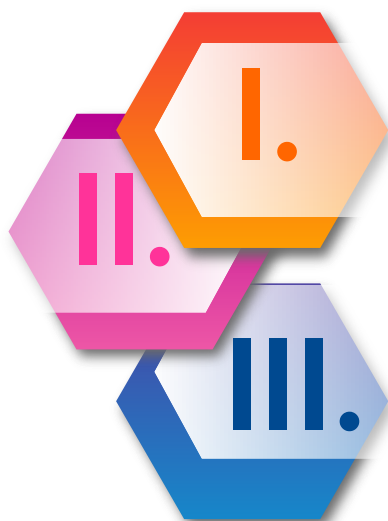




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 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 septiembre de 2025 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 992 GBTUD, lo que representó un aumento del 2 %, 15 GBTUD, respecto a agosto 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 57.7 % de la energía total contratada para el mes de septiembre, con un precio de 6.60 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/MBTU. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 36 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.41 USD/MBTU.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 16.03% al pasar de 873 en agosto a 733 en septiembre del mismo año. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en septiembre, 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 14.29 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** En septiembre de 2025, en sentido de flujo principal, 14 tramos muestran Capacidad Disponible Primaria (CDP) ≤ 10 % de la Capacidad Máxima Medida Promedio (CMMP). La restricción se concentra en la Costa y en los accesos al interior.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento de 30.81 % pasando de 211 en agosto de 2025 a 276 en septiembre de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en septiembre de 2025 fue de 889 GBTUD, aumentando 30 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de agosto de 2025 (859 GBTUD), explicado principalmente por el aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

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

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	380	399	0	399	105%
	Floreña	63	12	42	54	86%
	Gibraltar	41	35	0	35	84%
	Istanbul	26	5	0	5	22%
	Otros interior	22	2	1	4	16%
Costa	Ballena	14	13	0	13	90%
	Chuchupa	55	58	0	58	105%
	Bloque VIM 5	112	72	16	88	78%
	Bloque VIM 21	20	30	0	30	150%
	Bloque Esperanza	28	5	0	5	18%
	Bonga/Mamey	39	29	0	29	74%
	Bullerengue	11	8	0	8	74%
	Otros costa	41	23	12	35	86%
	Otros campos aislados	52	5	41	46	89%
Total Potencial de Producción		904	696	112	808	89%
Planta Regasificación Cartagena***		465	184	0	184	39%
Total		1,369	880	112	992	

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.

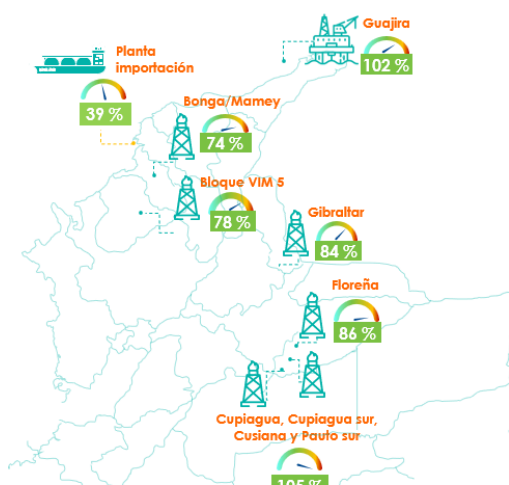
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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

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

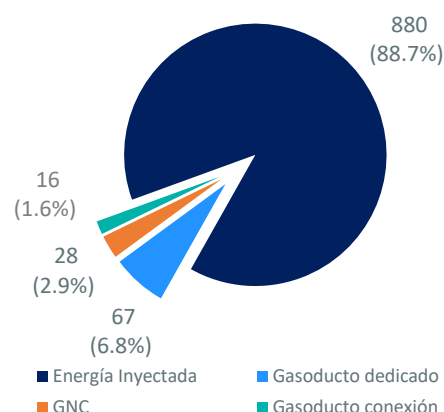
⁶ Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Camentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos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

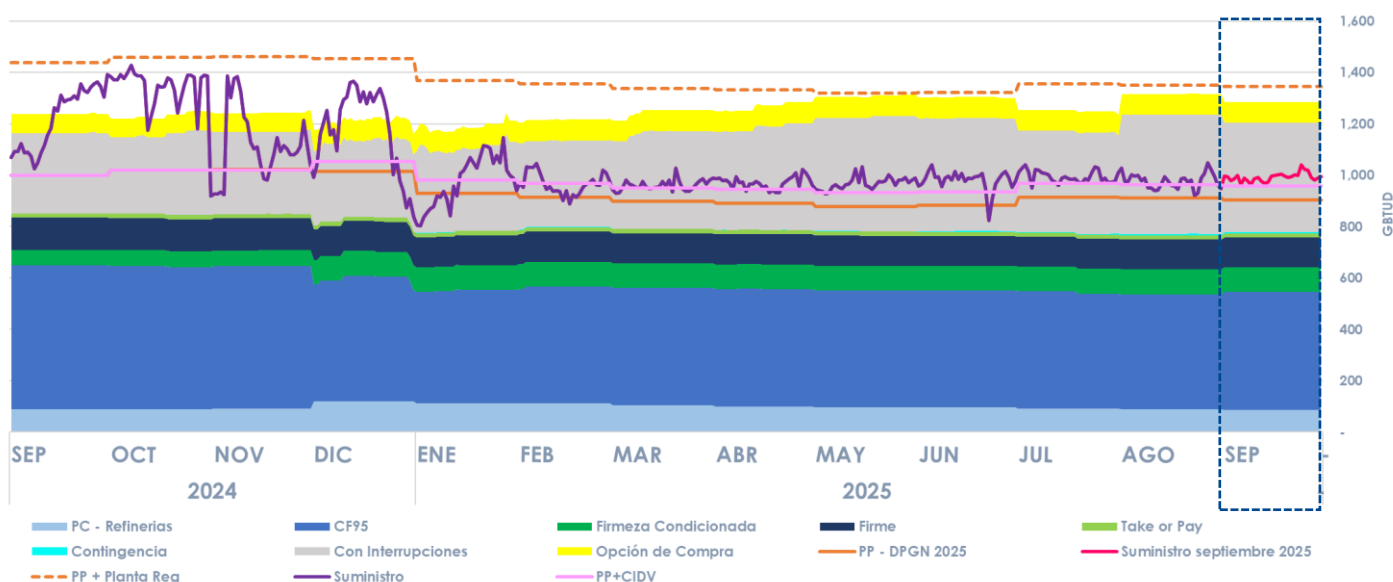


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo septiembre 2024 – septiembre 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 septiembre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **691 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **426 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **992 GBTUD**, con oscilaciones entre **961 GBTUD (min.)** y **1,039 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)	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25
Potencial de Producción	998	1,018	1,021	1,014	929	914	897	891	879	882	915	911	904
Suministro Min.	1,024	919	923	837	803	888	929	931	926	824	950	922	961
Suministro Prom.	1,222	1,334	1,119	1,176	978	966	961	970	968	980	994	977	992
Suministro Máx.	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,049	1,039
Producción comprometida por Refinerías	89	88	92	120	112	111	104	100	96	96	92	89	87
Garantía Firmeza*	774	772	770	708	669	686	687	687	685	686	682	682	691
Con Interrupciones	314	311	319	301	327	337	372	398	444	440	394	463	426

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 en septiembre

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	\$ 5.23			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	12	\$ 12.36			160	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	\$ 5.94	12	N.D.									61	61
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			8	\$ 8.27							29	\$ 6.40			36	8
	Otros Interior ¹	1	\$ 7.00	6	\$ 7.65							11	\$ 7.49			18	7
Costa	Ballena			7	\$ 5.65							4	\$ 5.95			11	7
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 ²	29	\$ 5.32	7	\$ 9.46							174	\$ 10.17	3	\$ 13.32	213	39
	Bloque VIM 21 ³	28.4	\$ 9.18					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			154	70
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65											33	33
	Bullerengue			28	\$ 6.89							12	\$ 11.98			40	28
	FSRU - Importación			50	\$ 14.26											50	50
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27							41	\$ 8.19			51	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	\$ 2.83			4	N.D.					16	\$ 3.81	2	N.D.	26	10
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	N.D.									1	\$ 8.69			3	2
	Total	117	\$ 5.63	458	\$ 6.60	16	\$ 5.19	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	426	\$ 8.41	5	\$ 10.69	1,198	691
	Total (%)		9.8%		38.2%		1.4%		8.0%		6.8%		36%		0.4%	100 %	57.7 %

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, 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, Cañahuatle, Cañadonga.

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

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

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

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

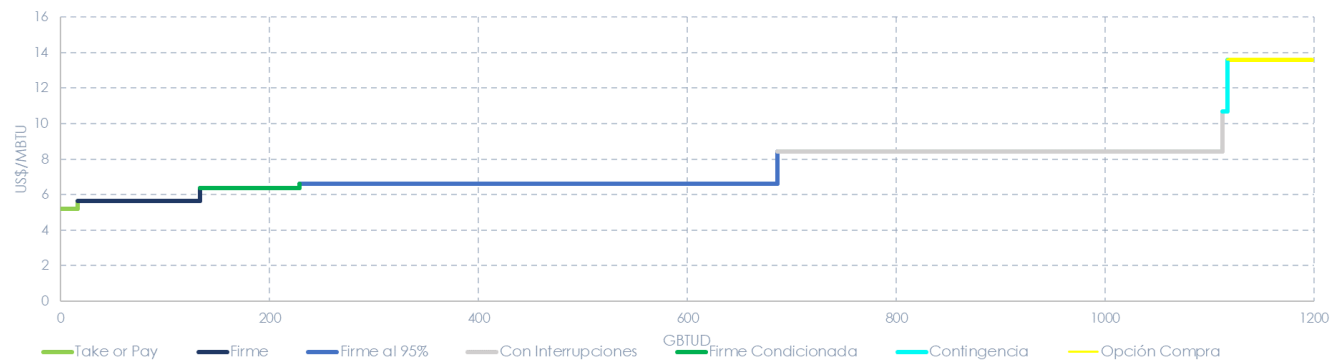
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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

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

Al cierre de septiembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,198 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i) CF95** (458 GBTUD), **ii) Con interrupciones** (426 GBTUD) y **iii) Firme** (117 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **83.48 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 5 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “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 **8.41** USD/MBTU y **6.60** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales septiembre

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			106	105			22	13	21	8	12	1			128	118
	Cupiagua			151	151			1	1							152	151
	Cupiagua Sur			6	6			24	15	11	4					30	21
	Floreña	45	44	3	3	12	11									61	59
	Gibraltar			4	4			7	4	7	4					11	7
	Istanbul			8	3							29	3			8	3
	Otros Interior ¹	1	2	6	4							11	4			7	6
Costa	Ballena			7	7							4	-			7	7
	Chuchupa	2	-	35	31											36	31
	Bloque VIM 5 ²	29	22	7	7							174	13	3	3	39	32
	Bloque VIM 21 ³	28	29					42	42	42	-	42	-			70	71
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	1			9	9
	Bonga Mamey			33	32											33	32
	Bullerengue			28	7							12	3			28	7
	FSRU - Importación			50	50											50	50
	Otros Costa ⁵	5	5	5	5							41	28			10	10
	Otros C. Aislados ⁶	4	3			4	4					16	8	2	2	10	8
	Otros C. Aislados- MM ⁷	2	4									1	1			2	4
	Total	117	109	457	423	16	15	96	74	81	16	426	62	5	5	691	625
Nominado/Contratado (%)		93%		92%		92%		77%		19%		15%		99%		90 %	

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, Cañahuat, Cañandonga.

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, Ulanito, 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 **36 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **15 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **90 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Firme, Take or Pay, CF95 y con el **99 %, 93 %, 92 % y 92 %** de ejecución respectivamente.

Contratación vigente en septiembre 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	169	\$ 5.41			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	147	\$ 8.81	0.8	N.D.	415	253
Generación Térmica	37	\$ 3.72	14	\$ 7.56	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	188	\$ 7.51			293	64
Residencial	20	\$ 8.41	162	\$ 8.31	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	18	\$ 7.12	3.9	\$ 11.76	241	207
GNVC	7	\$ 8.04	38	\$ 5.00			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	18.0	\$ 11.52			107	80
Comercial	2	\$ 3.54	40	\$ 6.77			1	\$ 4.32			49	\$ 9.35			91	43
Petroquímica	3	\$ 9.00	4	N.D.							6	\$ 13.70			13	7
Refinería			25	\$ 4.72											25	25
Otros	8	N.D.	1.6	N.D.											9	9
Compresoras			4	\$ 9.34											4	4
Total	117	\$ 5.64	458	\$ 6.60	16	\$ 5.19	96	\$ 6.38	81	\$ 13.61	426	\$ 8.41	4.7	\$ 10.65	1,198	691
Total (%)	9.8%		38.2%		1.4%		8.0%		6.8%		35.5%		0.4%		100 %	57.7 %

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 en septiembre – Mercado primario

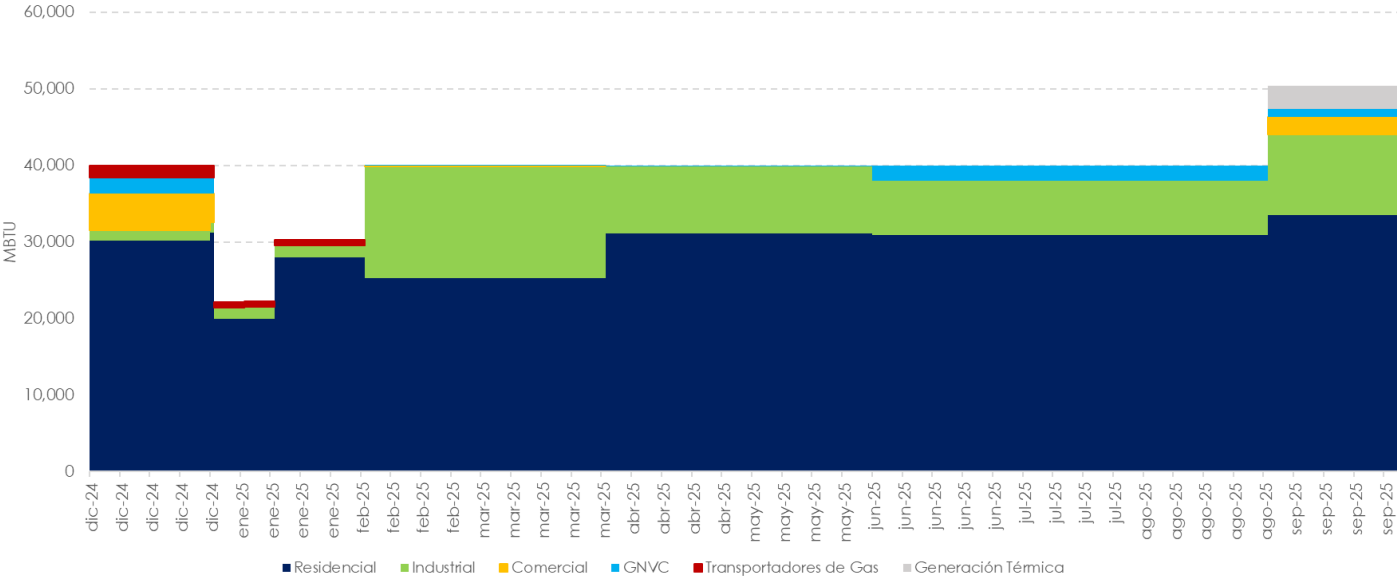
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	41	34	169	154			43	37	14	5	147	34	1	1	253	226
Generación Térmica	37	36	14	14	12	11	1	0.4	42	-	188	14			105	61
Residencial	19	18	162	149	4	4	17	9	16	6.5	18	5	4	4	207	184
GNVC	7	6	38	38			34	26	9	4	18.03	2.26			79	71
Comercial	2	1	40	38			1	1			49	6			43	40
Petroquímica	3	6	4	-							6	1			7	6
Refinería			25	24											25	24
Otros	8	8	1.6	1.5											9	9
Compresoras			3.8	3.7											4	4
Total	117	109	457	423	16	15	96	74	81	16	426	62	5	5	691	625
Total (%)	93%		92%		92%		77%		19%		15%		99%		90 %	

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.

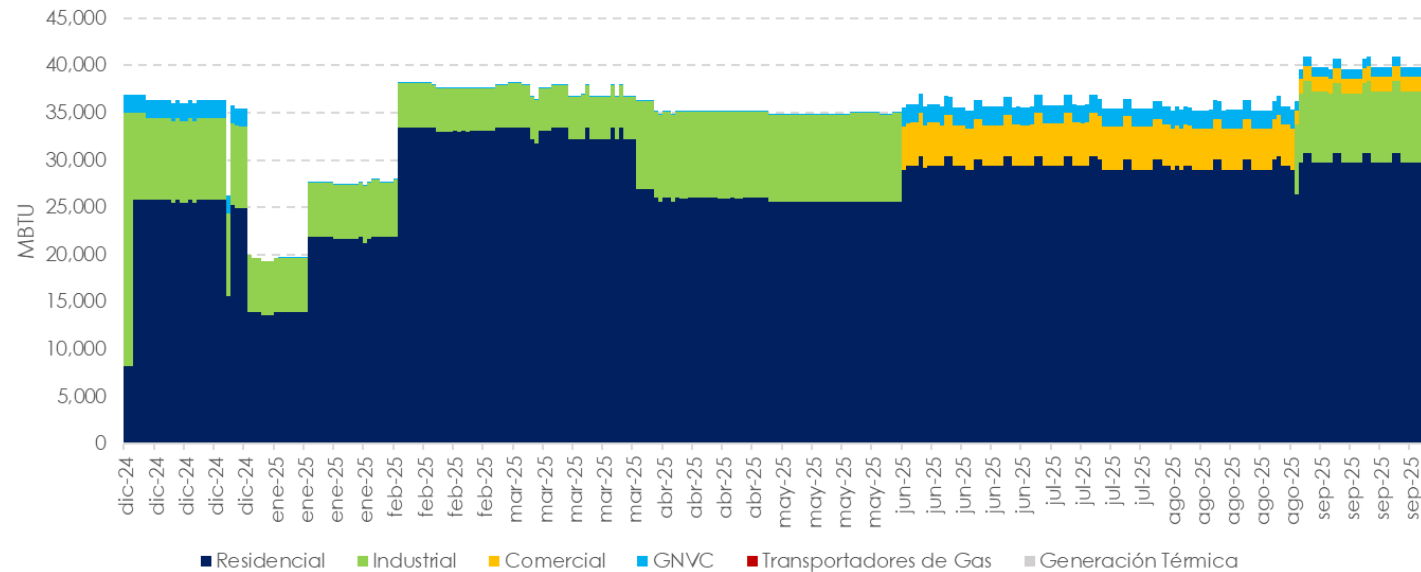
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



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

Cifras en MBTUD

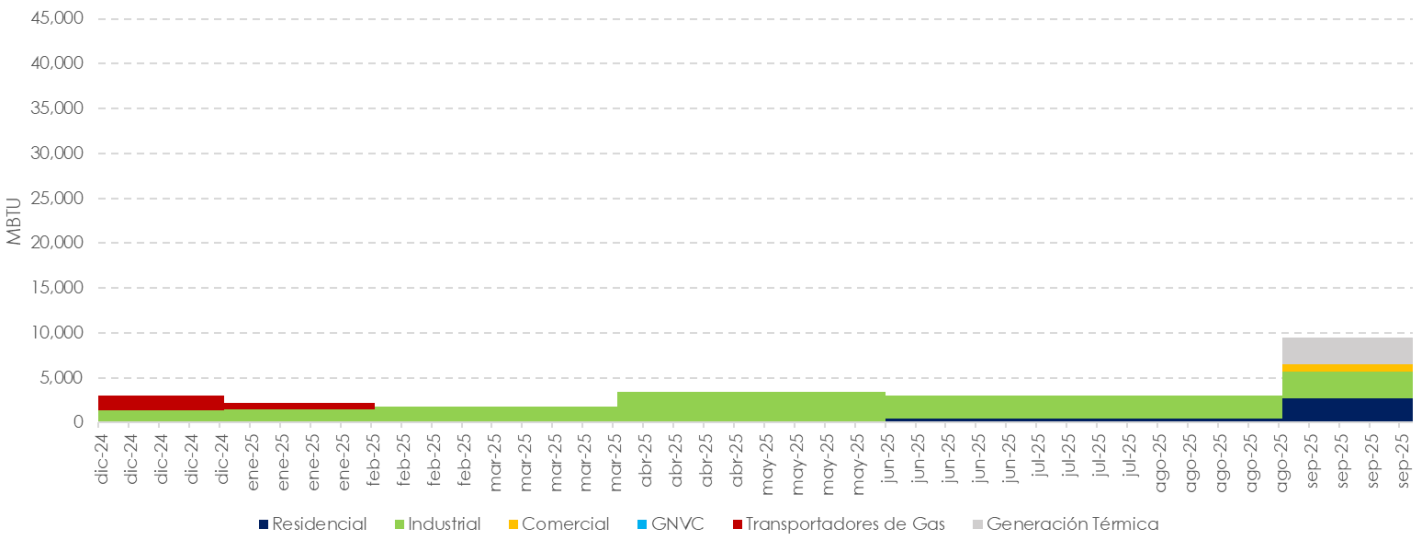
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



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

Cifras en MBTUD

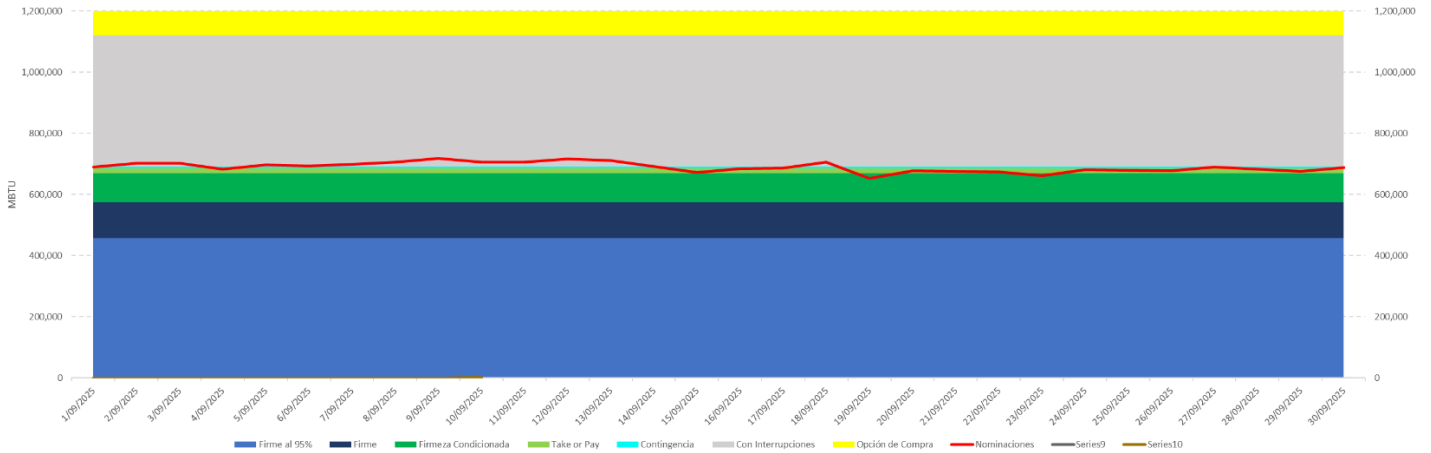
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



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

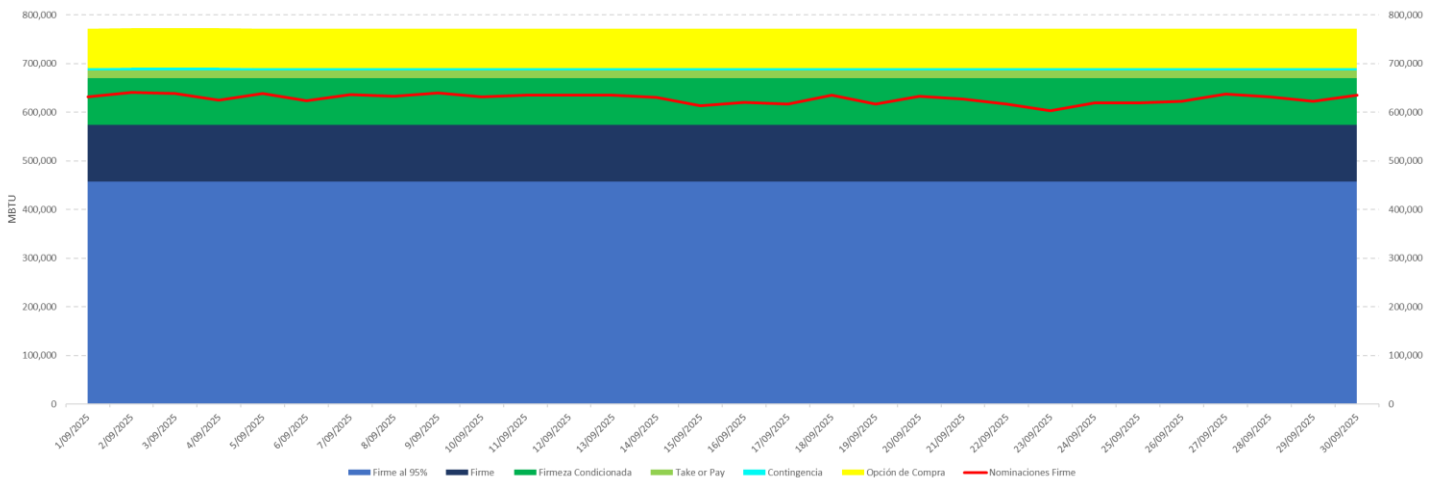
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



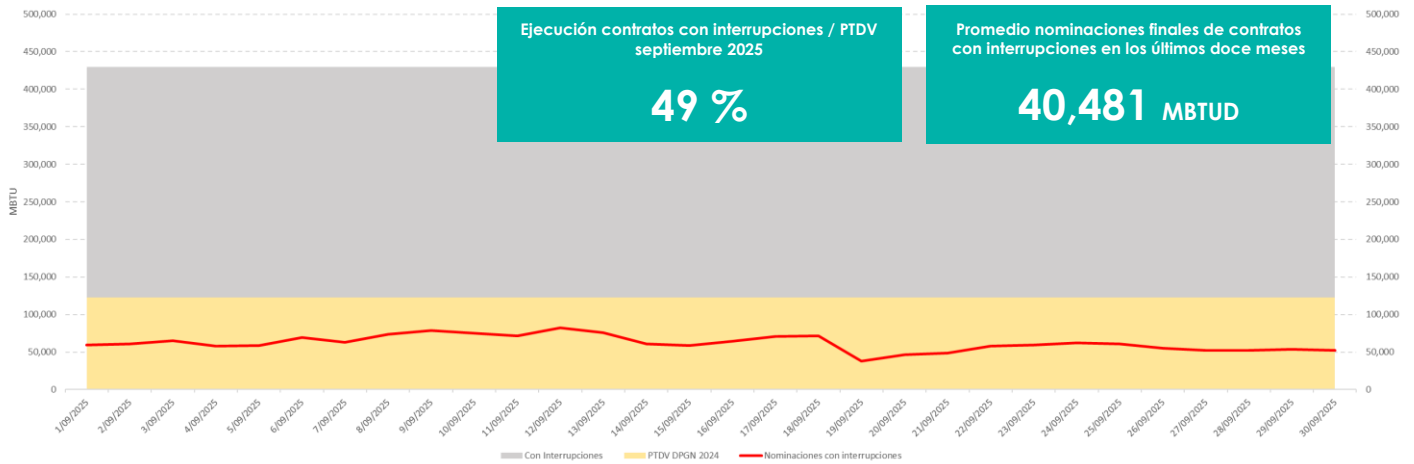
NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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 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.

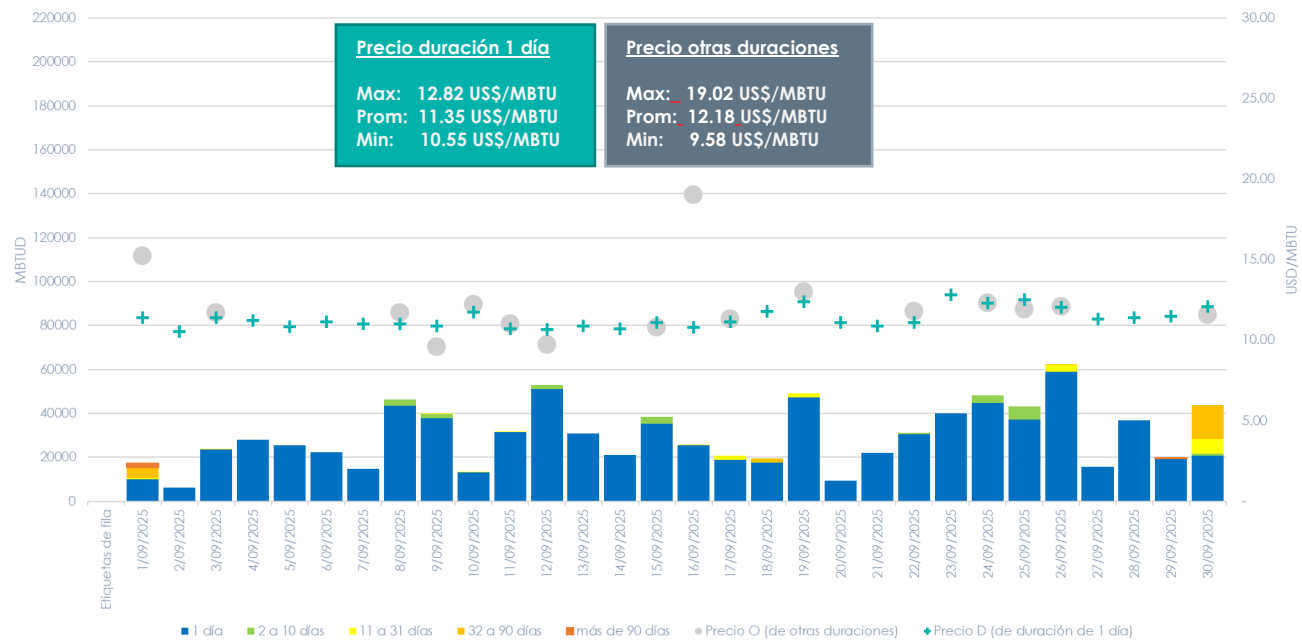
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
sep-24	30,025
oct-24	28,706
nov-24	35,613
dic-24	83,914
ene-25	45,363
feb-25	31,911
mar-25	31,816
abr-25	28,646
may-25	28,217
jun-25	23,390
jul-25	33,498
ago-25	52,883
sep-25	61,818

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de septiembre registró 773 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (692). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 10.55 USD/MBTU (septiembre 02) y 12.82 USD/MBTU (septiembre 23) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en septiembre fue de 900,621 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario septiembre – 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.

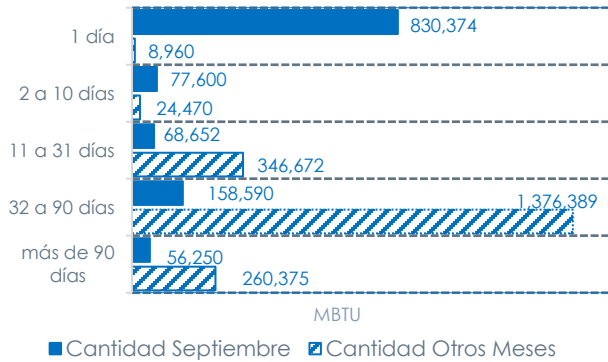
Número de operaciones en septiembre – Suministro

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	13	12	21	27	28	14	15	23	21	21	22	30	13	12	25	28	19	19	5	18	15	1	1	30	2	17	14	18	26	27	692	\$ 11.44
2 a 10 días	1							1	1	1	1	1			1		1							2	3					12	\$ 11.47	
11 a 31 días	1		1																						16					50	\$ 11.74	
32 a 90 días	5	4																1											7	13	\$ 10.43	
más de 90 días																										1		1	6	\$ 16.90		
TOTAL	24	12	22	27	28	14	15	24	23	22	23	31	13	12	26	29	20	20	37	18	15	33	32	32	36	65	14	18	27	61	773	\$ 11.43

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 89.52 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 26 de septiembre con 65 transacciones, equivalentes al 8.41 % 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 septiembre – MBTU



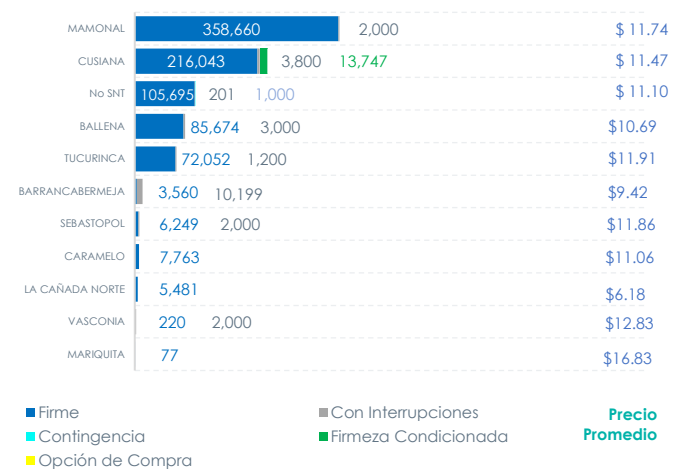
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **69.7%** de los **1,191,466 MBTU** del volumen total transado ejecutado en septiembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **316,625 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **37.1%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

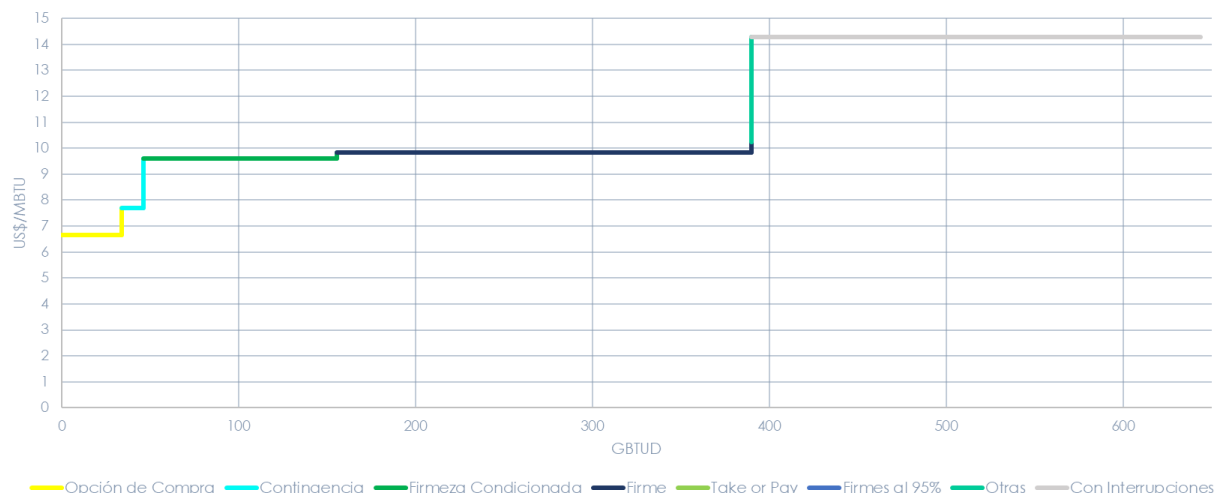
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 360,660 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 861,474 MBTUD equivalente al 95.65% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 24,400 MBTUD, equivalente al 2.71%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 13,747 MBTUD equivalentes al 1.53%; la modalidad **“Contingencia”** registró 1,000 equivalentes al 0.11% y **“Opción de Compra”** no reportó transacciones en septiembre. CUSIANA (305) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por los PUNTOS NO SNT (161), MAMONAL (88), BALLENA (81), LA CAÑADA NORTE (58) Y TUCURINCA (32).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en septiembre 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 \$ 6.66 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$14.29 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 75.8% de la contratación total nacional agregando 488 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en septiembre 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	80.8	\$ 8.05	19.6	\$ 8.34	8.7	\$ 6.73	55.8	\$13.94	6.0	N.D.	170.9	100.4
	Barranca	1.4	\$ 17.69					19.2	\$10.84	6.0	\$ 6.34	26.6	1.4
	Vasconia	1.7	\$ 15.75	2.7	\$12.63	1.9	N.D.	17.0	\$19.85			23.3	4.4
	Sebastopol	0.7	\$ 11.40	1.0	N.D.			0.9	N.D.			2.6	1.7
	Gibraltar	8.845	\$ 6.11	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00					10.3	9.6
	Caramelo	0.3	\$ 11.06									0.3	0.3
	Mariquita	0.6	\$ 14.29									0.6	0.6
	Corrales	1.4	\$ 7.00									1.4	1.4
Costa	Jobo							26.5	\$ 8.71			26.5	-
	Ballena	21.4	\$ 10.08					20.5	\$13.37			41.9	21.4
	Mamonal	49.1	\$ 12.48	35.5	\$ 8.65	22.8	\$ 5.83	44.7	\$19.42			152.2	84.6
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	45.2	\$ 10.19	49.8	\$10.58			20.0	N.D.			115.0	95.0
	La Creciente											-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.69									3.7	3.7
	Bullerengue	4.2	\$ 7.85					9.4	\$12.02			13.6	4.2
	No SNT*	15.1	\$ 11.43	0.043	N.D.			39.4	\$10.18	0.03	\$ 31.81	51.1	15.1
	Total general	234.5	\$ 9.83	109.4	\$9.59	34.1	\$ 6.66	253.5	\$14.29	12.0	\$ 7.68	643.6	344.0
	Total (%)	36.4%		17.0%		5.3%		39.4%		1.9%		100%	53.44%

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	254,398	2	0%	\$ 1,408.47	21,441	30,778	36,276
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	16	550,000	546,954	846	0%	\$ 1,276.74	201,884	251,617	298,837
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	16	468,000	464,896	904	0%	\$ 2,170.44	180,104	214,827	260,593
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,508	1	0%	\$ 206.27	88,386	110,129	125,724
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	12	215,850	212,122	1,528	1%	\$ 2,708.46	143,662	153,512	168,658
	6	JOBO-SINCELEJO	11	181,645	176,824	2,621	1%	\$ 2,692.88	125,947	135,467	147,638
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40,000	37,800	0	0%	\$ 1,069.85	16,038	28,764	30,693
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	0	13,943	100%	\$ 5,246.33	0	365	10,957
	9	APIAY-OCOYA	6	24,175	16,628	7,547	31%	\$ 2,115.27	9,363	11,554	12,239
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,174.97	171	8,621	17,537
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	95,226	52,774	36%	\$ 3,549.02	45,965	53,686	59,866
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	220,062	31,938	12%	\$ 7,063.47	50,409	83,778	116,762
	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	36,879	56,609	88,668
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,358	10,194	66%	\$ 4,298.64	3,653	3,950	5,054
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	3,682	8,333	69%	\$ 6,803.41	2,528	2,811	4,048
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	148,701	66,299	31%	\$ 2,377.11	115,237	151,679	170,229
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	56,801	12,768	18%	\$ 2,973.48	20,512	32,007	43,447
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	25	470,000	368,612	91,466	19%	\$ 425.80	293,233	318,405	334,981
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	21	470,000	341,464	118,614	25%	\$ 4,848.31	292,782	316,691	333,162
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	1,730	9,008	84%	\$ 2,513.45	1,017	1,173	2,232
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,641.72	1,062	1,387	11,439
	23	FLOREÑA-YOPAL	10	16,161	13,038	2,994	19%	\$ 1,183.16	9,925	10,920	11,707
	24	GBS_J-GBS_F	10	63,744	14,850	48,894	77%	\$ 4,455.99	8,355	12,358	14,118
	25	GIBALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,151	1,327	3%	\$ 3,025.93	2	31,500	35,073
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,186	1,814	16%	\$ 23,061.99	6,033	7,093	8,735
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 2,250.32	702	742	936
	28	LA BELLEZA-COGUA	9	223,500	158,028	65,472	29%	\$ 1,664.46	117,670	154,321	172,860
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	305,000	213,297	87,045	29%	\$ 2,663.04	115,274	140,415	176,510
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	17,500	15,572	1,928	11%	\$ 6,471.95	10,701	12,409	14,299
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	138,958	27,894	17%	\$ 4,202.42	70,070	81,869	88,708
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 34,883.12	316	568	982
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	114,376	43,624	28%	\$ 1,516.05	55,365	64,533	70,856
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 12,407.72	2,292	3,100	4,143
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10%	\$ 10,469.57	2,253	3,078	4,159
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	64,181	13,319	17%	\$ 7,566.52	41,488	53,457	59,914
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	78,508	64,492	45%	\$ 1,806.19	23,676	46,280	106,001
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 25,945.21	0	232	267
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	157,661	33,031	17%	\$ 2,511.60	85,798	99,062	106,984
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,184.79	1,772	4,153	4,576
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 510.11	28,852	34,342	39,026

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	170,199	1	0%	\$ 1,276.74
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	16	230,000	227,800	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	15	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	6	130,000	58,233	69,080	53%	\$ 3,614.42
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	15	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,663.04
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	13	206,000	107,683	95,630	46%	\$ 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.

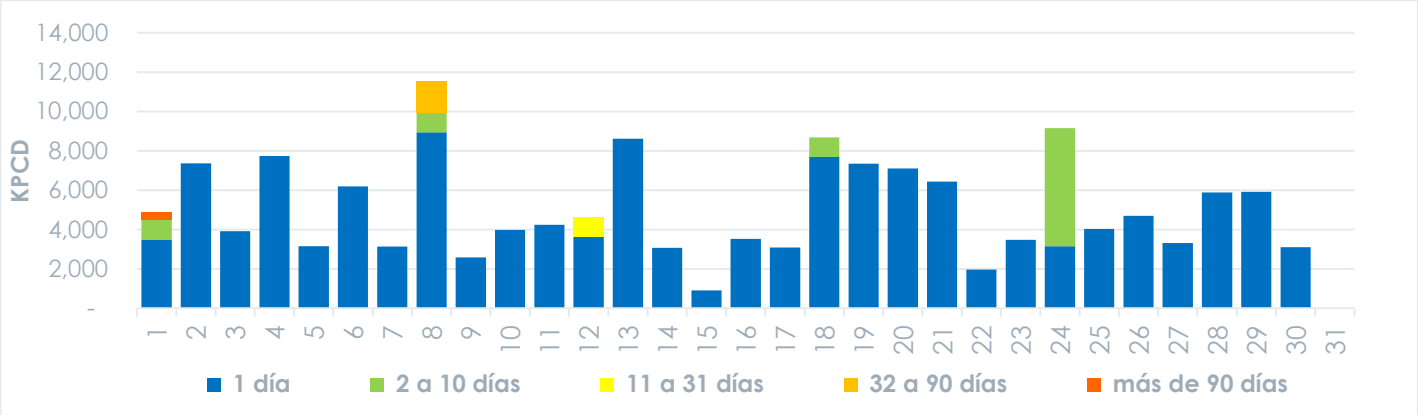
En septiembre de 2025, los tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) cuya Capacidad Disponible Primaria (CDP) fue igual o inferior al 10 % de su Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) fueron:

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 septiembre se registraron 276 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (269).

Transacciones mercado secundario Septiembre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Septiembre – 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	7	10	9	12	5	11	8	14	9	8	13	8	13	6	7	9	6	10	13	9	13	7	7	7	8	8	5	9	9	9	269
2 a 10 días	1							1										1						1							4
11 a 31 días												1																			1
32 a 90 días								1																							1
más de 90 días	1																														1
TOTAL	9	10	9	12	5	11	8	16	9	8	13	9	13	6	7	9	6	11	13	9	13	7	7	8	8	8	5	9	9	9	276

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

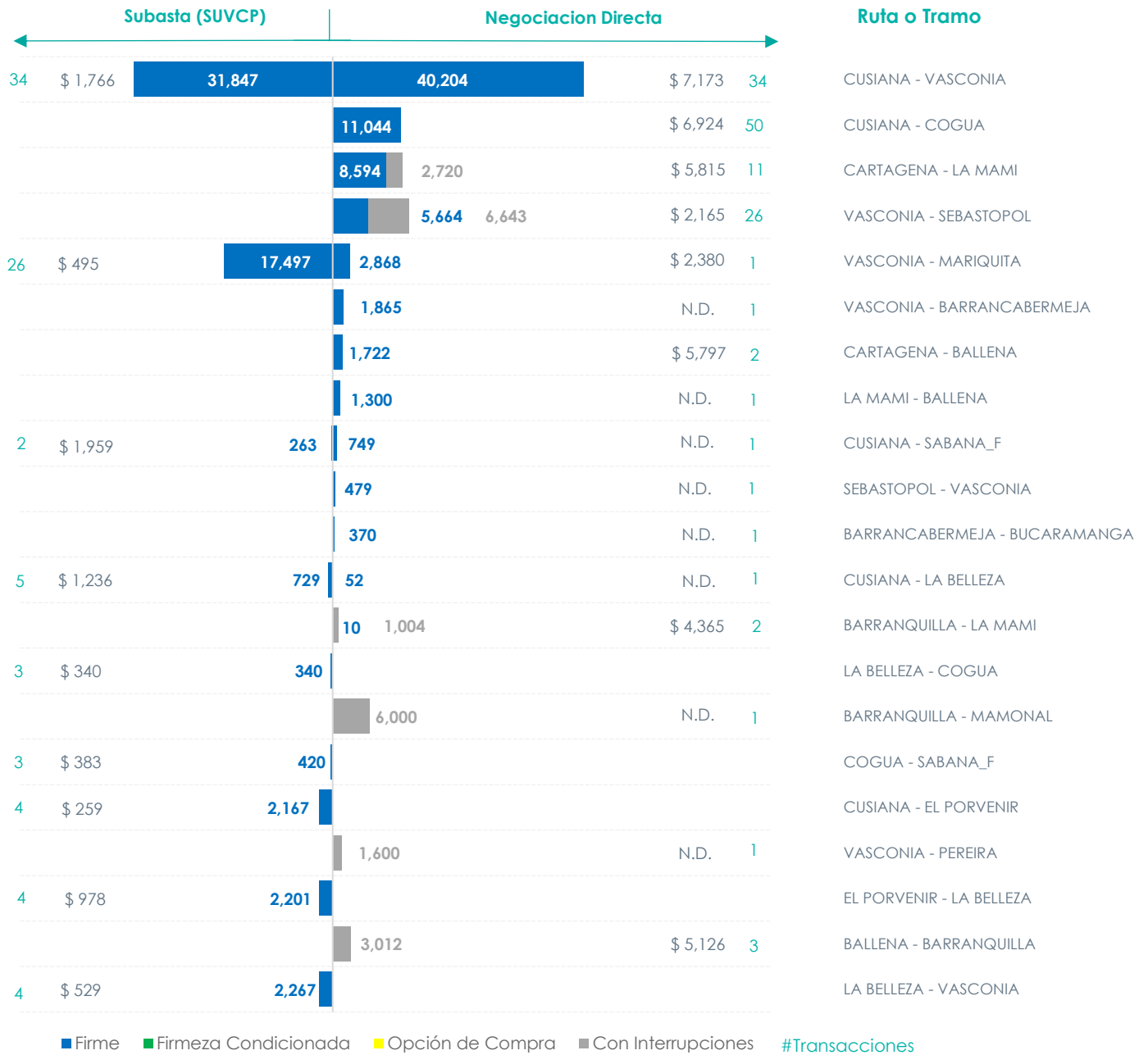
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 5,121 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 8, 11, 13, 19 y 20 de septiembre con 16, 13, 13, 13 y 13 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 24.64 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (276), 129 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 147 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 62.42 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 72,051 KPCD en modalidad **Firme** y 0 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 112 transacciones (34 asignada mediante negociación directa y 78 asignadas mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 50 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), VASCONIA – MARIQUITA con 34 transacciones (8 asignada mediante negociación directa y 26 asignadas mediante subasta), VASCONIA – SEBASTOPOL con 26 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CARTAGENA – LA MAMI con 11 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y CUSIANA – LA BELLEZA con 6 transacciones (1 asignada mediante negociación directa y 5 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).



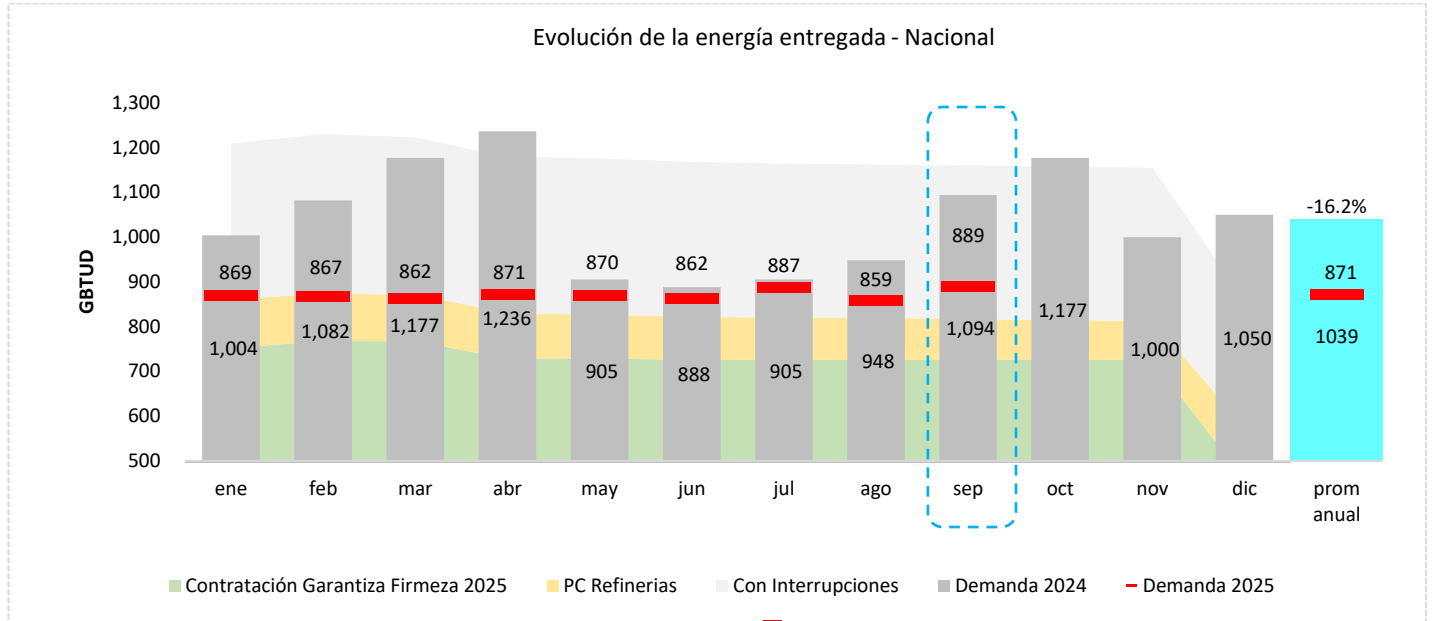
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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 **septiembre de 2025** se observa una demanda promedio de **889 GBTUD**, esto es **18.7% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1094 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **871 GBTUD**, estando por debajo un **16.2%** 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.

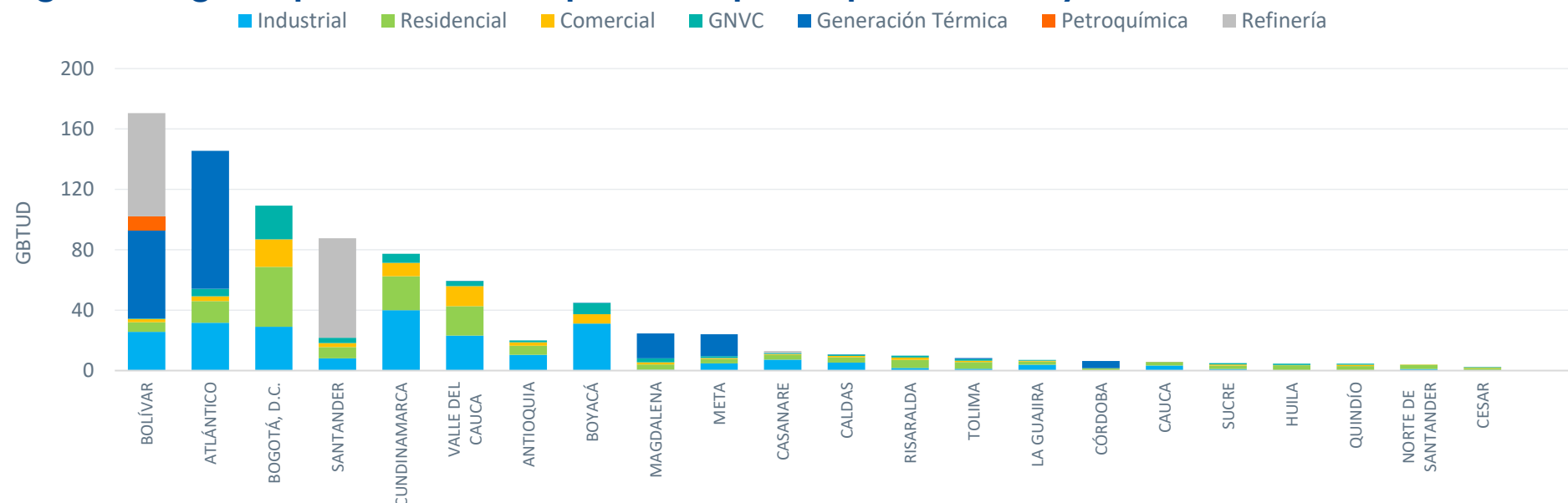
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **septiembre** la demanda **térmica** fue 197 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 8 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			

▴ Térmica
 ▴ No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

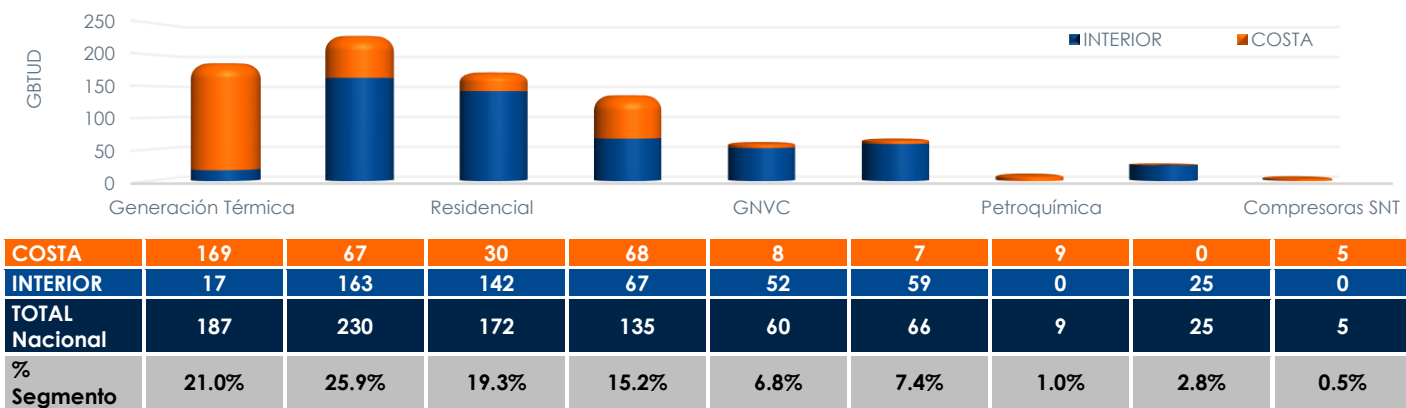
	Residencial	6.5	14.3	39.7	7.4	22.4	19.6	6.1	14.6	3.4	2.9	3.2	3.5	5.2	4.6	2.2	1.5	1.9	2.4	3.4	2.7	2.9	1.4	172
	Comercial	2.1	3.1	18.4	2.5	8.9	13.2	2.3	6.1	1.4	0.6	0.5	1.0	1.7	0.9	0.5	0.0	0.3	0.8	0.3	0.8	0.0	0.3	66
	Industrial	25.6	31.7	28.9	8.2	40.0	23.1	10.4	31.2	0.6	4.8	7.3	5.3	1.8	1.1	3.8	0.0	3.4	1.0	0.1	0.3	1.0	0.4	230
	GNVC	0.3	5.0	22.3	3.7	6.0	3.3	1.1	7.4	2.7	1.2	0.6	0.8	1.2	1.0	0.4	0.0	0.0	0.9	0.9	0.7	0.0	0.5	60
	Generación Térmica	58.5	91.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.4	14.6	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	187
	Refinería	68.4	0.0	0.0	65.8	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	135
	Petroquímica	9.1	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
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25
	Compresoras	0.7	0.0	0.0	2.1	0.2	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.4	5
	TOTAL	171	146	109	90	78	59	45	59	25	24	13	11	10	9	7	7	6	5	5	5	4	3	889

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 **septiembre de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 230 GBTUD en promedio, de los cuales 163 GBTUD corresponden a la región Interior y 67 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.



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 **septiembre de 2025**, con respecto agosto de 2025 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa.

TIPO DE USUARIO			Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	5	0	5	0	7	0	7	0	7	0	7
		Interior	0	53	0	58	0	56	0	59	0	59	0	59
	Generación Térmica	Costa	152	0	133	0	154	0	173	0	152	0	169	0
		Interior	23	0	21	0	16	0	17	0	17	0	17	0
	GNVC	Costa	11	0	11	0	8	0	8	0	8	0	8	0
		Interior	49	0	50	0	49	0	52	0	52	0	52	0
	Industrial	Costa	52	7	53	6	57	7	55	8	57	8	59	8
		Interior	181	19	174	21	141	20	146	21	140	21	142	21
	Petroquímica	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	8	0	9	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	66	0	73	0	67	0	63	0	66	0	68	0
		Interior	71	0	72	0	75	0	70	0	69	0	67	0
	Residencial	Costa	0	32	0	32	0	29	0	27	0	28	0	30
		Interior	0	136	0	147	0	139	0	143	0	140	0	142
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Interior	0	0	0	0	24	0	25	0	25	0	25	0
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	5	0
		Interior	4	0	4	0	4	0	3	0	3	0	0	0
Subtotal UR/UNR			Abril 2025		Mayo 2025		Junio 2025		Julio 2025		Agosto 2025		Septiembre 2025	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	291	44	280	43	296	43	309	42	292	43	318	45
		Interior	328	209	321	226	309	214	314	223	306	219	304	222
TOTAL			871		870		862		887		859		889	

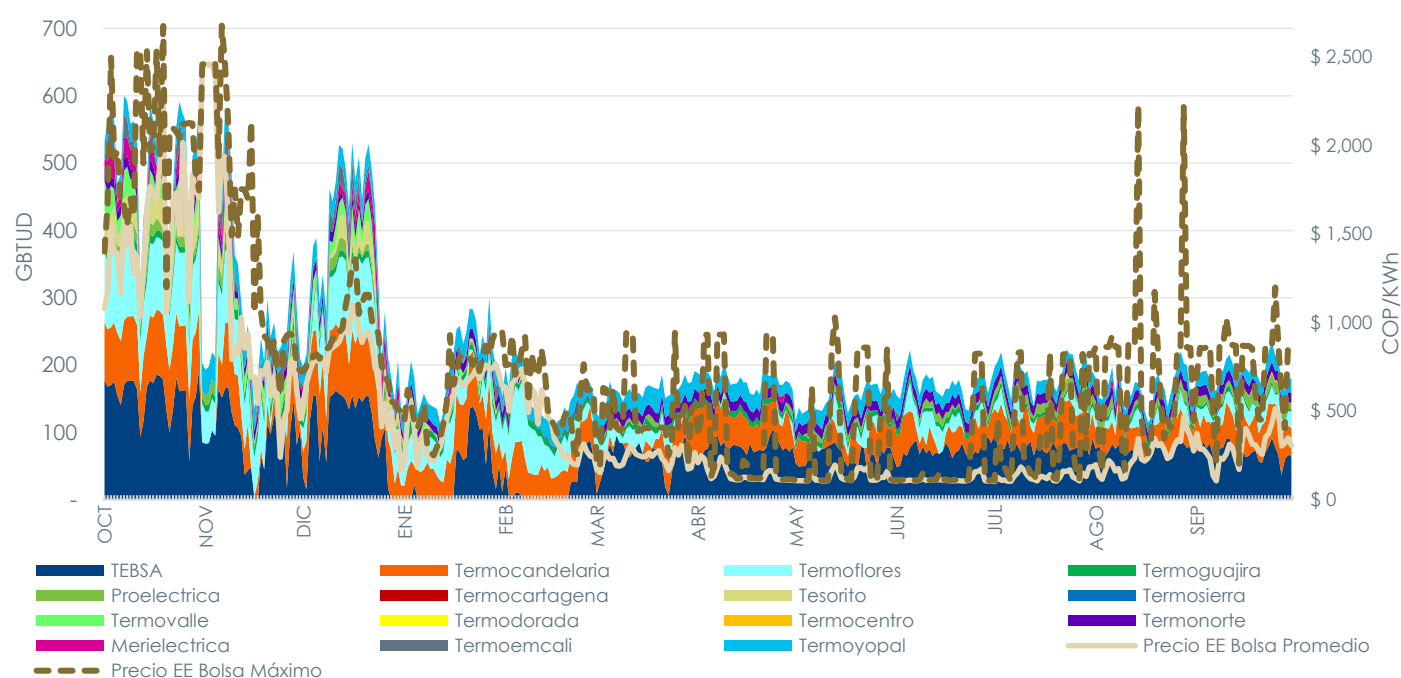
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.
*Con la implementación de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se incluye el sector de consumo petrolero, por lo que se reclasifica este reporte de información operativa de entrega a usuarios finales del sector industrial desde junio de 2025.

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 septiembre fue en promedio 191 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

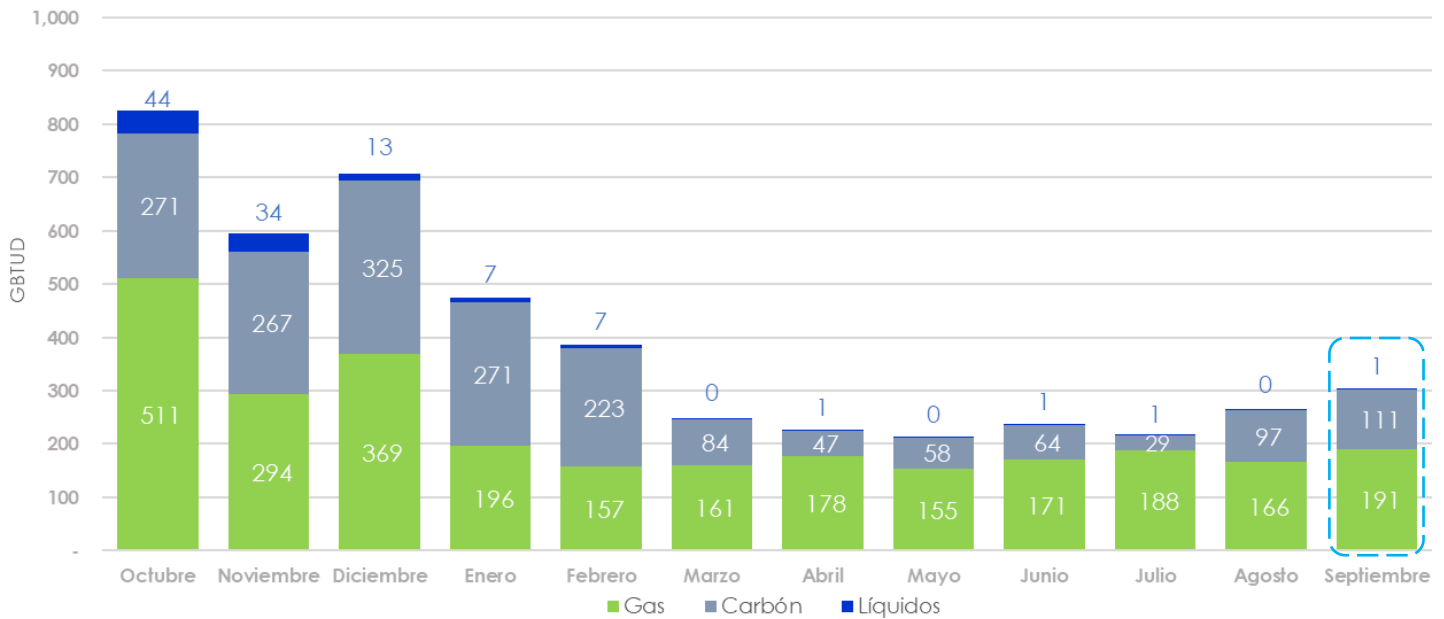
Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 162 GBTUD y 235 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (71 GBTUD), Termocandelaria (48 GBTUD), Termoyopal (21 GBTUD), Termoflores (20 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Proelectrica (11 GBTUD) y Termoguajira (5 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 septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 191 GBTUD¹ que representó el 63.1 % del total, carbón con 111 GBTUD (36.7 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.7 GBTUD (0.2 %).

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

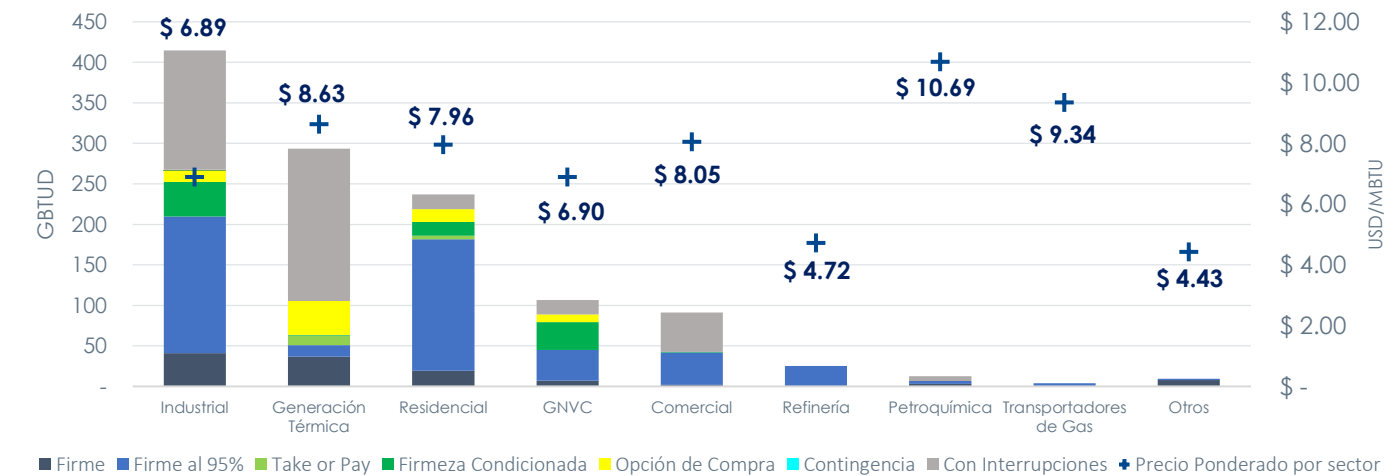
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en septiembre 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, Brega, Cornamusa, Nelson, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

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

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

Sección III. DEMANDA.

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

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

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

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

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

Información de Suministro y Demanda.

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

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

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



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

WWW.BMCBEC.COM.CO