



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

OCTUBRE 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 octubre de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 936 GBTUD, lo que representó una disminución del 6 %, 56 GBTUD, respecto a septiembre de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 145 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 59 % de la energía total contratada para octubre, con un precio de 6.62 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.64 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 34 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.16 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 2.18% al pasar de 733 en septiembre a 717 en octubre del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en octubre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 6.66 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 14.24 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** En octubre, el Sistema Nacional de Transporte (SNT), registró en los tramos Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Bucaramanga-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali, un indicador CDP/CMMP (Capacidad Disponible Primaria sobre Capacidad Máxima de Mediano Plazo) inferior al 5%; y en contraflujo, dicha condición se presentó en los tramos La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Sincelejo-Jobo.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una reducción de 4.35 % pasando de 276 en septiembre de 2025 a 264 en octubre de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en octubre de 2025 fue de 844 GBTUD, disminuyendo 45 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de septiembre de 2025 (889 GBTUD), explicado principalmente por la disminución del sector de Generación Térmica, Industrial y Refinería de la costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

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

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Cupiagua, Cupiagua sur, Cusiana y Pauto sur	382	410	0	410	107%
	Floreña	63	13	29	42	67%
	Gibraltar	41	34	0	34	83%
	Istanbul	25	6	0	6	25%
	Otros interior	25	2	1	3	13%
Costa	Ballena	14	11	0	11	79%
	Chuchupa	55	51	0	51	93%
	Bloque VIM 5	92	66	12	78	85%
	Bloque VIM 21	22	33	0	34	152%
	Bloque Esperanza	32	5	0	5	15%
	Bonga/Mamey	39	28	0	28	73%
	Bullerengue	11	7	0	7	64%
	Otros costa	73	22	12	35	47%
	Otros campos aislados	52	6	41	46	89%
	Total Potencial de Producción	926	696	96	791	85%
Planta Regasificación Cartagena***		465	145	0	145	31%
Total		1,391	840	96	936	

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 28 de mayo de 2025.

** 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, Recetar West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

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

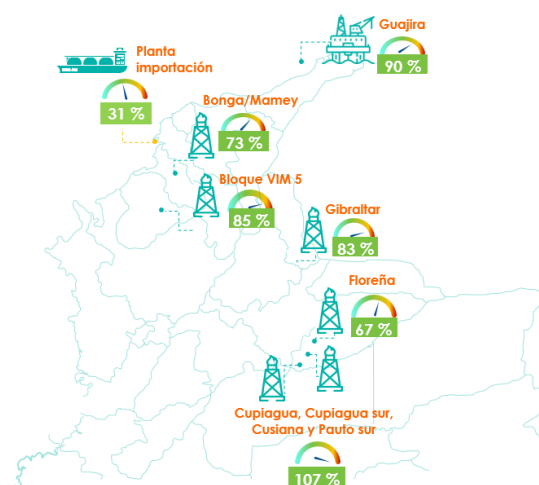
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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

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

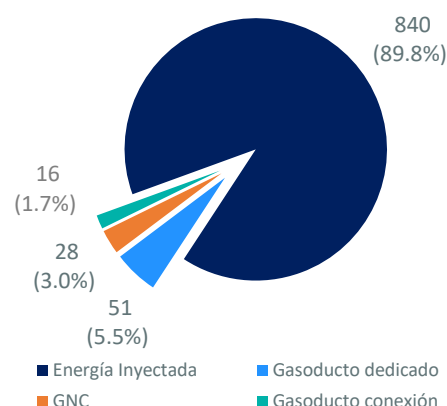
⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Camentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos 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.

Suministro mensual promedio (GBTUD)

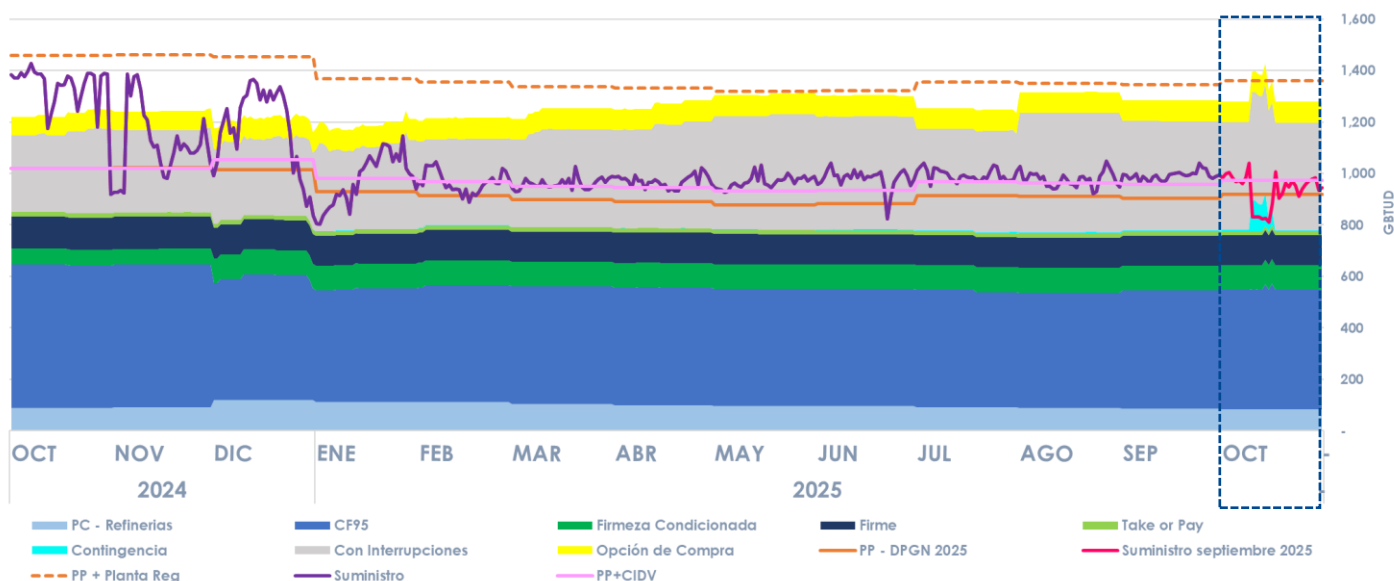


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo octubre 2024 – octubre 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.
- 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.
- Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de octubre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **719 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **418 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **936 GBTUD**, con oscilaciones entre **810 GBTUD (min.)** y **1,040 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 (GBTUD)	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25
Potencial de Producción	1,018	1,021	1,014	929	914	897	891	879	882	915	911	904	919
Suministro Min.	919	923	837	803	888	929	931	926	824	950	922	962	810
Suministro Prom.	1,334	1,119	1,176	978	966	961	970	968	980	994	977	992	936
Suministro Máx.	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,049	1,039	1,040
Producción comprometida por Refinerías	88	92	120	112	111	104	100	96	96	92	89	87	83
Garantía Firmeza*	772	770	708	669	686	687	687	685	686	682	682	690	719
Con Interrupciones	311	319	301	327	337	372	398	444	440	394	463	425	418

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 28 de mayo 2025.

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

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 ⁸			106	\$ 5.24			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	11	\$ 11.04	11.8	\$ 11.08	172	139
	Cupiagua			151	\$ 5.07			1	N.D.					1.3	\$ 4.38	153	153
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.16			23	\$ 4.32	11	\$ 7.17			1.4	\$ 8.22	41	30
	Floreña	45	\$ 3.76	3	\$ 5.94	12	N.D.							4.4	\$ 3.91	65	65
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10			0.4	\$ 4.82	19	11
	Istanbul			8	\$ 8.27							29	\$ 6.43			37	8
Costa	Otros Interior ¹	1	\$ 9.00	6	\$ 7.65							11	\$ 7.88			17	6
	Ballena			7	\$ 5.65							2	\$ 5.95			10	7
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 ²	29	\$ 5.32	8	\$ 9.17							168	\$ 10.04	4	\$ 15.34	208	40
	Bloque VIM 21 ³	28.4	\$ 9.18	1	\$ 6.10			42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			155	71
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.51							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65											33	33
	Bullerengue			36	\$ 7.13									0.1	N.D.	36	36
	FSRU - Importación			50	\$ 14.26											50	50
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27							53	\$ 7.89			63	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	\$ 2.83			4	N.D.					17	\$ 3.89	2	N.D.	27	10
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	N.D.									1	\$ 8.69			3	2
	Total	116	\$ 5.64	467	\$ 6.62	16	\$ 5.19	95	\$ 6.40	81	\$ 13.61	418	\$ 8.16	24	\$ 9.45	1,218	719
	Total (%)		9.5%		38.3%		1.3%		7.8%		6.7%		34.3%		2.0%	100 %	59.0 %

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, Comamusa, 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, Cañahuat, Cañadonga.

⁵ Otros Costa: Otros Costa: Arceife, 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.

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

⁸ Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

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

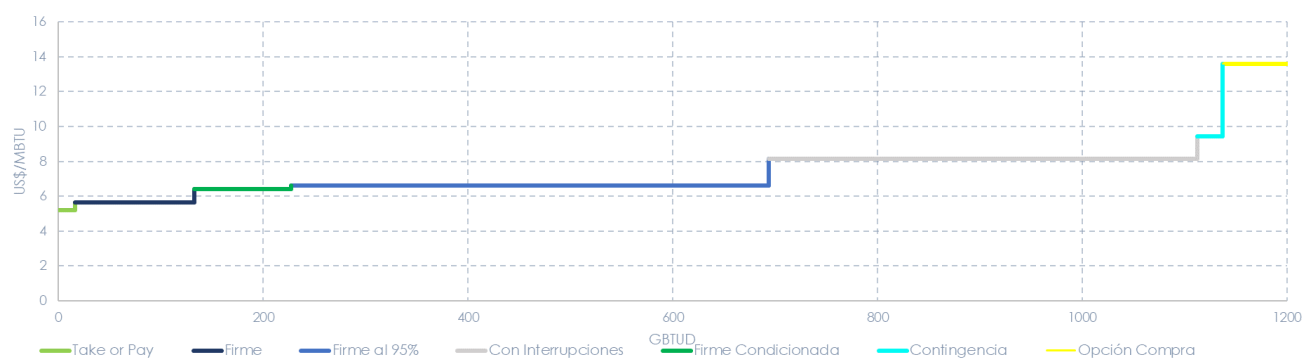
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 octubre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,218 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF95 (467 GBTUD), **ii)** Con interrupciones (419 GBTUD) y **iii)** Firme (116 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **82.21 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 16 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 “Take or Pay” presenta el valor más bajo con **5.19** 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 **8.16** USD/MBTU y **6.62** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana ⁸			105	101			22	21	21	1	11	1	12	12	139	133
	Cupiagua			151	150			1	1					1	1	153	152
	Cupiagua Sur			6	6			22	22	11	1			1	1	30	29
	Floreña	45	40	3	3	12	10							4	4	65	58
	Gibraltar			4	4			7	6	7	0					11	11
	Istanbul			8	3							29	3			8	3
	Otros Interior ¹	1	2	6	4							11	4			6	6
Costa	Ballena			7	7							2	-			7	7
	Chuchupa	2	0	35	29											36	29
	Bloque VIM 5 ²	29	19	8	7							168	6	4	4	40	30
	Bloque VIM 21 ³	28	29	1	1			42	41	42	0	42	0			71	71
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	4			9	9
	Bonga Mamey			33	30											33	30
	Bullerengue			36	7									0.1	0.1	36	7
	FSRU - Importación			50	42											50	42
	Otros Costa ⁵	5	5	5	5							53	28			10	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	3			4	4					17	8	2	1	10	8
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	4									1	1			2	4
	Total	116	101	467	407	16	14	95	91	81	2	418	56	25	25	719	638
Nominado/Contratado (%)		87%		87%		87%		96%		3%		13%		100%		89 %	

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, Cañahuat, Cañadonga.

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

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

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

⁸ Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

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 **34 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **13 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **89 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Firmeza Condicionada y CF95 con el **100 %**, **96 %**, **87 %** de ejecución respectivamente.

Contratación vigente por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	41	\$ 5.79	171	\$ 5.45			42	\$ 7.21	14	\$ 7.08	144	\$ 8.75	5	\$ 11.68	418	259
Generación Térmica	37	\$ 3.72	16	\$ 7.35	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	180	\$ 7.28	14.4	\$ 7.77	302	79
Residencial	20	\$ 8.41	162	\$ 8.31	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	28	\$ 6.93	4.3	\$ 11.61	251	207
GNVC	7	\$ 8.04	38	\$ 5.00			34	\$ 6.32	9	\$ 7.07	16.6	\$ 11.21	0.7	\$ 12.80	106	80
Comercial	1	\$ 2.71	40	\$ 6.77			1	\$ 4.32			49	\$ 9.33	0.2	\$ 17.00	91	42
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	N.D.											7	7
Refinería			25	\$ 4.72											25	25
Otros	8	N.D.	1.6	N.D.											9	9
Compresoras			9	\$ 8.54											9	9
Total	116	\$ 5.64	467	\$ 6.62	16	\$ 5.19	95	\$ 6.40	81	\$ 13.61	418	\$ 8.16	24.6	\$ 9.46	1,218	719
Total (%)	9.5%		38.3%		1.3%		7.8%		6.7%		34.3%		2.0%		100 %	59.0 %

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 nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

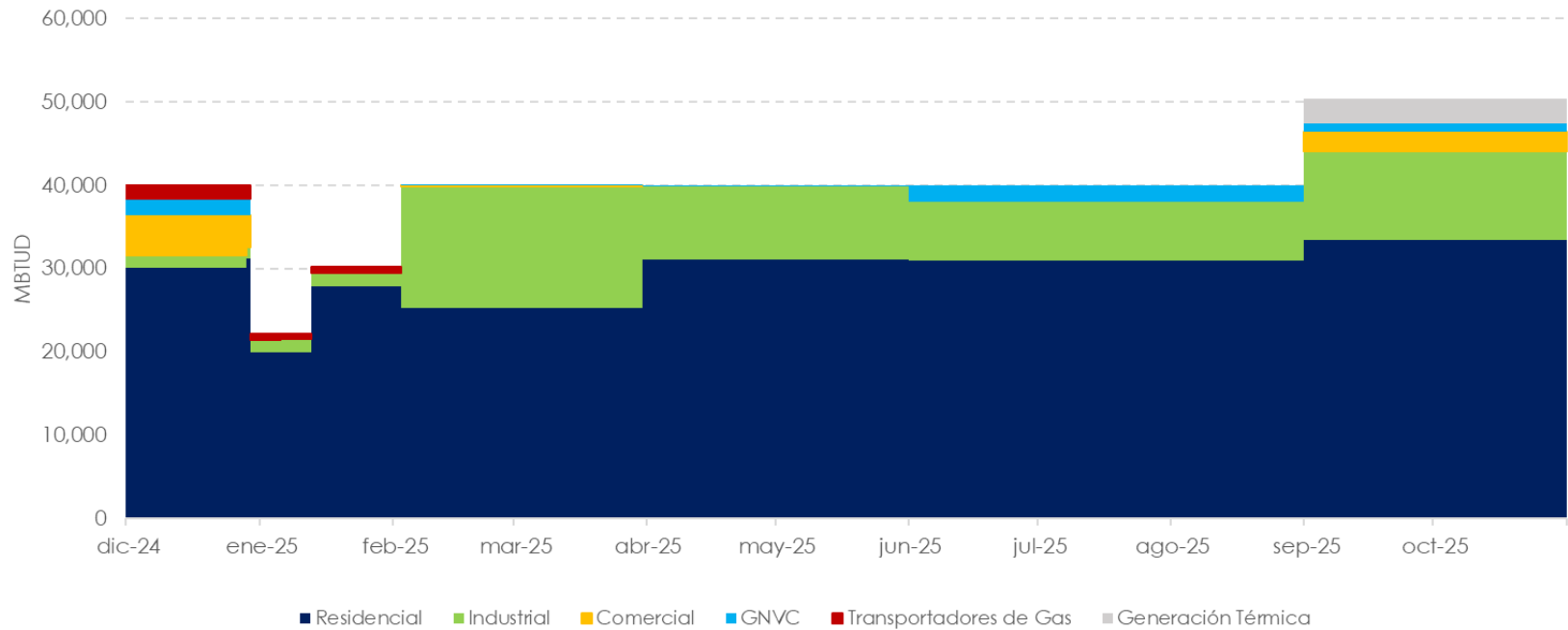
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	41	31	171	146			42	40	14	1	144	32	5	5	259	222
Generación Térmica	37	31	16	14	12	10	1	0.5	42	0	180	13	14	15	121	71
Residencial	19	18	162	141	4	4	17	16	16	1.0	28	6	4	4	207	183
GNVC	7	6	38	37			34	33	9	1	16.57	1.43	1	1	80	77
Comercial	1	1	40	37			1	1			49	4	0.2	0.2	42	39
Petroquímica	3	6	4	0											7	6
Refinería			25	25											25	25
Otros	8	8	1.6	1.6											9	9
Compresoras			9.1	4.9											9	5
Total	116	101	467	407	16	14	95	90	81	2	418	56	25	25	719	638
Total (%)	87%		87%		87%		95%		3%		13%		100%		89 %	

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.

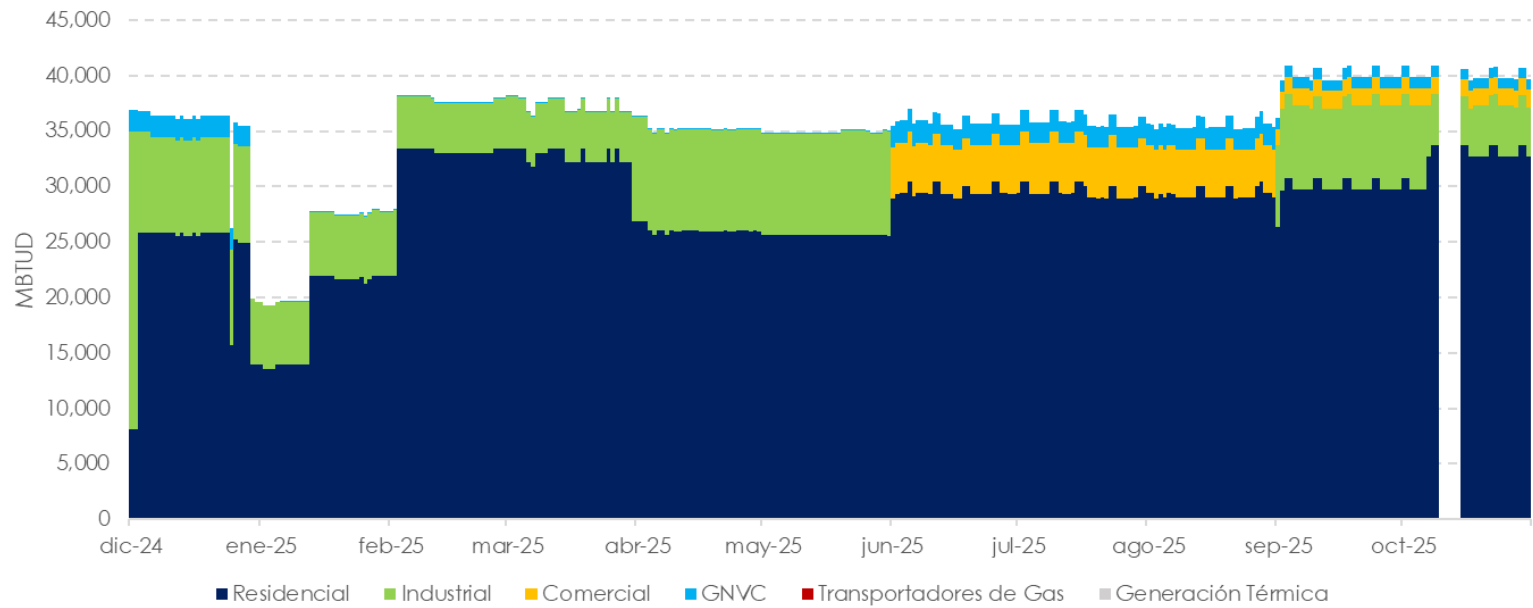
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	29,521	1,422	4,450	1,871	1,583	0
ene-25	24,835	1,500	0	84	700	0
feb-25	25,474	13,618	111	50	50	0
mar-25	25,471	14,366	115	48	0	0
abr-25	31,059	8,841	0	100	0	0
may-25	31,059	8,841	0	100	0	0
jun-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
jul-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
ago-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
sep-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
oct-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000

Cifras en MBTUD

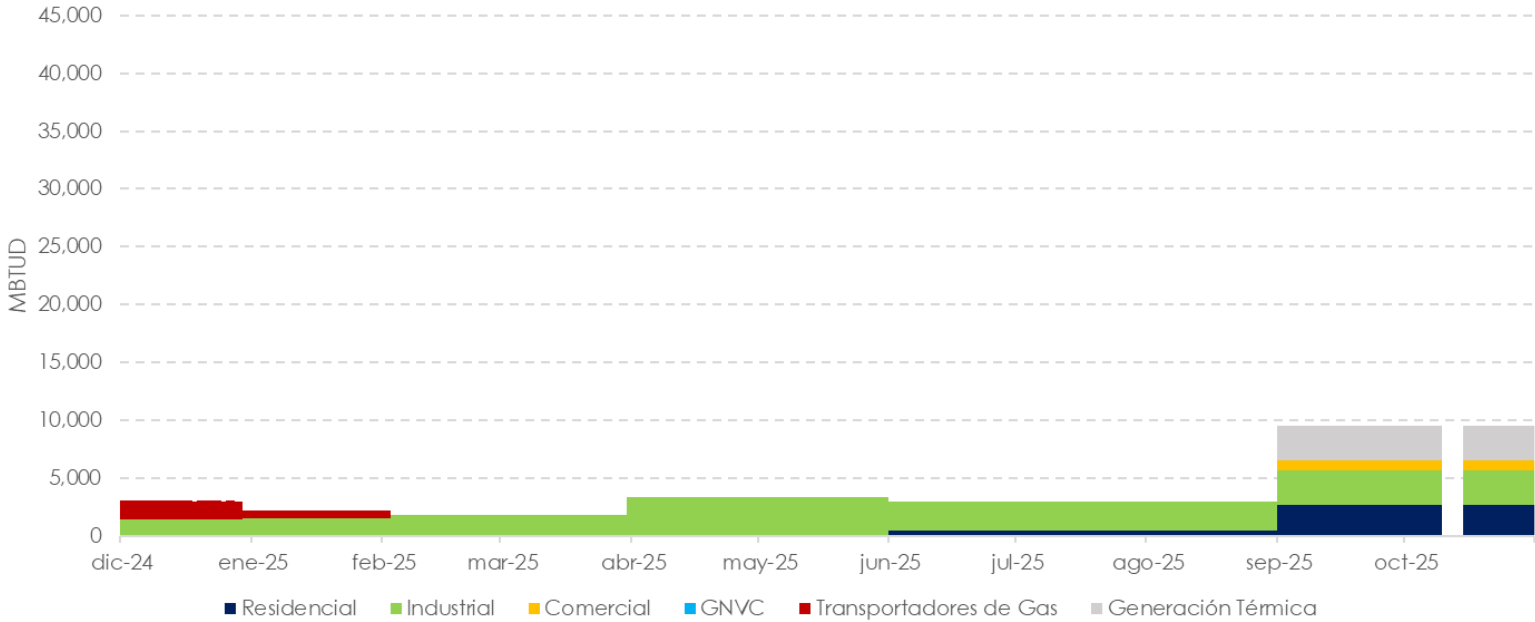
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	23,448	9,679	0	1,784	0	0
ene-25	18,706	5,739	0	84	0	0
feb-25	32,392	4,686	0	50	0	0
mar-25	32,549	4,709	0	48	0	0
abr-25	26,052	9,159	0	100	0	0
may-25	25,600	9,217	0	100	0	0
jun-25	29,528	0	4,401	1,960	0	0
jul-25	29,544	0	4,539	1,900	0	0
ago-25	29,279	0	4,333	1,952	0	0
sep-25	29,873	7,476	1,558	1,000	0	0
oct-25	27,188	4,361	1,308	813	0	0

Cifras en MBTUD

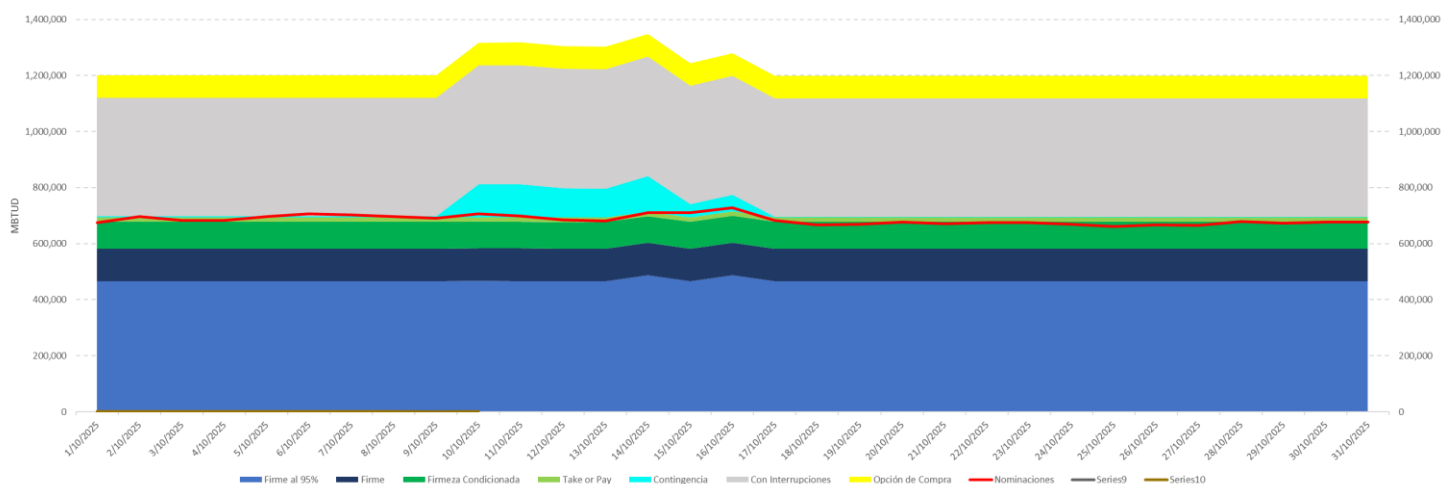
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
dic-24	0	1,422	0	0	1,570	0
ene-25	0	1,500	0	0	698	0
feb-25	0	1,765	0	0	50	0
mar-25	0	1,837	0	0	0	0
abr-25	0	3,387	0	0	0	0
may-25	0	3,387	0	0	0	0
jun-25	470	2,530	0	0	0	0
jul-25	470	2,530	0	0	0	0
ago-25	470	2,530	0	0	0	0
sep-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
oct-25	2,278	2,516	653	0	0	2,516

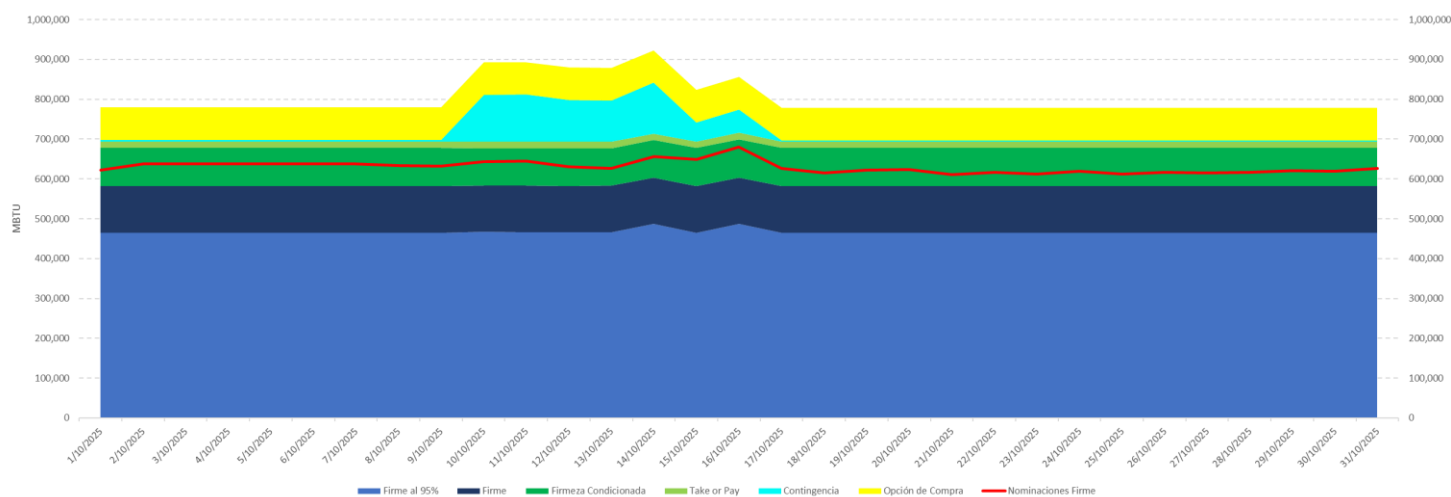
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



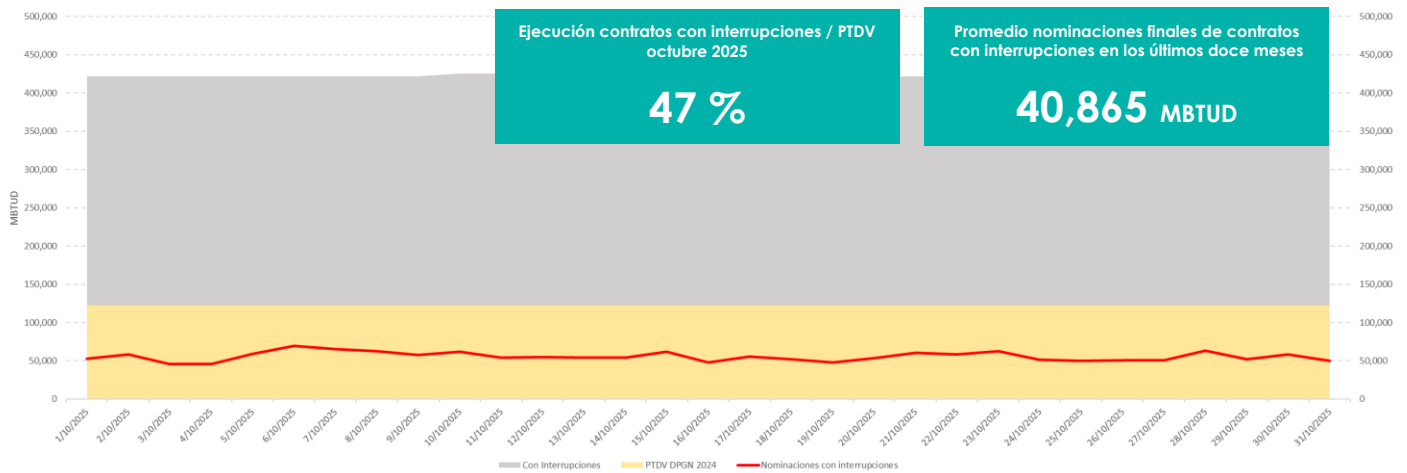
NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

Cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidades que garantizan firmeza



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

PTDV, cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidad con interrupciones



NOTA 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 2025 corresponde al siguiente cálculo: PTDV reportada al MME en el 2025 menos la PTDV declarada al Gestor del Mercado en el mismo año. Esto, con el objetivo de identificar la PTDV que realmente está disponible para la ejecución de los contratos con interrupciones.

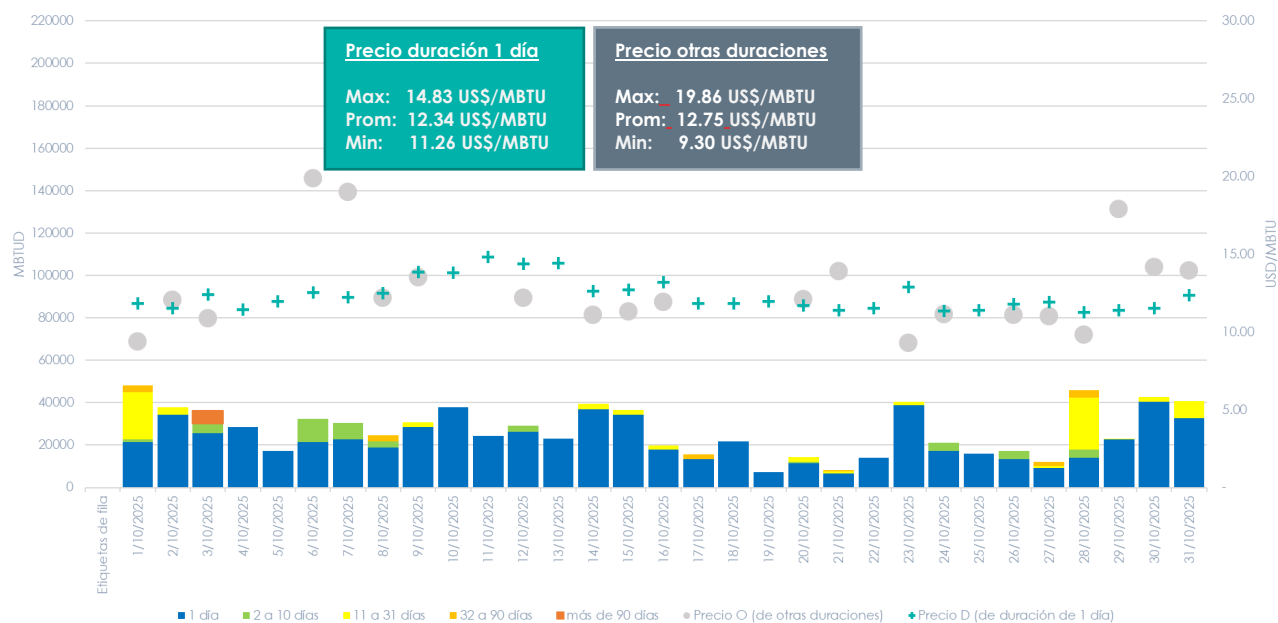
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
oct-24	28,706
nov-24	36,361
dic-24	83,914
ene-25	45,363
feb-25	31,911
mar-25	31,816
abr-25	28,940
may-25	28,982
jun-25	24,174
jul-25	33,704
ago-25	54,421
sep-25	62,090
oct-25	55,583

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Octubre registró 717 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (625). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 11.26 USD/MBTU (octubre 28) y 14.83 USD/MBTU (octubre 11) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en octubre fue de 836,318 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario – Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

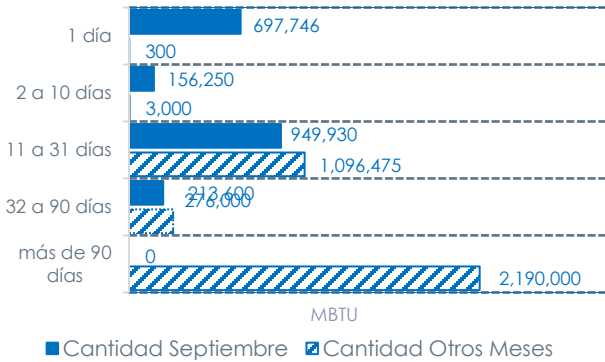
Número de operaciones en Octubre – Suministro

Número de operaciones en octubre - Suministro																																	
Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/MBTU
1 día	31	25	23	24	12	25	24	17	20	1	18	19	19	23	26	21	15	21	13	18	12	20	16	26	17	13	10	17	23	24	21	625	\$ 12.48
2 a 10 días	1		3			2	1	1				1								1				1				1		1		14	\$ 15.12
11 a 31 días	7	4							1					3	1	2				5	1		1				1	9	1	2	29	67	\$ 10.53
32 a 90 días	1							1									1				1						1	1				6	\$ 12.35
más de 90 días			5																													5	\$ 12.63
TOTAL	40	29	31	24	12	27	25	19	21	32	18	20	19	26	27	23	16	21	13	24	14	20	17	27	17	14	12	28	24	27	50	717	\$ 12.44

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 87.17 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 31 de octubre con 50 transacciones, equivalentes al 6.97 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Energía asociada a las transacciones realizadas en octubre – MBTU



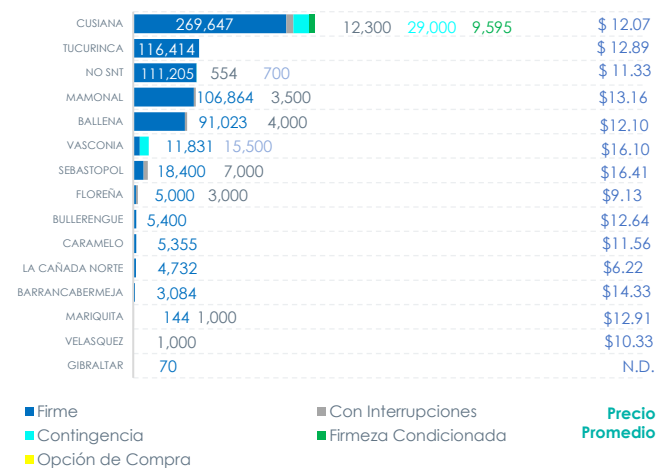
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **34.6%** de los **2,017,526 MBTU** del volumen total transado ejecutado en octubre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **2,190,000 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **36.1%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

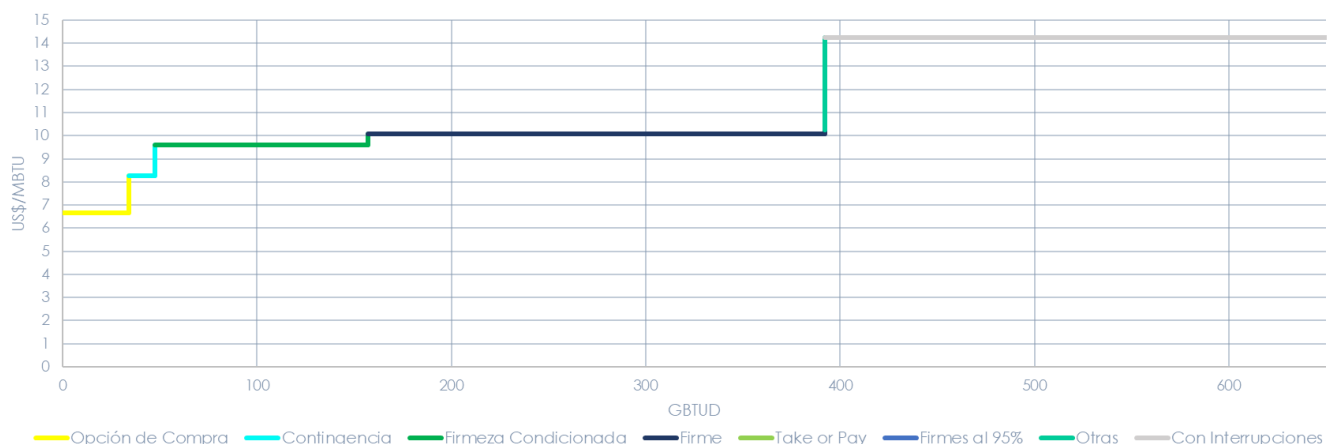
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue CUSIANA con 320,542 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 749,169 MBTUD equivalente al 89.58% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **"Con interrupciones"** registró 32,354 MBTUD, equivalente al 3.87%; la modalidad **"Firmeza Condicionada"** registró 9,595 MBTUD equivalentes al 1.15%; la modalidad **"Contingencia"** registró 45,200 equivalentes al 5.40% y **"Opción de Compra"** no reportó transacciones en octubre. CUSIANA (256) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (176), TUCURINCA (56), LA CAÑADA NORTE (56), BALLENA (49) Y MAMONAL (39).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con \$ 6.66 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$14.24 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 76.0% de la contratación total nacional agregando 496 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en octubre 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		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	82.3	\$ 8.38	20.6	\$ 8.63	8.7	\$ 6.73	60.9	\$13.86	6.9	\$ 9.42	179.4	102.9
	Barranca	1.4	\$ 17.79					19.2	\$10.84	6.0	\$ 6.34	26.6	1.4
	Vasconia	2.9	\$ 18.32	2.7	\$12.63	1.9	N.D.	17.0	\$20.06	0.5	\$ 14.37	25.1	5.7
	Sebastopol	1.1	\$ 14.76	1.0	N.D.			2.9	\$11.97			4.9	2.1
	Gibraltar	8.85	\$ 6.11	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00					10.3	9.6
	Caramelo	0.2	\$ 11.56									0.2	0.2
	Mariquita	0.6	\$ 14.38									0.6	0.6
	Corrales	1.4	\$ 7.00									1.4	1.4
Costa	Jobo							26.5	\$ 8.71			26.5	-
	Ballena	23.2	\$ 10.55					20.5	\$13.28			43.7	23.2
	Mamonal	41.8	\$ 12.74	34.5	\$ 8.57	22.8	\$ 5.83	46.5	\$19.23			145.6	76.3
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	47.4	\$ 10.35	49.8	\$10.58			21.2	\$19.59			118.4	97.2
	La Creciente											-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69									3.7	3.7
	Bullerengue	4.4	\$ 8.04					5.0	N.D.			9.4	4.4
No SNT*		15.8	\$ 11.54	0.043	\$ -			41.8	\$10.13	0.03	\$ 31.81	57.7	15.9
Total general		235.2	\$ 10.08	109.4	\$9.61	34.1	\$ 6.66	261.3	\$14.24	13.5	\$ 8.28	653.5	344.6
Total (%)		36.0%		16.7%		5.2%		40.0%		2.1%		100%	52.73%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

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

II. TRANSPORTE

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

TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado		
									Min	Prom	Max
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	256,600	264,964	0	0%	\$ 1,408.47	4,865	36,344	112,418
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	16	550,000	548,826	0	0%	\$ 1,276.74	57,817	211,584	333,495
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	16	468,000	466,433	0	0%	\$ 2,170.44	180,104	214,827	260,593
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,508	1	0%	\$ 206.27	74,927	95,066	110,795
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	215,850	212,122	1,528	1%	\$ 2,708.46	139,176	149,411	159,558
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181,645	176,824	2,621	1%	\$ 2,692.88	122,277	131,640	141,524
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40,000	37,800	0	0%	\$ 1,069.85	27,171	28,240	28,804
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 5,246.33	0	0	0
	9	APIAY-OCOÁ	6	24,175	16,628	7,547	31%	\$ 2,115.27	6,215	10,951	12,964
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,174.97	17,147	17,378	17,491
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	95,226	52,774	36%	\$ 3,549.02	35,665	53,295	59,686
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	16	260,000	230,963	21,037	8%	\$ 7,063.47	17,009	85,634	193,816
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,688	0	0%	\$ 9,752.53	6,865	20,786	27,695
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	9	203,000	117,782	85,218	42%	\$ 3,614.42	43,289	72,506	127,443
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,358	10,194	66%	\$ 4,298.64	3,669	4,459	5,767
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	3,682	8,333	69%	\$ 6,803.41	2,544	3,115	3,784
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	152,314	62,686	29%	\$ 2,377.11	103,906	143,715	155,507
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	56,775	12,794	18%	\$ 2,973.48	27,400	52,594	314,511
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	28	470,000	382,698	77,380	16%	\$ 425.80	31,505	288,388	381,382
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	24	470,000	355,550	104,528	22%	\$ 4,848.31	277,354	323,871	379,541
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	1,730	9,008	84%	\$ 2,513.45	774	1,242	1,957
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,641.72	1,104	1,931	11,373
	23	FLOREÑA-YOPAL	10	16,161	13,038	2,994	19%	\$ 1,183.16	10,564	11,421	12,431
	24	GBS_J-GBS_F	10	63,744	14,850	48,894	77%	\$ 4,455.99	6,712	12,550	15,567
	25	GIBALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,500	978	2%	\$ 13,025.93	28,427	31,617	32,830
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,186	1,814	16%	\$ 23,061.99	5,672	6,876	8,091
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 12,250.32	480	822	952
	28	LA BELLEZA-COGUA	9	223,500	158,021	65,479	29%	\$ 1,664.46	106,483	146,495	158,232
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	18	305,000	227,390	72,952	24%	\$ 2,663.04	43,999	151,614	234,467
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	17,500	15,572	1,928	11%	\$ 6,471.95	10,295	12,176	13,487
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	138,958	27,894	17%	\$ 4,202.42	58,596	81,000	88,860
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 34,883.12	263	650	1,450
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	114,376	43,624	28%	\$ 1,516.05	43,800	63,703	70,231
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 12,407.72	2,047	3,240	4,108
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10%	\$ 10,469.57	2,700	3,546	4,158
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	65,367	12,133	16%	\$ 7,566.52	29,548	50,844	64,882
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	78,508	64,492	45%	\$ 1,806.19	1,365	64,600	148,090
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 25,945.21	224	259	282
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	157,661	33,031	17%	\$ 2,511.60	73,657	99,126	135,054
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,184.79	4,212	4,740	13,089
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 510.11	24,046	34,147	38,027

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	14	67,900	65,376	524	1%	\$ 1,408.47
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	16	172,400	171,931	0	0%	\$ 1,276.74
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	16	230,000	238,504	0	0%	\$ 2,170.44
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	12	18,100	15,900	2,200	12%	\$ 2,708.46
	5	SINCELEJO-JOBO	11	10,100	7,900	0	0%	\$ 2,692.88
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	16	109,500	29,337	80,163	73%	\$ 7,063.47
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19,726	14,226	4,978	25%	\$ 9,752.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	9	130,000	72,811	54,502	42%	\$ 3,614.42
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	18	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,663.04
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	16	206,000	123,146	80,167	39%	\$ 1,806.19

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.

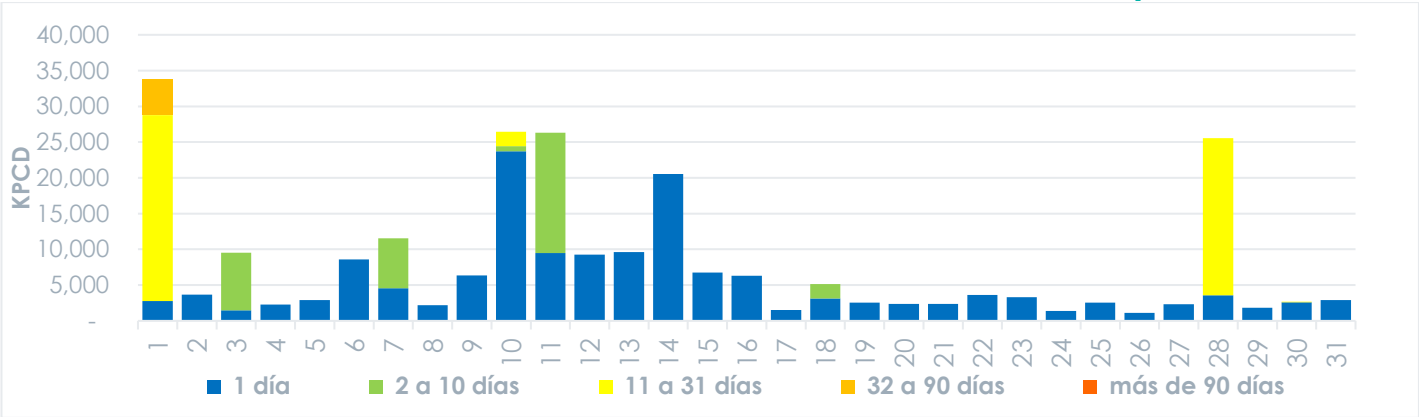
En octubre de 2025, los tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) cuya Capacidad Disponible Primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) fueron:

Ballena – La Mami, Cartagena – Barranquilla, Barranquilla – La Mami, Cartagena – Mamonal, Jobo – Sincelejo, Apiay – Usme, Bucaramanga – Barrancabermeja, Gibraltar – Bucaramanga, Guando – Fusagasugá, Mariquita – Pereira, Pradera – Popayán, Sardinata – Cúcuta, Vasconia – Mariquita, Yumbo – Calicall, 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 octubre se registraron 264 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (238).

Transacciones mercado secundario Octubre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Octubre – 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	7	7	6	5	6	9	8	8	6	11	11	9	9	9	7	6	4	12	8	8	8	7	6	6	8	6	6	10	6	9	10	238
2 a 10 días			1				1			1	2							1														6
11 a 31 días	10									1																		7		1		19
32 a 90 días	1																															1
más de 90 días																																0
TOTAL	18	7	7	5	6	9	9	8	6	13	13	9	9	9	7	6	4	13	8	8	8	7	6	6	8	6	6	17	6	10	10	264

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 7,978 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 1, 28, 10, 11 y 18 de octubre con 18, 17, 13, 13 y 13 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 28 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (264), 106 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 158 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 73.14 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 76,626 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 102 transacciones (31 asignada mediante negociación directa y 71 asignadas mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 55 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – MARIQUITA con 34 transacciones (4 asignada mediante negociación directa y 30 asignadas mediante subasta), VASCONIA – SEBASTOPOL con 23 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA – LA BELLEZA con 7 transacciones (6 asignada mediante negociación directa y 1 asignada mediante subasta) y GIBRALTAR – BARRANCABERMEJA con 6 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la

subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

Subasta (SUVCP)			Negociación Directa			Ruta o Tramo	
71	\$ 1,766	48,082	28,544	\$ 7,173	31	CUSIANA - VASCONIA	
			21,755	\$ 8,933	3	VASCONIA - BALLENA	
			21,755	\$ 5,167	3	BALLENA - CARTAGENA	
			15,184	\$ 6,924	55	CUSIANA - COGUA	
2	\$ 1,959	201	12,637	\$ 9,145	1	CUSIANA - SABANA_F	
			11,254	\$ 15,850	2	BALLENA - SABANA_F	
			10,108	\$ 9,630	4	CUSIANA - GBS_F	
			8,154	\$ 5,535	4	CARTAGENA - BALLENA	1
			4,399	N.D.	1	VASCONIA - LA BELLEZA	
			14,771	3,220		VASCONIA - SEBASTOPOL	
			2,980	2,000		CARTAGENA - LA MAMI	
30	\$ 495	17,695	1,096	\$ 2,004	1	VASCONIA - MARIQUITA	
			651	700		GIBRALTAR - BARRANCABERMEJA	
1	N.D.	60	404	\$ 5,444		CUSIANA - LA BELLEZA	
			191	N.D.	1	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	
		3	50	N.D.	1	CUSIANA - BARRANCABERMEJA	
			3,012	\$ 5,126	2	BALLENA - BARRANQUILLA	
1	N.D.	206				COGUA - SABANA_F	
			6,966	N.D.	1	CUSIANA - BALLENA	
			8,030	N.D.	1	BALLENA - LA MAMI	
			1,004	N.D.	1	BARRANQUILLA - LA MAMI	
1	N.D.	186				LA BELLEZA - COGUA	
			2,008		1	N.D.LA MAMI - BARRANQUILLA	

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

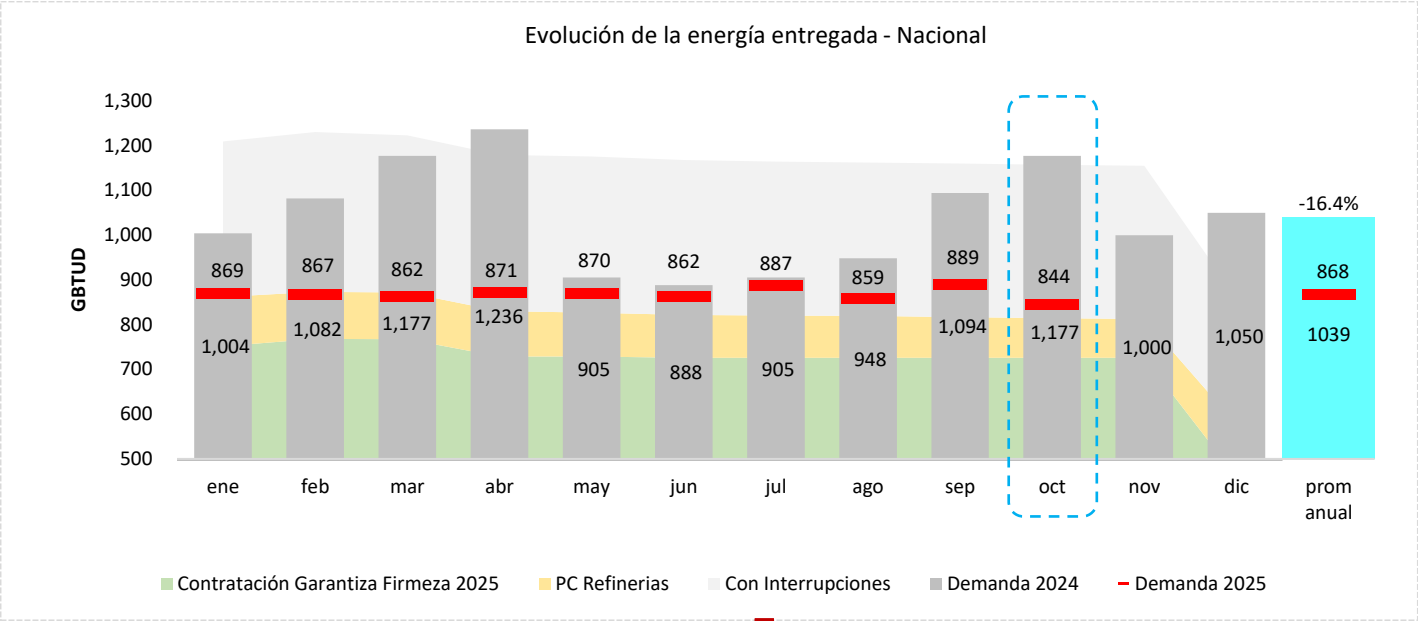
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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 **octubre de 2025** se observa una demanda promedio de **844 GBTUD**, esto es **28.3% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1177 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **868 GBTUD**, estando por debajo un **16.4%** 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.

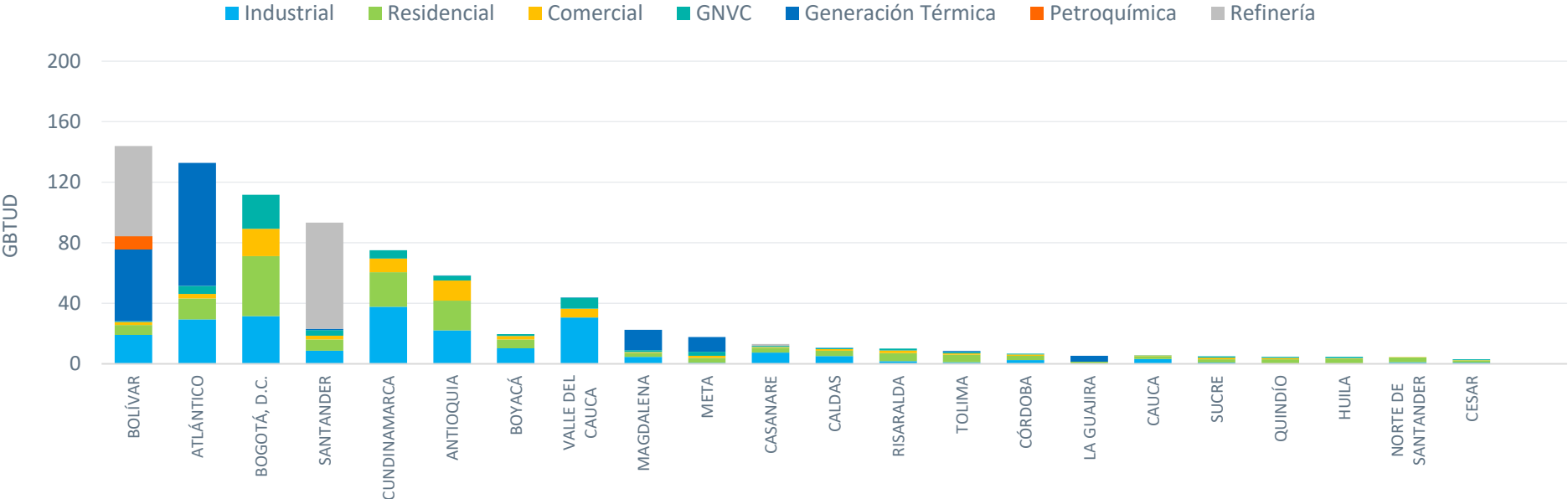
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **octubre** la demanda **térmica** fue 306 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	153 717	170 692	190 697	169 690	187 702	158 686		

Térmica No Térmica

Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

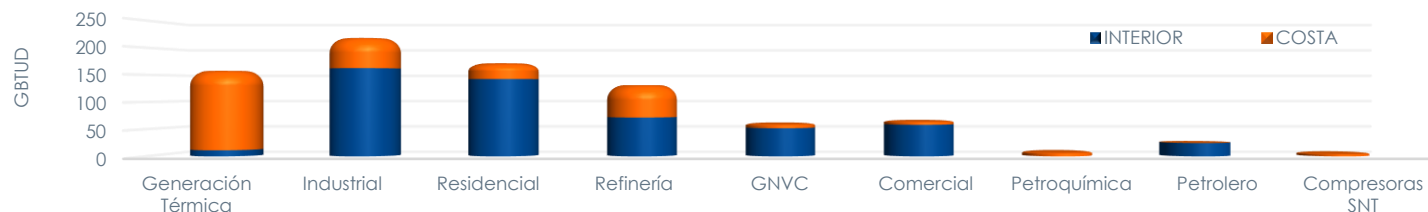
	Residencial	6.6	13.7	39.6	7.4	22.9	19.6	5.9	14.0	2.7	3.2	3.3	3.6	5.4	4.8	2.9	1.5	2.0	2.0	2.7	3.3	3.2	1.4	172
	Comercial	1.9	3.0	18.1	2.5	9.0	13.2	2.3	5.8	0.6	1.3	0.5	1.0	1.8	0.9	0.9	0.0	0.3	1.0	0.8	0.3	0.0	0.3	65
	Industrial	19.1	29.4	31.6	8.6	37.6	22.2	10.2	30.7	4.5	0.7	7.4	5.1	1.7	1.1	2.5	0.0	3.2	0.9	0.2	0.1	1.0	0.8	219
	GNVC	0.6	5.4	22.5	3.8	5.6	3.2	1.2	7.3	1.2	2.7	0.6	0.8	1.1	1.0	0.4	0.0	0.0	0.9	0.7	0.9	0.0	0.5	61
	Generación Térmica	47.9	81.2	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	9.7	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	158
	Refinería	59.7	0.0	0.0	70.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	131
	Petroquímica	8.2	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	8
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.5	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	25
	Compresoras	0.7	0.0	0.0	2.3	0.2	0.2	0.5	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.3	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.5	6
	TOTAL	145	133	112	96	75	58	45	58	23	18	13	10	10	9	7	6	6	5	5	5	4	3	844

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 **octubre de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 219 GBTUD en promedio, de los cuales 162 GBTUD corresponden a la región Interior y 56 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 172 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 142 GBTUD respecto a la costa con 30 GBTUD.



COSTA	147	56	29	60	9	7	8	0	6
INTERIOR	11	162	142	71	52	58	0	25	0
TOTAL Nacional	158	219	172	131	61	65	8	25	6
% Segmento	18.7%	25.9%	20.4%	15.5%	7.2%	7.8%	1.0%	2.9%	0.7%

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 **octubre de 2025**, con respecto septiembre de 2025 se observa una disminución del sector de Generación Térmica, Industrial y Refinería de la costa.

TIPO DE USUARIO			Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	5	0	7	0	7	0	7	0	7	0	7	
		Interior	0	58	0	56	0	59	0	59	0	59	0	58	
	Generación Térmica	Costa	133	0	154	0	173	0	152	0	169	0	147	0	
		Interior	21	0	16	0	17	0	17	0	17	0	11	0	
	GNVC	Costa	11	0	8	0	8	0	8	0	8	0	9	0	
		Interior	50	0	49	0	52	0	52	0	52	0	52	0	
	Industrial	Costa	53	6	57	7	55	8	57	8	59	8	51	6	
		Interior	174	21	141	20	146	21	140	21	142	21	142	21	
	Petroquímica	Costa	9	0	9	0	9	0	8	0	9	0	8	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	73	0	67	0	63	0	66	0	68	0	60	0	
		Interior	72	0	75	0	70	0	69	0	67	0	71	0	
	Residencial	Costa	0	32	0	29	0	27	0	28	0	30	0	29	
		Interior	0	147	0	139	0	143	0	140	0	142	0	142	
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Interior	0	0	24	0	25	0	25	0	25	0	25	0	
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	5	0	6	0	
		Interior	4	0	4	0	3	0	3	0	0	0	0	0	
Subtotal UR/UNR			Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	280	43	296	43	309	42	292	43	318	45	279	43
			Interior	321	226	309	214	314	223	306	219	304	222	301	221
TOTAL			870		862		887		859		889		844		

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

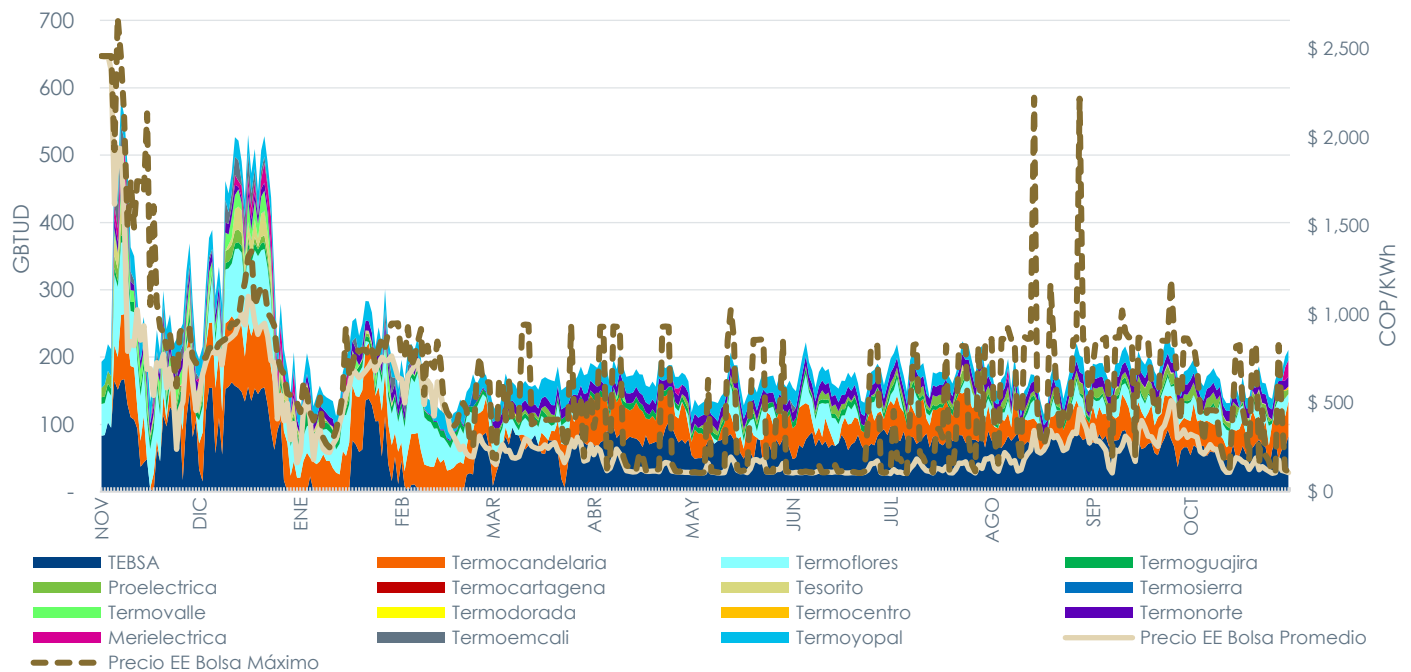
*Con la implementación de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se incluye el sector de consumo petrolero, por lo que se reclasifica este reporte de información operativa de entrega a usuarios finales del sector industrial desde junio de 2025.

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 octubre fue en promedio 165 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

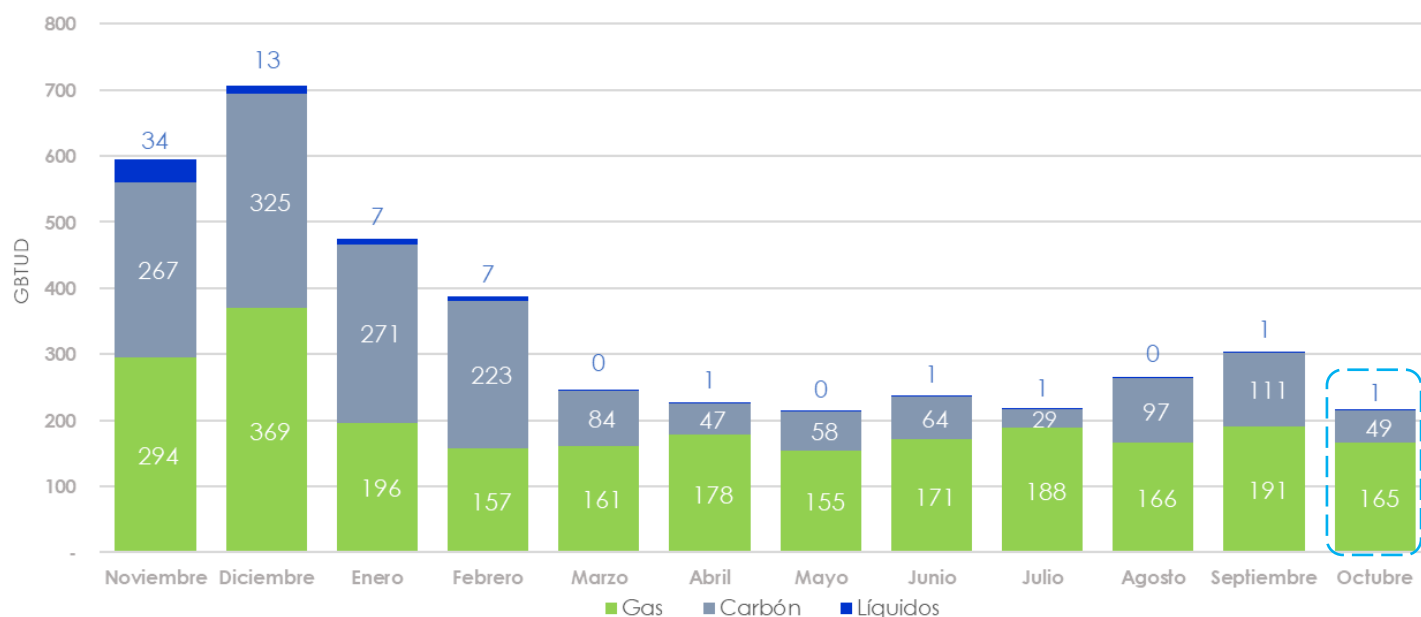
Para el mes de octubre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 132 GBTUD y 211 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (62 GBTUD), Termocandelaria (39 GBTUD), Termoflores (19 GBTUD), Termoyopal (17 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD), Proelectrica (9 GBTUD) y Termoguajira (4 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de octubre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 165 GBTUD¹ que representó el 76.7 % del total, carbón con 49 GBTUD (22.7 %) y los combustibles líquidos consumieron 1.3 GBTUD (0.6 %).

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

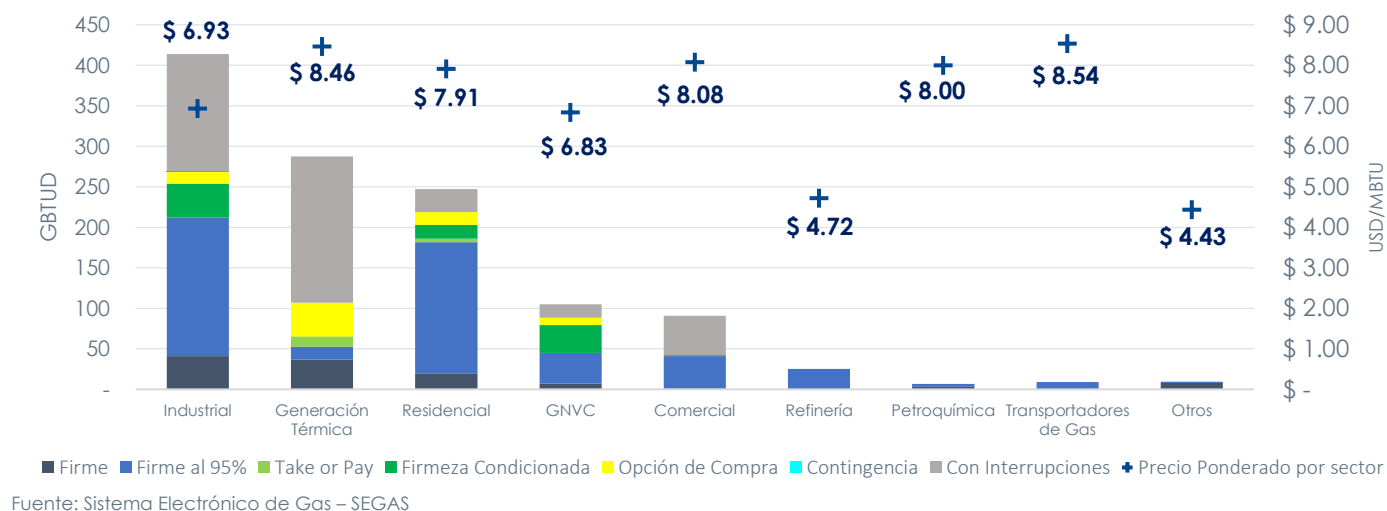
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente por sector – Mercado Primario

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Convenciones y Terminología:

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

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguará), 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, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

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

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

Sección III. DEMANDA.

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

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

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

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

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

Información de Suministro y Demanda.

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

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

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

Contáctenos para más información: gestordegas@bolsamercantil.com.co
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural