

INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 2026 – AGOSTO DE 2026

La **BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.** en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe trimestral de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia.

CONTENIDO

1

Hechos destacados del trimestre

2

Información transaccional

3

Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

4

Reporte de información Cuentas de Balance

5

Convenciones y terminología

1

Hechos destacados del trimestre

Con la implementación del esquema de comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021, en el trimestre estándar de negociación **junio 2026 – agosto de 2026** se registraron en total **217 contratos, bajo modalidades que garantizan firmeza** (Firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Firme).

En aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, **se presentó congestión contractual en algunos tramos** del SNT. En consecuencia, **se activó la subasta de asignación de capacidad de transporte por congestión contractual.**

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas aumentaron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 123 %. **El 93 % de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.** La capacidad adjudicada para tramos aumentó en un 44 % para el trimestre III del año gas 2026 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 84 % de las capacidades adjudicadas para tramos se registraron.**

El sector con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte de rutas y tramos para el trimestre III del año gas 2026 es **Residencial, con el 64 %** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el tercer trimestre del año gas 2026 **aumentaron en 700 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2025, **ubicándose en 15,977 MBTUD.** Por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$5.00 y \$24.97 USD/MBTU.**

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el tercer trimestre del año gas 2026 **aumentaron en 5,517 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2025, **ubicándose en 31,464 MBTUD.**

Durante el tercer trimestre estándar del año gas 2026, las Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo de suministro pese a la disponibilidad y ejecución diaria del mecanismo, no registraron adjudicaciones, debido a que no se presentaron posturas de compra ni de venta. Este comportamiento fue similar al del III trimestre del año gas 2025; sin embargo, en agosto de 2025 se registraron ofertas de venta por 685 MBTUD en el punto de entrega La Cañada Norte.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

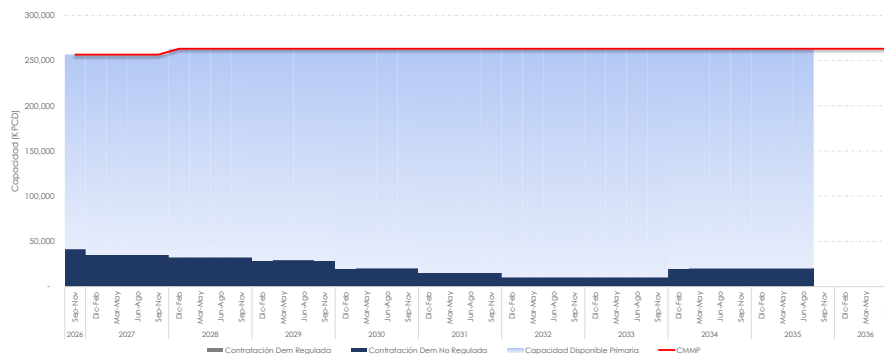
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de **capacidad de transporte en el mercado primario**, durante el trimestre estándar de negociación comprendido entre **junio y agosto de 2026**, bajo el esquema establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021.

Al cierre del trimestre de negociación, se registraron ante el Gestor del Mercado de Gas Natural **217 contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza**.

A continuación, se presenta el resultado de la contratación trimestral por transportador, tanto para los tramos de entrada del gas proveniente de las principales fuentes de producción como para los tramos de llegada a los principales centros de consumo. Asimismo, se presenta la contratación consolidada para cada tramo.

2.1.1 Promigas

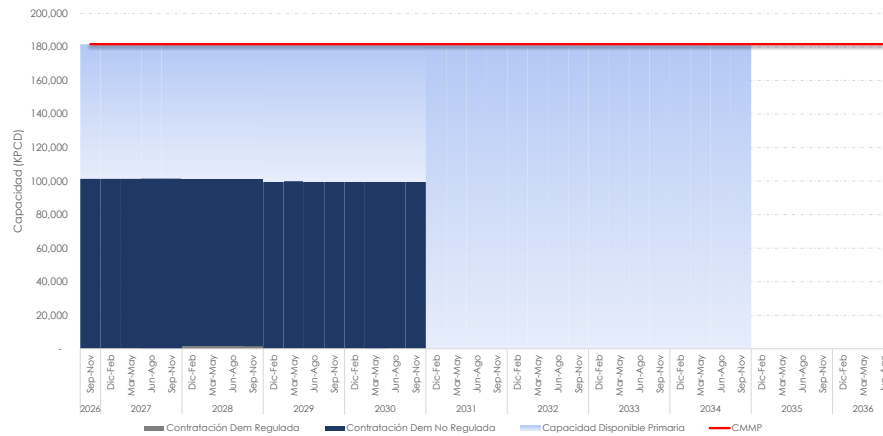
Ballena – La Mami



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	208,515	214,759	225,210	231,637	240,750	245,740	250,776	250,776	240,850	240,850	-
Contratación Trimestre MNR	2,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MR	2,575	2,375	2,400	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	2%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000	20,000	-
Contratación en Firme	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000	20,000	-
Contratación con Interrupciones	208,515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	256,600	256,600	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	-
Contratos firmes/CMMP	16%	14%	12%	11%	8%	6%	4%	4%	8%	8%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

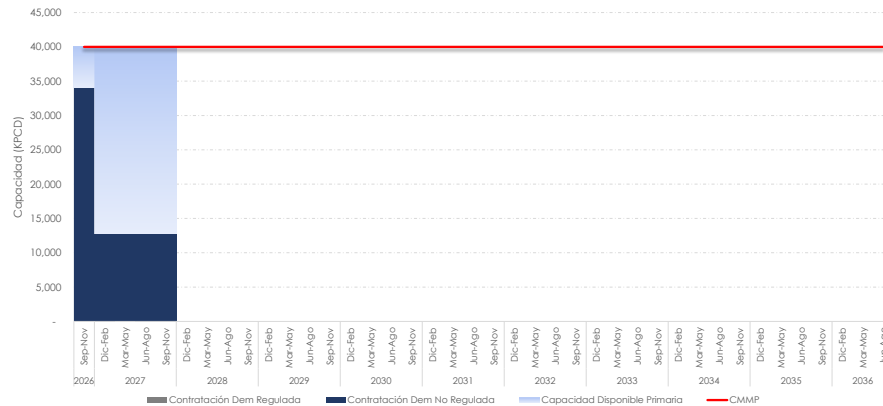
Jobo – Sincelajo



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	50,050	50,050	51,445	59,445	69,445	174,445	174,445	174,445	174,445	179,445	-
Contratación Trimestre MR	12,000	10,000	10,000	15,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	-	-
Contratación Trimestre MNR	17,895	17,895	16,500	5,000	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	60%	56%	52%	34%	14%	6%	6%	6%	6%	0%	-
Contratación en Firme MR	-	-	1,500	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	48,050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	-
Contratos firmes/CMMP	56%	56%	56%	55%	55%	0%	0%	0%	0%	0%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

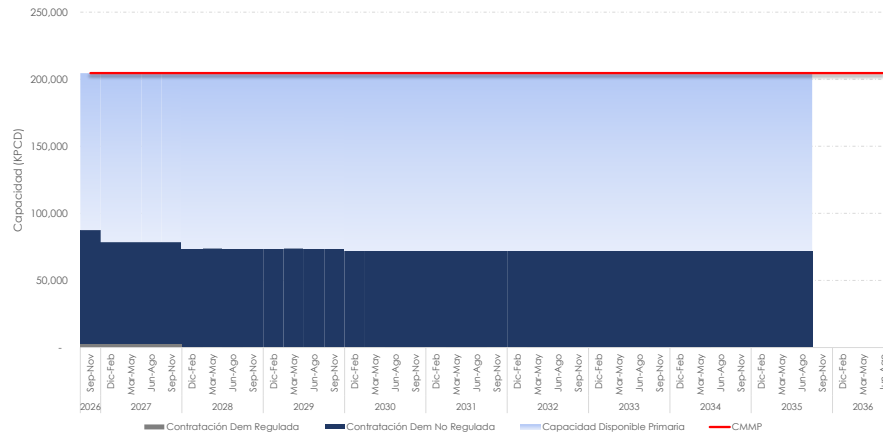
La Creciente – Sincelajo



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	3,758	25,057	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	-
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	0%	0%	-	-	-	-	-	-	-	0%	-
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	3,758	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	-
Contratos firmes/CMMP	85%	32%	-	-	-	-	-	-	-	0%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



	2024	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	94,463	124,001	129,505	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509	132,509	132,509	-
Contratación Trimestre MR	22,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	24%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-
Contratación en Firme MR	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	84,500	75,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	-
Contratación en Firme	87,500	78,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	-
Contratación con Interrupciones	94,463	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	-
Contratos firmes/CMMP	43%	38%	36%	36%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

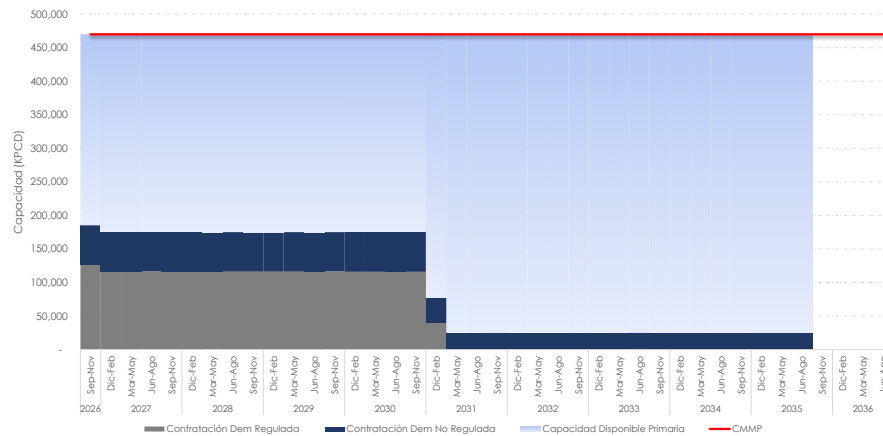
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

(4) Trimestre estándar diciembre 2024 a febrero de 2025 (Las Cantidades no se observan en la gráfica)

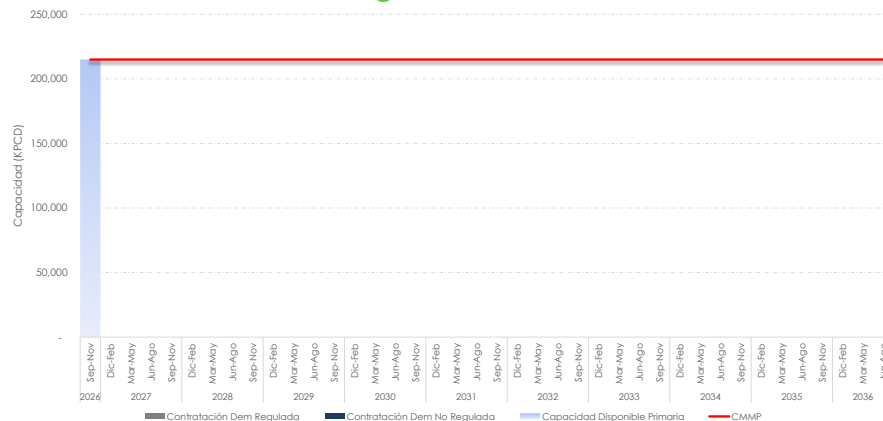
2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI Cusiana – El Porvenir



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	263,638	283,751	284,039	284,274	284,408	285,408	434,856	434,856	435,078	435,078	-
Contratación Trimestre MR	12,458	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	92,509	986	695	675	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	40%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-
Contratación en Firme MR	126,690	116,944	116,790	116,795	116,360	217	220	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	-
Contratación en Firme	185,130	175,331	175,179	175,095	175,660	25,217	25,220	25,000	25,000	25,000	-
Contratación con Interrupciones	45,744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	-
Contratos firmes/CMMP	39%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%	5%	5%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

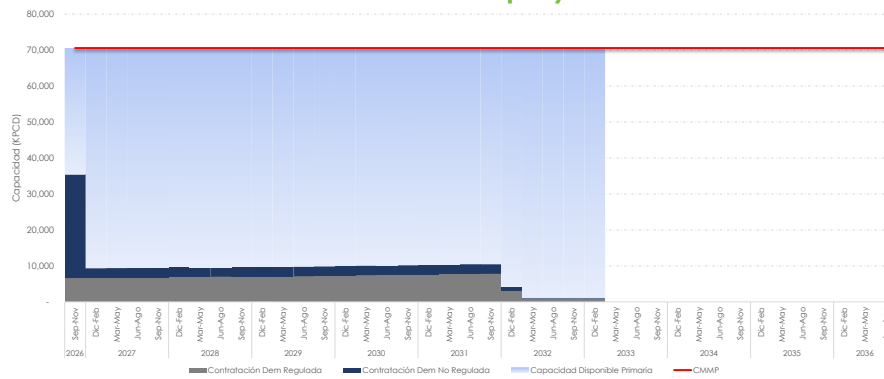
Cogua – Sabana



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	214,203	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	-
Contratación Trimestre MR	29,866	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	94,529	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	58%	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	-
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	37,970	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	-
Contratos firmes/CMMP	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

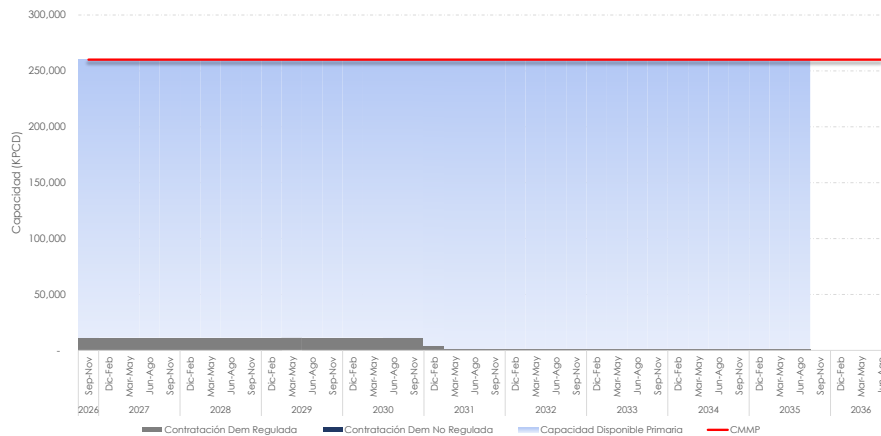
Cusiana – Apiay



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	42,194	59,565	59,081	59,695	59,376	59,044	59,138	68,586	69,569	69,569	-
Contratación Trimestre MR	17,035	35	35	-	-	-	-	#N/D	#N/D	-	-
Contratación Trimestre MNR	964	482	503	-	-	-	-	#N/D	#N/D	-	-
%CDP comprometida trimestre	43%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	#N/D	#N/D	0%	-
Contratación en Firme MR	6,647	6,673	6,986	7,069	7,327	7,640	735	#N/D	#N/D	-	-
Contratación en Firme MNR	28,699	2,661	2,685	2,646	2,657	2,675	248	#N/D	#N/D	-	-
Contratación en Firme	35,346	9,334	9,671	9,715	9,984	10,315	983	#N/D	#N/D	-	-
Contratación con Interrupciones	1,370	-	-	-	-	-	-	#N/D	#N/D	-	-
CMMP	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	-
Contratos firmes/CMMP	50%	13%	14%	14%	14%	15%	1%	#N/D	#N/D	0%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

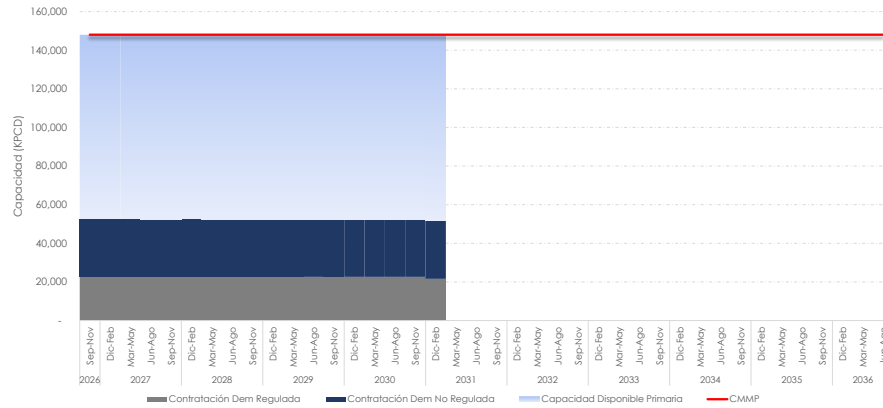
Ballena – Barrancabermeja



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	226,920	236,600	236,600	236,600	236,600	173,449	183,449	183,449	188,789	188,789	-
Contratación Trimestre MR	72,500	-	-	-	-	51,050	51,050	51,050	50,600	50,600	-
Contratación Trimestre MNR	31,117	4,000	4,000	4,000	4,000	19,121	19,121	19,121	13,290	13,290	-
%CDP comprometida trimestre	46%	2%	2%	2%	2%	40%	38%	38%	34%	34%	-
Contratación en Firme MR	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	-
Contratación con Interrupciones	86,729	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	-
Contratos firmes/CMMP	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%	1%	1%	1%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2024	2027	2029	2027	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000	148,000	148,000	148,000	-
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	-	-
Contratación Trimestre MNR	800	-	-	-	-	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	-	-
%CDP comprometida trimestre	1%	0%	0%	0%	0%	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	0%	-
Contratación en Firme MR	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	-	-
Contratación en Firme MNR	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	-	-
Contratación en Firme	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	-	-
Contratación con Interrupciones	20,515	-	-	-	-	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	-	-
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	-
Contratos firmes/CMMP	36%	36%	36%	36%	36%	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	0%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

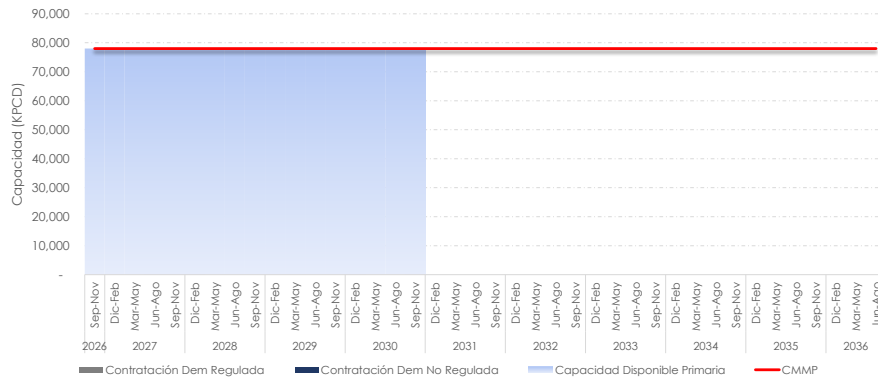
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

(4) Trimestre estándar diciembre 2024 a febrero de 2025 (Las Cantidades no se observan en la gráfica)

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CDP	73,375	75,660	76,810	76,810	76,810	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	-
Contratación Trimestre MR	2,565	1,694	690	690	690	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	48,560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	70%	2%	1%	1%	1%	-	-	-	-	0%	-
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	12,200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	-
Contratos firmes/CMMP	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

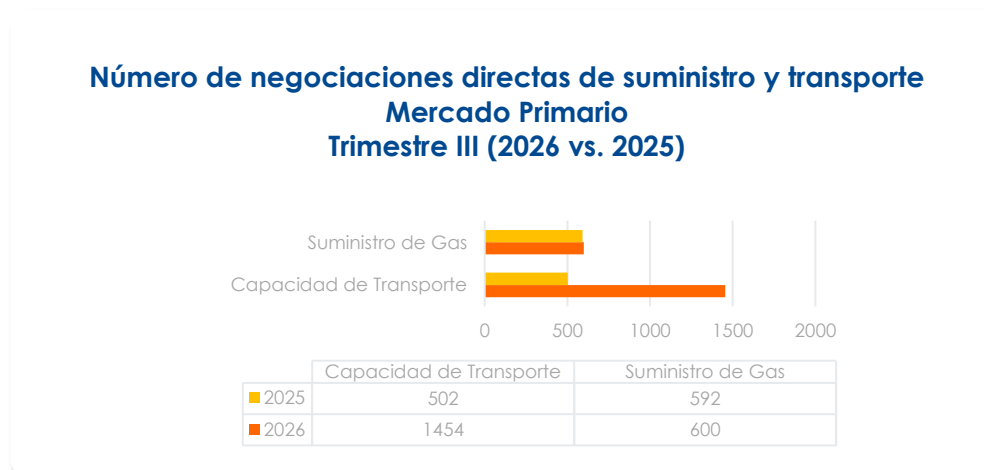
(4) Trimestre estándar diciembre 2024 a febrero de 2025 (Las Cantidades no se observan en la gráfica)

2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos en el artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores declararon la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y los remitentes presentaron sus solicitudes. Al contrastar esta información con el reporte de los comercializadores previsto en el artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, se determinó que, para el trimestre estándar de negociación comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, no persistió la congestión contractual. En consecuencia, no se activó el mecanismo de subasta previsto para asignar capacidad de transporte en caso de congestión contractual.

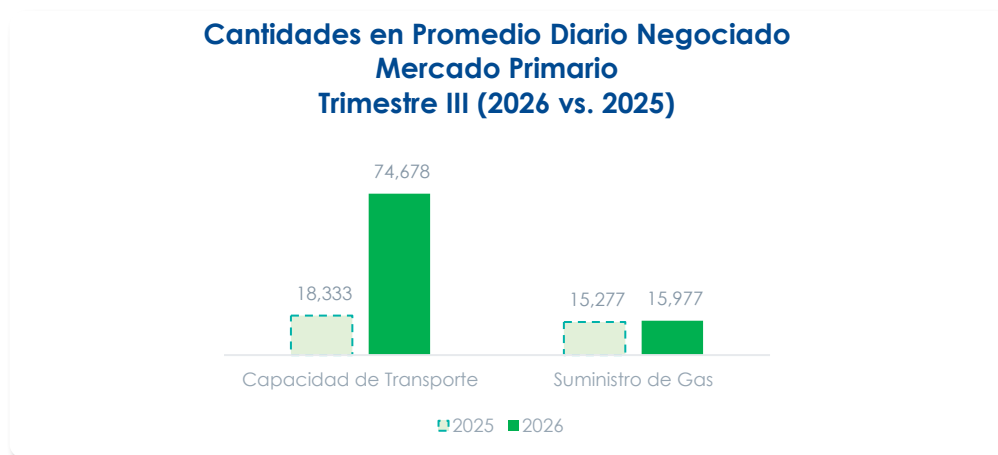
2.2 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario para el III trimestre estándar de 2026.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado primario.

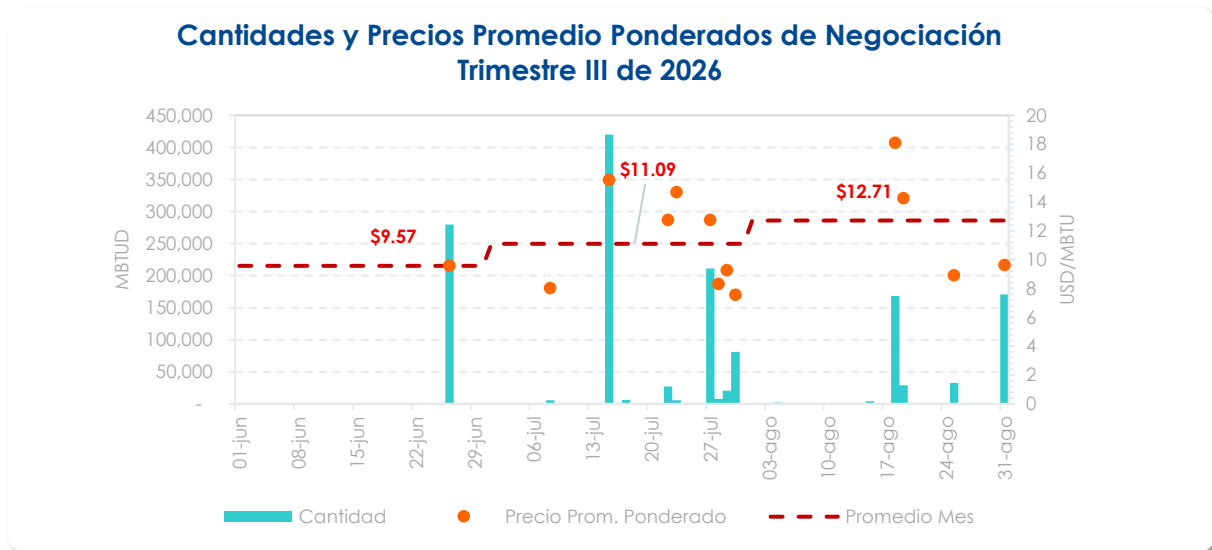


Fuente: SEGAS

Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario aumentó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 15,277 a 15,977 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte aumentó, al pasar de un promedio diario transado de 18,333 a 74,678 KPCD.

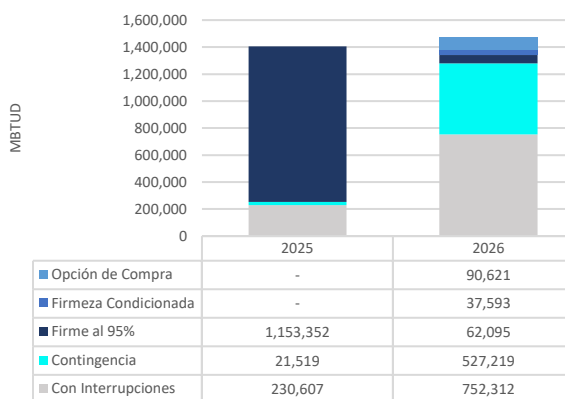
Suministro



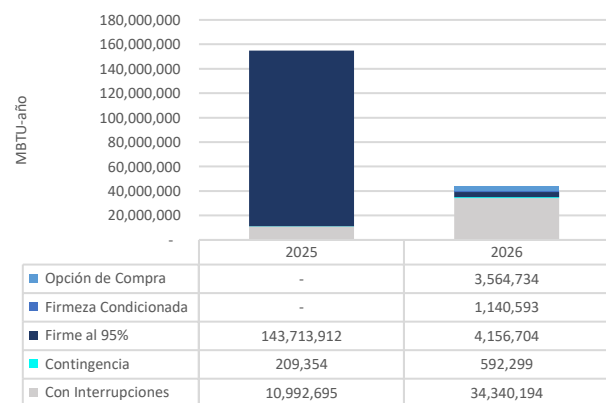
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre estándar III de los años 2025 y 2026¹. Se destaca el aumento de la energía negociada bajo las modalidades “Con Interrupciones” y “contingencia” para el trimestre de análisis del año 2026.

**Cantidad agregada Negociada* MP por
Modalidad (Neg. Directa)
2026 vs 2025 – Trim III**



Energía Negociada MP por Modalidad
(Neg. Directa)
2026 vs 2025 – Trim III**



Fuente: SEGAS

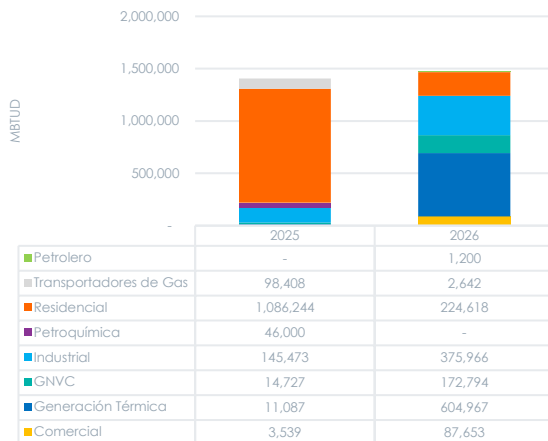
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

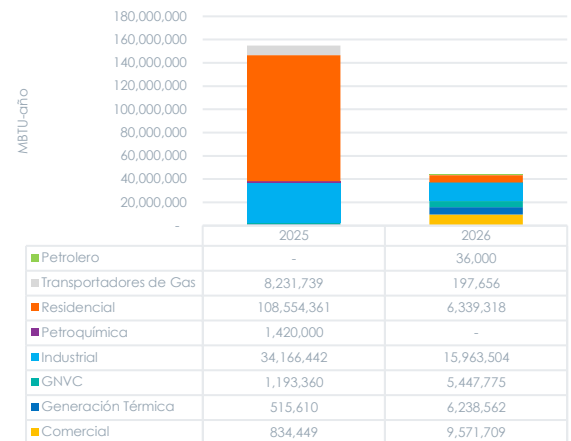
¹ La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores industrial y comercial.

Cantidad agregada Negociada* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trim III



Energía Negociada** MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trim III



Fuente: SEGAS

* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por sector de consumo.

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por sector de consumo.

*****Importante:** La información contenida en el presente documento corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas natural al Gestor del Mercado de Gas; los datos operativos podrán surtir actualizaciones conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y CREG 102 015 de 2025.

Precios del mercado primario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$5.00 y \$ 24.97 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre III de 2026 (USD/MBTU)

Punto de Entrega	2025	2026
ARJONA	\$ 5.90	\$ 6.55
ARRECIFE	\$ 6.05	\$ 7.90
BALLENA	\$ 5.94	\$ 7.11
BARRANQUILLA	\$ 13.17	NA
Bonga Mamey	\$ 5.92	NA
BULLERENGUE	\$ 10.97	NA
CAMPO LA BELLEZA	\$ 9.77	NA
CAPACHOS	NA	\$ 5.00
CARAMELO	\$ 9.99	NA
CARTAGENA	\$ 14.09	NA
CERRO GORDO	\$ 7.27	NA

CUSIANA		\$ 12.36	NA
DRUMMOND	PUNTO		
ENTRADA		NA	\$ 15.95
EL DIFICIL		\$ 12.71	\$ 8.29
GCARIBE	CAMPOS		
MENORES		\$ 15.11	\$ 14.25
JOBO		\$ 14.65	\$ 12.53
LA BELLEZA		ND	NA
LA CAÑADA NORTE		\$ 6.16	\$ 7.00
La Cira Infantas		ND	NA
LA LOMA		NA	\$ 20.00
MARÍA CONCHITA	PK		
33+130		NA	\$ 10.02
PALAGUA		\$ 6.79	\$ 7.11
PLANTA CUPIAGUA		\$ 9.80	\$ 13.14
PLANTA CUSIANA		\$ 9.80	\$ 13.91
PLANTA FLOREÑA		NA	\$ 8.89
RAMIRIQUI		NA	\$ 9.15
SAN ROQUE		\$ 4.00	NA
SINU-9		NA	\$ 13.09
SPEC		\$ 13.11	\$ 24.97
TISQUIRAMA		\$ 4.00	NA
Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU)		\$ 14.63	NA

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

NA: No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre III de 2026 (USD/MBTU)

Modalidad	2025	2026
Con Interrupciones	\$ 9.33	\$ 9.80
Contingencia	\$ 14.30	\$ 15.36
Firme al 95%	\$ 10.07	\$ 19.69
Firmeza Condicionada	NA	\$ 10.90
Opción de Compra	NA	\$ 18.00

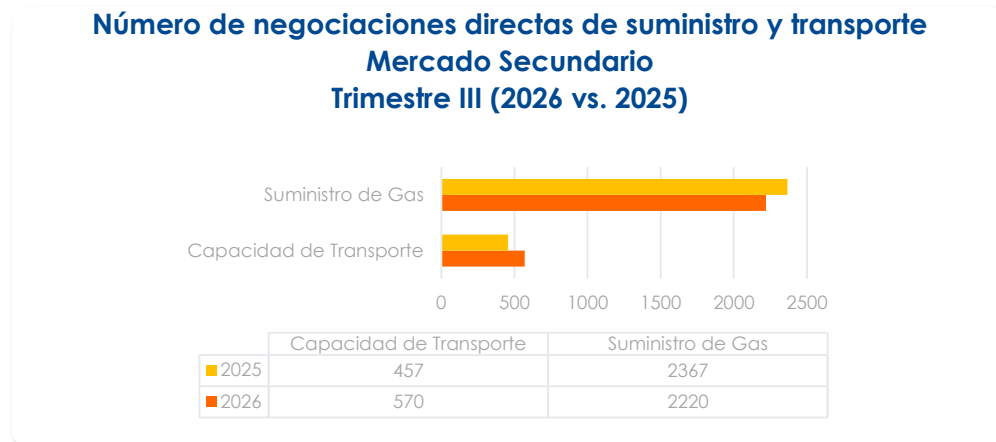
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

NA: No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

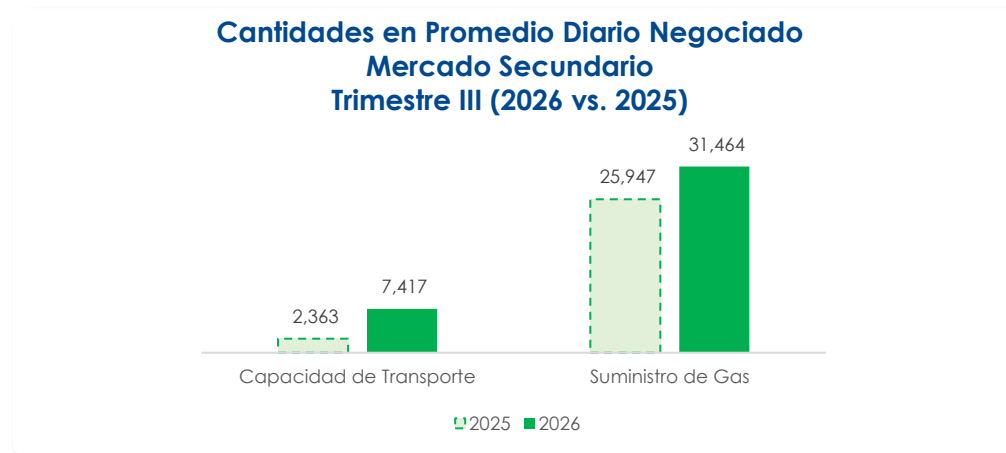
2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar III de 2026.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado secundario.



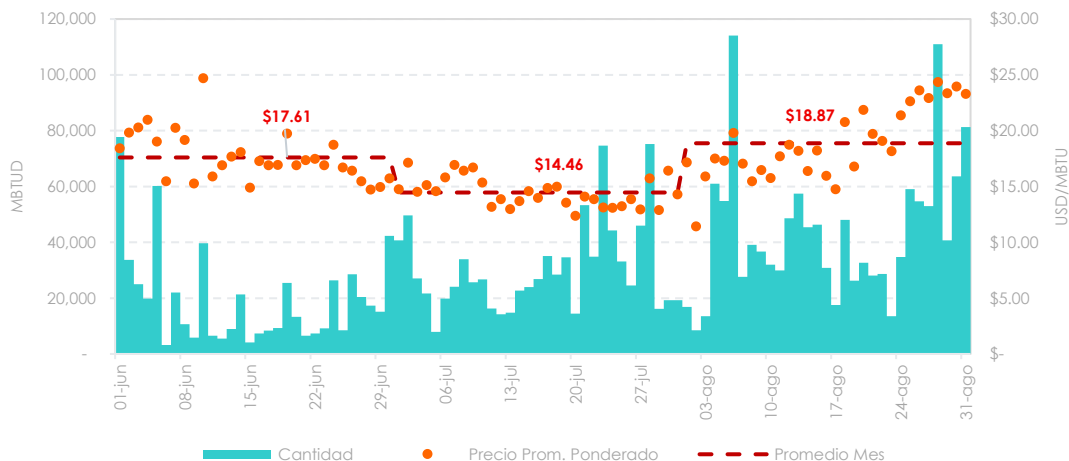
Fuente: SEGAS

Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Secundario aumentó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, pasando de 25,947 a 31,464 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó un aumento al pasar de 2,363 a 7,417 KPCD.

Suministro

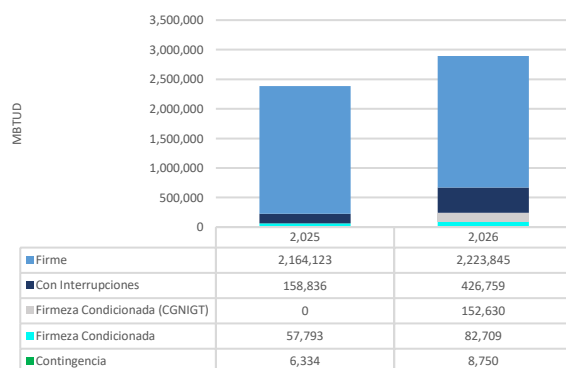
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre III de 2026



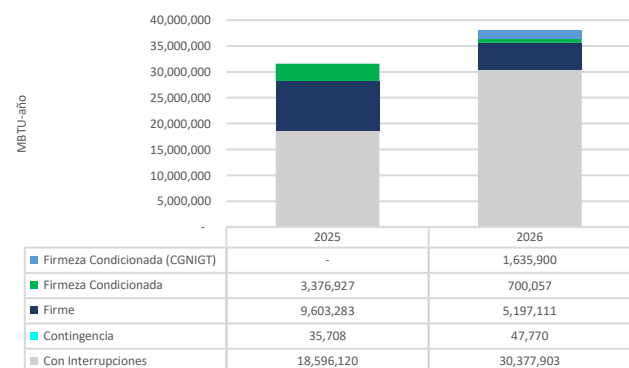
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar III de los años 2025 y 2026. Se destaca que la mayor parte de las cantidades de energía negociadas de manera directa se registraron bajo las modalidades "Con interrupciones" y "Firme".

Cantidad agregada Negociada* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trim III



Energía Negociada** MS por Modalidad (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trim III



Fuente: SEGAS

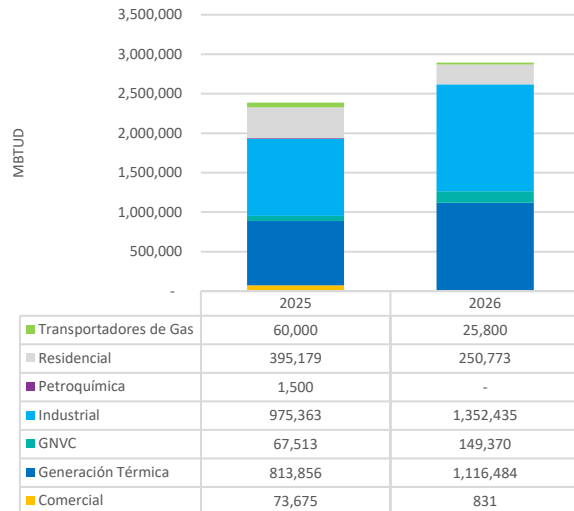
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

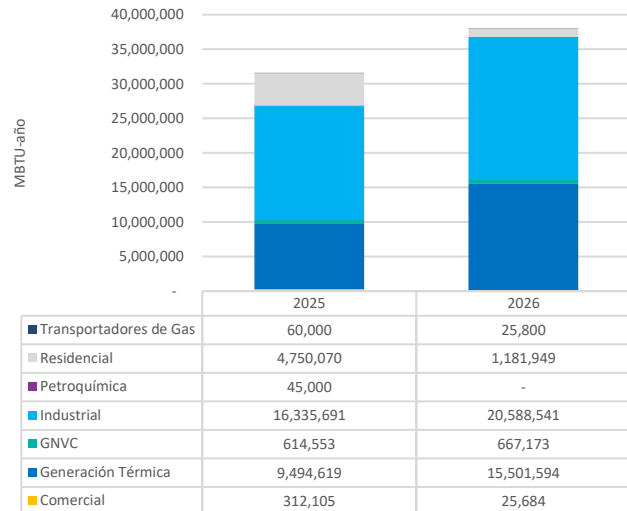
Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron

y registraron con destino al consumo de los sectores Generación Térmica, Industrial y Residencial.

**Cantidad agregada Negociada* MS por Sector Consumo (Neg. Directa)
2026 vs 2025 – Trimestre III**



Energía Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa)
2026 vs 2025 – Trimestre III**



Fuente: SEGAS

* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por sector de consumo

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por sector de consumo

Precios del mercado secundario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$11.38 y \$23.48 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega
Mercado Secundario – Trimestre III de 2026 (USD/MBTU)**

Punto Entrega	2025	2026
ARJONA	\$ 15.81	NA
ARRECIFE	\$ 15.00	NA
BALLENA	\$ 12.09	\$ 21.53
BARRANCABERMEJA	\$ 9.83	\$ 19.00
BULLERENGUE	\$ 12.32	NA
CARAMELO	\$ 12.24	NA
CERRO GORDO	ND	NA
CUSIANA	\$ 13.40	\$ 14.29
FLOREÑA	\$ 10.19	\$ 14.49
GIBRALTAR	\$ 5.71	\$ 11.38
JOBO	\$ 17.05	\$ 14.68
LA CAÑADA NORTE	\$ 5.94	NA
LA CRECIENTE	ND	NA
MAMONAL	\$ 13.56	\$ 20.79
MARIQUITA	\$ 15.30	\$ 16.88

SEBASTOPOL	\$ 12.70	\$ 16.01
TUCURINCA	\$ 14.04	\$ 23.48
VASCONIA	\$ 14.07	\$ 17.95
NO SNT	\$ 11.43	\$ 21.54

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

NA: No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Secundario – Trimestre III de 2026 (USD/MBTU)

Modalidad	2025	2026
Con Interrupciones	\$ 14.60	\$ 19.65
Contingencia	\$ 17.91	\$ 36.77
Firme	\$ 12.89	\$ 17.41
Firmeza Condicionada	\$ 13.21	\$ 15.19
Firmeza Condicionada (CGNIGT)	NA	\$ 19.41

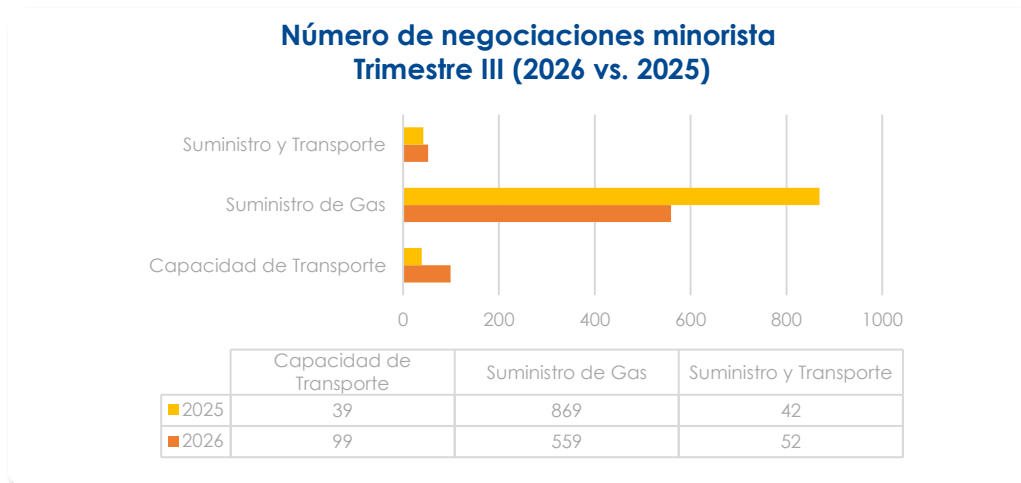
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

NA: No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

2.4 Mercado Minorista

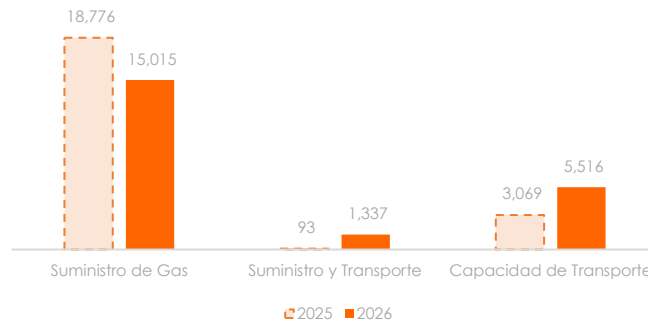
Al contrastar el nivel de negociaciones del mercado minorista del trimestre estándar III de 2026 con respecto al mismo periodo de 2025, se observa una disminución en el número de operaciones registradas del producto "suministro", "capacidad de transporte" y "suministro y transporte".



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado minorista.

Cantidades en Promedio Diario Negociadas minorista Trimestre III (2026 vs. 2025)



Fuente: SEGAS

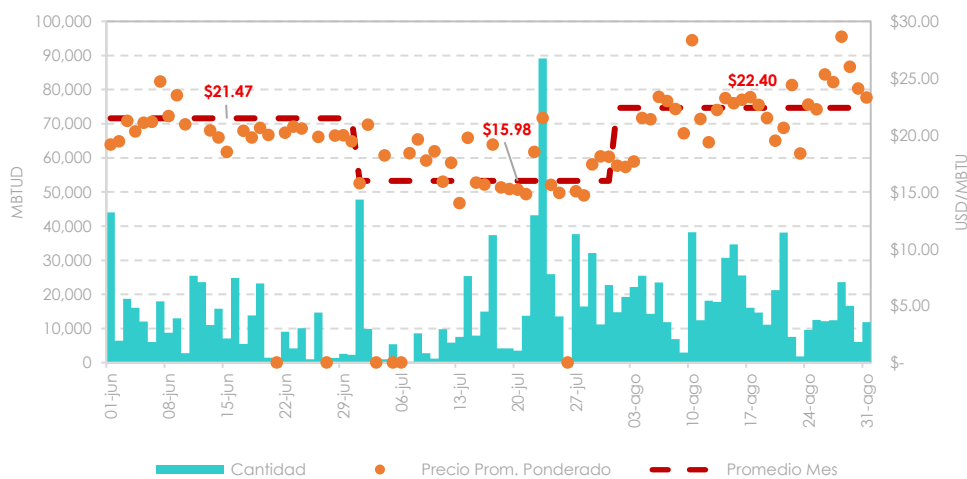
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el mercado minorista disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, de 18,776 a 15,015 MBTUD; por su parte, el producto conjunto de suministro y transporte aumentó pasando de 93 a 1,337 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria aumentó pasando de 3,069 a 5,516 KPCD.

Suministro – minorista

a. Cantidades y precios promedios minorista – Suministro

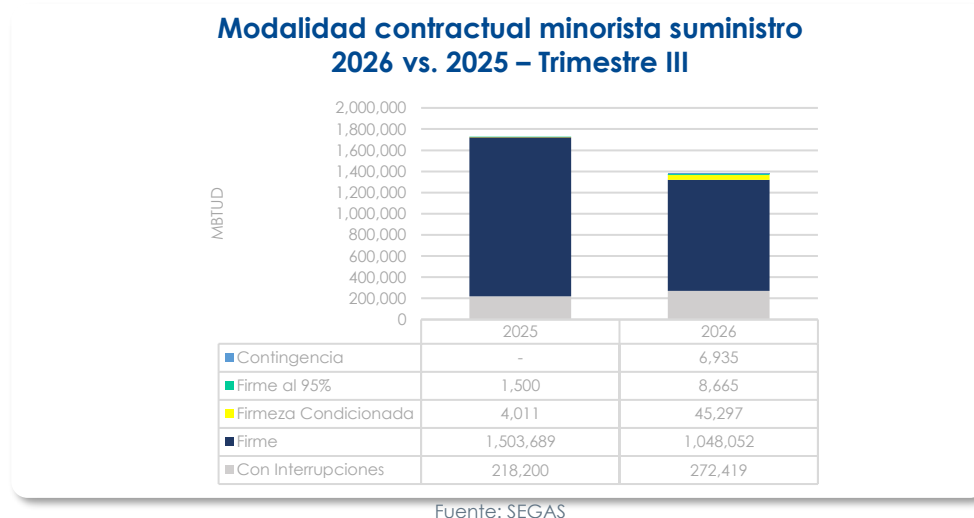
Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en minorista Trimestre III de 2026



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual minorista – Suministro

En el trimestre estándar III de 2026 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 75.9% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 19.7% de las cantidades promedio diario negociadas.



Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad minorista Suministro – Trimestre III de 2026 (USD/MBTU)

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 24.12
Firme	\$ 20.33
Firmeza Condicionada	\$ 16.34
Firme al 95%	\$ 13.66
Contingencia	\$ 16.50

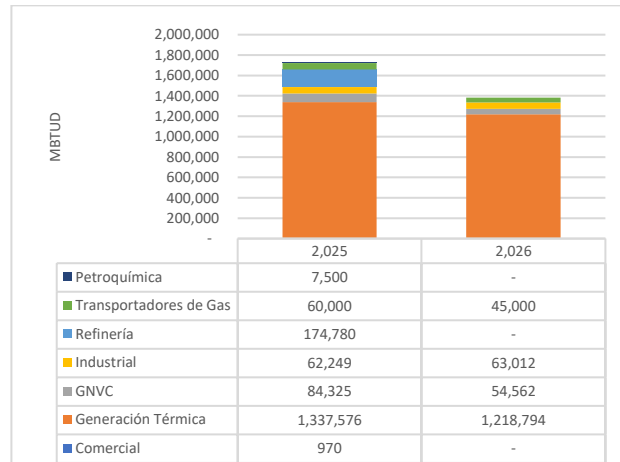
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo minorista – Suministro

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en el mercado minorista del trimestre estándar III de 2026, el cual se compara con el mismo periodo del año 2025. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 88 % y el sector industrial con el 5%.

Sector de consumo minorista Suministro 2026 vs. 2025 – Trimestre III



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por cantidades de suministro de gas natural estimados por sector de consumo y registrados durante el trimestre estándar III de 2026 en el mercado minorista:

Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo minorista Suministro – Trimestre III de 2026 (USD/MBTU)

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 21.38
GNVC	\$ 12.04
Industrial	\$ 18.14
Transportadores de Gas	\$ 22.00

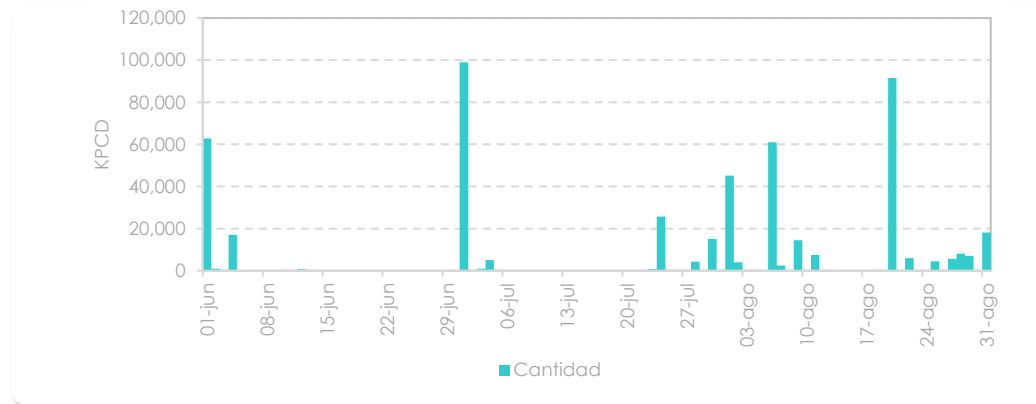
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – minorista

a. Capacidades mercado minorista – Transporte

Capacidades negociadas diariamente en minorista - Trimestre III de 2026

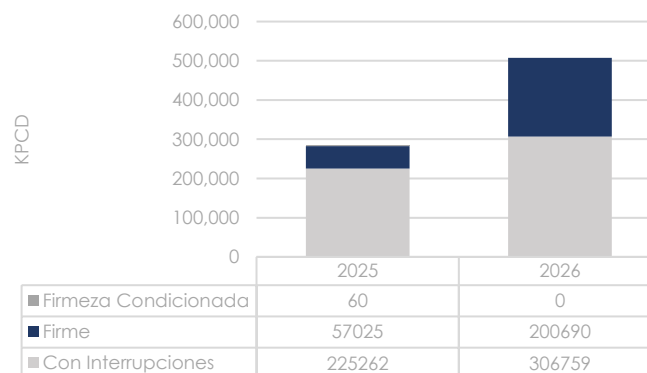


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual minorista – Transporte

Para el trimestre III de 2026, aumentó la capacidad de transporte negociada en el mercado minorista en comparación con el mismo periodo del año 2025; se resalta un aumento en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Con interrupciones”.

Modalidad contractual minorista Transporte - Trimestre III (2026 vs. 2025)

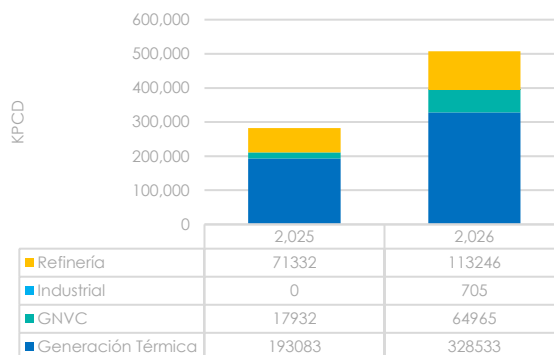


Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo minorista – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en el mercado minorista del trimestre estándar III de 2026, el cual se compara con el mismo periodo del año 2025. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 65 % y el sector refinería con el 22%.

Sector de consumo minorista Transporte - Trimestre III (2026 vs. 2025)



Fuente: SEGAS

Nota: La información de esta sección es producto del debido registro y declaración de los agentes vendedores y compradores y podrá ser susceptible de cambios y/o ajustes dada la normatividad vigente.

3

Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

A continuación, se presentan los principales resultados de los mecanismos de subasta administrados por el Gestor del Mercado de Gas Natural para los productos de suministro y capacidad de transporte.

3.1 SUMINISTRO

Considerando la periodicidad de las Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP- Suministro), para el III trimestre estándar de 2026 se llevaron a cabo Noventa (91) ruedas.

3.1.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP- Suministro)

A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme² en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 102 015 de 2025 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, sus productos son contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

Durante el trimestre junio–agosto de 2026, el mecanismo se mantuvo disponible y operó diariamente; sin embargo, no se presentaron posturas de compra ni de venta, por lo que no se registraron adjudicaciones.

² Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF80, firmes CF95 y de suministro con firmeza condicionada. (Numeral 1, Anexo 4, Resolución CREG 102 015 de 2025)

En el mismo trimestre del año anterior, el comportamiento fue similar, dado que tampoco se registraron adjudicaciones. Sin embargo, en agosto de 2025 los vendedores presentaron ofertas por cantidades equivalentes a 685 MBTUD en el punto de entrega La Cañada Norte.

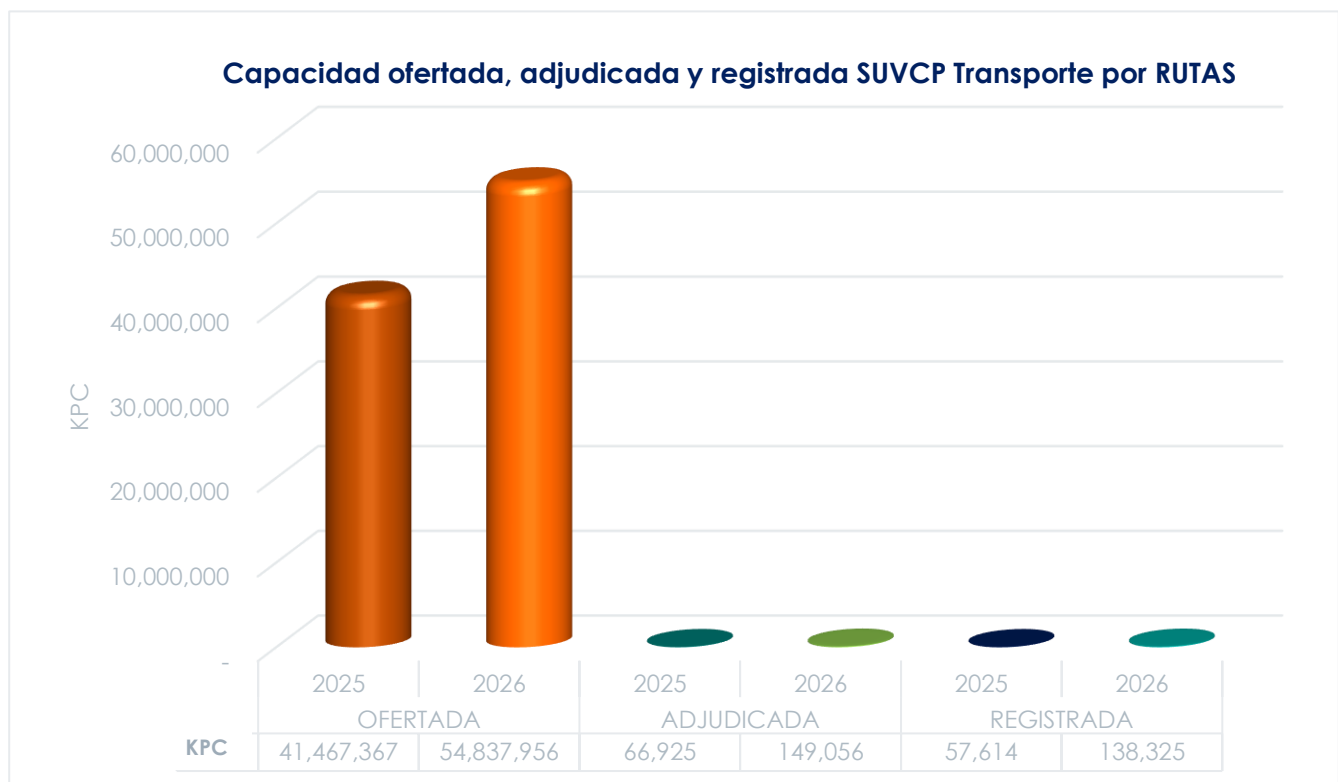
3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el tercer trimestre estándar de 2026 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2025, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

3.2.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – RUTAS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del trimestre estándar III de 2026 vs el mismo periodo de 2025.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar III de 2026, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó en un 32 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	11,311,293	9,517,896
CARTAGENA - BARRANQUILLA	11,152,991	9,207,044
SINCELEJO - CARTAGENA	8,928,096	4,871,428
JOBO - SINCELEJO	5,543,164	1,402,717
LA MAMI - BALLENA	4,380,646	2,340,742
YUMBO/CALI - CALI	2,517,117	3,418,715
VASCONIA - LA BELLEZA	2,089,917	235,050
CARTAGENA - MAMONAL	1,042,095	2,068,401
BALLENA - BARRANCABERMEJA	992,120	182,893
LA MAMI - BARRANQUILLA	1,251,029	923,353
Otras Rutas	6,971,452 (*)	5,957,164 (**)
TOTAL (KPC)	41,467,367	54,837,956

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2025. Cantidad 46 rutas.

** Otras Rutas año 2026. Cantidad 52 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2026, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2025. La capacidad adjudicada aumentó en un 123 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	25,029	138,563
BALLENA - VASCONIA	-	4,761
JOBO - SINCELEJO	-	1,673
BALLENA - LA MAMI	1,305	1,010
CUSIANA - SEBASTOPOL	-	1,000
CARTAGENA - BARRANQUILLA	-	1,000
SINCELEJO - CARTAGENA	340	533
Otras Rutas	40,251 (*)	516 (**)
TOTAL (KPC)	66,925	149,056

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2025. Cantidad 10 rutas.

** Otras Rutas año 2026. Cantidad 3 rutas.

c. Capacidad registrada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar III de 2026, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una aumentó en la capacidad registrada del 140 % respecto al mismo periodo del año 2025.

RUTAS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	24,483	136,279
JOBO - SINCELEJO	-	1,538
SINCELEJO - CARTAGENA	-	508
VASCONIA - MARIQUITA	28,300	-
CUSIANA - SABANA_F	517	-
CUSIANA - OCOA	20	-
VASCONIA - SEBASTOPOL	142	-
Otras Rutas	4,152 (*)	- (**)
TOTAL	57,614	138,325

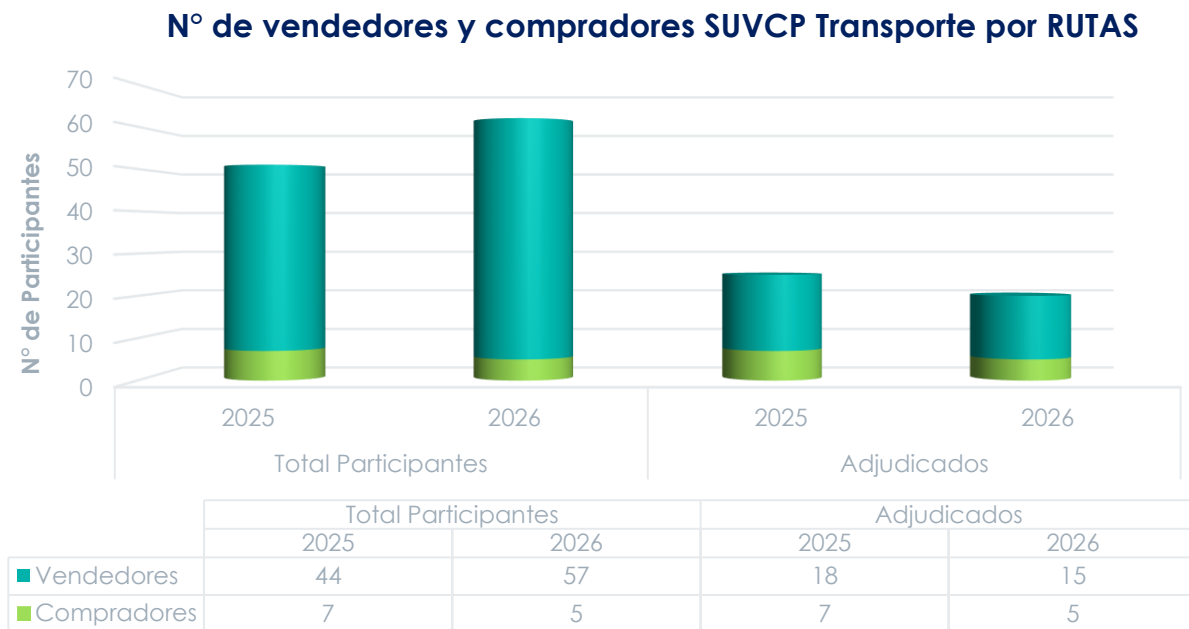
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2025. Cantidad 2 rutas.

** Otras Rutas año 2026. Cantidad 0 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

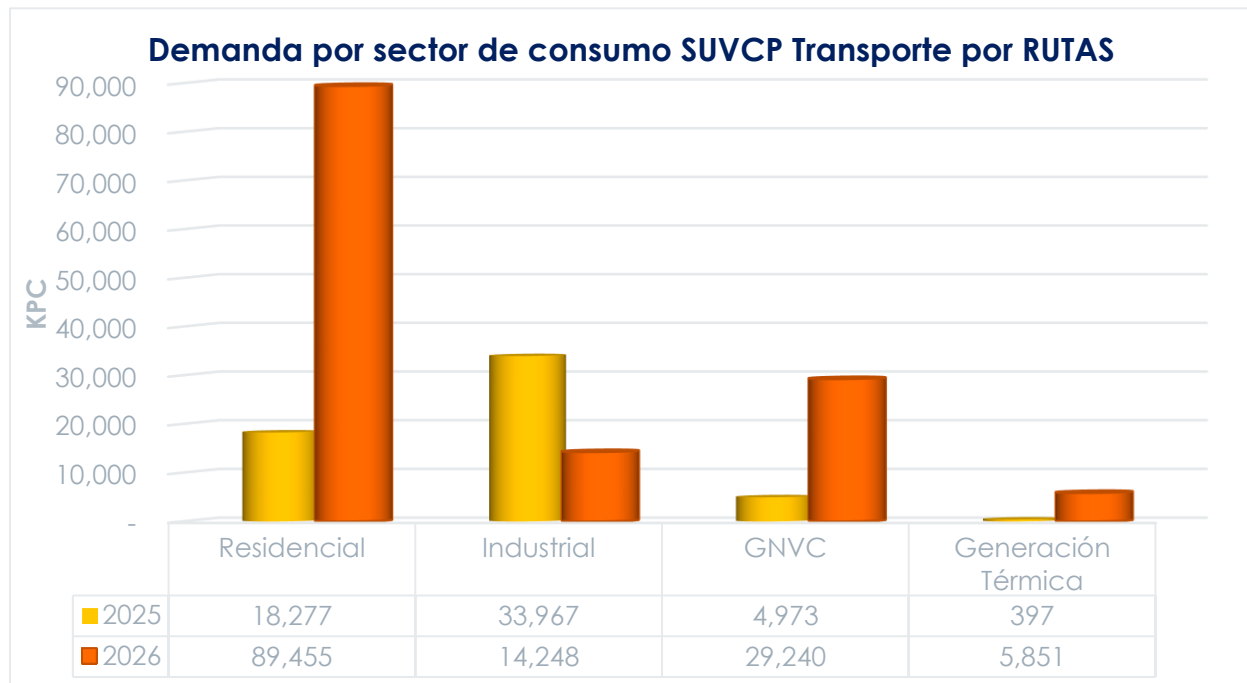
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar III de 2026 vs 2025.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar III de 2025 vs 2026. Para el sector Residencial se presentó un aumento en la demanda del 64 % respecto al año anterior, para el sector GNVC se presentó un aumento en la demanda de 22 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, el sector de Industrial presentó un aumento en la demanda del 10 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior y por su parte, el sector Generación Térmica presentó un aumento del 4 % en la demanda para el trimestre estándar III de 2026.

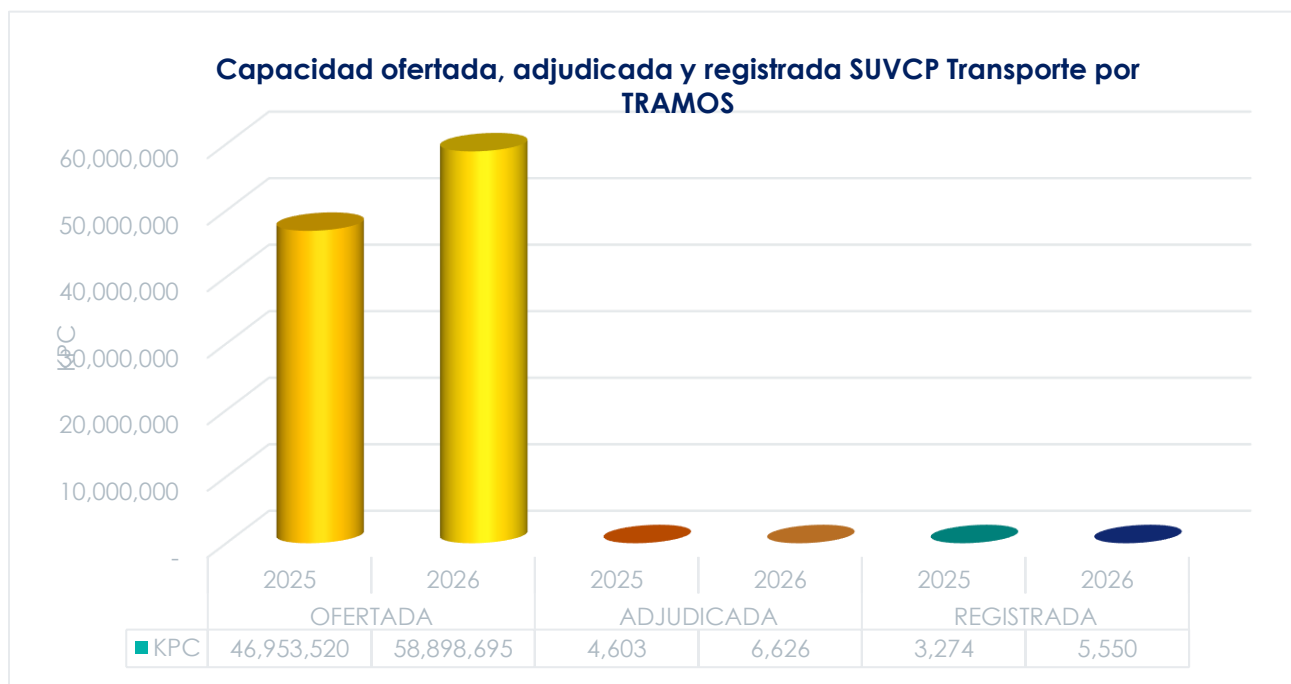


Fuente: SEGAS

3.2.2 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – TRAMOS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del trimestre estándar III de 2026.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar III de 2026, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 25 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	9,517,896	11,311,293
CARTAGENA - BARRANQUILLA	9,207,044	11,151,991
SINCELEJO - CARTAGENA	4,871,088	8,927,563
JOBÓ - SINCELEJO	1,402,717	5,541,491
LA MAMI - BALLENA	2,340,742	4,380,646
YUMBO/CALI - CALI	3,418,715	2,517,117
VASCONIA - LA BELLEZA	235,050	2,089,917
VASCONIA - MARIQUITA	1,220,207	1,281,975
BALLENA - BARRANCABERMEJA	506,244	1,202,829
CARTAGENA - MAMONAL	2,068,401	1,042,095
Otros Tramos	12,165,416 (*)	9,451,778 (**)
TOTAL (KPC)	46,953,520	58,898,695

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2025. Cantidad 32 tramos.

** Otros Tramos año 2026. Cantidad 31 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2026, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2025. La capacidad adjudicada aumentó en un 44 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
SINCELEJO - CARTAGENA	-	2,015
LA BELLEZA - VASCONIA	-	1,200
CUSIANA - EL PORVENIR	-	1,200
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	1,200
JOBÓ - SINCELEJO	-	1,011
LA MAMI - BALLENA	1,710	-
MARIQUITA - GUALANDAY	14	-
Otros Tramos	2,879 (*)	- (**)
TOTAL	4,603	6,626

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2025. Cantidad 3 tramos.

** Otros Tramos año 2026. Cantidad 0 tramos.

c. Capacidad registrada – Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar III de 2026, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia un aumento del 70 % en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2025.

TRAMOS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
SINCELEJO - CARTAGENA	-	2,006
JOBO - SINCELEJO	-	949
LA BELLEZA - VASCONIA	-	925
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	846
CUSIANA - EL PORVENIR	-	824
LA MAMI - BALLENA	1,225	-
COGUA - SABANA_F	1,041	-
Otros Tramos	1,008 (*)	- (**)
TOTAL	3,274	5,550

Fuente: SEGAS

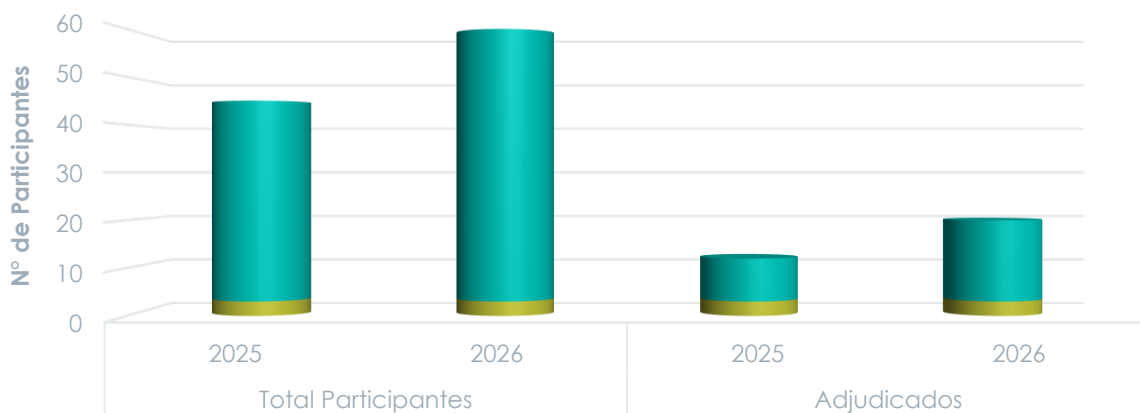
* Otros Tramos año 2025. Cantidad 1 tramos.

** Otros Tramos año 2026. Cantidad 0 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar III de 2026.

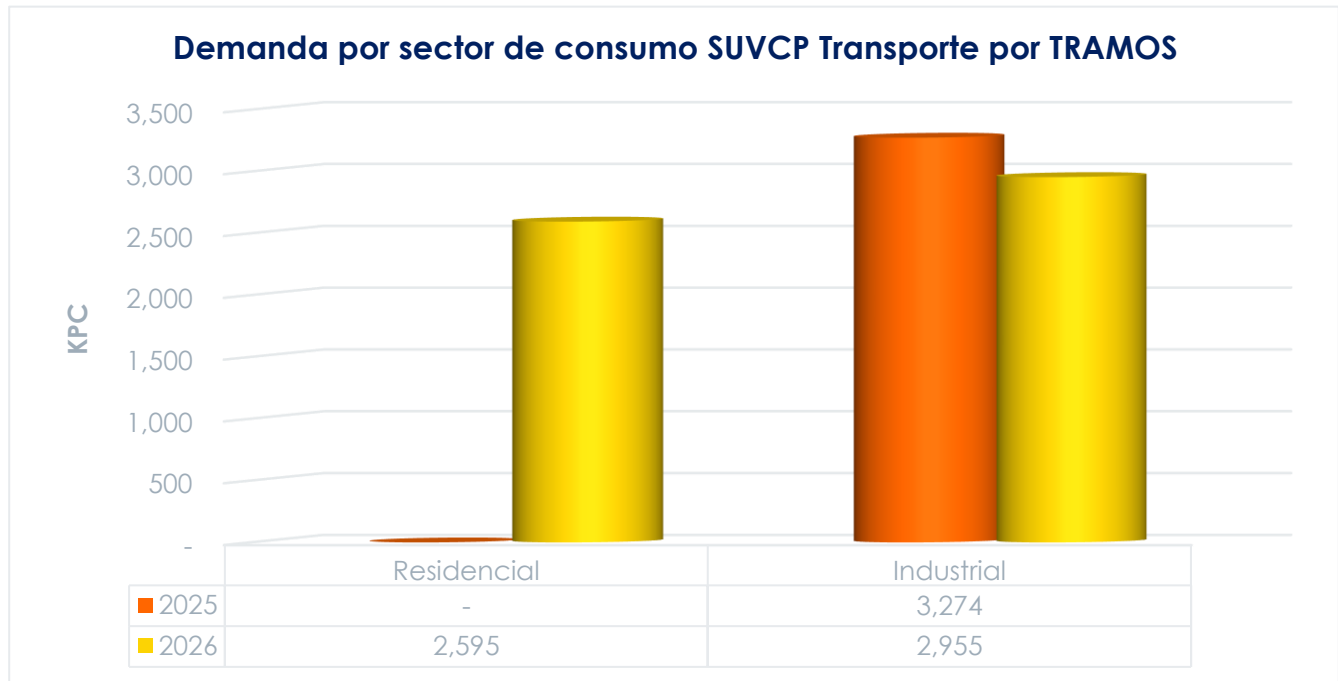
Nº de vendedores y compradores SUVCP Transporte por TRAMOS



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar III de 2026, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Residencial e Industrial de 2,595 y 2,955 KPC respectivamente. Por parte del sector Industrial, se presentó una reducción del 10 % en la demanda para el trimestre estándar III de 2026.



Fuente: SEGAS

4

Reporte de Información sobre Cuentas de Balance

A partir de la obligación establecida por la Comisión al Gestor del Mercado mediante la Resolución CREG 076 de 2019, de monitorear el mercado mayorista de gas natural, se estableció en el numeral v del Artículo 4.3, realizar "Reportes de información sobre Cuentas de Balance". Consecuentemente, para la recopilación de esta información, el Gestor desarrolló un reporte bajo el INSTRUCTIVO PARA DECLARACIONES DE INFORMACIÓN DE TRANSPORTADORES – RESOLUCIÓN CREG 076 DE 2019 mediante el cual los transportadores registran las cuentas de balance mensuales como resultado de los desbalances que se presentan en sus sistemas de transporte, contemplando lo establecido en la regulación.

CONTEXTO REGULATORIO

El concepto asociado al desbalance o variación de salida ha presentado cambios desde su implementación en el Reglamento Único de Transporte -RUT-, como lo son: i) la modificación en la resolución de la medición y ii) la implementación de compensaciones para límite establecidos a los desbalances en los sistemas de transporte. A continuación, se presenta un breve resumen de los principales conceptos de la regulación vigente.

Por un lado, se definen los **desbalances** y las **variaciones de salida** de la siguiente forma:

- **Desbalance**, se define como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas³.
- **Variación de salida**, se define como diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente, medida de forma horaria o diaria⁴.

Por otro lado, la regulación establece límites para el desbalance acumulado calculado a partir de las cuentas de balance, como también el procedimiento para compensar cuando se supera la condición ($\pm 5\%$), conforme la naturaleza del desbalance, es decir, positivos o negativos:

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes⁵.
- **Desbalance positivo**, se presenta cuando la energía tomada es superior a la energía entregada por un remitente. Se contabiliza según lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución CREG 008 de 2018⁶.

³ CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. DESBALANCE DE ENERGÍA: Se define como la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas.

⁴ Resolución CREG 185 de 2020 Art. 1. Definiciones. Variación de Salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD).

⁵ CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. CUENTA DE BALANCE: Es la diferencia acumulada entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente durante un mes.

⁶ CREG 008 de 2018. Art.1. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un

- **Desbalance negativo**, se presenta cuando la energía tomada es inferior a la energía entregada por un remitente. En la actualidad el desbalance negativo está definido en el Artículo 36 de la Resolución CREG 185 de 2020⁷.

De acuerdo con lo estipulado en la regulación y la información reportada y registrada por los Transportadores al Gestor del mercado, para el siguiente análisis de los datos, se contemplan las siguientes consideraciones:

- La información es reportada a partir del instructivo mencionado anteriormente por parte de los siguientes transportadores del SNT: Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. y COINOOGAS S.A. E.S.P.
- La información de cuentas de balance es reportada por los agentes al Gestor, considerando tramos regulatorios y puntos de salida del SNT con resolución diaria y agregado mensual.
- Las cuentas asociadas a los remitentes agregan desbalances de los agentes comercializadores y usuarios no regulados que nominan gas natural en los puntos de salida del SNT.
- Las cifras presentadas en esta sección corresponden a:
 - Cuentas de balance que superan los límites establecidos por la regulación ($\pm 5\%$) agregadas de forma mensual.
 - Gasoductos de los sistemas Costa e Interior.
 - Puntos con consumos mayores a 500 KPCD y menores a 500 KPCD.
 - Agregación de los desbalances de los remitentes en todos los gasoductos del SNT.

La siguiente tabla resume el comportamiento mensual agregado del trimestre comprendido entre junio 2026 y agosto de 2026, de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Jun	5.667	727.860	67.659	-16.529	-939.263	-65.817
Jul	1.064	1.482.022	181.701	-7.772	-1.649.456	-66.734
Ago	5.579	1.497.489	139.925	-3.369	-1.784.352	-121.884

Nota: Los datos de las cuentas de balance fueron actualizados en función del envío posterior de información por parte de un transportador. Cifras en revisión y preliminares.

desbalance acumulado menor al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, la cuenta de balance entre el transportador y el respectivo remitente se ajustará automáticamente al 5% el sexto día (...)"

⁷ CREG 185 de 2020. Artículo 36. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución (...)"

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
Transportador – Productor	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 4.103 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -9.223 MBTU.
Transportador – Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 1.235.790 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -1.457.690 MBTU.
Transportador – Transportador	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 129.762 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -84.812 MBTU.

Nota: Los datos de las cuentas de balance fueron actualizados en función del envío posterior de información por parte de un transportador. Cifras en revisión y preliminares.

5

Convenciones y terminología

1 MBTUD: 1 millón de BTU por día

1 GBTUD: 1.000 MBTUD o mil millones de BTU por día

1 KPCD: 1000 PCD o mil pies cúbicos por día.

SNT: Sistema Nacional de Transporte

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido

SUVCP: Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

SSCI: Subasta de Suministro con Interrupciones

SCFB: Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

PP: Potencial de Producción.

PTDV: Producción Total Disponible para la Venta.

CIDV: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

PTDVF: Producción Total Disponible para la Venta en Firme.

CIDVF: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme.

TRIMESTRE I: Corresponde a los meses diciembre enero y febrero.

CDP: Capacidad Disponible Primaria.

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

Congestión Contractual: Condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

Trimestres estándar: Son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre.