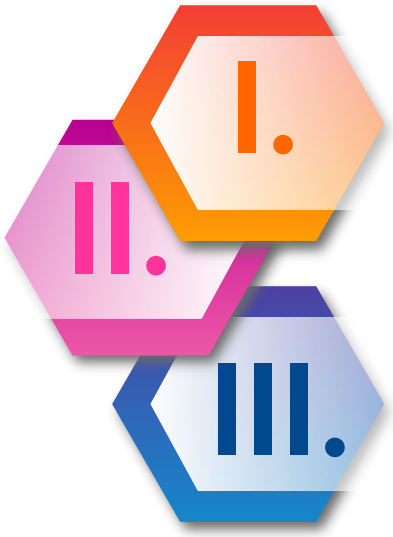
INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ABRIL 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 abril de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 970 GBTUD, lo que representó un aumento del 1 % (10 GBTUD respecto a marzo de 2025). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 184 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 58 % de la energía total contratada para el mes de abril, con un precio de 6.58 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 35 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.24 USD/MBTUD.
- **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 3.47 % al pasar de 749 en marzo de 2025 a 776 en abril de 2025. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en abril, 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 $11.55 USD/MBTU.
- **TRANSPORTE:** cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible de los diferentes tramos del sistema desde el punto de vista de su capacidad disponible primaria (CDP) contra su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), se observa que los tramos del sistema de la costa están altamente contratados, lo que responde a que por estos tramos se movió el gas proveniente de los principales campos que atendieron la demanda del SNT durante el mes de abril.
- **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 46.09 % pasando de 115 en marzo de 2025 a 168 en abril de 2025.
- **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en abril de 2025 fue de 971 GBTUD, aumentando 1.13 % por encima de la demanda registrada en el mes de marzo de 2025 (862 GBTUD), explicado principalmente por un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa; así mismo se identifica un aumento en los consumos del sector industrial del interior.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

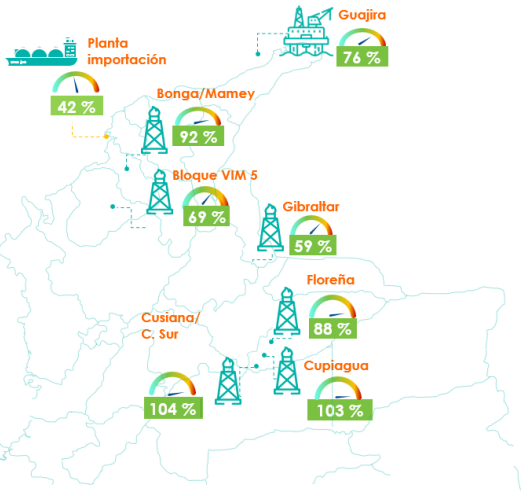
En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante el mes de **abril.**

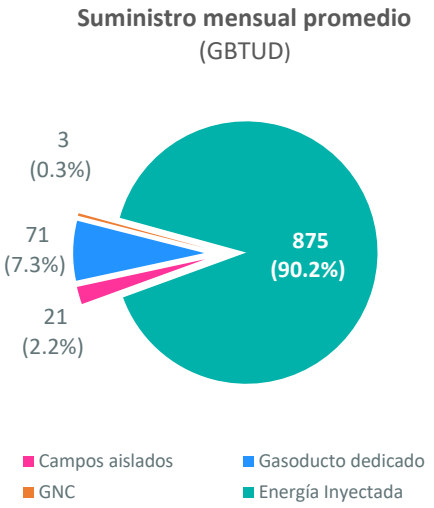
Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Cusiana/Cupiagua sur	214	222	0	222	104%
	Cupiagua	179	184	0	184	103%
	Floreña	66	12	46	58	88%
	Gibraltar	41	24	0	24	59%
	Istanbul	15	9	0	9	60%
	Otros interior	19	4	1	5	26%
Costa	Ballena	20	13	0	13	63%
	Chuchupa	75	59	0	59	79%
	Bloque VIM 5	110	58	18	76	69%
	Bloque VIM 21	19	37	0	37	191%
	Bloque Esperanza	27	9	0	9	34%
	Bonga/Mamey	34	32	0	32	92%
	Bullerengue	38	13	0	13	34%
	Otros costa	39	9	10	19	49%
	Otros campos aislados	47	6	21	27	57%
Total Potencial de Producción		**945**	**692**	**95**	**787**	**83%**
Planta Regasificación Cartagena***		440	184	0	184	42%
Total		**1,385**	**875**	**95**	**970**	

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 21agrupa 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, 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, Rio 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.





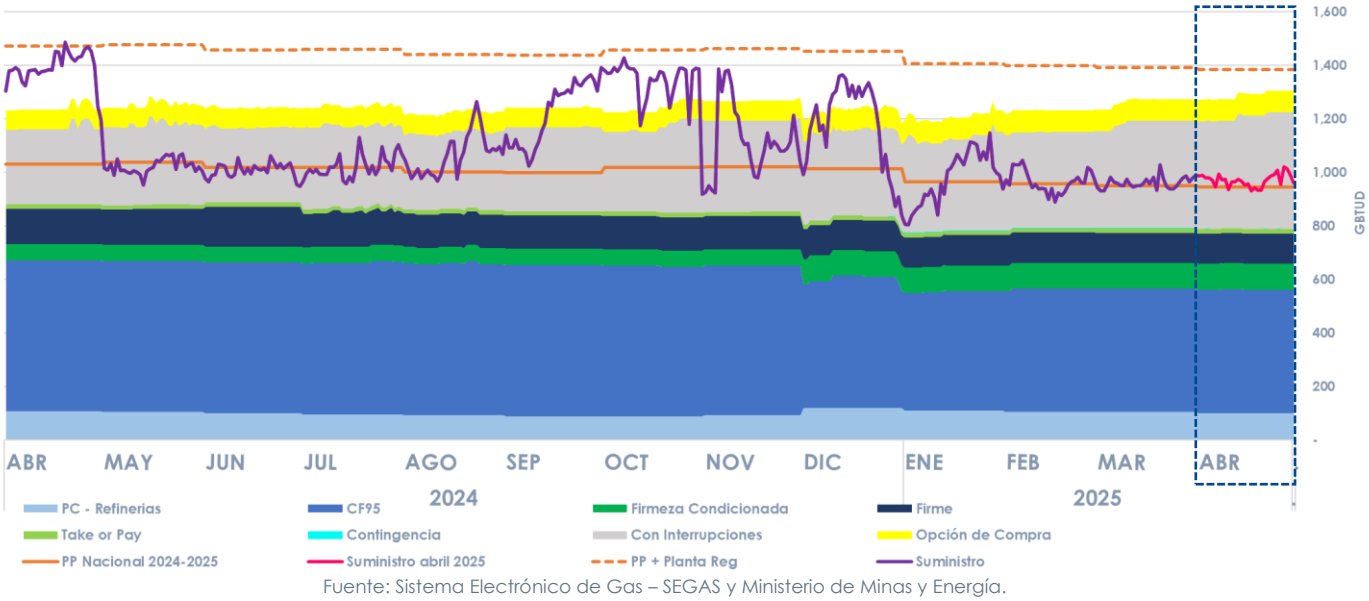
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

i) La información de la contratación vigente para el periodo abril 2024 – abril 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 abril la contratación[1] respaldada con firmeza representó **688 GBTUD**, mientras la modalidad "**Con Interrupciones**" registró **419 GBTUD**. El **suministro[2] promedio** del mes fue de **970 GBUTD**, con oscilaciones entre **931 GBTUD (min.)** y **1,021 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP[3] nacional en algunos días.



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

VARIABLE (en GBTUD)	ABR24	MAY24	JUN24	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25
Potencial de Producción	1,031	1,037	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	965	958	951	**945**
Suministro Min.	1,197	953	948	956	967	1,024	919	923	834	802	900	929	**931**
Suministro Prom.	1,390	1,022	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	976	967	960	**970**
Suministro Máx.	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,026	**1,021**
Producción comprometida por Refinerías	108	105	99	95	93	89	88	92	120	110	105	104	**101**
Garantía Firmeza*	785	787	802	787	781	778	776	774	709	670	687	688	**688**
Con Interrupciones	288	301	280	305	288	315	318	341	323	348	358	388	**419**

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 (parágrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en abril

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	8	$ 12.36			156	128
	Cupiagua			151	$ 5.07			1	N.D.							152	152
	Cupiagua Sur			6	$ 5.16			24	$ 4.32	11	$ 7.17					41	30
	Floreña	45	$ 3.76	3	$ 5.72	12	N.D.					1	N.D.			61	60
	Gibraltar			4	$ 5.30			7	$ 4.34	7	$ 7.10					18	11
	Istanbul			13	$ 8.04							24	$ 6.07			36	13
	Otros Interior[1]	1	N.D.	6	$ 6.30							7	$ 6.00			13	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	$ 9.70							184	$ 10.51	0.1	$ 12.89	214	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			38	$ 7.04											38	38
	FSRU - Importación			40	$ 15.76											40	40
	Otros Costa[5]	5	$ 4.74	5	$ 8.27							46	$ 7.12			56	10
	Otros C. Aislados[6]	3	$ 2.25			4	N.D.					18	$ 4.26	1.5	$ 5.45	27	9
	Otros C. Aislados- MM[7]											6	$ 1.83			6	0
	Total	**114**	**$ 4.80**	**462**	**$ 6.58**	**16**	**$ 5.17**	**96**	**$ 6.38**	**81**	**$ 13.61**	**419**	**$ 8.24**	**1.6**	**$ 5.92**	**1,188**	**688**
Total (%)		**9.5%**		**38.8%**		**1.4%**		**8.1%**		**6.8%**		**35%**		**0.1%**		**100 %**	**57.9 %**

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, Cañahuate, Cañandonga.

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

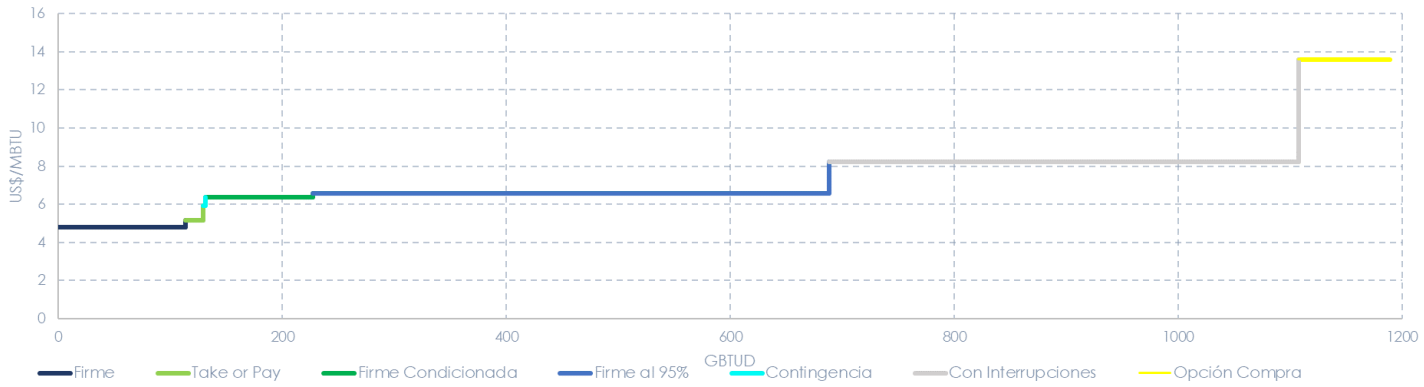
[6] Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriqui, Rio Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toqui Toqui.

[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 abril se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,188 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (462 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (419 GBTUD) y **iii)** Firme (114 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **83.61 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 1.6 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 **8.24** USD/MBTU y **6.58** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas abril

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 contrada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			106	105			22	21	21	1	8	2			128	126
	Cupiagua			151	148			1	1							152	149
	Cupiagua Sur			6	6			24	23	11	0.4					30	29
	Floreña	45	44	3	3	12	10					1	0.4			60	57
	Gibraltar			4	3			7	5	7	0.05					11	8
	Istanbul			13	7							24	-			13	7
	Otros Interior[1]	1	1	6	4							6	4			6	5
Costa	Ballena			8	8											8	8
	Chuchupa	2	1	35	33											36	33
	Bloque VIM 5[2]	23	19	7	7							183	13	0.1	0.1	30	26
	Bloque VIM 21[3]	35	35					42	42	42	-	42	-			77	77
	B. Esperanza PE[4]			9	9							85	-			9	9
	Bonga Mamey			33	33											33	33
	Bullerengue			38	15											38	15
	FSRU - Importación			40	39											40	39
	Otros Costa[5]	5	5	5	5							46	7.34			10	10
	Otros C. Aislados[6]	3	3			4	4					18	7	1.5	1.2	9	8
	Otros C. Aislados- MM[7]											6	1			-	-
	Total	113	106	461	423	16	14	96	92	81	1	419	34	1.6	1.2	688	637
Nominado/Contratado (%)		94%		92%		87%		96%		2%		8%		78%		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, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga.
[5] Otros Costa: 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, Santo Domingo, Sardinata, Toqui Toqui.
[7] Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

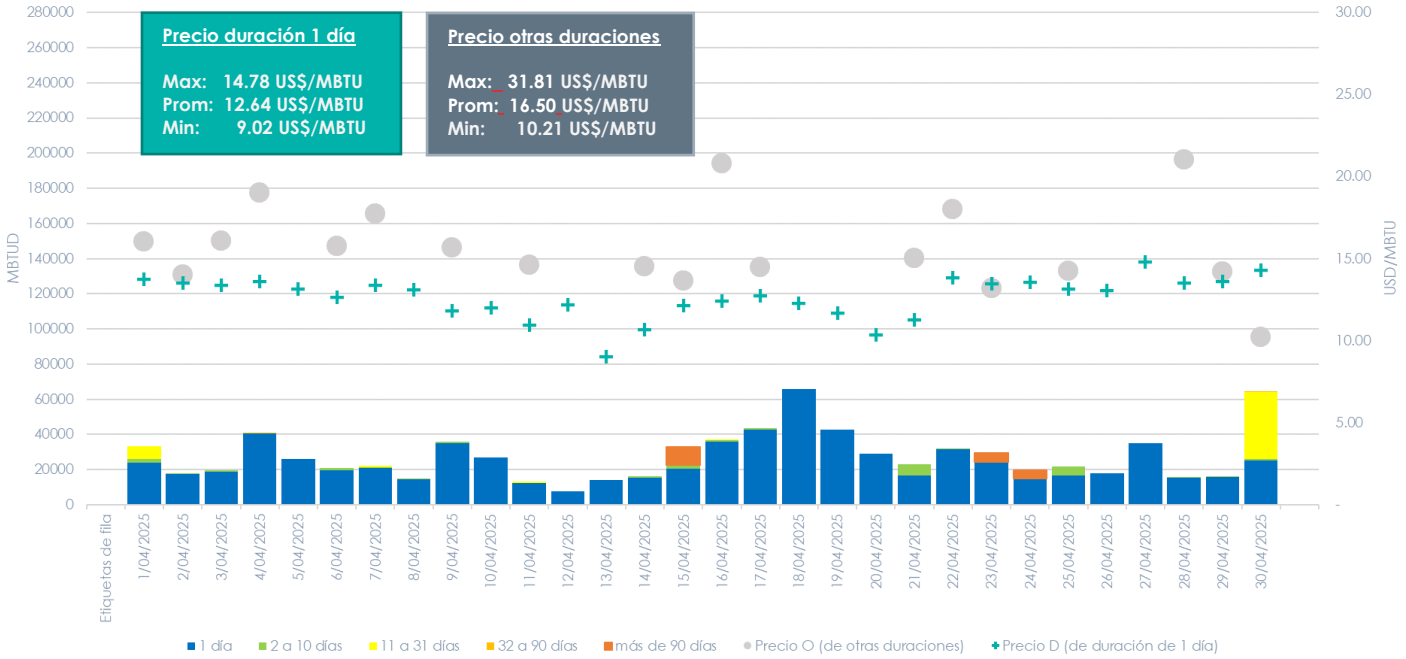
NOTA 1: *La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.*
NOTA 2: *La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.*
NOTA 3: *N.D. es No disponible por corresponder 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.*

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **35 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **8 %.** En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **93 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firmeza Condicionada, Firme y CF95 con el **96 %, 94 %** y **92 %** de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de abril registró 776 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (673). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 9.02 USD/MBTU (abril 13) y 14.78 USD/MBTU (abril 27) para las transacciones de duración de **1 día.** El total de energía transada en enero fue de 835,598 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario abril – 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.

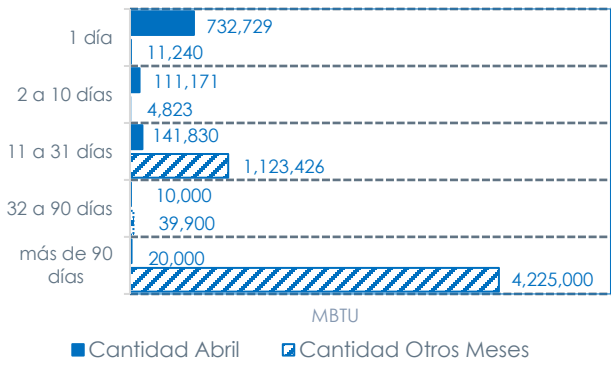
Número de operaciones en abril – Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	TOTAL	USD/MBTU
1 día	21	16	19	34	19	17	19	19	21	29	18	12	15	17	25	31	35	27	26	20	15	35	24	20	29	23	20	17	18	32	673	$12.70
2 a 10 días	2	1	2			3	1	1	3					3	2	3	1				4	1	1		5			3	1	2	39	$15.18
11 a 31 días	16			1			1				1				2	3														34	58	$11.45
32 a 90 días				1																										1	2	$21.27
más de 90 días															2								1	1							4	$20.25
TOTAL	39	17	21	36	19	20	21	20	24	29	19	12	15	20	31	37	36	27	26	20	19	36	26	21	34	23	20	20	19	69	776	$12.89

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 86.73 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 30 de abril con 69 transacciones, equivalentes al 8.89 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en abril – MBTU



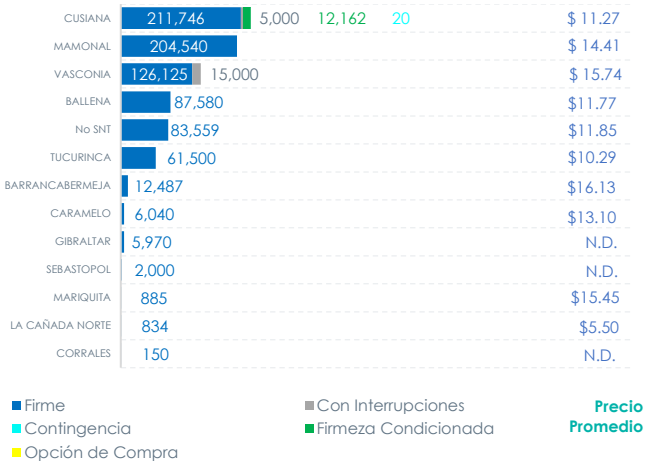
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **72.1%** de los **1,015,730 MBTU** del volumen total transado ejecutado en abril**.** Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **4,245,000 MBTU.**

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **15.8%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

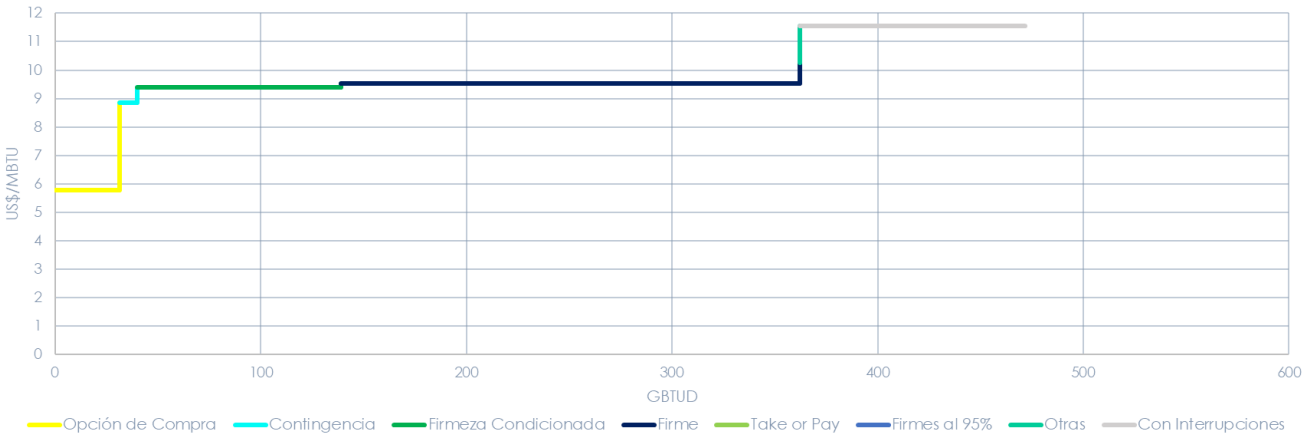
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue CUSIANA con 228,928 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 803,416 MBTUD equivalente al 96.15% del total de las cantidades negociadas; la modalidad "**Con interrupciones**" registró 20,000 MBTUD, equivalente al 2.39%; la modalidad "**Firmeza Condicionada**" registró 12,162 MBTUD equivalentes al 1.46%; la modalidad "**Contingencia**" registró 20 MBTUD equivalentes 0.0024% y la modalidad "**Opción de Compra**" no reportó cantidades en abril. CUSIANA (275) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por VASCONIA (147), PUNTOS NO SNT (123), BALLENA (96) y MAMONAL (72).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en abril 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 $11.55 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan

un 70.5% de la contratación total nacional agregando 332 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en abril 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	72.4	$ 7.60	14.2	$ 7.57	6.0	$ -			32.5	$ 12.71	6.0	$ 8.89	131.1	86.6
	Barranca	0.9	$ 18.35							18.2	$10.96	2.4	$ -	21.5	0.9
	Vasconia	12.4	$ 15.92	1.9	$ -	1.9	$ -			2.0	$10.17			18.2	14.3
	Sebastopol	0.1	$ -							0.9	$ -			0.9	0.1
	Gibraltar	8.845	$ 6.11	0.75	$ 9.50	0.75	$ 12.00	0	0					10.3	9.6
	Caramelo	0.2	$ 12.27											0.2	0.2
	Mariquita	1.3	$ 14.84											1.3	1.3
	Corrales	1.5	$ 7.08					0	0					1.5	1.5
Costa	Jobo									27.0	$ 8.67			27.0	-
	Ballena	28.0	$ 9.90							14.4	$12.93			42.4	28.0
	Mamonal	33.1	$ 12.82	32.7	$ 8.22	22.8	$ 5.83			7.0	$ -			95.6	65.8
	Bonga Mamey							0	0					-	-
	Tucurinca	42.1	$ 8.26	49.8	$10.58									91.9	91.9
	La Creciente							0	0					-	-
	Hocol	3.7	$ 6.69											3.7	3.7
	Bullerengue	4.6	$ 7.92							5.0	$ -			9.6	4.6
	No SNT*	14.1	$ 11.77							2.3	$ 8.14			16.3	14.1
	Total general	**223.2**	**$ 9.53**	**99.3**	**$ 9.40**	**31.4**	**$ 5.78**	**0**	**0**	**109.2**	**$11.55**	**8.4**	**$8.86**	**471.5**	**322.5**
	Total (%)	**47.3%**		**21.1%**		**6.7%**		**0.0%**		**23.1%**		**1.8%**		**100%**	**68.39%**

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	248,392	6,708	3%	$ 1,124.95	18,721	26,828	35,165
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	17	551,303	547,311	2,692	0%	$ 1,207.88	199,563	249,637	296,294
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	17	468,003	463,997	2,706	1%	$ 1,744.54	189,392	230,154	264,349
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	201,100	3,409	2%	$ 197.12	72,874	97,632	117,495
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	267,845	265,195	50	0%	$ 818.56	132,448	138,979	150,257
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181,645	179,445	0	0%	$ 2,635.41	110,769	117,215	127,530
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	89,800	700	1%	$ 1,070.25	25,789	31,854	32,875
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	$ 5,098.98	0	0	0
	9	APIAY-OCOA	5	24,175	16,808	7,367	30%	$ 2,035.77	8,497	11,977	13,080
	10	APIAY-USME	3	18,197	19,867	0	0%	$ 3,176.61	8,918	16,254	17,437
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	110,226	37,774	26%	$ 2,850.17	41,655	56,011	68,704
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	235,739	16,261	6%	$ 5,987.66	68,741	92,742	112,373
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,776	0	0%	$ 1,717.53	5,298	24,164	33,811
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	134,224	68,776	34%	$ 2,471.24	46,256	63,882	130,577
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	$ 3,798.41	3,228	4,292	4,832
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	5,077	6,938	58%	$ 6,830.62	3,357	3,825	4,422
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	143,736	71,264	33%	$ 2,114.45	86,876	135,276	151,466
	18	CUSIANA-APIAY	9	70,569	56,531	13,038	18%	$ 2,931.87	38,240	44,393	49,352
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	24	470,000	369,624	90,454	19%	$ 357.55	293,233	311,400	327,059
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	20	470,000	361,258	98,820	21%	$ 4,079.72	291,201	309,528	325,060
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	3,125	7,613	71%	$ 2,286.45	992	1,119	1,872
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	$ 4,535.49	1,039	1,298	1,634
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,926	3,235	20%	$ 2,114.39	11,174	12,642	14,021
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	7,338	56,406	88%	$ 3,993.72	8,433	13,006	15,954
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,150	1,328	3%	$ 13,018.49	1	22,676	35,216
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	$ 21,772.57	6,942	7,879	8,639
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	$ 11,633.15	739	847	959
	28	LA BELLEZA-COGUA	8	223,500	144,821	78,679	35%	$ 1,416.79	88,721	137,660	153,936
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	16	305,000	215,783	84,559	28%	$ 2,148.16	118,695	150,189	212,814
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	17,500	15,202	2,298	13%	$ 6,278.81	11,413	13,553	16,594
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	153,945	12,907	8%	$ 3,519.45	64,579	82,990	96,027
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	$ 33,239.91	551	855	1,133
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	129,376	28,624	18%	$ 1,241.07	51,543	66,005	77,753
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	$ 10,629.99	1,985	3,275	4,031
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	$ 7,408.47	2,761	3,498	4,186
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,815	13,587	17%	$ 6,361.41	14,225	53,059	66,374
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	94,054	48,946	34%	$ 1,041.36	21,189	51,001	83,917
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	$ 22,191.70	210	257	281
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	172,178	18,514	10%	$ 2,059.18	81,368	101,378	114,404
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	$ 2,183.75	3,082	4,069	10,941
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	$ 432.10	14,225	35,427	40,497

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	16	66,160	63,220	2,940	4%	$ 1,124.95
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	166,207	4,693	3%	$ 1,207.88
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	222,183	4,817	2%	$ 1,744.54
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	6	18,100	14,350	3,750	21%	$ 818.56
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10,100	7,900	700	7%	$ 2,635.41
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	7,825	101,675	93%	
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19,726	14,514	4,690	24%	$ 1,717.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	8	130,000	63,676	63,637	49%	$ 2,471.24
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	70,900	30,000	40,900	58%	$ 2,028.11
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	15	206,000	111,373	91,940	45%	$ 1,041.36

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

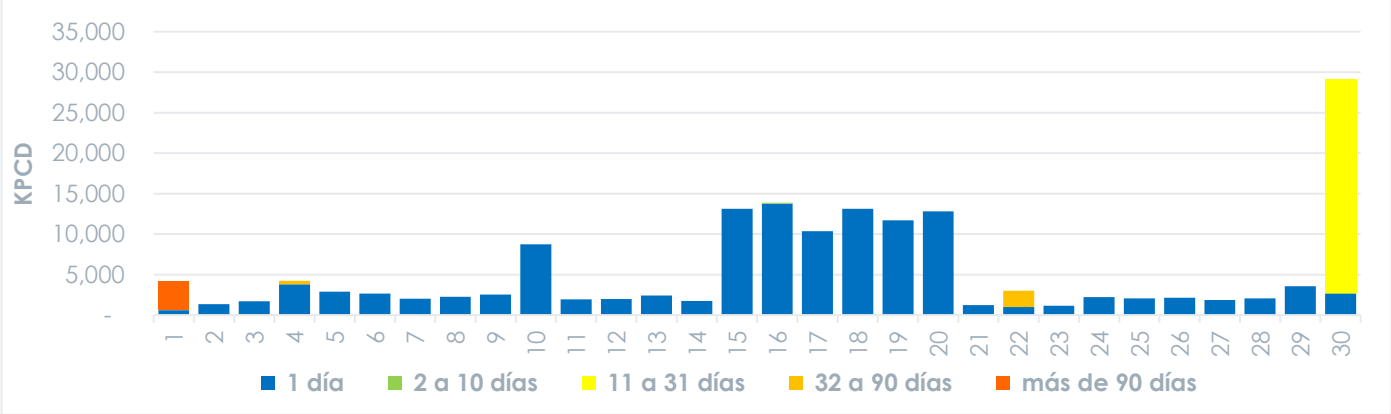
N.D.: Información no disponible
Notas: En color rosado se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión 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 abril 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, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Ballena-Barrancabermeja, Bucaramanga-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Mariquita-Pereira, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Sincelejo-Jobo.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de abril se registraron 168 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (150).

Transacciones mercado secundario Abril – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Abril – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	TOTAL
1 día	5	3	5	11	9	8	6	5	3	6	4	4	6	2	5	4	6	5	5	11	2	3	3	3	2	4	5	4	5	6	150
2 a 10 días																1														1	2
11 a 31 días																														12	12
32 a 90 días				1																		1									2
más de 90 días	2																														2
TOTAL	7	3	5	12	9	8	6	5	3	6	4	4	6	2	5	5	6	5	5	11	2	4	3	3	2	4	5	4	5	19	168

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

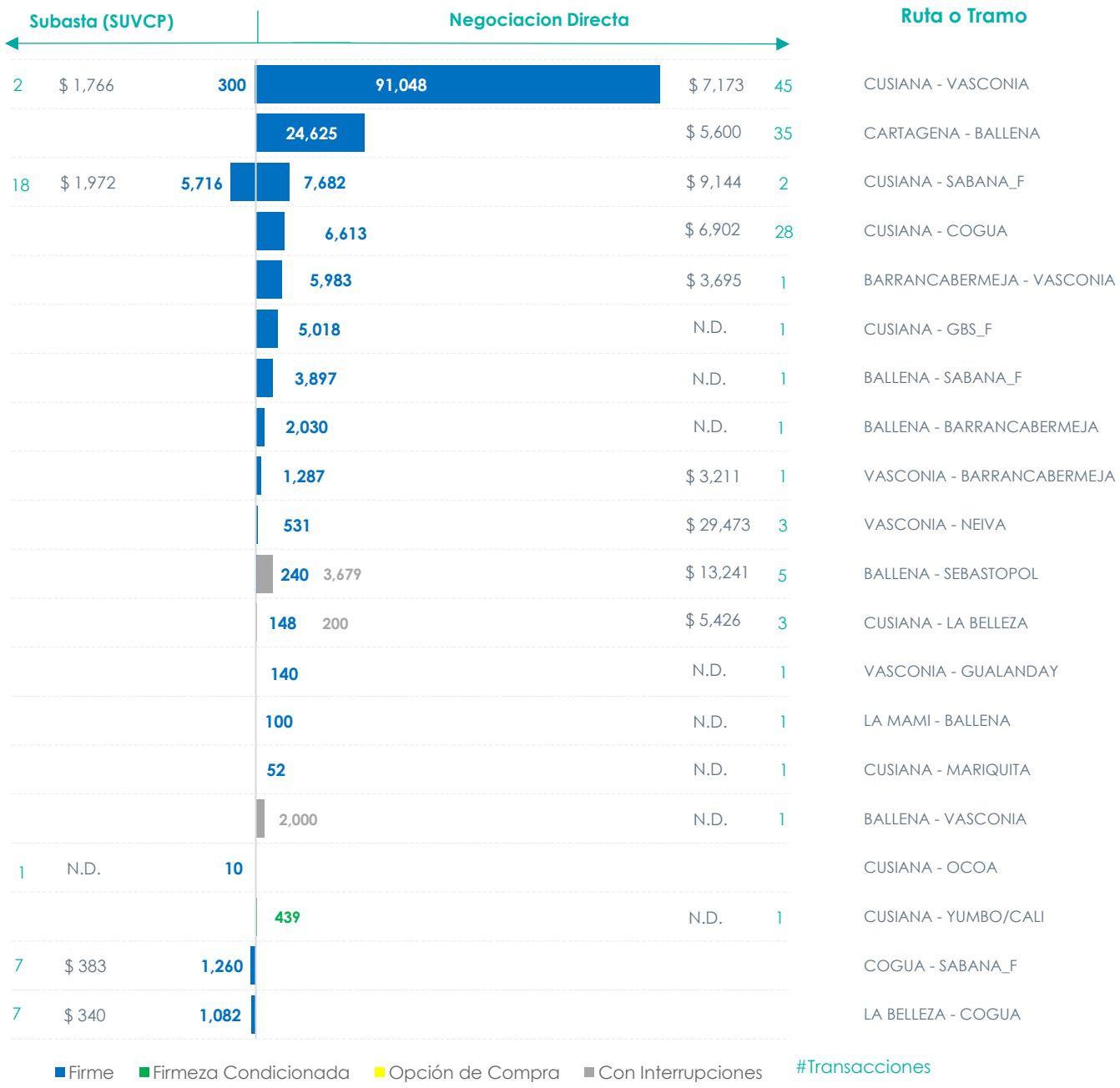
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 5,469 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 30 y 4 de abril con 19 y 12 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 18.45 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (168), 35 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 94.90 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CARTAGENA – LA MAMI para el cual se transaron 91,348 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 47 transacciones (45 asignada mediante negociación directa y 2 asignadas mediante subasta), CARTAGENA – BALLENA con 35 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - COGUA con 28 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA – SABANA_F con 20 transacciones (2 asignada mediante negociación directa y 18 asignadas mediante subasta), LA BELLEZA – COGUA con 7 transacciones (todas asignadas mediante subasta) y CARTAGENA – LA MAMI con 7 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).

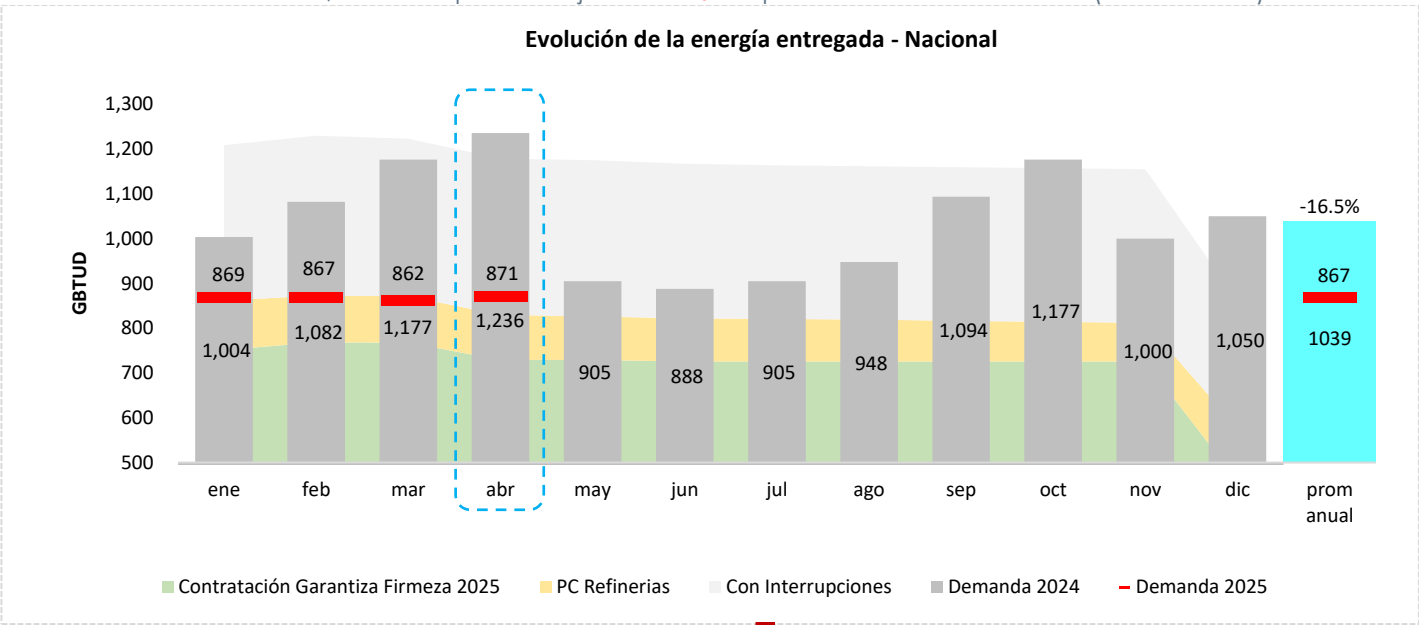


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **abril de 2025** se observa una demanda promedio de **871 GBTUD**, esto es **29.5% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se sitúo en 1,236 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **867 GBTUD**, estando por debajo un **16.5%** 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.*

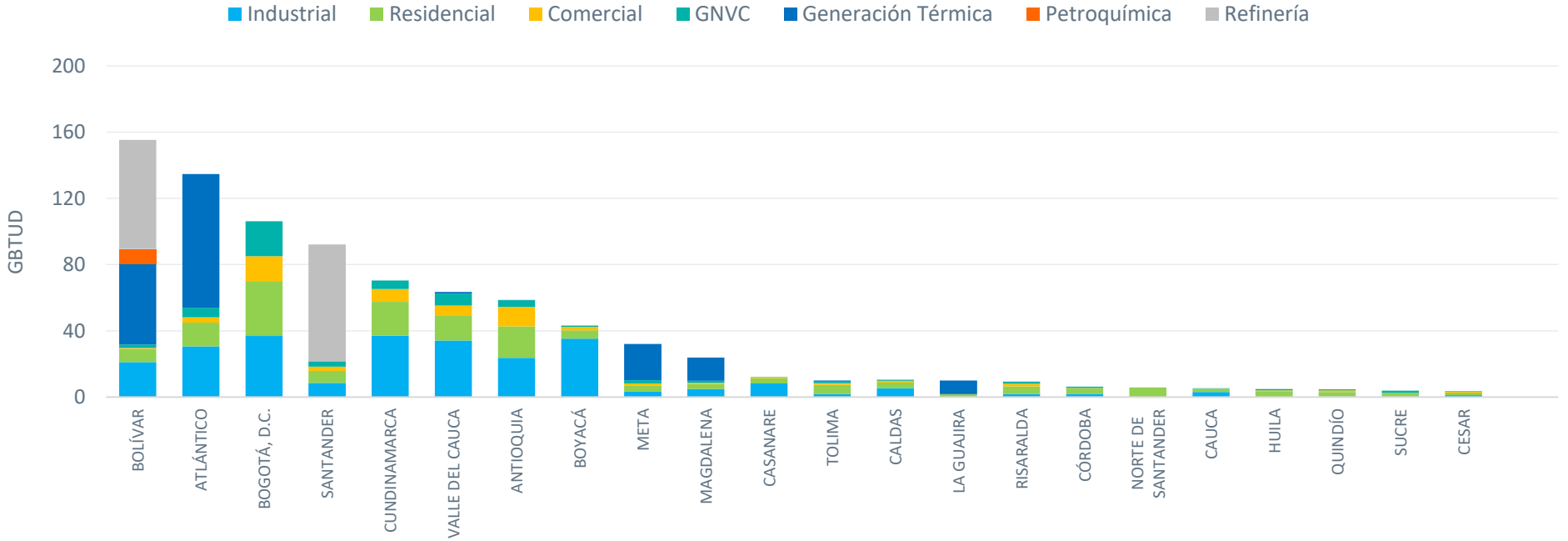
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "*evolución mensual demanda térmica y no térmica*" se evidencia que en **abril** la demanda **térmica** fue 338 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 27 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	165 / 723	192 / 713	234 / 714	384 / 710	464 / 713	272 / 728	344 / 706
2025	185 / 685	152 / 716	159 / 703	175 / 696								

Térmica No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Residencial	7.9	14.3	33.1	7.2	20.5	14.8	19.2	4.9	3.5	3.0	3.3	5.6	3.5	1.8	4.8	3.2	5.8	1.8	3.5	2.7	2.2	1.6	**168**
Comercial	0.7	3.2	15.1	2.6	7.7	6.3	11.8	2.1	1.5	0.6	0.6	1.0	1.0	0.0	1.6	0.2	0.0	0.3	0.5	0.9	0.0	0.4	**58**
Industrial	21.1	30.6	36.9	8.5	37.1	34.2	23.6	35.4	3.3	4.9	8.1	1.8	5.3	0.0	1.7	2.0	0.0	3.0	0.1	0.4	0.4	1.1	**260**
GNVC	2.1	5.8	21.1	3.1	5.2	7.3	4.0	0.9	1.9	1.2	0.2	0.8	0.7	0.0	1.3	0.8	0.0	0.2	0.9	0.8	1.2	0.4	**60**
Generación Térmica	48.9	80.7	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	21.8	14.1	0.0	0.7	0.0	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**175**
Refinería	65.8	0.0	0.0	70.6	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	**136**
Petroquímica	8.9	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	0.7	0.0	0.0	2.0	0.3	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	0.8	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	**5**
TOTAL	**156**	**135**	**106**	**94**	**71**	**63**	**59**	**43**	**32**	**24**	**12**	**11**	**11**	**10**	**9**	**6**	**6**	**5**	**5**	**5**	**4**	**4**	**871**

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 **abril de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 260 GBTUD en promedio, de los cuales 200 GBTUD corresponden a la región Interior y 60 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 168 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 136 GBTUD respecto a la costa con 32 GBTUD.

COSTA	152	60	32	66	11	5	9	1
INTERIOR	23	200	136	71	49	53	0	4
TOTAL Nacional	175	260	168	136	60	58	9	5
% Segmento	20%	30%	19%	16%	7%	6%	1%	1%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **abril de 2025**, con respecto marzo de 2025 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa; así mismo se identifica un aumento en los consumos del sector industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 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	49	0	47	0	45	0	49	0	57	0	53
	Generación Térmica	Costa	220	0	283	0	156	0	127	0	133	0	152	0
		Interior	53	0	61	0	29	0	25	0	26	0	23	0
	GNVC	Costa	12	0	12	0	11	0	11	0	11	0	11	0
		Interior	51	0	52	0	46	0	50	0	49	0	49	0
	Industrial	Costa	56	7	54	7	55	7	61	7	55	6	52	7
		Interior	179	25	167	23	168	23	171	25	172	20	181	19
	Petroquímica	Costa	8	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	73	0	73	0	72	0	66	0	74	0	66	0
		Interior	74	0	73	0	68	0	72	0	63	0	71	0
	Residencial	Costa	0	33	0	33	0	32	0	33	0	32	0	32
		Interior	0	148	0	143	0	139	0	150	0	143	0	136
	Compresoras SNT	Costa	1	0	2	0	1	0	1	0	1	0	1	0
		Interior	7	0	6	0	5	0	5	0	4	0	4	0
Subtotal UR/UNR			Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		Abril 2025	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	369	45	433	45	303	44	275	44	283	43	291	44
		Interior	364	222	359	213	316	207	324	224	316	220	328	209
TOTAL			1000		1050		870		867		862		871	

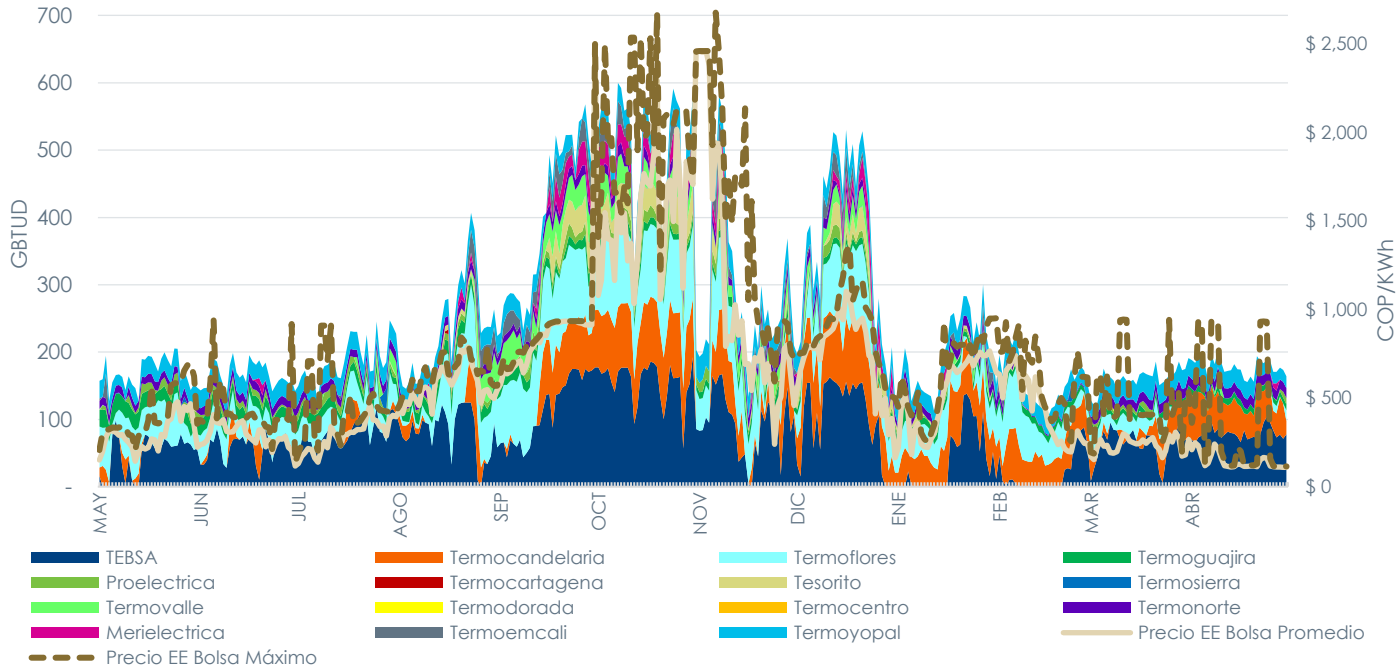
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 abril fue en promedio 178 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

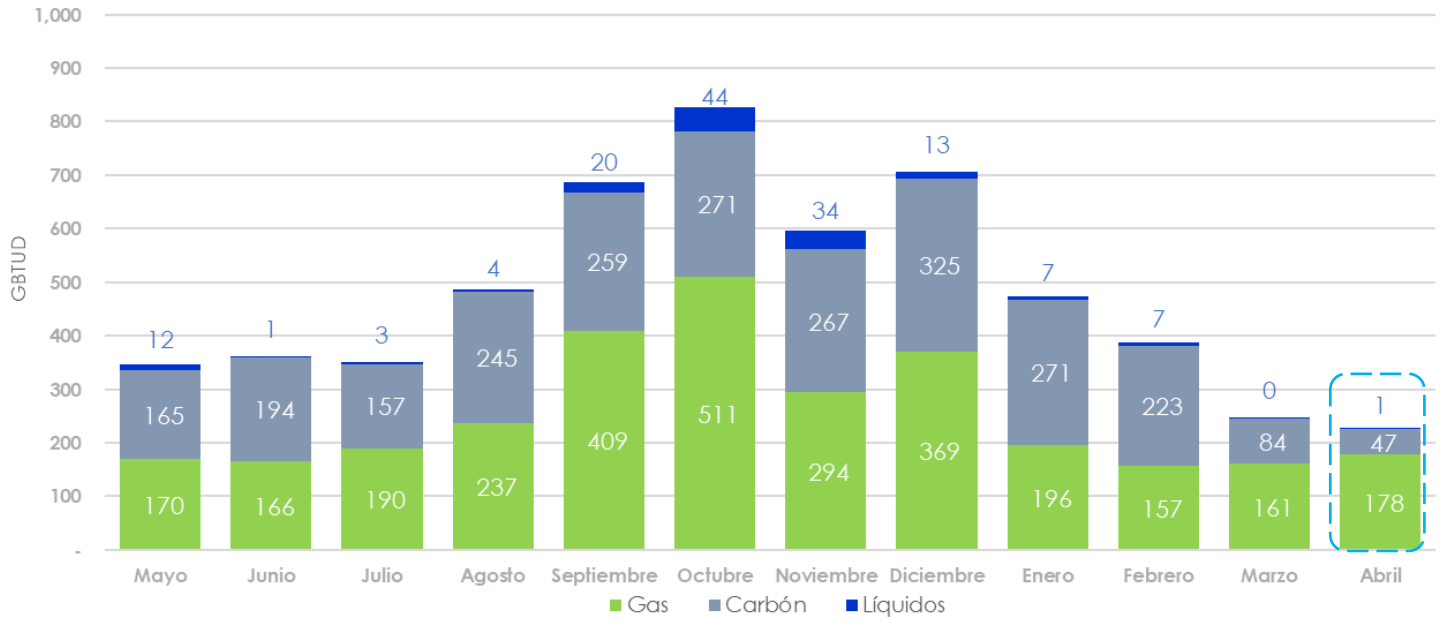
Para el mes de abril las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 155 GBTUD y 204 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (79 GBTUD), Termocandelaria (48 GBTUD), Termoyopal (24 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Termoguajira (8 GBTUD), Proelectrica (1 GBTUD), Termoflores (1 GBTUD), Termovalle (1 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 abril el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 178 GBTUD[1] que representó el 78.5 % del total, carbón con 47 GBTUD (20.9 %) y los combustibles líquidos consumieron 1.4 GBTUD (0.6 %).

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

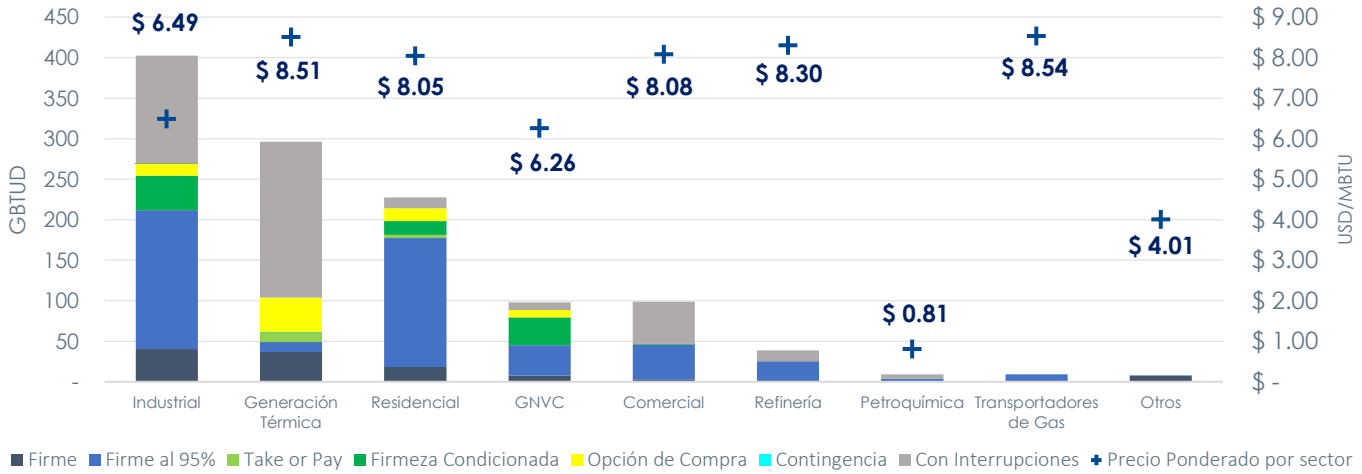
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en abril 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 abril 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	171	$ 5.14			43	$ 7.16	14	$ 7.08	133	$ 8.58	1	$ 5.56	402	**255**
Generación Térmica	37	$ 3.72	12	$ 6.10	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	192	$ 7.44			296	**62**
Residencial	18	$ 8.27	159	$ 8.51	4	N.D.	17	$ 4.77	16	$ 7.25	13	$ 7.32	0.6	$ 6.04	228	**199**
GNVC	8	$ 4.56	37	$ 4.77			34	$ 6.31	9	$ 7.07	9.3	$ 12.66			98	**79**
Comercial	3	$ 3.98	43	$ 7.50			1	$ 4.32			52	$ 8.84			99	**47**
Petroquímica			4	N.D.							6	$ 0.81			9	**4**
Refinería			25	$ 4.71							13	$ 15.20			39	**25**
Otros	8	N.D.	0.2	N.D.											8	**8**
Compresoras			9	$ 8.54											9	**9**
Total	**113**	**$ 4.81**	**461**	**$ 6.58**	**16**	**$ 5.17**	**96**	**$ 6.38**	**81**	**$ 13.61**	**419**	**$ 8.25**	**1.6**	**$ 5.74**	1,188	**688**
Total (%)	**9.5%**		**38.8%**		**1.4%**		**8.1%**		**6.8%**		**35.2%**		**0.1%**		100 %	**57.9 %**

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.*

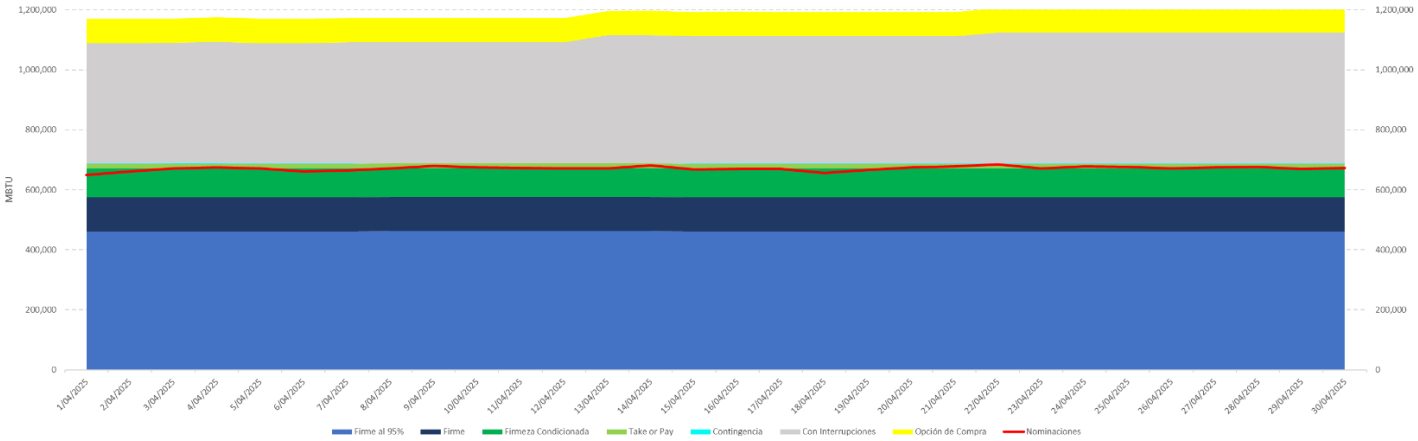
Cantidades contratadas y nominadas por sector de consumo en abril – Mercado primario

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	171	155			43	41	14	1	133	16	1.0	0.8	**255**	**232**
Generación Térmica	37	36	12	12	12	10	1	0.8	42	-	192	3			**103**	**58**
Residencial	18	18	159	148	4	4	17	16	16	0.4	13	3	1	0.4	**199**	**185**
GNVC	8	8	37	37			34	34	9	0	9.26	1.10			**79**	**78**
Comercial	3	3	43	41			1	1			52	7			**47**	**44**
Petroquímica			4	-							6	-			**4**	**-**
Refinería			25	25							13	4			**25**	**25**
Otros	8	7	0.2	0.2											**8**	**8**
Compresoras			9.1	5.7											**9**	**6**
Total	**113**	**106**	**461**	**423**	**16**	**14**	**96**	**92**	**81**	**1**	**419**	**34**	**1.6**	**1.2**	**688**	**637**
Total (%)	**94%**		**92%**		**87%**		**96%**		**2%**		**8%**		**78%**		**93 %**	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

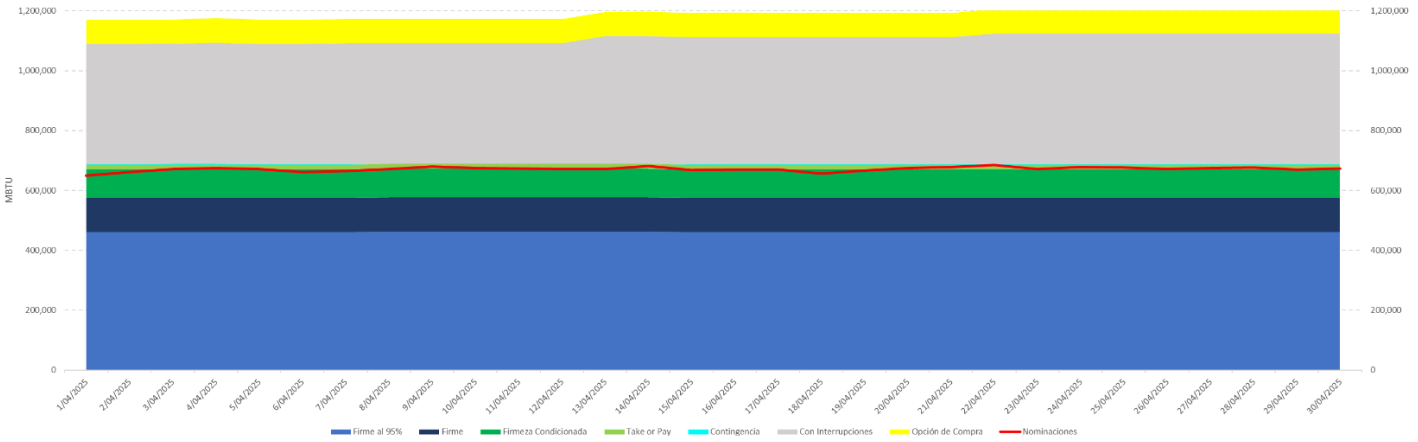
NOTA 1: *Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.*
NOTA 2: *Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.*

Cantidades contratadas y nominadas a nivel nacional



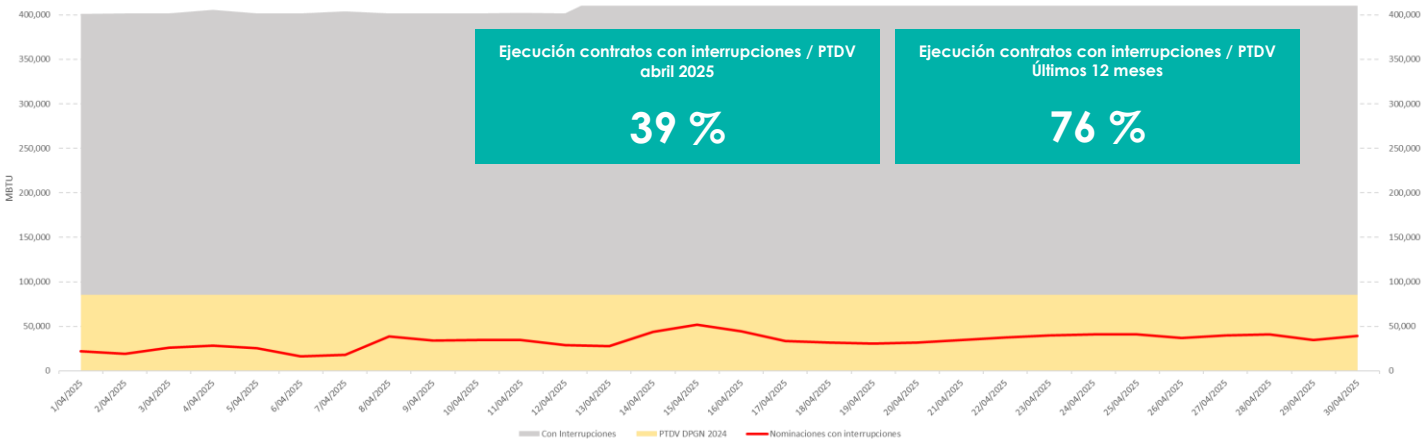
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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.

PTDV, cantidades contratadas y nominadas en modalidad con interrupciones



NOTA 1: 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.
NOTA 2: la PTDV DPGN 2024 corresponde al siguiente cálculo: PTDV reportada al MME en el 2024 menos la PTDVF declarada al Gestor del Mercado en el mismo año. Esto, con el objetivo de identificar la PTDV que realmente está disponible para la ejecución de los contratos con interrupciones.

Convenciones y Terminología:

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

Notas Aclaratorias

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

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

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

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

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

Información de Suministro y Demanda.
La información de Suministro referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.
Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.
Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.