	130,000	89,181	38,132	29%	\$ 2,471.24
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	30,000	0	0%	\$ 2,028.11
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	11	206,000	138,114	65,199	32%	\$ 1,041.38

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del STN. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo–20 variable + AO&M.

*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

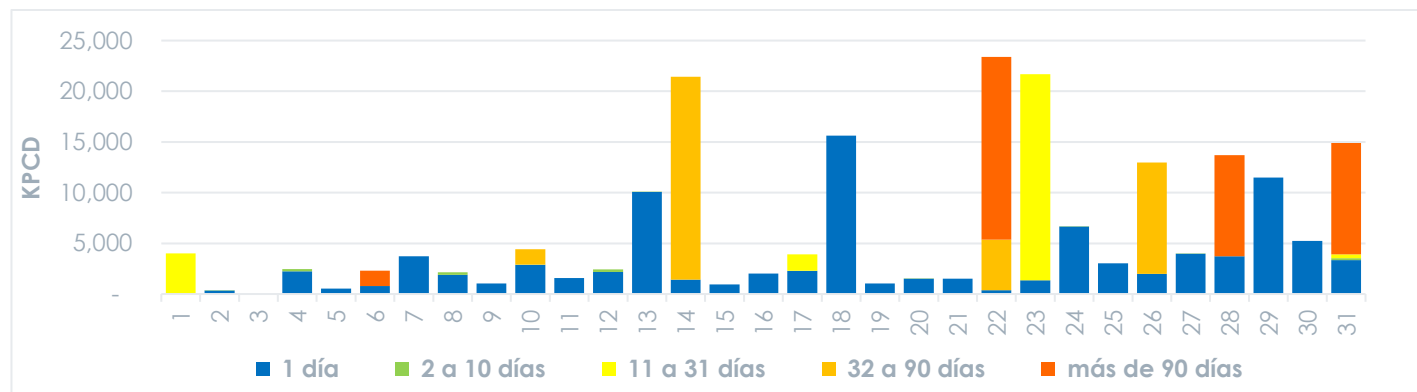
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

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

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de enero se registraron 160 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (120).

Transacciones mercado secundario Enero – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Enero – 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		3	3	3	2	5	2	1	8	4	6	2	5	5	5	5	7	3	3	3	2	3	8	3	3	3	4	5	8	4	5		120
2 a 10 días		1	1				2		1		1	1				1			1				1			1				5			16
11 a 31 días	2														1							6								2	2		11
32 a 90 días								1					2								1				1								5
más de 90 días					1																4						1			2			8
TOTAL	2	4	4	3	3	5	4	1	10	4	7	3	7	5	5	7	7	3	4	3	7	9	9	3	4	5	6	8	4	14	2	160	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6,676 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 30 y 09 de enero con 14 y 10 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 15 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (160), 27 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 133 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 98.12 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transaron 42,376 KPCD en modalidad **Firme** y 5,000 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 37 transacciones (35 asignadas mediante negociación directa y 2 asignadas mediante subastas), CARTAGENA – BALLENA con 29 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - SABANA_F con 12 transacciones (3 asignadas mediante negociación directa y 9 asignadas mediante subastas), GBS_I – GBS_F con 11 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), BARRANCABERMEJA – BUCARAMANGA con 10 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y LA BELLEZA – COGUA con 8 transacciones (todas asignadas mediante subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se

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

Subasta (SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo		
2	\$ 1,697	100	42,276	5,000	\$ 6,942 35	CUSIANA - VASCONIA
			9,026	10,000	\$ 12,723 2	BALLENA - SEBASTOPOL
9	\$ 1,853	672	8,929		\$ 8,654 3	CUSIANA - SABANA_F
			8,581	4,855	\$ 6,145 29	CARTAGENA - BALLENA
			5,018		N.D. 1	CUSIANA - GBS_F
			4,000		\$ 3,663 2	BARRANCABERMEJA - VASCONIA
			3,697		\$ 9,579 10	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA
			3,407	1,597	\$ 3,264 4	CARTAGENA - BARRANQUILLA
			2,650		N.D. 1	BALLENA - SABANA_F
			2,030		\$ 6,416 5	CUSIANA - COGUA
			1,228		\$ 1,897 3	VASCONIA - MARIQUITA
			1,036	26,214	\$ 16,258 5	BALLENA - VASCONIA
			1,000	6,500	\$ 5,948 3	VASCONIA - BARRANCABERMEJA
			579		\$ 3,996 11	GBS_I - GBS_F
			491	1,500	\$ 2,046 2	VASCONIA - SEBASTOPOL
			264		\$ 11,016 6	CUSIANA - GBS_I
			249		N.D. 1	VASCONIA - NEIVA
			232		N.D. 1	BALLENA - BARRANQUILLA
			120		N.D. 1	LA BELLEZA - SABANA_F
			15		N.D. 1	CUSIANA - LA BELLEZA
			3,000		N.D. 1	CUSIANA - BALLENA
			7,000		N.D. 1	VASCONIA - YUMBO/CALI
8	\$ 321	1481			N.D. 1	LA BELLEZA - COGUA
			5,000		N.D. 1	CUSIANA - BARRANCABERMEJA
8	\$ 362	1518			N.D. 1	COGUA - SABANA_F
			10,000		N.D. 1	LA BELLEZA - VASCONIA
			16,000		\$ 8,941 2	BALLENA - BARRANCABERMEJA
			5,000		N.D. 1	VASCONIA - BALLENA

■ Firme ■ Firmeza Condicionada ■ Con Interrupciones ■ Opción de Compra

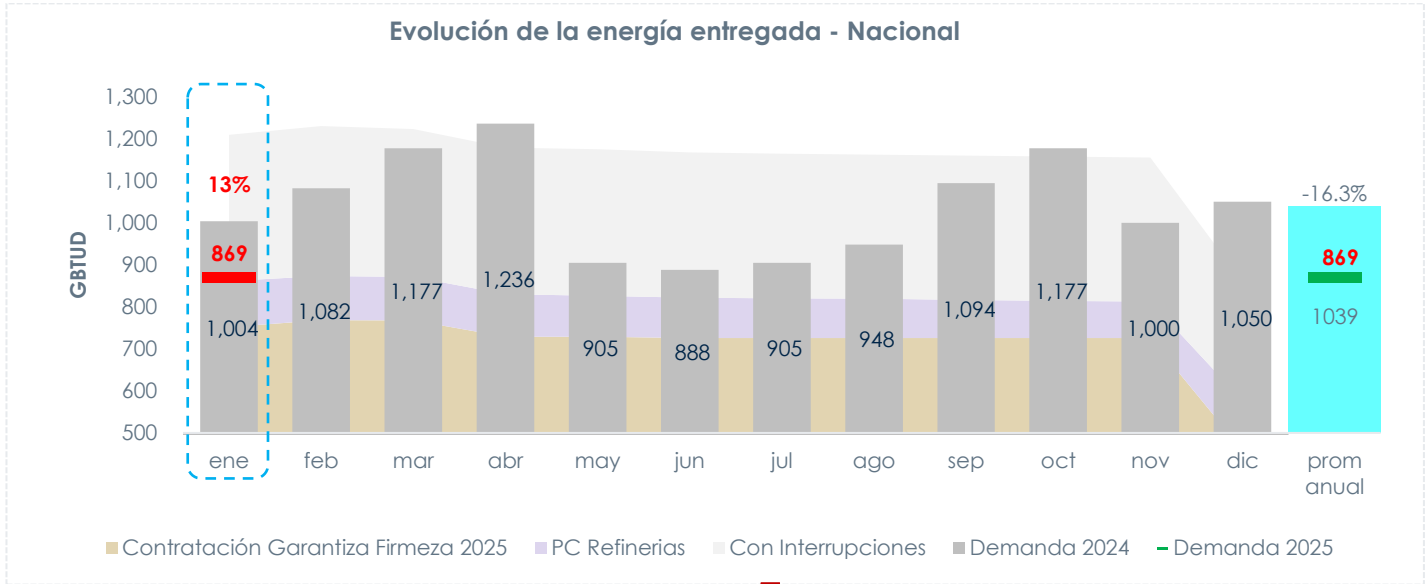
#Transacciones

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 **enero de 2025** se observa una demanda promedio de **869 GBTUD**, esto es **13.4% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1,004 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **869 GBTUD**, estando por debajo un **16.3%** al promedio anual del 2024 (1039 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

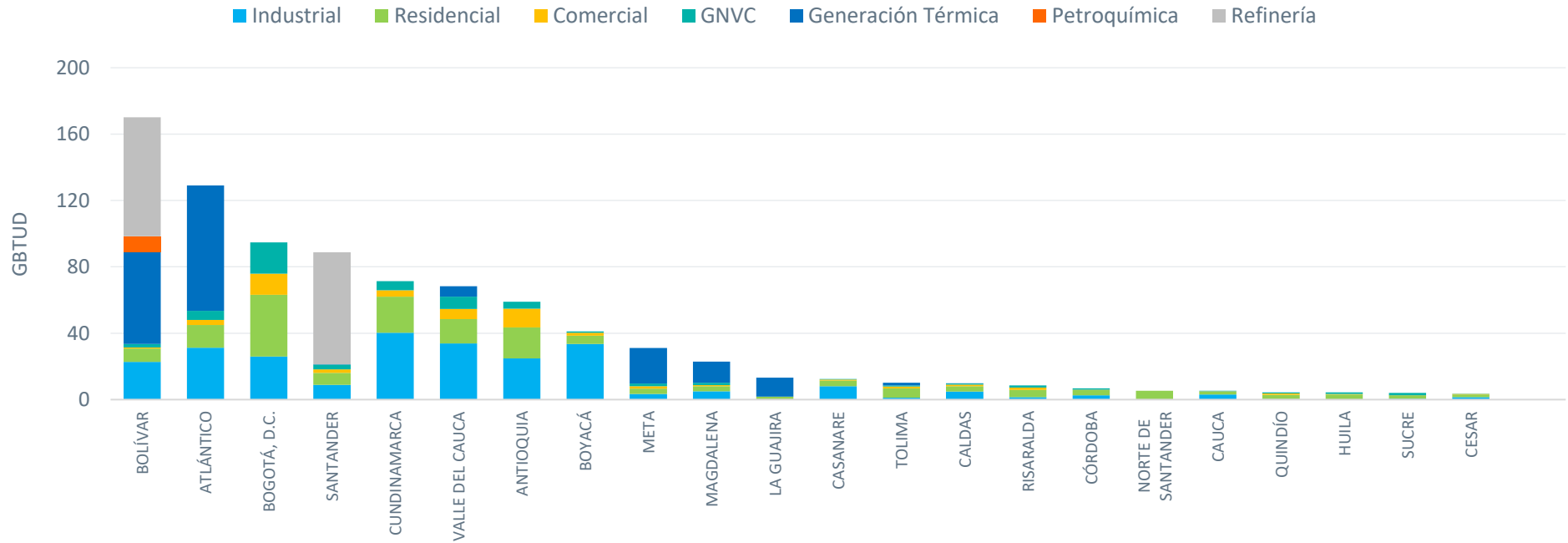
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en **enero** la demanda **térmica** fue 117 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 17 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	165 / 723	192 / 713	234 / 714	384 / 710	464 / 713	272 / 728	344 / 706
2025	185 / 685											

 Térmica
  No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

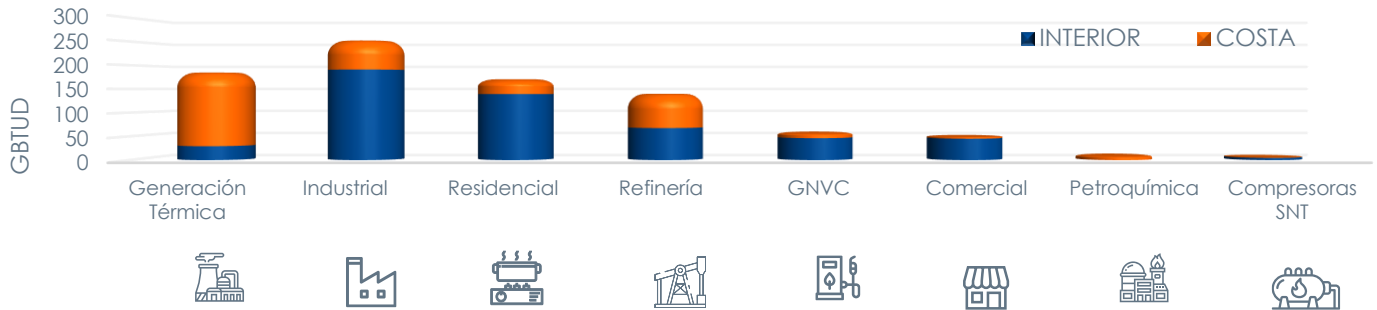
	Residencial	8.0	13.8	37.2	7.3	21.8	14.6	18.7	4.9	3.3	3.1	1.7	3.4	5.6	3.2	4.4	3.1	5.4	1.7	2.6	3.0	2.2	1.7	171
	Comercial	0.7	3.1	12.7	2.1	3.9	6.2	11.4	1.8	1.4	0.7	0.0	0.6	1.1	0.9	1.4	0.2	0.0	0.3	0.8	0.4	0.0	0.4	50
	Industrial	22.8	31.2	26.0	8.8	40.2	33.9	24.8	33.5	3.4	5.0	0.0	8.1	1.2	4.9	1.5	2.6	0.0	3.1	0.3	0.1	0.4	1.4	253
	GNVC	2.0	5.5	18.9	2.9	5.4	7.5	4.0	0.9	1.7	1.3	0.0	0.3	0.6	0.8	1.2	0.8	0.0	0.2	0.7	0.9	1.3	0.2	57
	Generación Térmica	55.7	75.5	0.0	0.1	0.0	6.2	0.0	0.0	21.4	12.9	11.5	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185
	Refinería	71.7	0.0	0.0	67.6	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	139
	Petroquímica	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9
	Compresoras	0.6	0.0	0.0	1.4	0.2	0.0	0.1	1.8	0.0	0.0	0.4	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	6
	TOTAL	171	129	95	90	72	68	59	43	31	23	14	12	11	10	9	7	5	5	4	4	4	4	870

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 **enero de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 253 GBTUD en promedio, de los cuales 191 GBTUD corresponden a la región Interior y 62 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 171 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 139 GBTUD respecto a la costa con 32 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	156	29	185	21%
Industrial	62	191	253	29%
Residencial	32	139	171	20%
Refinería	72	68	139	16%
GNVC	11	46	57	7%
Comercial	5	45	50	5%
Petroquímica	9	0	9	1%
Compresoras SNT	1	5	6	1%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **enero de 2025**, con respecto diciembre de 2024 se observa principalmente una reducción en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa e interior; así como una disminución en los consumos del sector Refinería, GNVC y Residencial en la región del interior.

TIPO DE USUARIO		Agosto 2024		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5
	Interior	0	47	0	47	0	48	0	49	0	47	0	45
Generación Térmica	Costa	184	0	298	0	383	0	220	0	283	0	156	0
	Interior	50	0	86	0	81	0	53	0	61	0	29	0
GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	12	0	12	0	11	0
	Interior	51	0	50	0	51	0	51	0	52	0	46	0
Industrial	Costa	58	6	60	8	55	9	56	7	54	7	55	7
	Interior	189	24	179	24	175	24	179	25	167	23	168	23
Petroquímica	Costa	23	0	11	0	8	0	8	0	9	0	9	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	42	0	62	0	74	0	73	0	73	0	72	0
	Interior	69	0	65	0	66	0	74	0	73	0	68	0
Residencial	Costa	0	33	0	33	0	32	0	33	0	33	0	32
	Interior	0	148	0	145	0	146	0	148	0	143	0	139
Compresoras SNT	Costa	1	0	3	0	1	0	1	0	2	0	1	0
	Interior	0	5	0	5	0	5	7	0	6	0	5	0
Subtotal UR/UNR		Agosto 2024		Sept. 2024		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	320	44	445	46	533	46	369	45	433	45	303	44
Interior	365	219	388	215	380	218	364	222	359	213	316	207	
TOTAL		948		1094		1177		1000		1050		870	

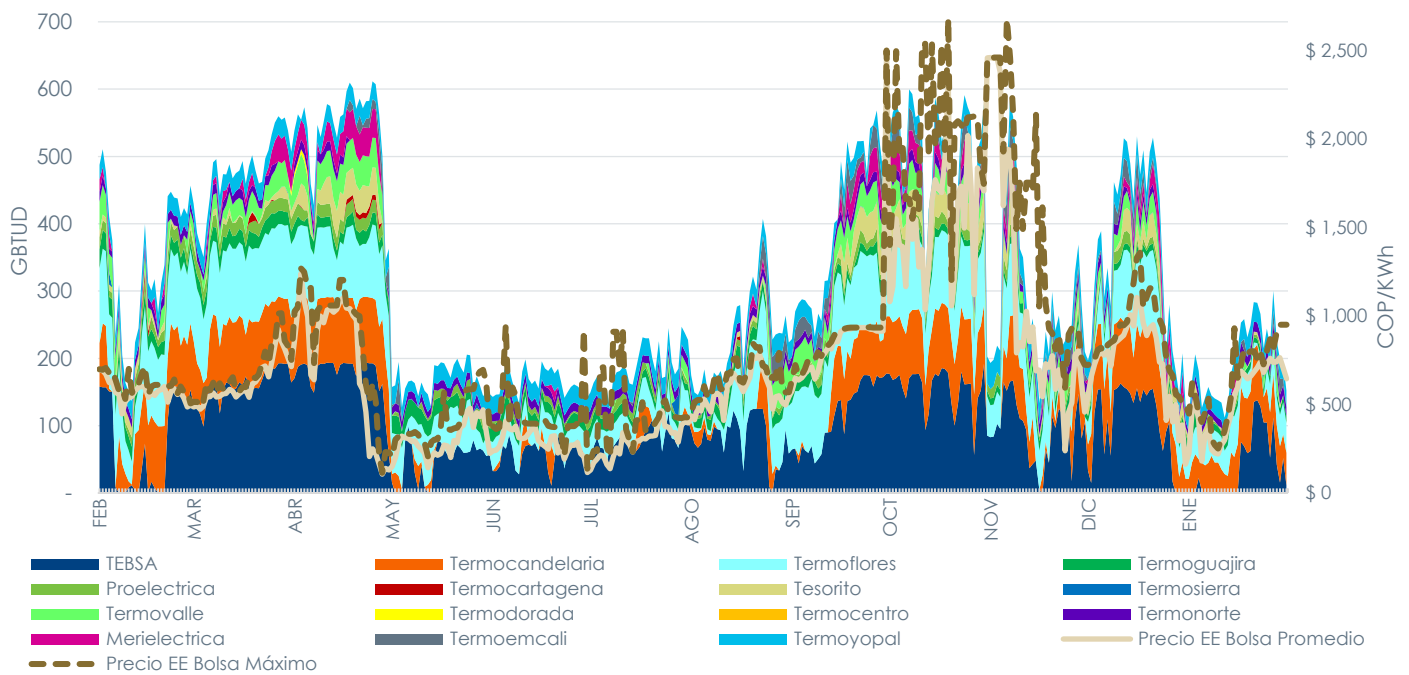
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 enero fue en promedio 196 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

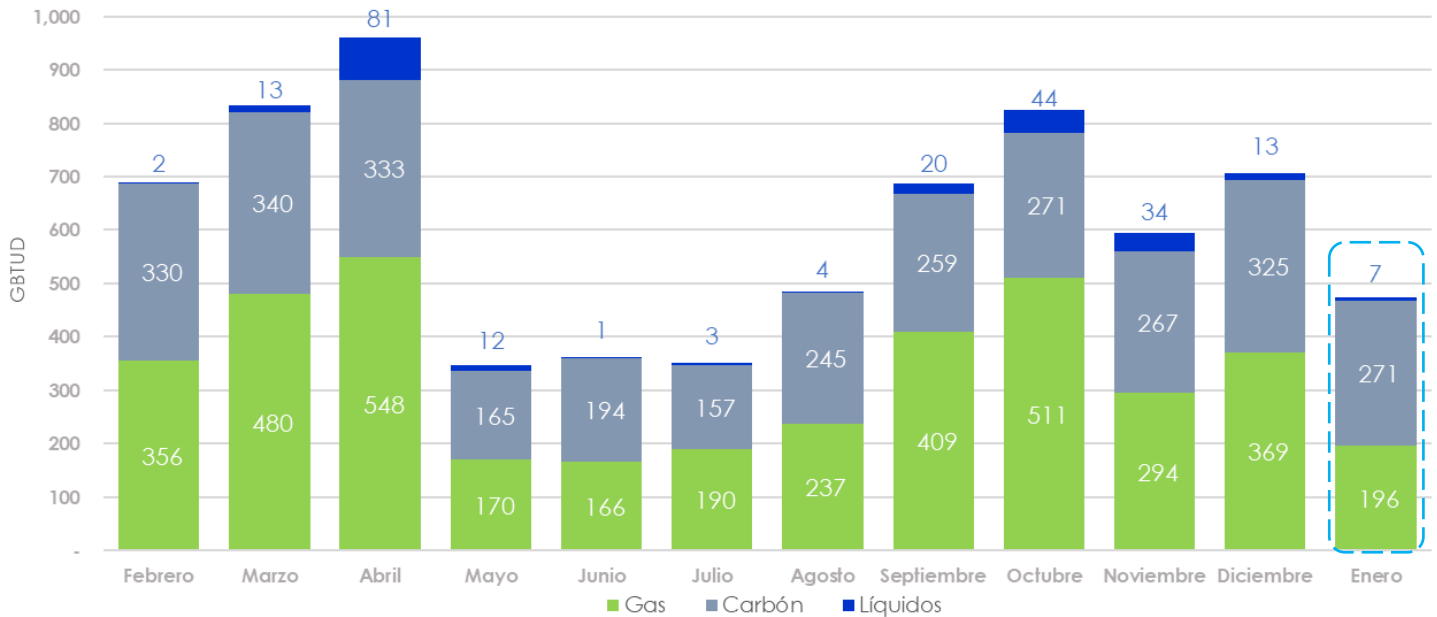
Para el mes de enero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 112 GBTUD y 300 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: Termocandelaria (54 GBTUD), TEBSA (38 GBTUD), Termoflores (37 GBTUD), Termoyopal (27 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD), Termoguajira (11 GBTUD), Tesorito (5 GBTUD), Termovalle (3 GBTUD), Termoemcali (3 GBTUD), Proelectrica (2 GBTUD) y Merielectrica (1 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de enero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón con 271 GBTUD¹ que representó el 57.1 % del total, gas natural con 196 GBTUD (41.3%) y los combustibles líquidos consumieron 7 GBTUD (1.6 %).

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

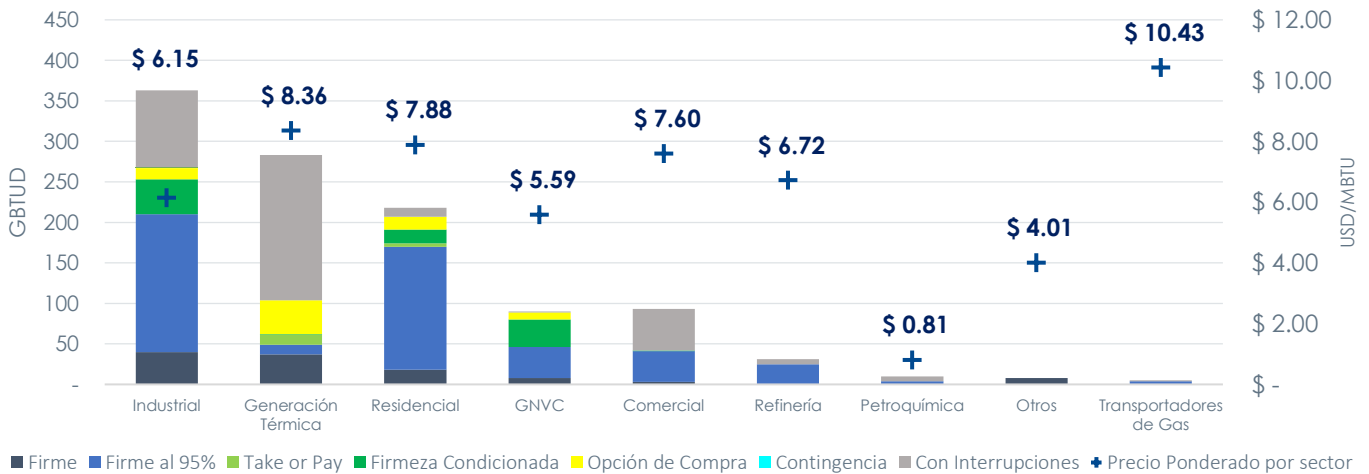
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

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

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	40	\$ 4.48	170	\$ 5.08			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	95	\$ 8.19	1.5	N.D.	363	254
Generación Térmica	37	\$ 3.72	12	\$ 6.10	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	179	\$ 7.13			283	62
Residencial	18	\$ 8.29	152	\$ 8.35	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	11	\$ 6.18			218	191
GNVC	8	\$ 4.56	38	\$ 4.83			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	0.5	N.D.			90	80
Comercial	3	\$ 3.98	38	\$ 6.31			1	\$ 4.32			51	\$ 8.79			93	41
Petroquímica			4	N.D.							6	\$ 0.81			9	4
Refinería			25	\$ 4.71							6	N.D.			31	25
Otros	8	N.D.	0.2	N.D.											8	8
Compresoras			4	\$ 10.56							0.5	\$ 9.14			5	4
Total	113	\$ 4.80	443	\$ 6.36	16	\$ 5.17	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	348	\$ 7.67	1.5	N.D.	1,099	670
Total (%)	10.3%		40.3%		1.5%		8.7%		7.4%		31.6%		0.1%		100 %	61.0%

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 enero – Mercado primario

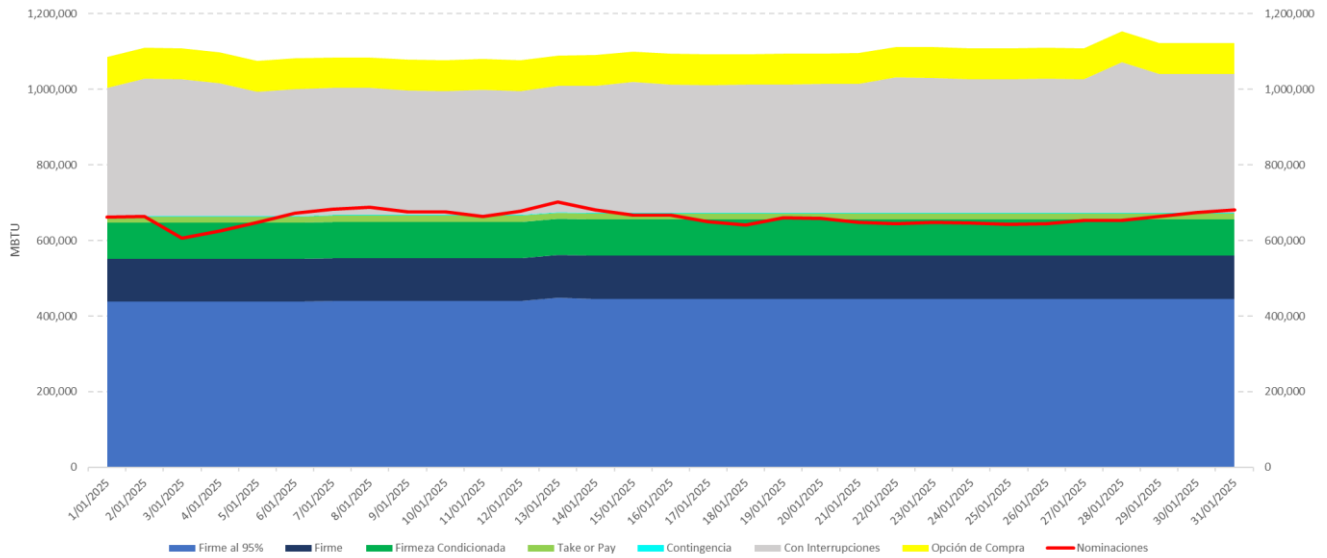
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	40	36	170	152			43	40	14	1	95	10	1.5	1.5	254	229
Generación Térmica	37	37	12	12	12	12	1	0.8	42	-	179	12			103	60
Residencial	18	17	152	144	4	4	17	14	16	0.2	11	1			191	178
GNVC	8	8	38	37			34	31	9	1	0.50	-			80	75
Comercial	3	3	38	37			1	1			51	8			41	40
Petroquímica			4	4							6	-			4	4
Refinería			25	25							5	4			25	25
Otros	8	7	0.2	0.2											8	8
Compresoras			4.4	4.4							0.5	0.1			4	4
Total	113	107	443	413	16	16	96	86	81	2	348	35	1.5	1.5	670	624
Total (%)	94%		93%		98%		90%		2%		10%		100%		93 %	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

NOTA 1: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

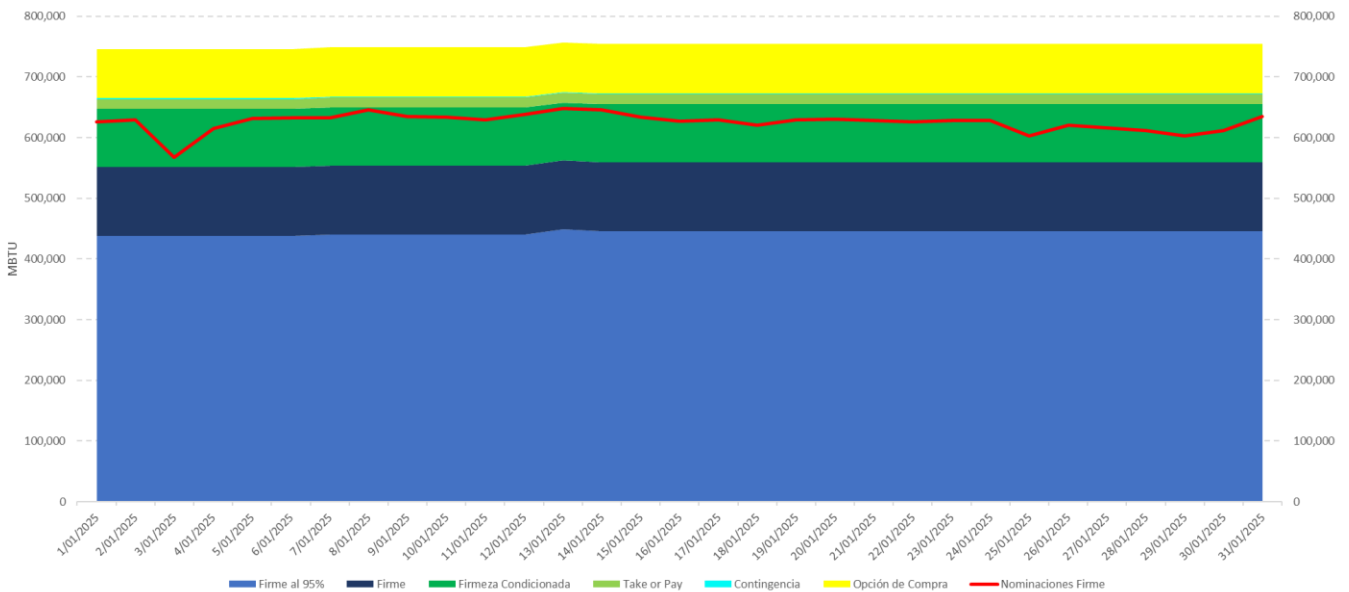
NOTA 2: Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

Cantidades contratadas y nominadas a nivel nacional



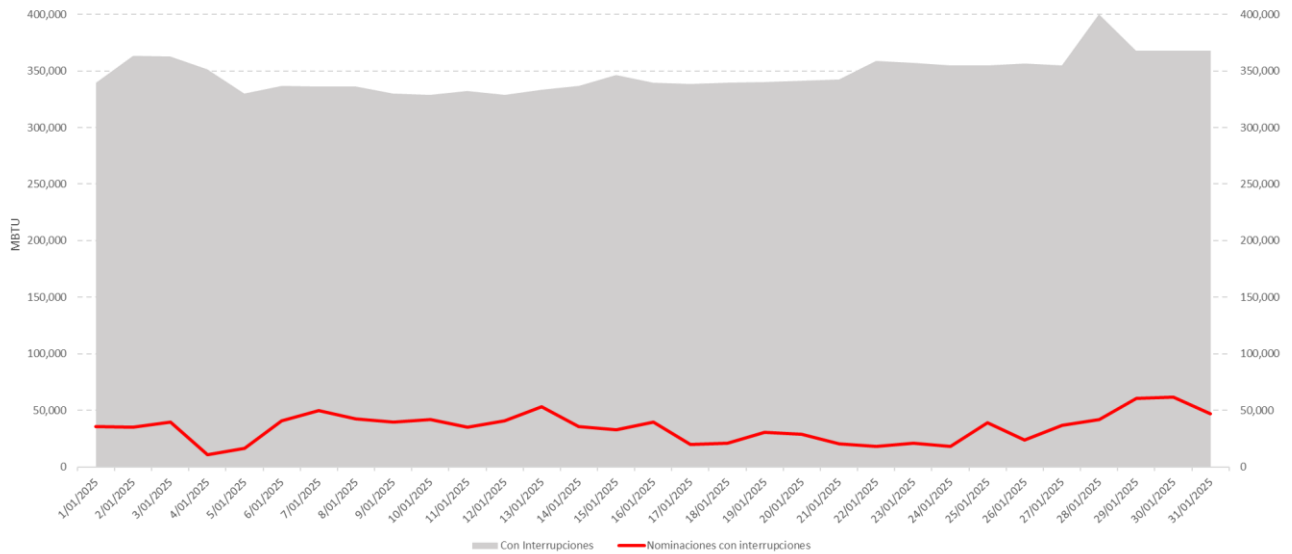
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

Cantidades contratadas y nominadas en modalidades que garantizan firmeza



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

Cantidades contratadas y nominadas en modalidad con interrupciones



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

Convenciones y Terminología:

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

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

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

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

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

Sección III. DEMANDA.

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

La información del sector industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniaco 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