

INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 2026

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 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,121 GBTUD, aumentando en un 6 % con respecto a agosto de 2026 (59 GBTUD). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 437 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 54 % de la energía total contratada para septiembre, con un precio de 10.00 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 6.09 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 16.10 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 46 % de la contratación total, con un precio promedio de 9.00 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento del 10.29% al pasar de 816 en agosto a 732 en septiembre de 2026. 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 5.61 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Firmeza Condicionada (CGNIGT)" representa el valor más alto sobre los 25.71 USD/MBTU. Por parte de los contratos con la modalidad "Con Interrupciones", se presenta un precio promedio ponderado de 18.96 USD/MBTU y los contratos "Firme", presentan un precio promedio ponderado de 15.45 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** En septiembre de 2026, varios tramos del Sistema Nacional de Transporte presentaron una capacidad disponible primaria (CDP) limitada. En sentido de flujo, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Guando-Fusagasugá y Yumbo/Cali-Cali no registraron CDP. Otros ocho tramos presentaron una relación CDP/CMMP inferior al 10 %: Ballena-La Mami, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Gibraltar-Bucaramanga, Pradera-Popayán y Sardinata-Cúcuta. En contraflujo, La Mami-Ballena registró una relación del 0 %; La Mami-Barranquilla, del 0,96 %; Vasconia-La Belleza, del 0,97 %; y Barranquilla-Cartagena, del 1,62 %.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** En septiembre de 2026 se registraron 183 operaciones, un 39,2 % menos que las 301 de agosto. De ellas, 156 duraron un día (85,2 %) y 27 tuvieron plazos superiores (14,8 %). El 1 de septiembre fue el día de mayor actividad, con 20 operaciones, seguido por los días 8, 27 y 30, con 8 cada uno. La capacidad total negociada alcanzó 102.712 KPCD. Por mecanismo, la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) reunió 93 operaciones (50,8 %) y la negociación directa, 90 (49,2 %).
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en septiembre de 2026 fue de 1008 GBTUD, aumentó 58 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de agosto de 2026 (950 GBTUD), explicado principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y del interior y una disminución en el sector industrial 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 **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	Piedemonte llanero	416	382	36	418	100%
	Gibraltar	27	27	0	27	100%
	Istanbul	20	16	0	16	76%
	Otros campos interior	64	6	31	38	59%
Costa	Arrecife	18	0	9	9	48%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	119	35	17	52	44%
	Ballena y Chuchupa	68	64	0	64	95%
	Bonga/Mamey	29	21	0	21	73%
	Bullerengue	0	5	0	5	-
	Mágico	46	24	0	24	53%
	Otros campos costa	11	2	9	11	99%
Total Potencial de Producción		819	582	102	684	84%
Planta Regasificación Cartagena***		475	437	0	437	92%
Total		1,294	1,019	102	1,121	

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 Resolución No. 01375 del 27 de julio de 2026.

** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

*** En la declaración de producción con Resolución No. 01375 del 27 de julio de 2026 no se encuentra información de Bullerengue

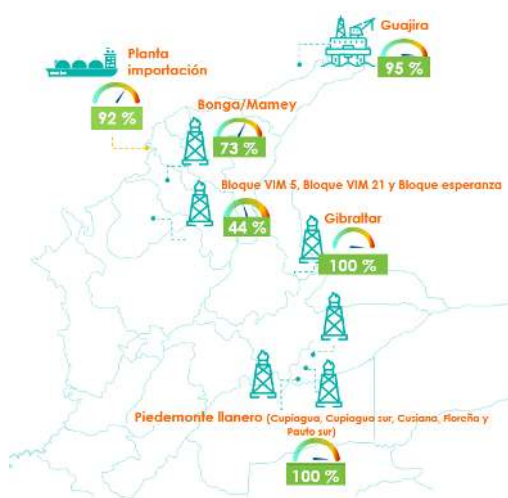
**** Capacidad total de la planta de regasificación.

Piedemonte llanero: Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur

Otros campos interior: Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Cerito, Cerro Gordo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Centro, Kananaskis, La Cañada Norte, La Loma, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Oripaya, Provincia, San Roque, Sardinata, Tisquirama, Toqui Toqui

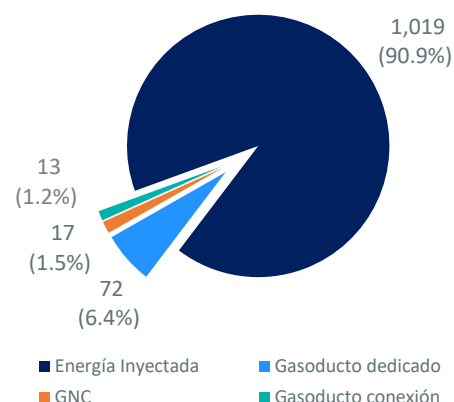
Bloque VIM 5, 21 y esperanza: Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuat, Clarinete, Claxon, Cornamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Níspero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De Oro, Saxofón Porquero, Toronja Porquero

Otros campos costa: Arjona, Brujo, Campo La Belleza, El Difícil



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

Suministro mensual promedio (GBTUD)

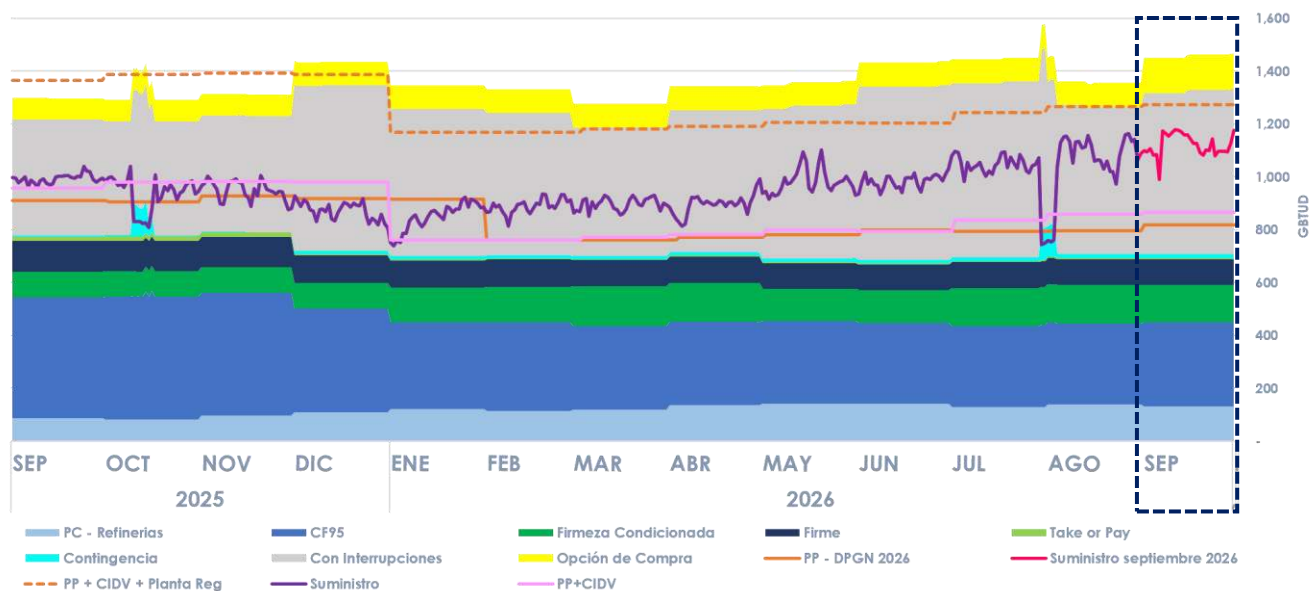


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo septiembre 2025 – septiembre 2026 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 septiembre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **711 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **616 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,121 GBTUD**, con oscilaciones entre **990 GBTUD (min.)** y **1,177 GBTUD (máx.)**.



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

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>).

VARIABLE (GBTUD)	SEP25	OCT25	NOV25	DIC25	ENE26	FEB26	MAR26	ABR26	MAY26	JUN26	JUL26	AGO26	SEP26
Potencial de Producción	904	926	918	914	760	760	771	782	798	795	795	817	826
Suministro Min.	962	809	875	806	739	813	849	812	916	932	744	753	990
Suministro Prom.	992	936	948	871	849	889	896	896	982	983	1,029	1,062	1,121
Suministro Máx.	1,039	1,040	1,005	927	922	935	931	991	1,101	1,029	1,098	1,163	1,177
Producción comprometida por Refinerías	87	81	96	109	121	114	120	136	140	142	128	138	130
Garantía Firmeza	772	800	777	701	669	679	671	668	641	635	664	669	711
Con Interrupciones	439	432	439	625	557	538	485	538	575	656	664	559	616

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.

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			63	\$ 7.09			64	\$ 8.84	58	\$ 14.11	132	\$ 10.48			317	185
	Cupiagua			77	\$ 7.83			1	N.D.							78	78
	Cupiagua Sur							10	\$ 4.41	10	\$ 15.04	31	\$ 8.89			51	20
	Floreña	35	N.D.	4	\$ 8.23			17	\$ 9.80	17	\$ 18.52					73	73
	Gibraltar			4	\$ 5.47			7	\$ 4.34	7	\$ 7.11					18	18
	Istanbul			8	\$ 8.53							48	\$ 8.98			56	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.66	4	N.D.					47	\$ 7.71			61	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	5.3	\$ 10.90							9	\$ 5.59	2.9	N.D.	22	13
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			6	\$ 8.55							17	\$ 6.22	11.7	\$ 7.44	35	18
	Bloque VIM 5	34	\$ 6.56	7	\$ 10.01			36	\$ 9.16			133	\$ 9.79			210	77
	Bloque VIM 21	18.4	\$ 10.27					6	\$ 9.24	42	N.D.	42	N.D.			108	66
	B. Esperanza PE			9	\$ 7.81							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.39											32	32
	Mágico											59	\$ 10.24			59	0
	FSRU - Importación			65	\$ 20.40											65	65
	Otros Costa			3	N.D.							19	\$ 11.95			21	3
Total		99	\$ 6.09	319	\$ 10.00	4	N.D.	141	\$ 8.49	134	\$ 16.10	616	\$ 9.00	14.6	\$ 7.17	1,327	711
Total (%)		7.4%		24.0%		0.3%		10.6%		10.1%		46.4%		1.1%		100 %	54 %

Bloque Esperanza PE: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuat, Cañandonga.

Bloque VIM 5: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

Bloque VIM 21: Aguas Vivas, Arandala, Brevia, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toranja.

Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

Otros Costa: Campo La Belleza, Arjona, Arrecife, La Belleza, El Difícil

Otros Interior: Aguas Blancas, Andina, Arauca, Caipal, Capachos, Capachos Sur, Caramelo, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Corazon, Corazon West, Corrales, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoa, Provincia, Rio Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Catagallo.

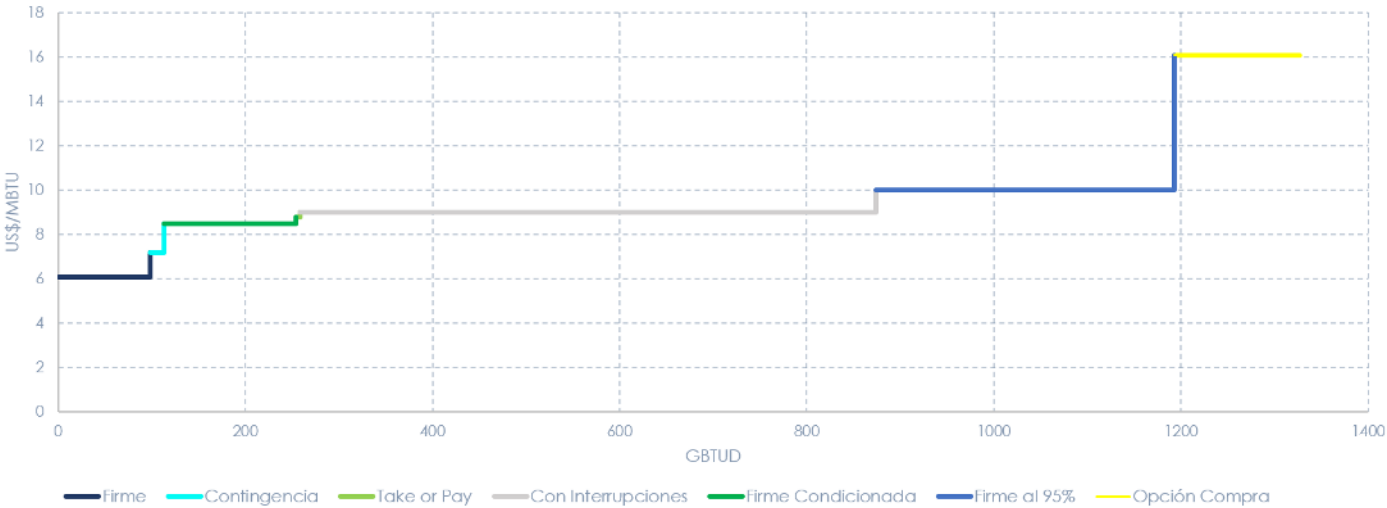
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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.

Al cierre de septiembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,327 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (616 GBTUD), **ii)** CF95 (319 GBTUD) y **iii)** Firme (99 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **78 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 4 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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firme presenta el valor más bajo con **6.09** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **16.10** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **9.00** USD/MBTU y **10.00** 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 ⁴	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	66			64	45	58	13	132	7			127	111
	Cupiagua			77	74			1	1							78	74
	Cupiagua Sur							10	6	10	2	31	3			10	6
	Floreña	35	35	4	4			17	13	17	4					56	51
	Gibraltar			4	4			7	5	7	2					11	9
	Istanbul			8	6							48	9			8	6
	Otros Interior	6	9	3	2	4	4					47	16			14	15
Costa	Arrecife	5	5	5.3	0.3							9	1	2.9	2.7	13	8
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			6	6							17	3	11.7	11.2	18	17
	Bloque VIM 5	34	10	7	2			36	9			133	-			77	22
	Bloque VIM 21	18	18					6	1	42	-	42	3.4			24	20
	B. Esperanza PE			9	7							80	-			9	7
	Bonga Mamey			29	21											29	21
	Bullerengue			31	6											31	6
	Mágico											59	24			-	-
	FSRU - Importación			65	53											65	53
	Otros Costa			3	2							19	9			3	2
Total		99	77	319	258	4	4	141	80	134	22	616	76	14.6	14.0	577	432
Nominado/Contratado (%)		78%		81%		85%		57%		16%		12%		96%		75%	

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 **47 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **12 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **75 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Take or Pay, CF95 y Firme el **96 %, 85 %, 81 % y 78 %** 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	30	\$ 5.88	77	\$ 10.14			39	\$ 8.08	15	\$ 8.68	258	\$ 9.68	4	N.D.	422	164
Generación Térmica	35	N.D.	21	\$ 18.04			2	N.D.	45	\$ 19.54	210	\$ 7.91			312	102
Residencial	18	\$ 9.22	141	\$ 9.58	4	N.D.	75	\$ 9.43	56	\$ 16.19	32	\$ 7.11	10.6	\$ 7.93	337	305
GNVC	11	\$ 8.57	7	\$ 7.26			14	\$ 4.72	16	\$ 12.62	60.3	\$ 10.19			109	49
Comercial	1	\$ 3.38	42	\$ 11.03			3	\$ 8.50			51	\$ 9.89			97	46
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	N.D.			2	N.D.			11	9
Refinería			27	\$ 4.90											27	27
Compresoras			5	\$ 9.56			3	N.D.	3	N.D.	1.5	\$ 8.45			12	10
Petrolero											1	\$ 10.23			1	0
Total	99	\$ 6.09	319	\$ 10.00	4	N.D.	141	\$ 8.49	134	\$ 16.10	615	\$ 9.00	14.6	\$ 7.17	1,327	711
Total (%)	7.5%		24.1%		0.3%		10.6%		10.1%		46.3%		1.1%		100 %	54 %

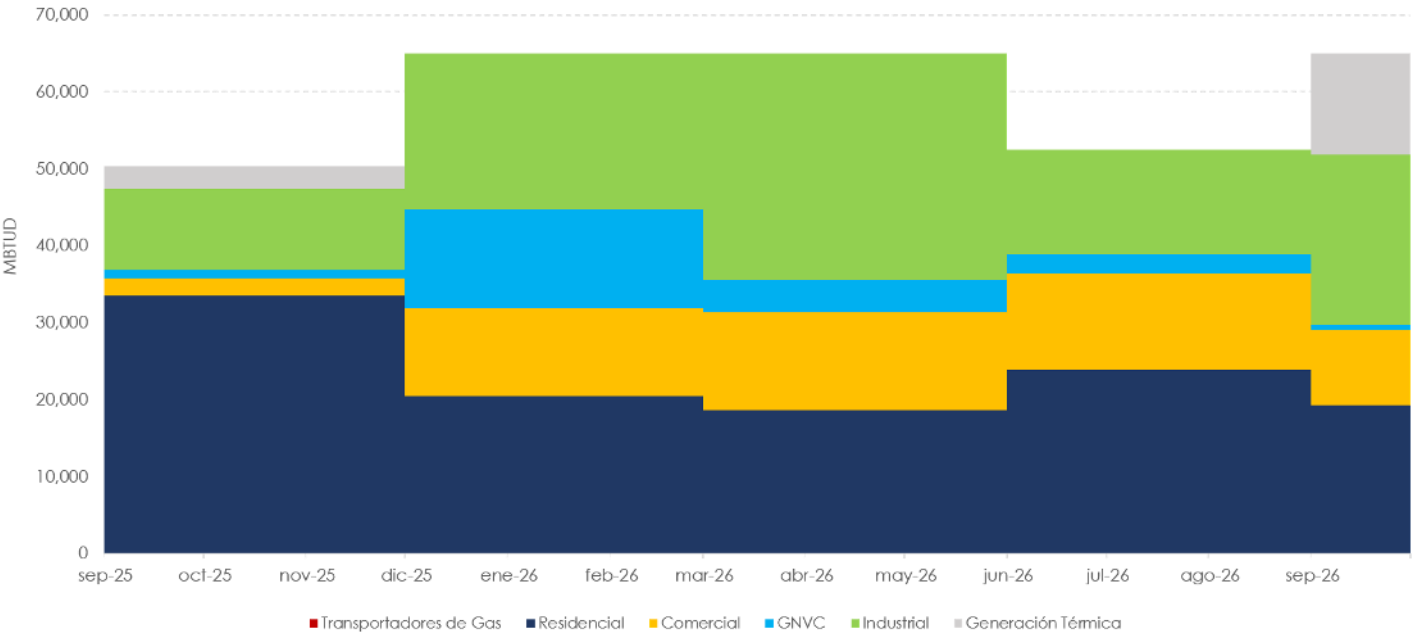
Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

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 ²	Cantidad nominada
Industrial	30	14	77	50			39	14	15	2	258	51	4.0	3.9	149	81
Generación Térmica	35	35	21	17			2	1.3	45	0	210	9			57	53
Residencial	18	16	141	122	4	4	75	52	56	14.8	32	6	10.6	10.1	249	204
GNVC	11	4	7	6			14	10	16	4	60	8			32	20
Comercial	1	1	42	40			3	0			51	1			46	42
Petroquímica	3	7					6	0			2				9	7
Refinería			27	19											27	19
Compresoras			5	5			3	2	2	0	1.5	1.1			8	7
Total	99	77	319	258	4	4	141	80	134	22	616	76	14.6	14.0	577	432
Total (%)	78%		81%		85%		57%		16%		12%		96%		75 %	

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.

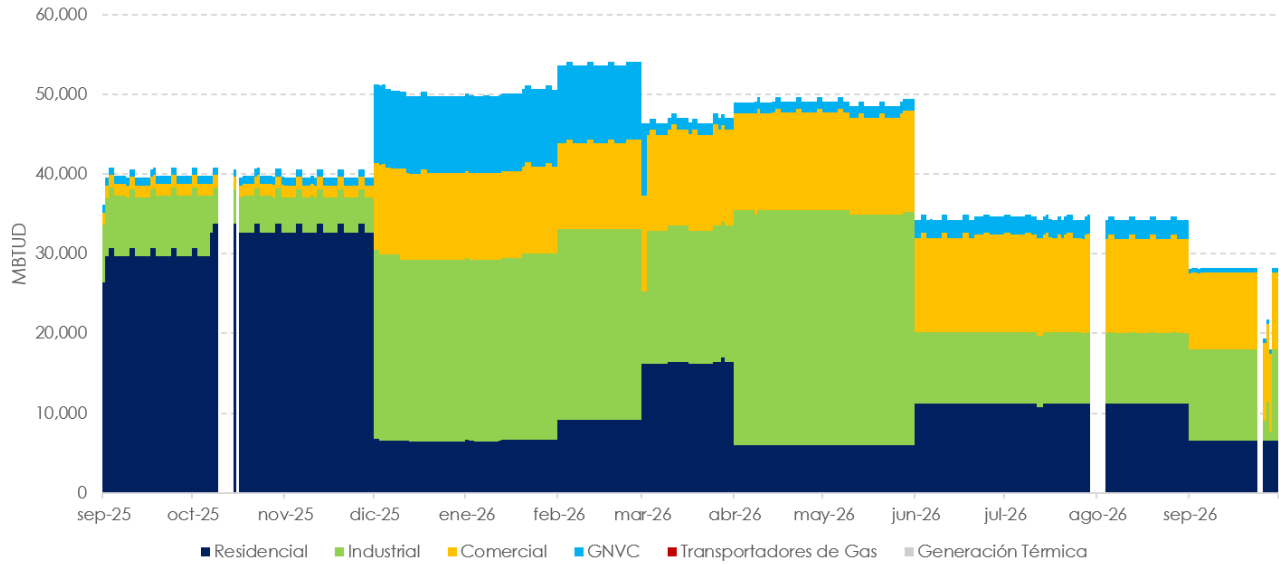
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
nov-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
dic-25	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
ene-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
feb-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
mar-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
abr-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
may-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
jun-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
jul-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
ago-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
sep-26	19,309	22,027	9,733	731	0	13,200

Cifras en MBTUD

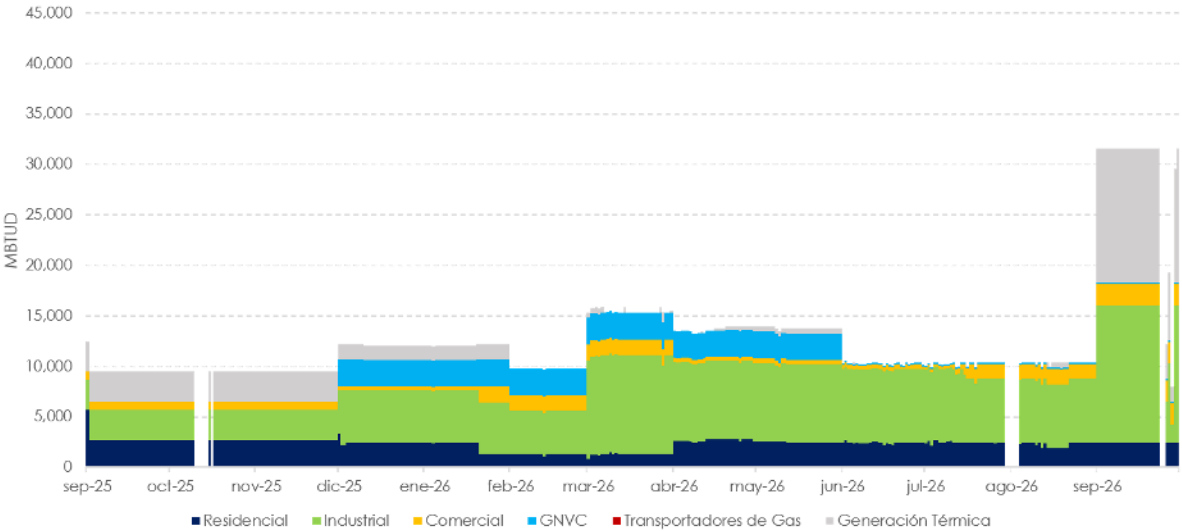
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
sep-25	29,873	7,476	1,558	1,000	0	0
oct-25	26,099	4,221	1,258	782	0	0
nov-25	32,985	4,340	1,560	950	0	0
dic-25	6,514	22,949	10,974	9,751	0	0
ene-26	6,620	22,985	10,981	9,728	0	0
feb-26	9,170	23,890	11,012	9,741	0	0
mar-26	16,357	16,331	12,241	1,915	0	0
abr-26	5,978	29,545	12,287	1,425	0	0
may-26	5,978	29,174	12,372	1,425	0	0
jun-26	11,175	8,999	12,094	2,284	0	0
jul-26	10,427	8,412	11,404	2,133	0	0
ago-26	10,094	8,083	10,782	2,059	0	0
sep-26	6,137	9,781	9,023	514	0	0

Cifras en MBTUD

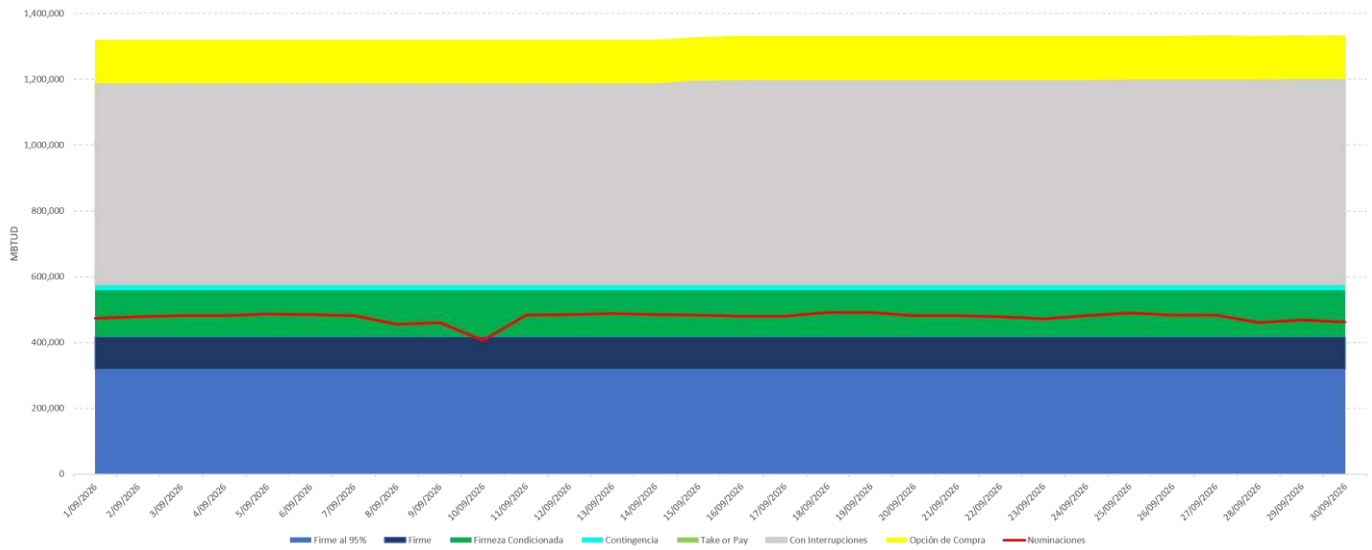
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
sep-25	2,816	3,000	779	0	0	3,000
oct-25	2,190	2,419	628	0	0	2,419
nov-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
dic-25	2,460	5,136	428	2,593	0	1,500
ene-26	2,039	5,147	836	2,604	0	1,500
feb-26	1,293	4,272	1,577	2,677	0	0
mar-26	1,280	9,740	1,579	2,677	0	193
abr-26	2,666	7,772	428	2,629	0	160
may-26	2,486	7,750	428	2,593	0	544
jun-26	2,423	7,272	419	165	0	7
jul-26	2,305	6,321	830	154	0	0
ago-26	2,023	5,731	1,325	149	0	119
sep-26	2,254	11,830	1,960	168	0	11,324

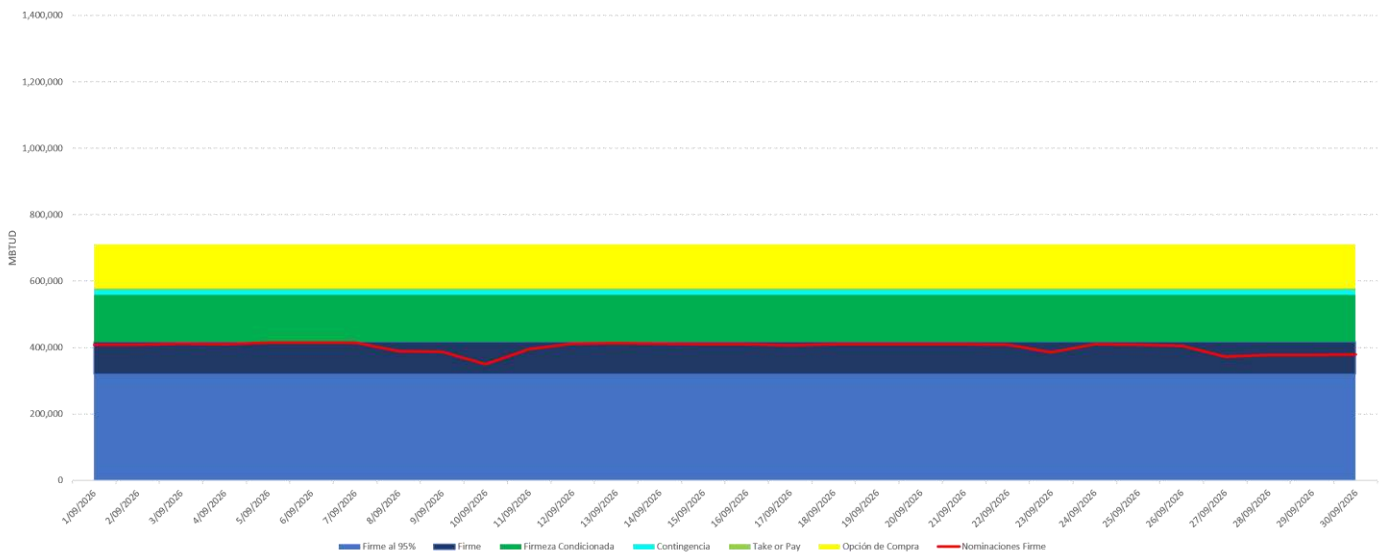
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



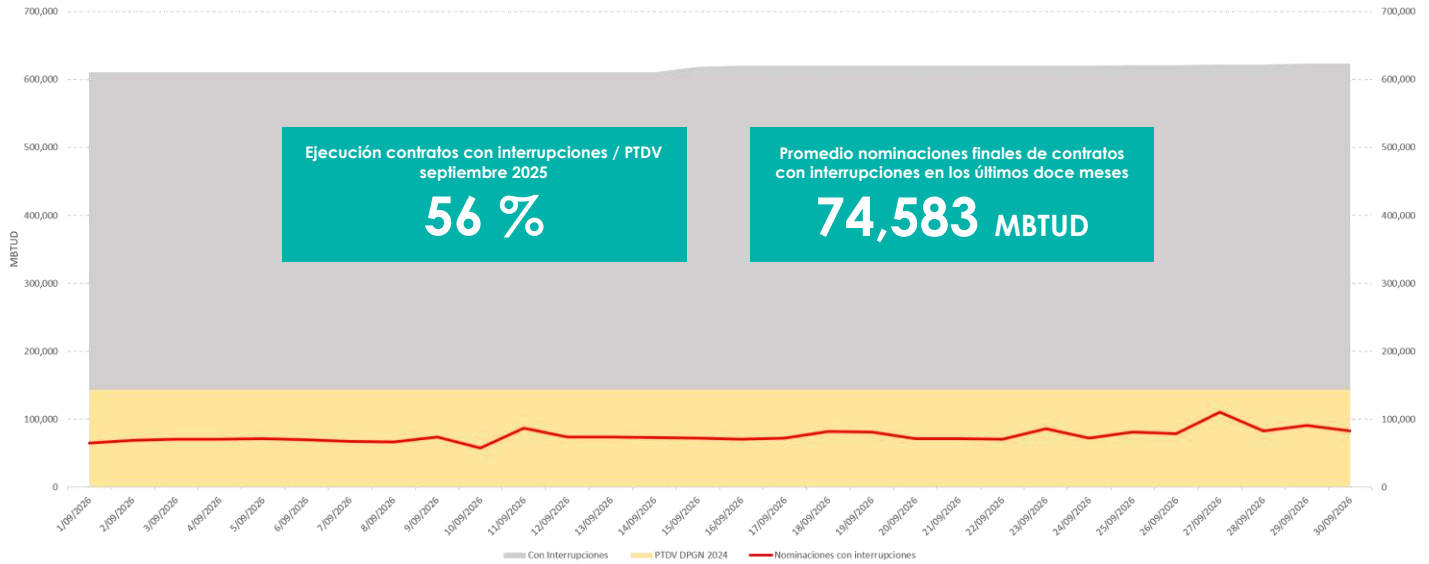
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

Cantidades contratadas y 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: 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.

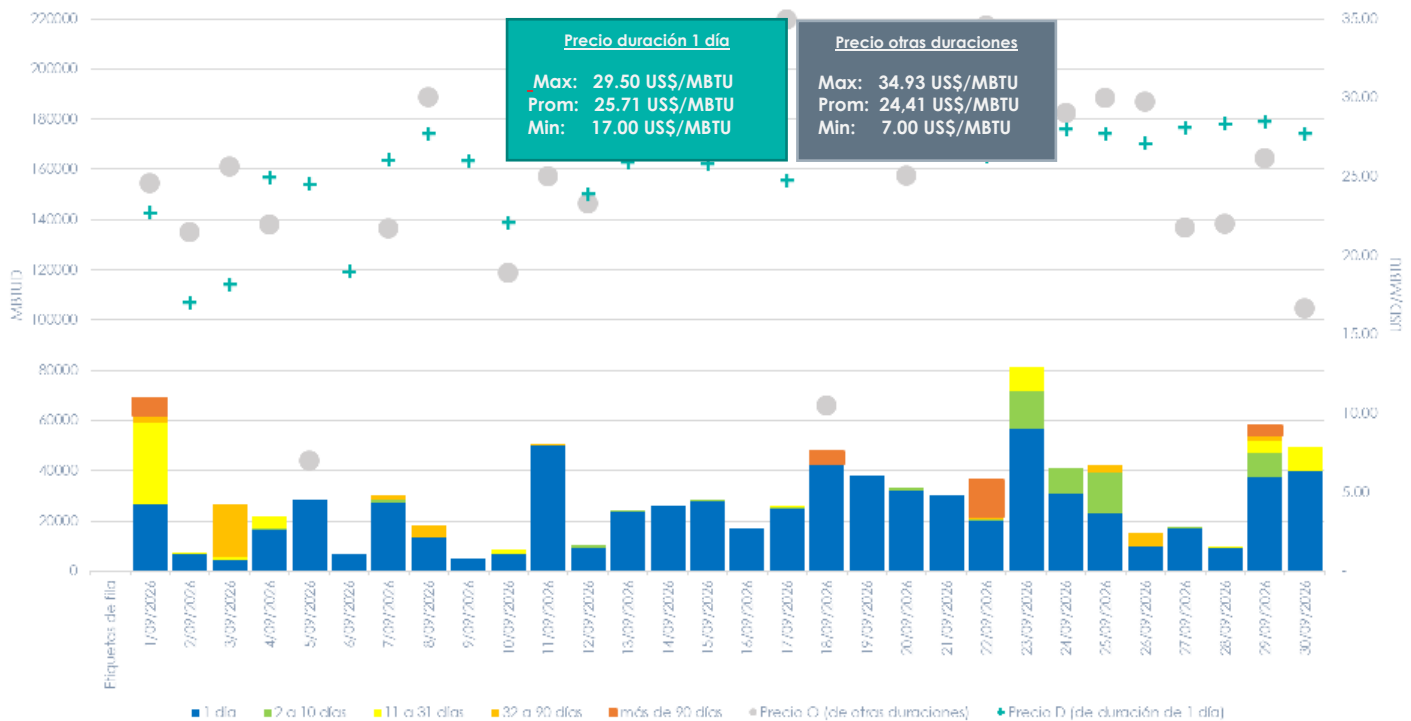
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
oct-25	55,922
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345
mar-26	81,927
abr-26	70,783
may-26	96,930
jun-26	75,232
jul-26	98,068
ago-26	97,661
sep-26	75,594

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en septiembre registró 732 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (590). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 17.00 USD/MBTU (septiembre 02) y 29.50 USD/MBTU (septiembre 23) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en septiembre fue de 906,126 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.

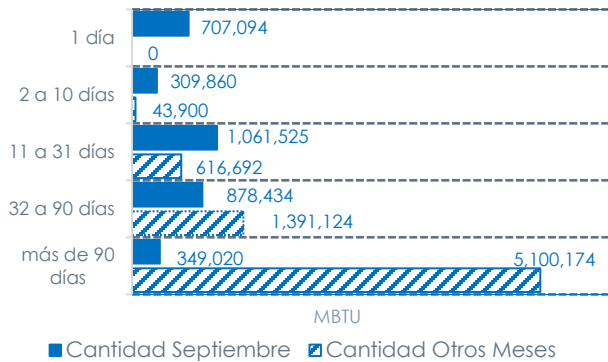
Número de operaciones en Septiembre – Suministro

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	15	16	11	15	19	18	21	9	11	17	25	11	23	24	26	19	19	30	25	19	19	21	26	34	23	20	17	15	25	17	590	\$ 26.75
11 a 31 días	16	3	2	2						4			2		2		1						1				3	35	22	89	\$ 23.21	
2 a 10 días				3			3			1		1	2		2		2	2		2		2	1	2	6		1		2		32	\$ 28.80
32 a 90 días	1		2		1		1	1			1											2			1	2			2		14	\$ 26.90
más de 90 días	4																	1				1						1		7	\$ 27.29	
Total general	36	19	15	20	20	18	25	10	11	22	26	12	25	24	28	19	22	33	25	21	19	26	28	36	30	22	18	18	65	39	732	\$ 26.66

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 80.60% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 29 de septiembre con 65 transacciones, equivalentes al 8.88 % 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



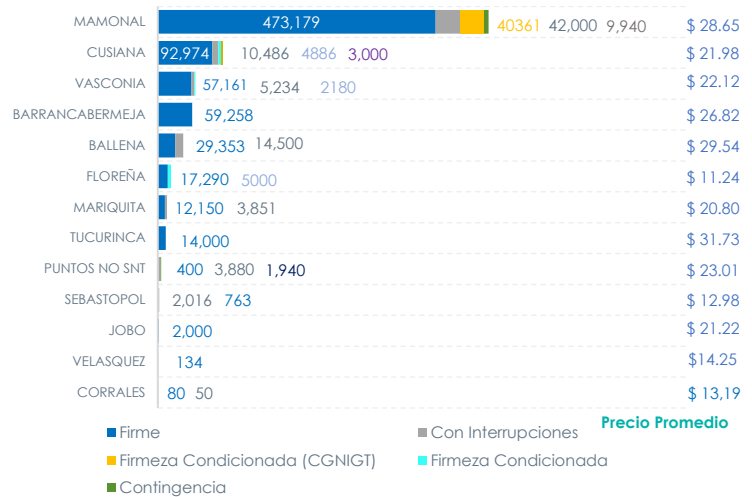
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **21.4 %** de los **3,305,933 MBTU** del volumen total transado ejecutado en septiembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **5,449,194 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **31.6 %** del total de cantidades negociadas.

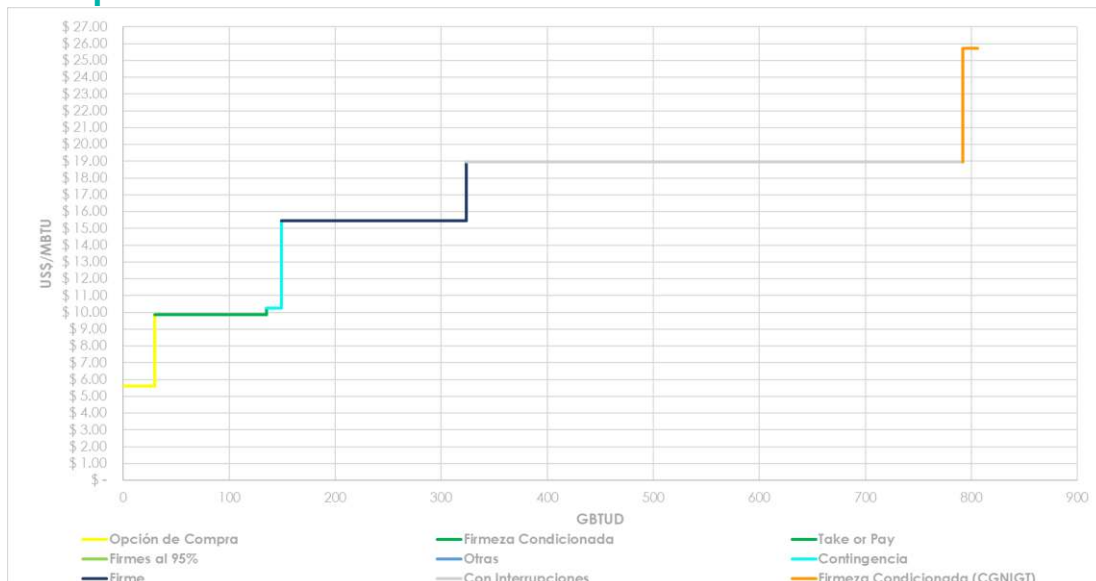
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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 563,540 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 758,742 MBTUD equivalente al 83.73% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 82,017 MBTUD, equivalente al 9.05%; la modalidad **“Firmeza Condicionada (CGNIGT)”** registró 40,361 MBTUD equivalentes al 4.45%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 12,066 MBTUD equivalentes al 1.33%, **“Contingencia”** reportó 9,940 MBTU equivalente al 1.10% y **“Opción de Compra”** reportó 3,000 MBTU equivalente al 0.33% en septiembre. CUSIANA (215) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (161), VASCONIA (107), BARRANCABERMEJA (63), FLOREÑA (54) y MARIQUITA (50).



Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en septiembre de 2026



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con \$ 5.61 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Firmeza Condicionada (CGNIGT)” representa el valor más alto sobre los \$25.71 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 79.8 % de la contratación total nacional agregada con 643 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes. Finalmente, se destaca que para el mes de septiembre sigue tomando relevancia la contratación con modalidad “Firmeza Condicionada” con unas cantidades promedio de 105.5 GBTUD, adicionalmente, las contrataciones con la modalidad “Con Interrupciones” presentaron un precio promedio ponderado de \$18.96 USD/MBTU.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en septiembre de 2026

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		Firmeza Condicionada (CGNIGT)		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	33.6	\$ 9.42	14.8	\$ 8.50	7.1	\$ 4.92	110.7	\$ 15.94	6.0	N.D.			172.1	48.3
	Barranca	2.2	\$ 26.77					2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34			10.2	2.2
	Vasconia	2.39	\$ 21.04	2.8	\$ 17.65			5.1	\$ 22.87					10.3	5.1
	Sebastopol	0.02	\$ 16.99					15.2	\$ 15.42					15.2	0.0
	Gibraltar	3.055	\$ 7.81											3.1	3.1
	Caramelo													-	-
	Mariquita	0.41	\$ 20.41					6.4	\$ 17.48					6.8	0.4
Costa	Corrales	0.03	\$ 13.00					1	N.D.					1.0	0.0
	Jobo	0.41	\$ 17.02					15.0	\$ 8.93					15.4	0.4
	Ballena	10.7	\$ 18.83	1.5	N.D.			33.0	\$ 23.36					45.2	12.2
	Mamonal	70.8	\$ 20.84	39.0	\$ 9.00	22.8	\$ 5.83	177.3	\$ 22.42	1.3	\$29.00	13.7	\$25.71	324.9	123.5
	Bonga Mamey													-	-
	Tucurínca	41.9	\$ 10.03	46.8	\$10.46			21.0	\$ 25.24					109.7	88.7
	La Creciente													-	-
	Hocol													-	-
	Bullerengue	0.7	\$ 8.80					5.0	N.D.					5.7	0.7
No SNT*		7.9	\$ 15.29	0.8	\$ 8.14			77	\$ 14.48	0.4	\$ 42.08			86.1	8.7
Total general		174.2	\$ 15.45	105.5	\$ 9.86	29.9	\$ 5.61	468.7	\$ 18.96	13.7	\$ 10.72	13.70	\$ 25.71	805.7	293.4
Total (%)		21.6 %		13.1 %		3.7 %		58.2 %		1.7 %		1.7 %		100%	36.41 %

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, firmeza condicionada, firmeza condicionada (CGNIGT) 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	Volumen Mínimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Máximo	Cargo Pareja 80-20 (COP/KPCD)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256.600	254.400	2.200	0,86 %	35.287	44.493	48.484	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	21	586.100	595.144	0	0,00 %	385.225	535.006	608.446	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	21	504.100	518.680	0	0,00 %	0	0	0	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204.509	204.509	0	0,00 %	86.214	97.540	109.012	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	215.850	213.650	2.200	1,02 %	37.897	75.003	86.453	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181.645	179.445	2.200	1,21 %	25.847	62.793	74.536	\$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.800	2.200	5,50 %	20.911	21.432	21.878	\$ 1.061,19
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL		13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
	9	APIAY-OCOIA	6	24.175	16.289	7.886	32,62 %	7.866	13.006	14.014	\$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.317	880	4,84 %	1.856	10.672	17.373	\$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148.000	73.915	74.085	50,06 %	29.555	43.016	72.371	\$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260.000	205.001	54.999	21,15 %	53.638	89.819	127.719	\$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30.190	26.607	3.583	11,87 %	6.390	16.506	21.244	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	6	203.000	98.855	104.145	51,30 %	39.169	56.224	78.504	\$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.487	4.200	4.885	\$ 3.569,63
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	4.127	7.888	65,65 %	2.588	2.974	3.234	\$ 6.484,29
	17	COGUA-SABANA_F	9	215.000	164.265	50.735	23,60 %	87.836	119.901	139.948	\$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	11	70.569	54.444	16.125	22,85 %	35.063	42.701	50.532	\$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	35	470.000	327.631	142.369	30,29 %	270.189	283.683	294.159	\$ 336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	31	470.000	310.128	159.872	34,02 %	269.301	282.797	293.261	\$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	2	10.738	2.000	8.738	81,37 %	1.065	1.167	1.262	\$ 4.284,90
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.076	1.324	1.587	\$ 4.451,22
	23	FLOREÑA-YOPAL	12	16.161	13.902	2.259	13,98 %	9.734	11.094	12.159	\$ 1.109,09
	24	GBS_I-GBS_F	12	63.744	11.298	52.446	82,28 %	8.299	10.384	11.723	\$ 3.848,58
	25	GIBALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	38.082	3.918	9,33 %	14.335	24.317	26.330	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.831	1.169	10,63 %	5.838	6.950	7.892	\$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	714	807	862	\$ 11.278,49
	28	LA BELLEZA-COGUA	17	223.500	165.004	58.496	26,17 %	90.201	122.692	142.967	\$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	20	305.000	202.756	102.244	33,52 %	115.768	141.565	176.689	\$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	20.098	16.176	3.922	19,51 %	9.883	11.785	12.780	\$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168.000	121.883	46.117	27,45 %	51.933	68.437	99.378	\$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	300	802	1.439	\$ 31.040,84
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158.000	100.515	57.485	36,38 %	39.116	53.214	83.140	\$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.580	95	2,59 %	2.246	3.032	3.632	\$ 10.170,78
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.198	439	9,47 %	2.979	3.476	4.053	\$ 7.471,93
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78.000	63.334	14.666	18,80 %	36.636	45.334	53.294	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	143.000	73.075	69.925	48,90 %	16.164	61.139	90.699	\$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	223	259	271	\$ 24.500,80
	39	VASCONIA-MARIQUITA	12	192.000	141.323	50.677	26,39 %	64.600	83.741	114.466	\$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	3.900	7.936	67,05 %	3.243	3.757	4.103	\$ 2.065,68
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	18.068	25.122	29.095	\$ 432,81

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Cargo Pareja 80-20 (COP/KPCD)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	11	102.900	106.499	0	0,00 %	\$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	13	172.400	169.600	2.800	1,62 %	\$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230.000	227.800	2.200	0,96 %	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	7	18.100	15.900	2.200	12,15 %	\$ 2.434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	6	10.100	7.900	2.200	21,78 %	\$ 2.649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109.500	10.959	98.541	89,99 %	\$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19.726	16.013	3.713	18,82 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	11	130.000	83.140	46.860	36,05 %	\$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	14	206.000	113.590	92.410	44,86 %	\$ 984,56

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 SNT. 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.

Durante **septiembre de 2026**, los principales **aumentos de la capacidad disponible primaria** (CDP) frente a agosto se registraron en Cusiana–El Porvenir, con 23.412 KPCD adicionales; El Porvenir–La Belleza, con 18.514 KPCD; y La **Belleza–Vasconia**, con 14.927 KPCD. **Armenia–Yumbo/Cali**, **Mariquita–Pereira** y **Pereira–Armenia** aumentaron 12.000 KPCD cada uno.

Las principales reducciones se presentaron en **Barrancabermeja–Sebastopol**, con 17.072 KPCD menos; **Sebastopol–Vasconia**, con 14.056 KPCD; **Ballena–La Mami**, con 3.069 KPCD; Ballena–Barrancabermeja, con 2.926 KPCD; y **Cartagena–Mamonal**, con 2.904 KPCD. Este último tramo pasó de registrar 2.904 KPCD en agosto a no presentar disponibilidad en septiembre.

En la primera tabla, **los tramos cuya 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, Sincelejo–Cartagena, Jobo–Sincelejo, La Creciente–Sincelejo, Apiay–Usme, Gibraltar–Bucaramanga, Guando–Fusagasugá, Pradera–Popayán, Sardinata–Cúcuta y Yumbo/Cali–Cali.

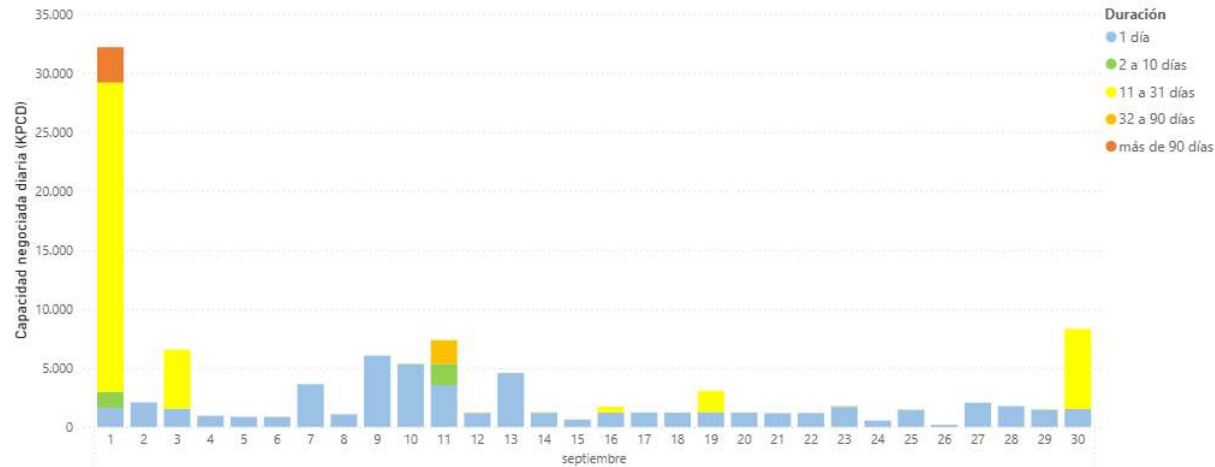
En los **tramos en contraflujo**, Barrancabermeja–Ballena fue el único que **aumentó su CDP frente a agosto**, con 1.529 KPCD adicionales. Las principales reducciones se registraron en Sebastopol–Barrancabermeja, con 15.379 KPCD menos; Vasconia–Sebastopol, con 12.303 KPCD; La Mami–Barranquilla, con 2.851 KPCD; y Barranquilla–Cartagena, con 2.633 KPCD.

Finalmente, **los tramos en contraflujo con una CDP inferior al 10 % de su CMMP** fueron La Mami–Ballena, Barranquilla–Cartagena, La Mami–Barranquilla y Vasconia–La Belleza.

Mercado secundario de Transporte

Durante **septiembre de 2026** se registraron **183 operaciones en el mercado secundario de transporte**, una disminución del 39,2 % frente a las 301 operaciones de agosto. De ellas, **156 tuvieron una duración de un día**, equivalentes al 85,2 % del total; los **27 restantes tuvieron plazos superiores a un día**.

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	5	5	5	4	4	4	8	7	6	5	4	7	4	2	5	5	5	6	5	4	5	6	4	6	4	8	6	5	5	156
2 a 10 días	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	8
11 a 31 días	11	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	17
32 a 90 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
más de 90 días	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	1
TOTAL	20	5	6	5	4	4	4	8	7	7	7	5	7	5	2	6	5	5	7	5	4	5	7	4	7	4	8	6	6	8	183

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El **1 de septiembre** fue el día de mayor actividad, con **20 operaciones**. Le siguieron los días 8, 27 y 30, **con 8 operaciones** cada uno; y los días 9, 10, 11, 13, 19, 23 y 25, **con 7 cada uno**. En conjunto, estas fechas concentraron **93 operaciones**, correspondientes al 50,8 % del total mensual.

La capacidad total negociada durante **septiembre** alcanzó **102.712 KPCD**, con un promedio de **561,27 KPCD** por operación. Las operaciones de un día representaron **53.882 KPCD**, equivalentes al 52,5 % de la capacidad negociada. Las operaciones de 2 a 10 días sumaron **3.510 KPCD** (3,4 %); las de 11 a 31 días, **40.320 KPCD** (39,3 %); las de 32 a 90 días, **2.000 KPCD** (1,9 %); y las de más de 90 días, **3.000 KPCD** (2,9 %).

En total, las 19 operaciones con plazos superiores a 10 días representaron una capacidad negociada de **45.320 KPCD**, correspondiente al **44,1 % del total mensual**.

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

Durante **septiembre de 2026** se registraron 183 operaciones en el mercado secundario de transporte. De ellas, **93 se realizaron mediante la Subasta** Úselo o Véndalo de Corto Plazo —SUVCP—, equivalentes al 50,8 %, y **90 correspondieron a negociaciones directas**, que representaron el 49,2 %. Al sumar la capacidad asociada a cada tramo representado en la gráfica, se **obtienen 206.139 KPCD**: 57.829 KPCD (28,1 %) mediante **SUVCP** y 148.310 KPCD (71,9 %) mediante **negociación directa**. Una misma operación puede contabilizarse en varios tramos de su ruta.

En las negociaciones directas se destacaron **Barranquilla–La Mami**, con 22.859 KPCD —12.259 firmes y 10.600 con interrupciones—; **Cartagena–Barranquilla**, con 21.491 KPCD —10.891 firmes y 10.600 con interrupciones—; y **Mariquita–Gualanday**, con 18.588 KPCD —15.588 firmes y 3.000 con interrupciones—. Les siguió **Cusiana–El Porvenir**, con 12.508 KPCD —9.508 firmes y 3.000 con interrupciones—.

En las operaciones mediante SUVCP, la capacidad se concentró en **Cusiana–El Porvenir**, **El Porvenir–La Belleza** y **La Belleza–Vasconia**, con 17.376 KPCD en cada tramo. Juntos representaron 52.128 KPCD, equivalentes al 90,1 % de la suma de capacidad **SUVCP** mostrada por tramos.



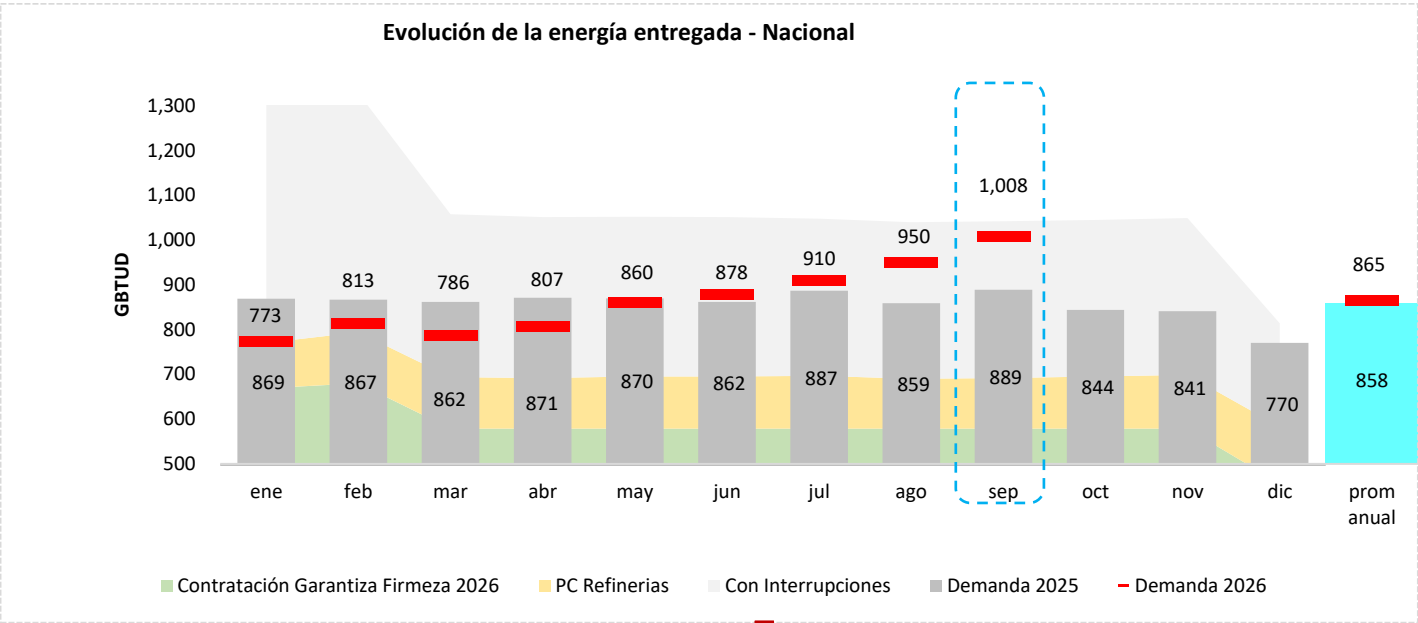
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

* Los tramos sin precio reportado registraron una sola operación durante el período analizado; por ello, no se presenta un precio promedio ponderado.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **septiembre de 2026** se observa una demanda promedio de **1008 GBTUD**, esto es **13.4% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 889 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **865 GBTUD**, estando por encimar un **0.9%** al promedio anual del 2025 (858 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2026 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2025 (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.

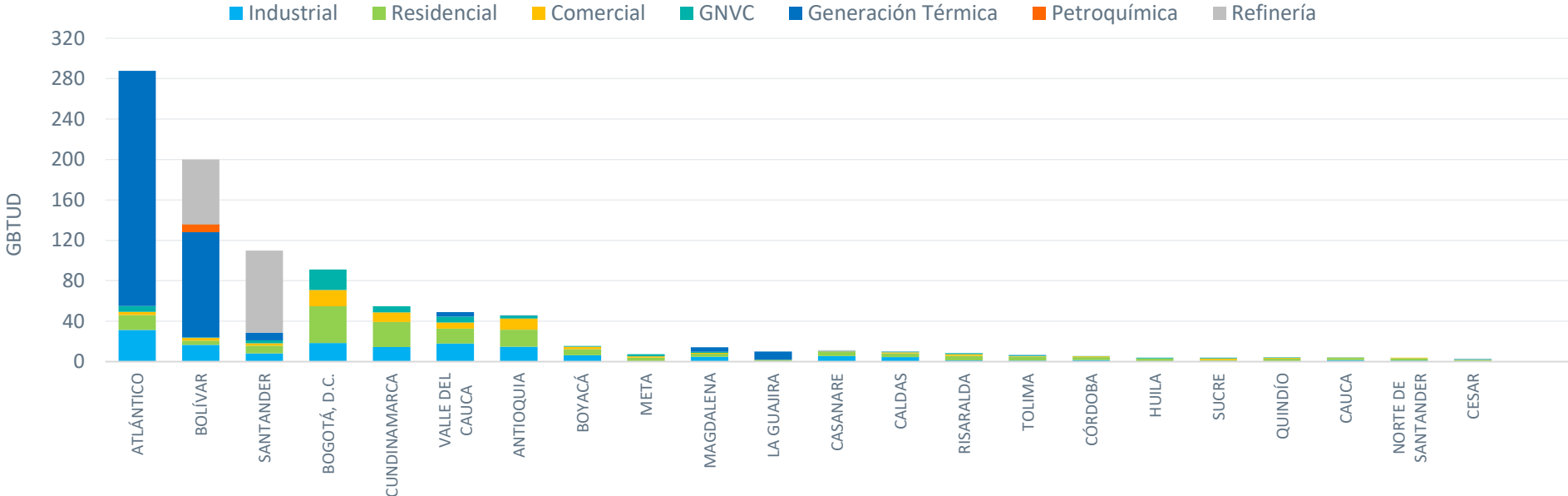
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **septiembre de 2026** la demanda **térmica** fue 175 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 56 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2025	185	152	159	175	153	170	190	169	187	158	169	134
Eje Vertical (Valor)	85	716	703	696	717	692	697	690	702	686	672	636
2026	144	163	146	165	209	209	266	320	362			
	629	650	639	642	651	659	644	630	646			



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

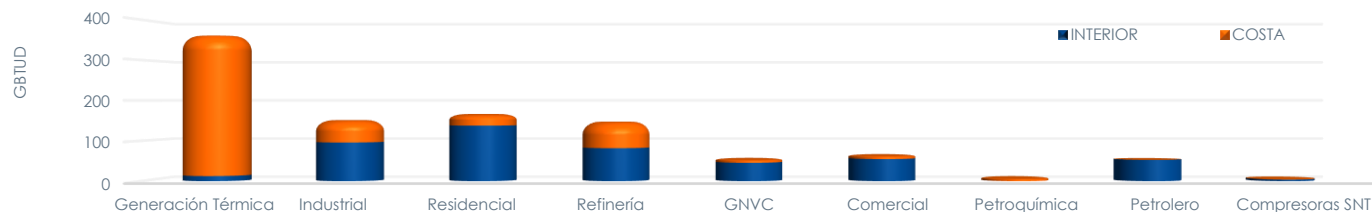
	Residencial	14.7	4.4	7.7	36.5	24.6	14.7	16.8	6.1	3.6	3.1	1.8	3.8	3.6	4.5	3.9	2.9	2.8	1.4	2.5	2.1	2.5	1.5	166
	Comercial	3.2	2.6	2.4	16.1	9.6	6.2	11.1	2.4	1.3	0.6	0.0	0.5	1.0	1.5	0.7	0.7	0.3	1.7	0.8	0.4	0.4	0.3	64
	Industrial	31.4	16.5	8.1	18.4	14.6	17.8	14.7	6.3	0.3	4.8	0.0	5.6	4.5	1.3	1.0	1.6	0.1	0.2	0.4	1.6	1.0	0.1	150
	GNVC	5.7	0.6	2.9	20.2	6.0	5.8	3.0	0.8	2.1	1.1	0.0	0.6	0.6	1.0	0.8	0.3	0.9	0.8	0.5	0.0	0.0	0.5	54
	Generación Térmica	232.7	104.0	7.6	0.0	0.0	4.6	0.1	0.0	0.0	4.4	8.2	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	362
	Refinería	0.0	64.5	81.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146
	Petroquímica	0.0	7.5	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.7	26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	53
	Compresoras	1.0	0.8	1.8	0.0	0.3	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	6
	TOTAL	289	201	112	91	55	49	46	41	34	14	10	11	10	8	7	6	4	4	4	4	4	3	1,008

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 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el de Generación Térmica con 362 GBTUD en promedio, de los cuales 13 GBTUD corresponden a la región Interior y 349 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 166 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 138 GBTUD respecto a la costa con 28 GBTUD.



COSTA	349	54	28	64	9	9	8	0	2
INTERIOR	13	96	138	82	45	55	0	53	4
TOTAL Nacional	362	150	166	146	54	64	8	53	6
% Segmento	35.9%	14.9%	16.4%	14.5%	5.4%	6.3%	0.7%	5.2%	0.6%

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 2026**, con respecto agosto de 2026 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y del interior y una disminución en el sector industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Abril 2026		Mayo 2026		Junio 2026		Julio 2026		Agosto 2026		Septiembre 2026	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	7	0	7	0	8	0	8	0	8	0	9
		Interior	0	56	0	54	0	54	0	55	0	53	0	55
	Generación Térmica	Costa	164	0	209	0	218	0	263	0	307	0	349	0
		Interior	1	0	0	0	0	0	3	0	12	0	13	0
	GNVC	Costa	9	0	10	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	47	0	47	0	45	0	46	0	45	0	45	0
	Industrial	Costa	54	7	54	7	52	7	54	7	48	6	48	7
		Interior	83	20	90	20	88	20	85	20	84	19	76	19
	Petroquímica	Costa	7	0	6	0	9	0	8	0	8	0	8	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	75	0	71	0	70	0	69	0	65	0	64	0
		Interior	70	0	77	0	82	0	69	0	72	0	82	0
	Residencial	Costa	0	30	0	29	0	29	0	29	0	29	0	28
		Interior	0	138	0	133	0	135	0	137	0	134	0	138
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Interior	36	0	42	0	45	0	44	0	47	0	53	0
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	2	0
		Interior	3	0	3	0	4	0	3	0	3	0	4	0
Subtotal UR/UNR			Abril 2026		Mayo 2026		Junio 2026		Julio 2026		Agosto 2026		Septiembre 2026	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	310	44	350	43	359	44	404	44	437	43	480	43
		Interior	239	214	260	207	266	209	250	212	263	206	273	212
TOTAL					807		860		878		910		1008	

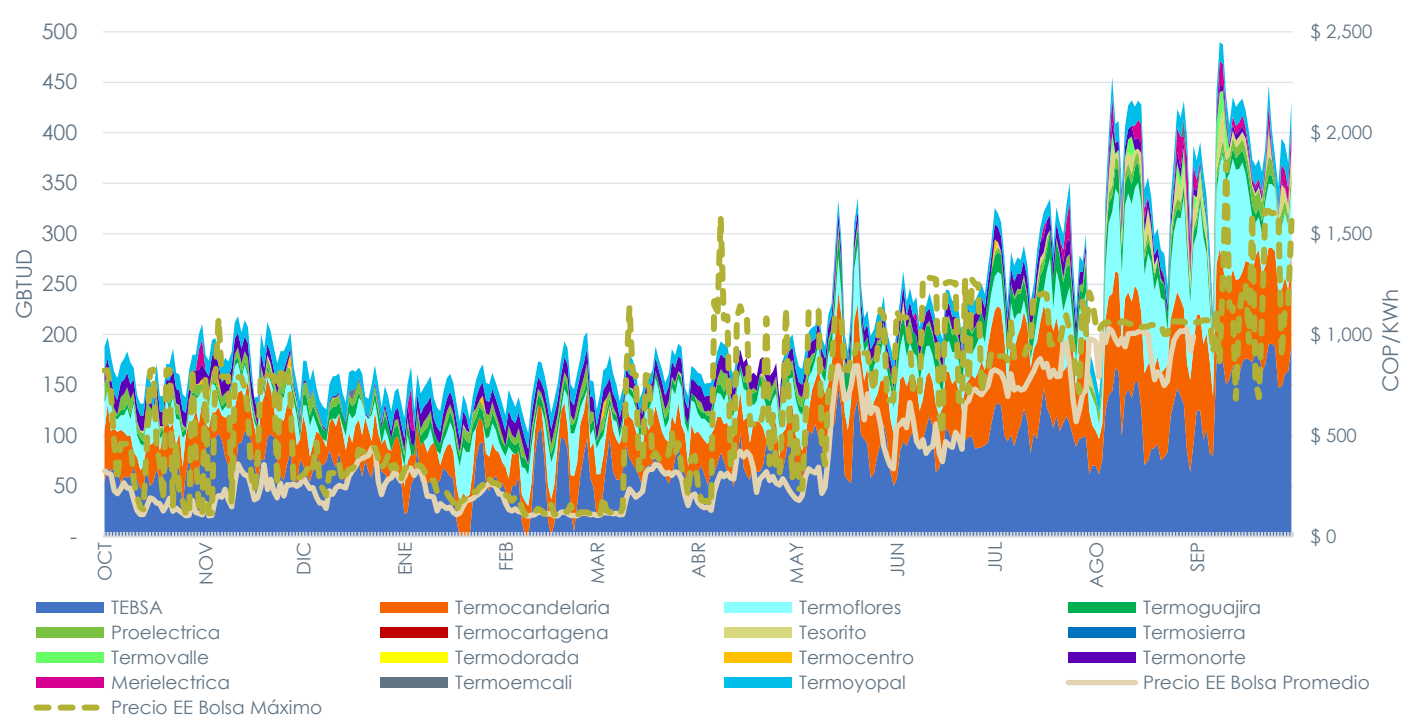
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

Energía Entregada al sector termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de septiembre fue en promedio 393 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

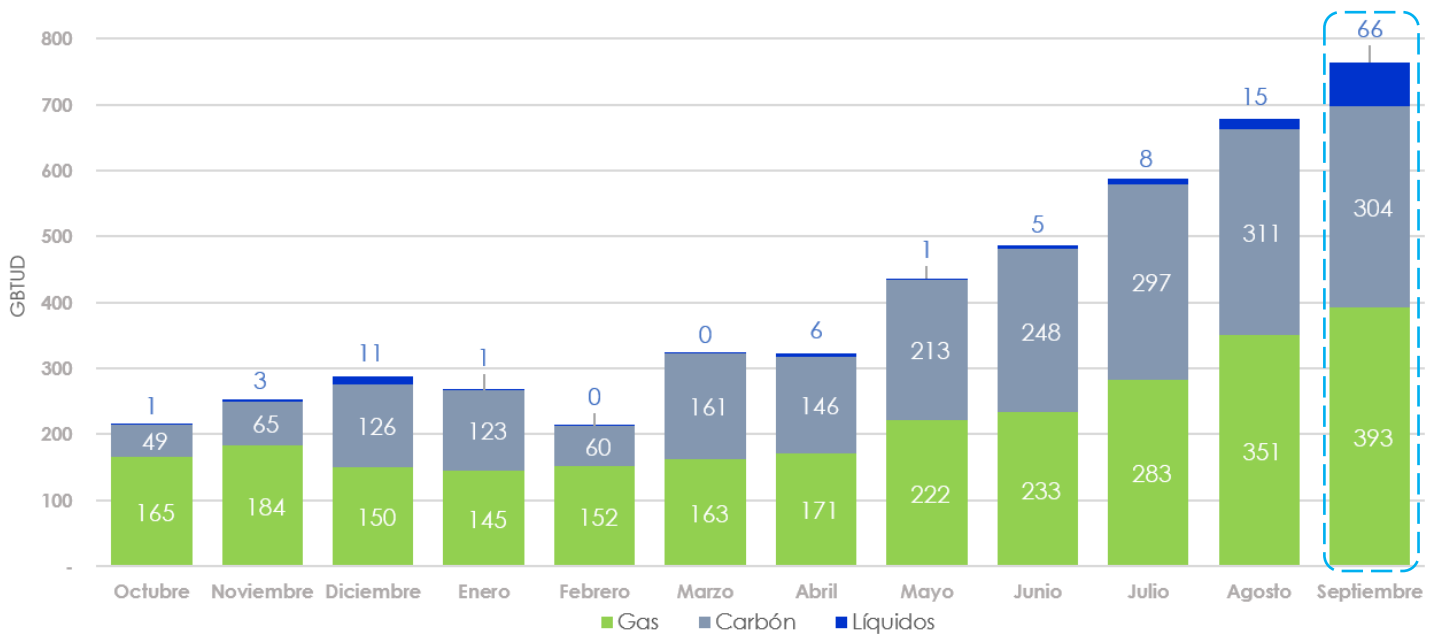
Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 490 GBTUD y 221 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (157 GBTUD), Termocandelaria (93 GBTUD), Termoflores (75 GBTUD), Termoyopal (20 GBTUD), Tesorito (11 GBTUD), Proelectrica (11 GBTUD), Termoguajira (8 GBTUD), Merielectrica (8 GBTUD), Termovalle (5 GBTUD) y Termonorte (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 septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 393 GBTUD¹ que representó el 51.5 % del total, carbón con 304 GBTUD (39.8 %) y los combustibles líquidos consumieron 66 GBTUD (8.7 %).

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

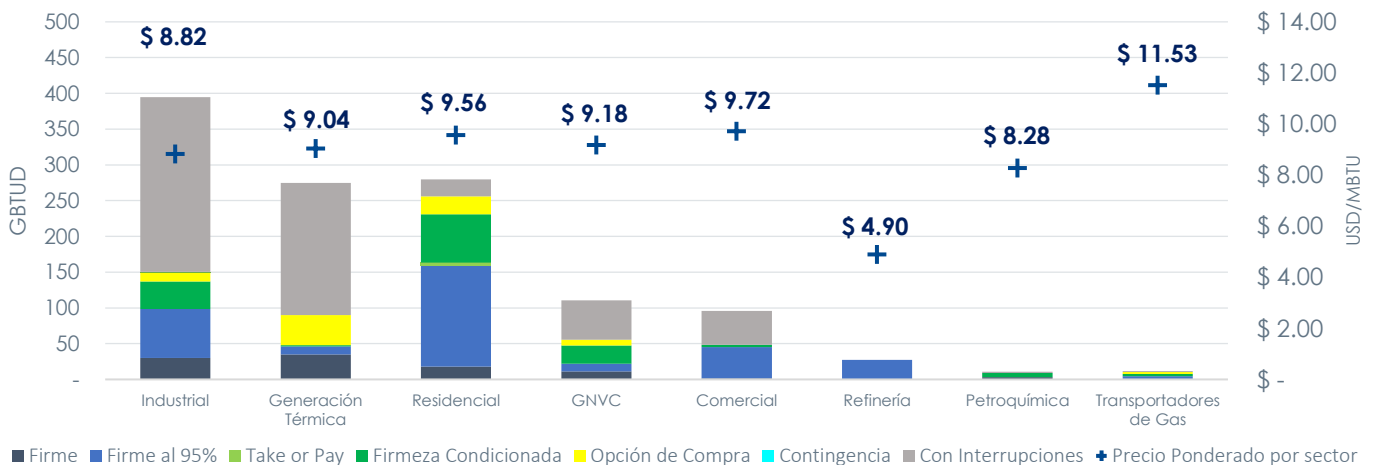
Consumo de combustible para generación eléctrica



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