



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 2025 - AGOSTO DE 2025

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 – agosto de 2025 se registraron en total 287 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza (Firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Firme)

En aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, se mantuvo la congestión contractual en los 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 disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 31 %. **El 85 % de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.** La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 93 % para el trimestre III del año gas 2025 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 71 % 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 2025 es la **Industria, con el 61 %** 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 2025 **aumentaron en 7,996 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2024, **ubicándose en 15,270 MBTUD.** Por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$4.00 y \$15.11 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 2025 **disminuyeron en 16,373 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2024, **ubicándose en 25,628 MBTUD.**

Durante el **tercer trimestre estándar del año gas 2025**, no se ejecutó la **subasta de Contratos Firmes Bimestrales** dada la entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 015 de 2025, que derogó el mecanismo. Las **Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo de suministro**, aunque reportaron oferta disponible, no presentaron adjudicaciones.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

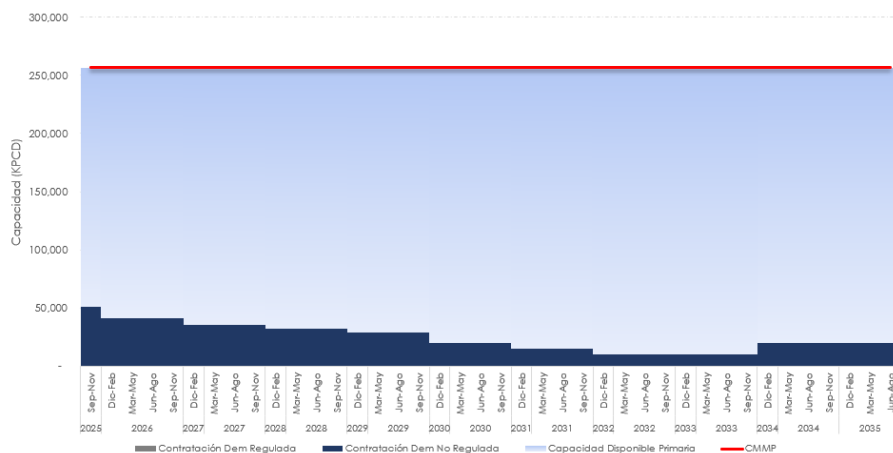
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la **comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario**, durante el trimestre estándar de negociación de **Junio 2025 a Agosto de 2025**, con la aplicación del esquema establecido por las Resoluciones **CREG 185 de 2020 y 001 de 2021**.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron doscientos ochenta y siete (287) contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza.

A continuación, se presenta el resultado, por transportador, de la contratación trimestral para los tramos en los que ingresa el gas de las principales fuentes de producción y para los tramos que representan la llegada a los principales centros de consumo. De igual manera, se presenta la contratación consolidada para cada tramo.

2.1.1 Promigas

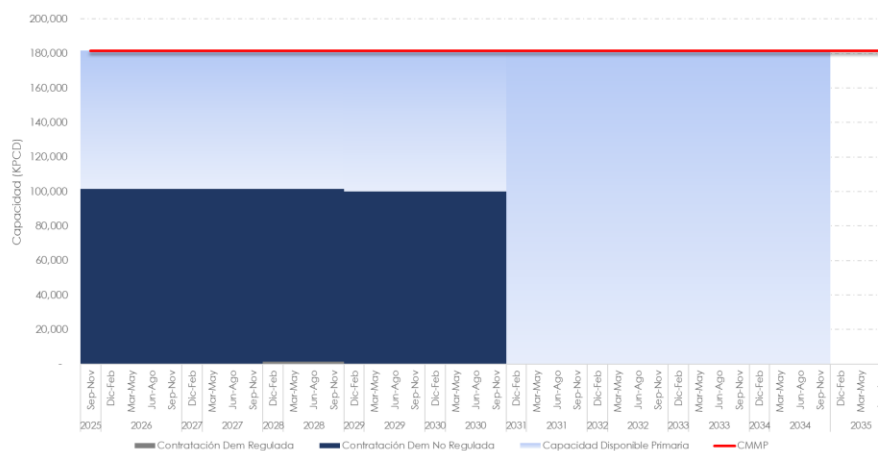
Ballena – La Mami



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	196,668	210,890	217,134	221,160	225,187	234,300	239,290	244,326	244,326	234,400
Contratación Trimestre MNR	4,168	2,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MR	2,200	200	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000
Contratación en Firme	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000
Contratación con Interrupciones	196,666	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
Contratos firmes/CMMP	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	8%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

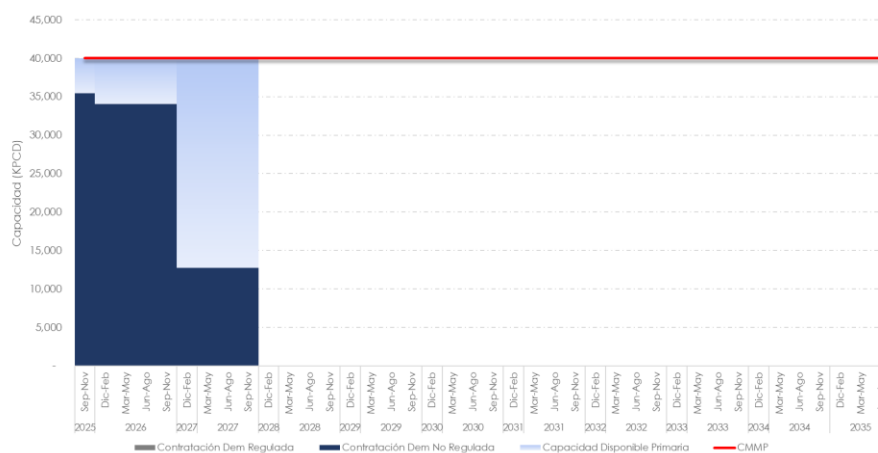
Jobo – Sincelajo



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	57,945	57,945	57,945	57,945	69,445	74,445	179,445	179,445	179,445	179,445
Contratación Trimestre MR	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	5,000	5,000	5,000	5,000	-
Contratación Trimestre MNR	15,021	15,000	15,000	15,000	5,000	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	43%	43%	43%	43%	22%	7%	3%	3%	3%	-
Contratación en Firme MR	-	-	-	1,500	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	101,500	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	50,303	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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%	56%	55%	55%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

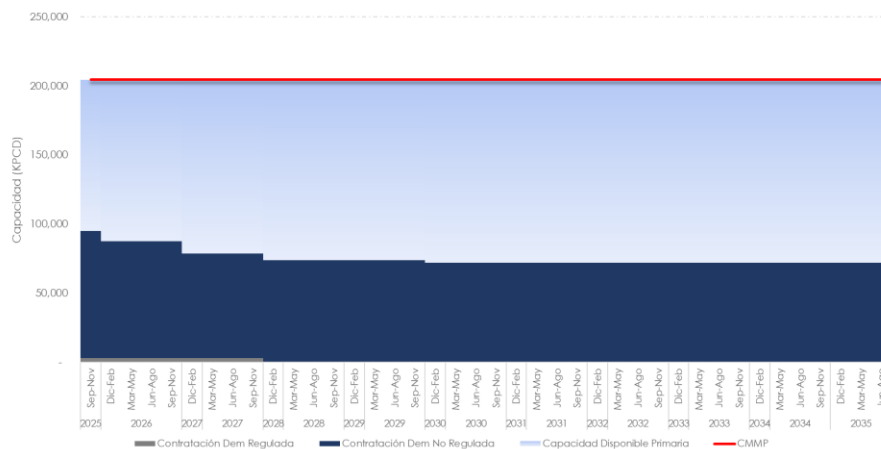
La Creciente – Sincelajo



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	2,315	3,758	25,057	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	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	2,315	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
Contratos firmes/CMMP	89%	85%	32%	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



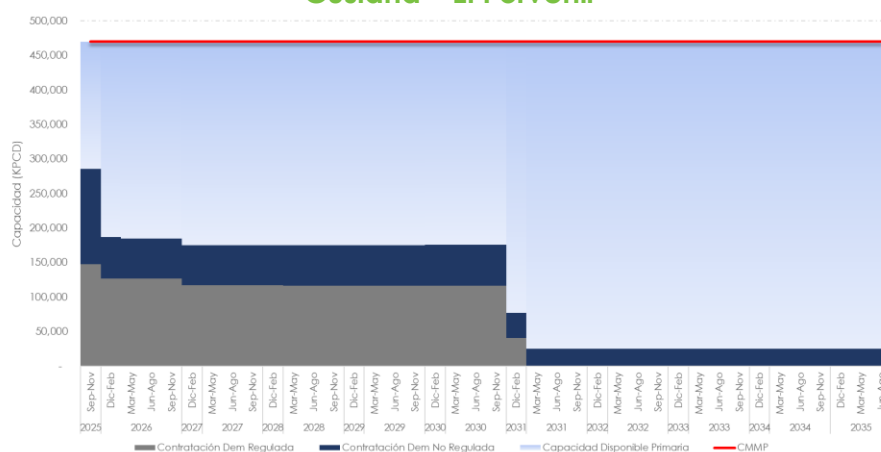
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	94,150	115,001	124,001	129,505	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trimestre MR	15,466	2,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	16%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	3,000	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	91,893	84,500	75,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	94,893	87,500	78,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación con Interrupciones	94,149	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratos firmes/CMMP	46%	43%	38%	36%	36%	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



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	138,526	263,511	284,501	284,674	284,912	284,408	285,408	434,856	434,856	435,078
Contratación Trimestre MR	8,894	5,990	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	62,161	1,080	249	61	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	51%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	147,561	126,690	116,944	116,790	116,795	116,360	217	220	-	-
Contratación en Firme MNR	137,805	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	285,366	185,130	175,331	175,179	175,095	175,660	25,217	25,220	25,000	25,000
Contratación con Interrupciones	12,170	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
Contratos firmes/CMMP	61%	39%	37%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

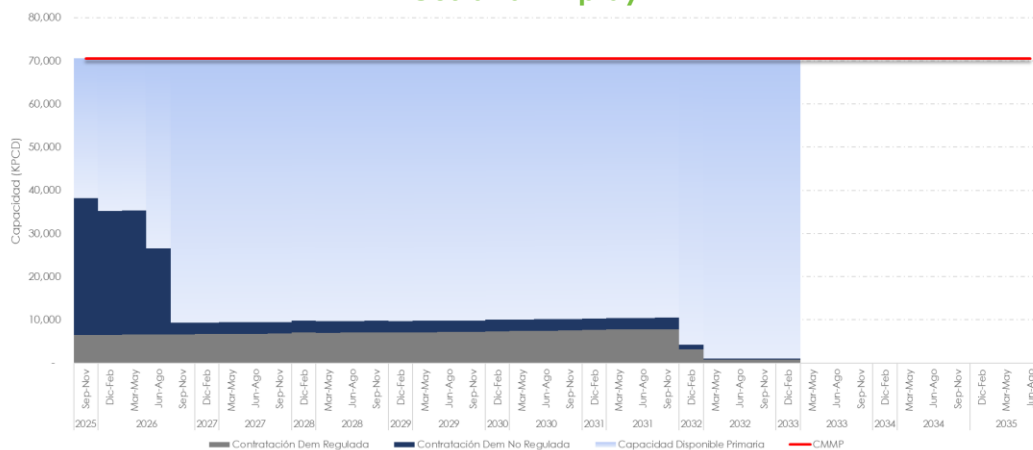
Cogua – Sabana



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	136,284	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trimestre MR	1,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	56,578	113	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	42%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR	20,961	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	57,642	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	78,603	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratos firmes/CMMP	37%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

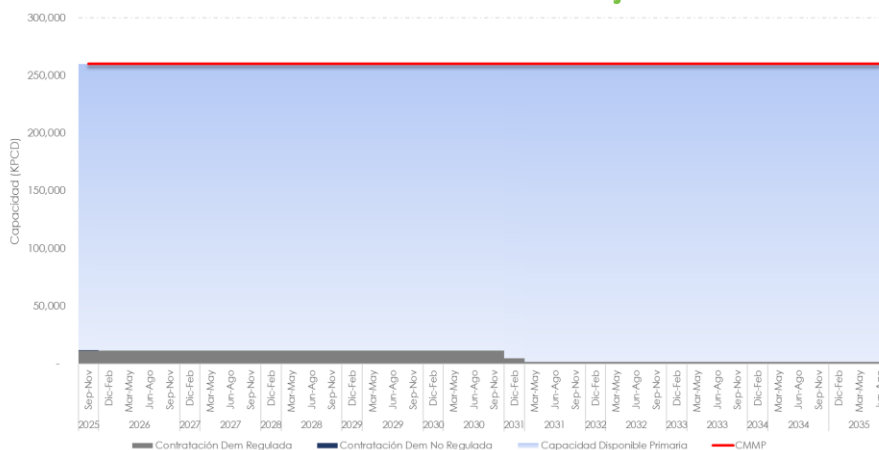
Cusiana – Apiay



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	13,218	33,290	59,565	59,081	59,695	59,376	59,044	59,138	68,586	69,569
Contratación Trimestre MR	235	35	35	35	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	17,953	964	482	503	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	138%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	-	-
Contratación en Firme MR	6,506	6,532	6,673	6,986	7,069	7,327	7,640	735	-	-
Contratación en Firme MNR	31,627	2,699	2,661	2,685	2,646	2,657	2,675	248	-	-
Contratación en Firme	38,133	9,231	9,334	9,671	9,715	9,984	10,315	983	-	-
Contratación con Interrupciones	450	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569
Contratos firmes/CMMP	54%	13%	13%	14%	14%	14%	15%	1%	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

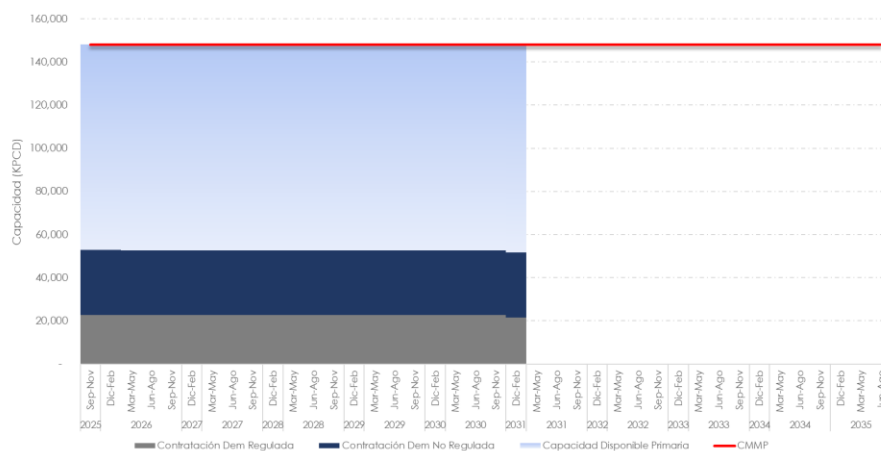
Ballena – Barrancabermeja



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	157,821	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trimestre MR	19,919	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	82,669	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	65%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	11,650	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Contratación con Interrupciones	65,080	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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%	4%	1%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



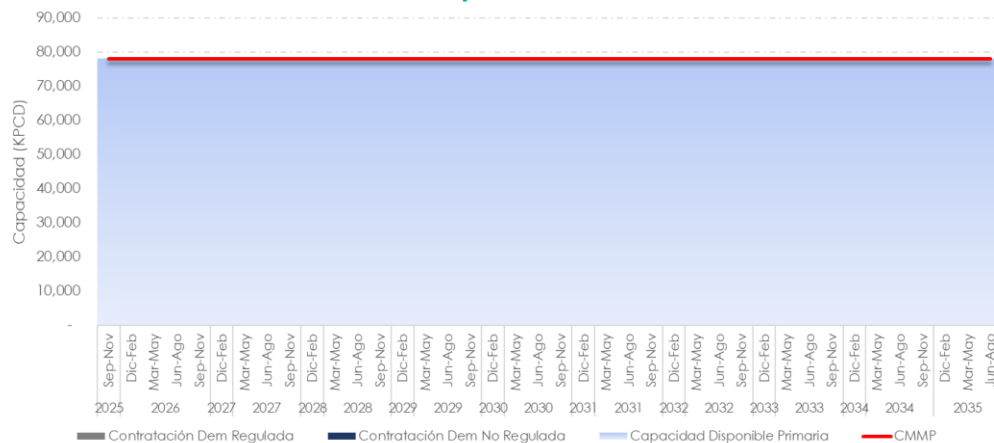
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Contratación Trimestre MR	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000	148,000	148,000
Contratación Trimestre MNR	7,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR	8%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-	-	-
Contratación en Firme	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-	-	-
CMMP	35,050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratos firmes/CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000

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



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	21,345	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500
Contratación Trimestre MR	7,231	240	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	45,870	2,160	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	249%	3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	10,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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%	-	-	-	-	-	-	-	-

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)

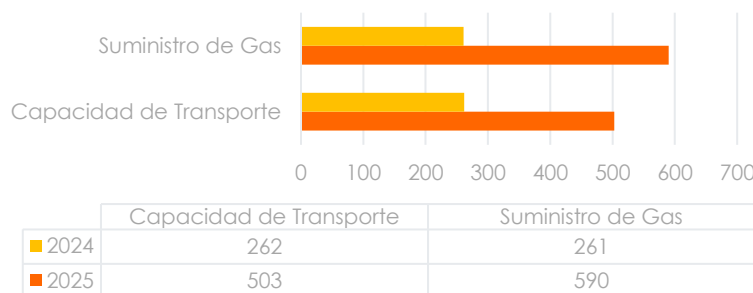
2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos en el artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y de la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores declararon la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y los remitentes presentaron sus solicitudes. Al contrastar estas declaraciones 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 de junio a agosto de 2025, persistió la congestión contractual. En consecuencia, se activó el mecanismo de subasta para asignar capacidad de transporte ante 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 2025.

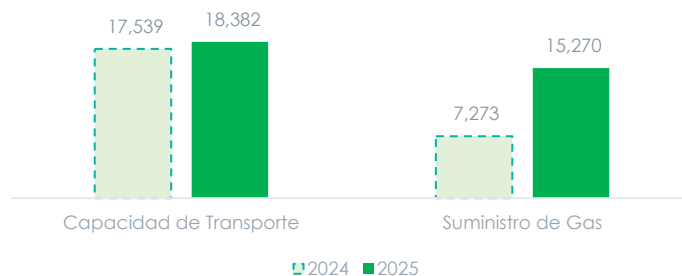
**Número de negociaciones directas de suministro y transporte
Mercado Primario
Trimestre III (2025 vs. 2024)**



Fuente: SEGAS

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

Cantidades en Promedio Diario Negociado Mercado Primario Trimestre III (2025 vs. 2024)



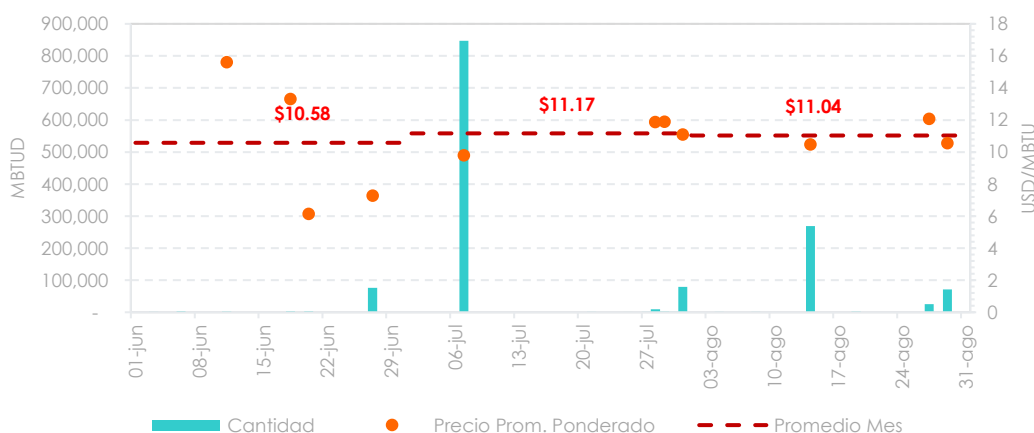
Fuente: SEGAS

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 un 110% con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 7,273 a 15,270 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 92% a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 5% de las capacidades al pasar de un promedio diario transado de 17,539 a 18,382 KPCD.

Suministro

Cantidades y Precios Promedio Ponderados de Negociación Trimestre III de 2025

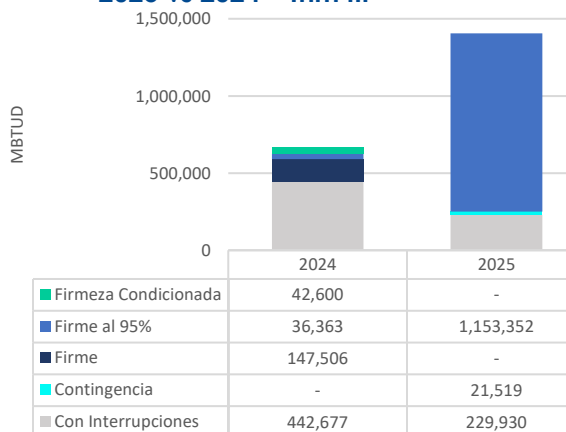


Fuente: SEGAS

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 2024 y 2025¹. Se destaca el aumento de la energía negociada bajo las modalidades “Con Interrupciones” y “Firme al 95%” para el trimestre de análisis del año 2025.

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

Cantidad agregada Negociada* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim III

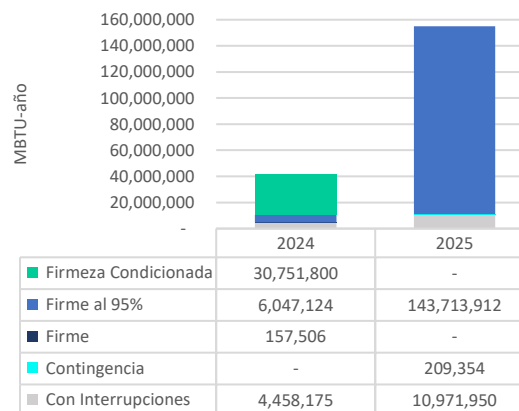


Fuente: SEGAS

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

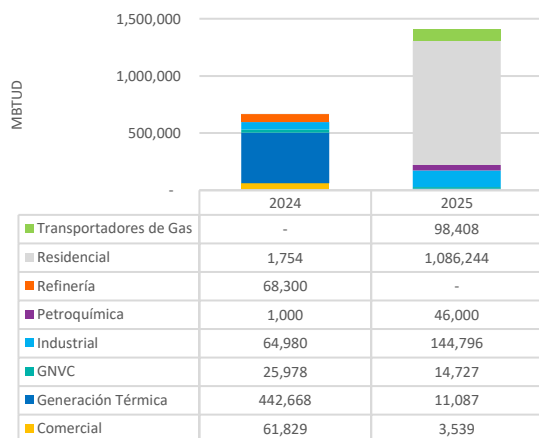
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

Energía Negociada** MP por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim III



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 de Residencial e industrial.

Cantidad agregada Negociada* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim III



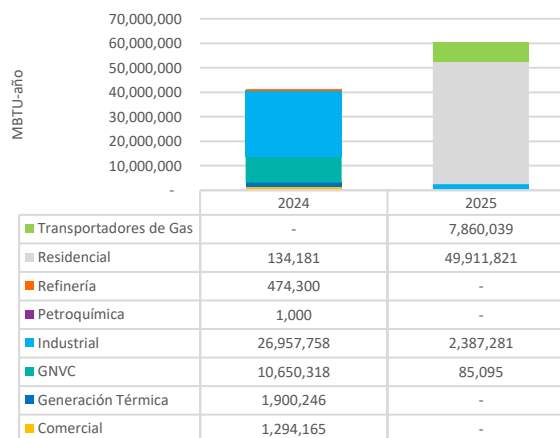
Fuente: SEGAS

* 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 y 186 de 2020.

Energía Negociada** MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim III



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 \$4.00 y \$15.11 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre III de 2025 (USD/MBTU)

Punto de Entrega	2024	2025
ARJONA	NA	\$ 5.90
ARRECIFE	NA	\$ 6.05
BALLENA	\$ 9.16	\$ 5.93
BARRANQUILLA	NA	\$ 13.17
Bonga Mamey	NA	\$ 5.92
BULLERENGUE	NA	\$ 10.97
CAMPO LA BELLEZA	NA	\$ 9.77
CARAMELO	NA	\$ 9.99
CARTAGENA	\$ 9.77	\$ 14.09
CERRO GORDO	NA	\$ 7.27
CHUCHUPA	\$ 8.65	NA
CUPIAGUA	\$ 7.87	NA
Cupiagua Sur	\$ 7.87	NA
CUSIANA	\$ 7.87	\$ 12.36
EL DIFICIL	NA	\$ 12.71
FLOREÑA	\$ 3.75	NA
GCARIBE CAMPOS MENORES	NA	\$ 15.11
JOBO	\$ 10.31	\$ 14.65
LA BELLEZA	NA	ND
LA CAÑADA NORTE	NA	\$ 6.16
La Cira Infantas	NA	ND
LA MAMI	\$ 8.95	NA
LOMA LARGA	ND	NA
MARÍA CONCHITA PK 33+130	\$ 8.44	NA
PALAGUA	NA	\$ 6.79
PLANTA CUPIAGUA	NA	\$ 9.80
PLANTA CUSIANA	NA	\$ 9.80
SAN ROQUE	ND	\$ 4.00
SPEC	NA	\$ 13.14
TISQUIRAMA	ND	\$ 4.00
Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU)	NA	\$ 14.63

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 2025 (USD/MBTU)

Modalidad	2024	2025
Con Interrupciones	\$ 9.63	\$ 9.34
Contingencia	NA	\$ 14.30
Firme	\$ 10.16	NA
Firme al 95%	\$ 8.28	\$ 10.07
Firmeza Condicionada	\$ 8.63	NA

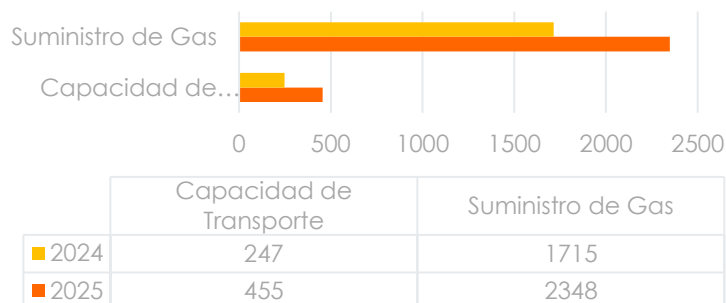
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

2.3 Mercado secundario

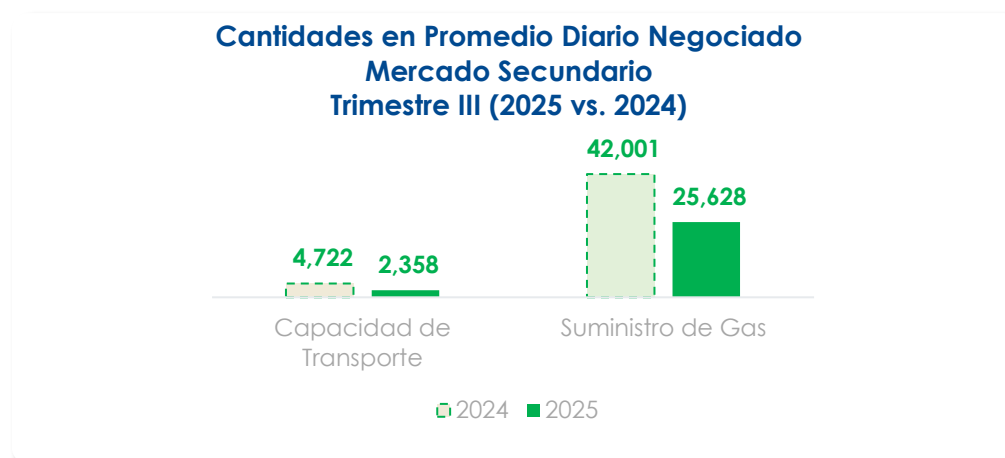
A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar III de 2025.

Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Secundario Trimestre III (2025 vs. 2024)



Fuente: SEGAS

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



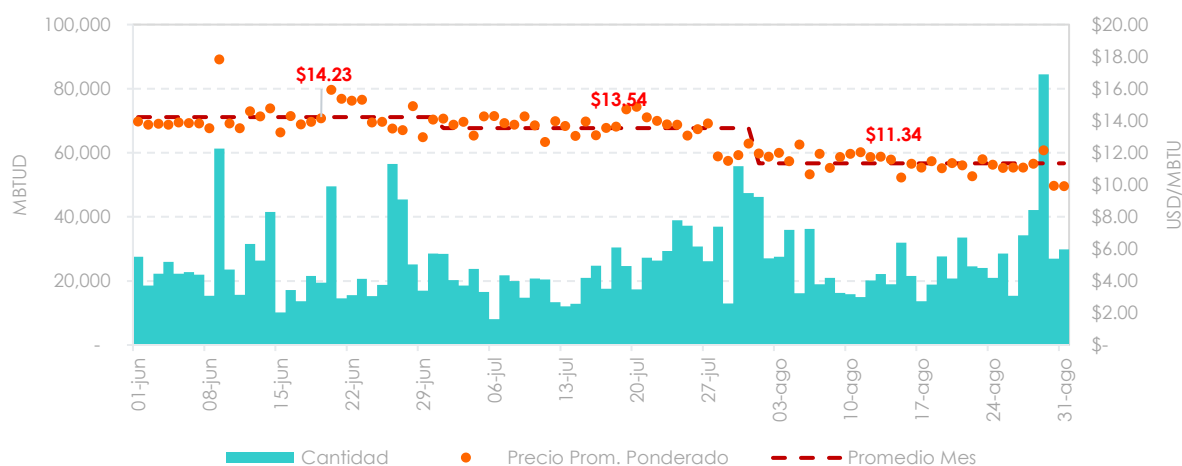
Fuente: SEGAS

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 disminuyeron con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 39%, pasando de 42,001 a 25,628 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó una disminución al pasar de 4,722 a 2,358 KPCD.

Suministro

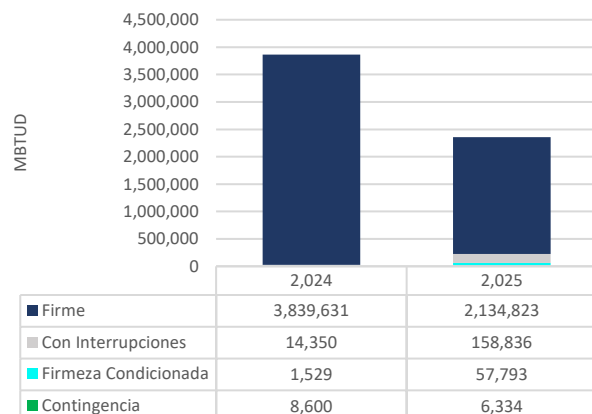
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre III de 2025



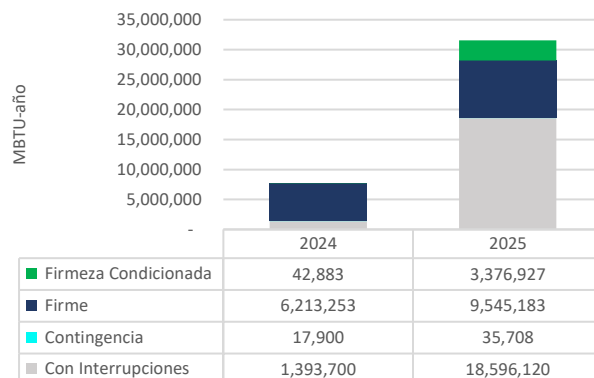
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar III de los años 2024 y 2025. 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) 2025 vs 2024 – Trim III



Energía Negociada** MS por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim III



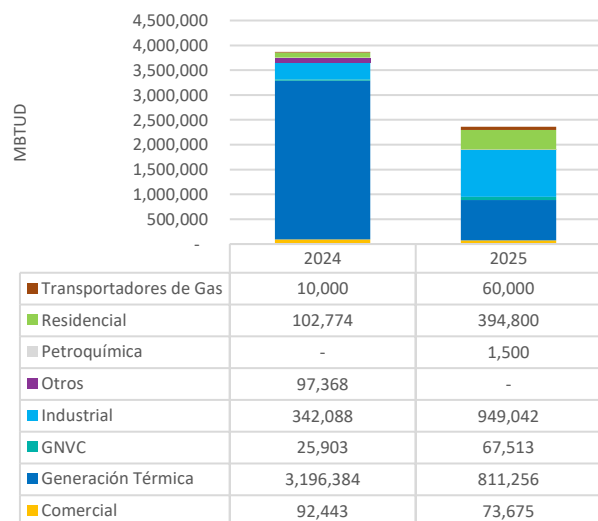
Fuente: SEGAS

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

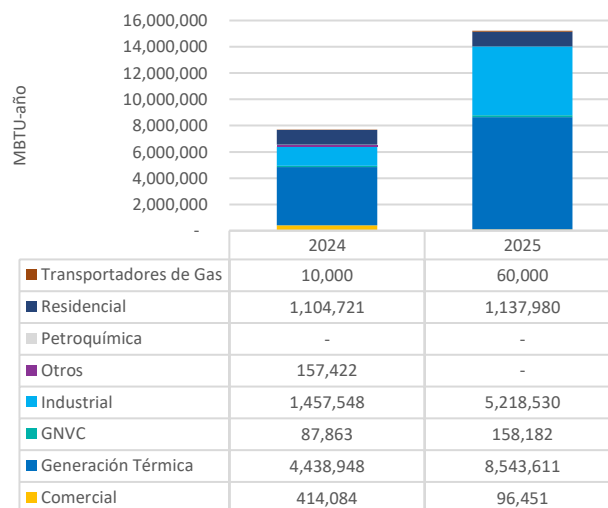
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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) 2025 vs 2024 – Trimestre III



Energía Negociada** MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – 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 \$5.71 y \$17.05 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre III de 2025 (USD/MBTU)

Punto Entrega	2024	2025
AGUAS BLANCAS	\$ 8.00	NA
BALLENA	\$ 10.23	\$ 12.09
BARRANCABERMEJA	\$ 12.39	\$ 9.83
BULLERENGUE	\$ 10.00	\$ 12.32
CARAMELO	\$ 7.49	\$ 12.25
CERRO GORDO	NA	ND
CUSIANA	\$ 7.66	\$ 13.41
FLOREÑA	\$ 4.57	\$ 10.19
GIBRALTAR	NA	\$ 5.71
JOBO	ND	\$ 17.05
LA CAÑADA NORTE	NA	\$ 5.94
LA CRECIENTE	NA	ND
MAMONAL	\$ 9.99	\$ 13.55
MARIQUITA	NA	\$ 15.30
SEBASTOPOL	\$ 8.50	\$ 12.70
TUCURINCA	\$ 8.98	\$ 14.04
VASCONIA	\$ 8.75	\$ 14.07
NO SNT	\$ 11.80	\$ 11.43

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 2025 (USD/MBTU)

Modalidad	2024	2025
Con Interrupciones	\$ 11.19	\$ 14.60
Contingencia	\$ 10.49	\$ 17.91
Firme	\$ 9.74	\$ 12.87
Firmeza Condicionada	\$ 8.21	\$ 13.20

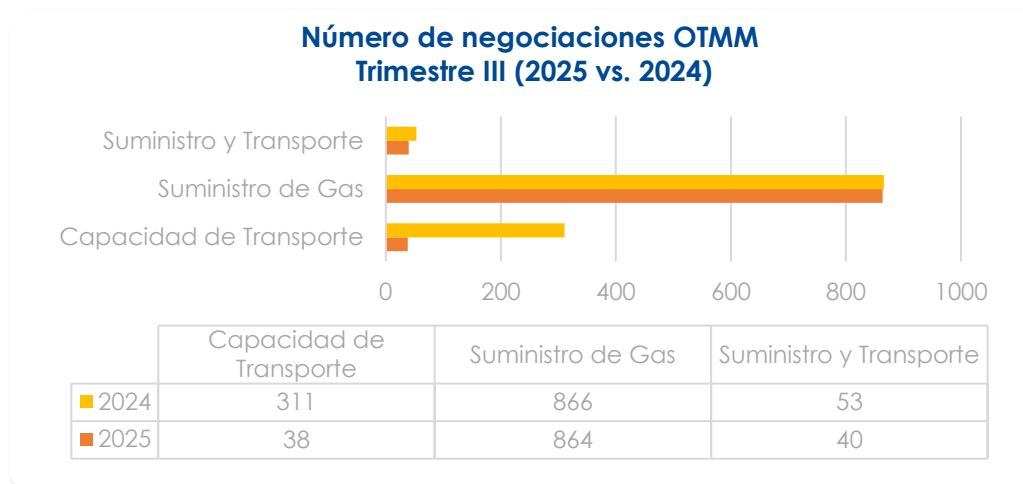
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

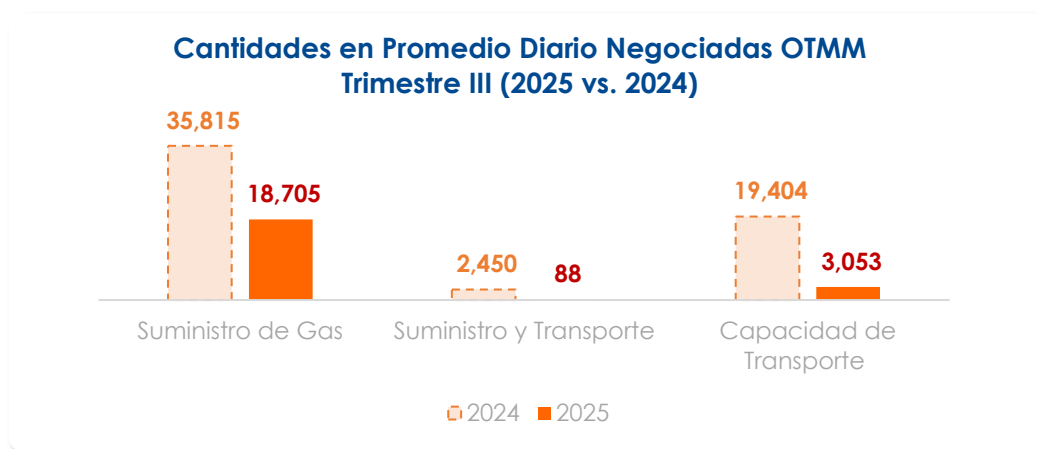
2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar III de 2025 con respecto al mismo periodo de 2024, 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 OTMM.



Fuente: SEGAS

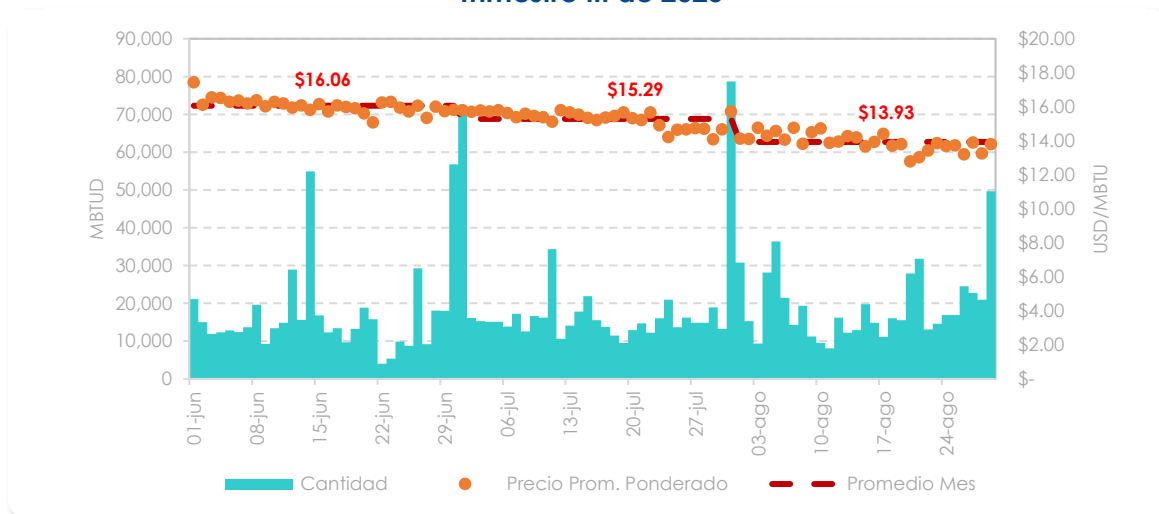
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 48 %, pasando de 35,815 a 18,705 MBTUD; por su parte, el producto conjunto de suministro y transporte disminuyó pasando de 2,450 a 88 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria disminuyó pasando de 19,404 a 3,053 KPCD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM
Trimestre III de 2025

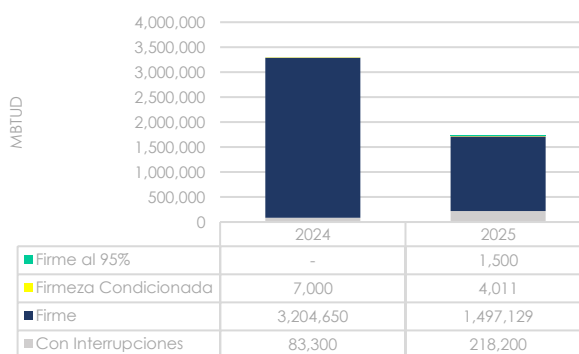


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar III de 2025 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 87% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 13% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro
2025 vs. 2024 – Trimestre III



Fuente: SEGAS

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM Suministro – Trimestre III de 2025 (USD/MBTU)

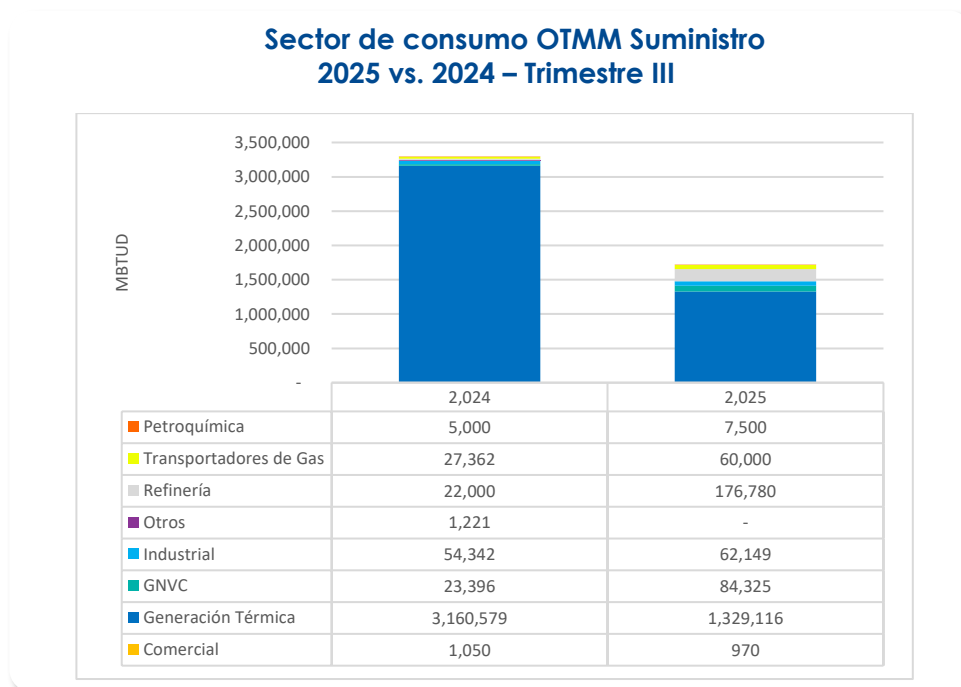
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 14.95
Firme	\$ 12.01
Firmeza Condicionada	\$ 15.35
Firme al 95%	\$ 14.05

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo OTMM – Suministro

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar III de 2025, el cual se compara con el mismo periodo del año 2024. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 77 % y el sector refinería con el 10%.



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 2025 en OTMM:

Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM Suministro – Trimestre III de 2025 (USD/MBTU)

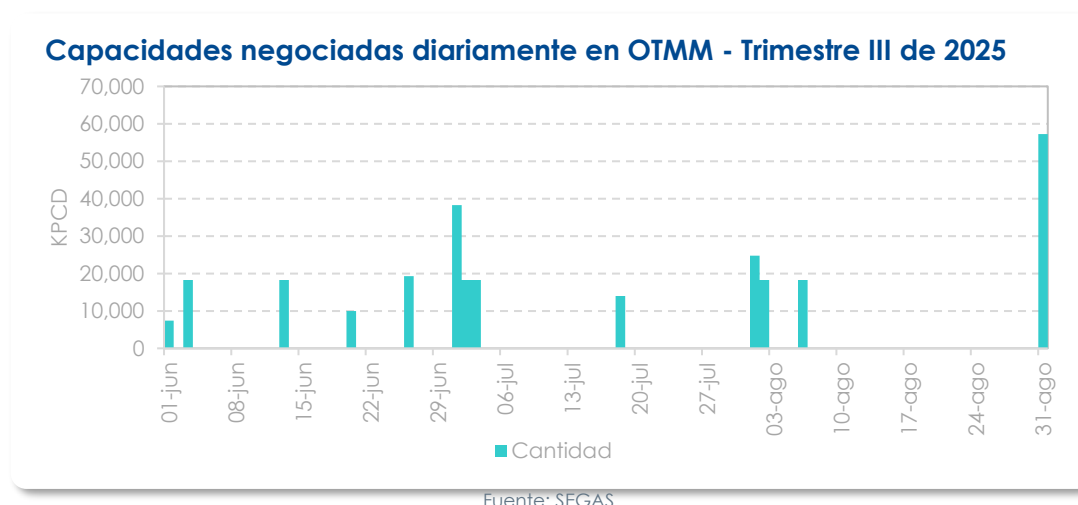
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	\$ 11.67
Generación Térmica	\$ 12.05
GNVC	\$ 12.68
Otros	\$ 10.58
Refinería	\$ 15.37
Transportadores de Gas	\$ 14.62
Petroquímica	\$ 13.20

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

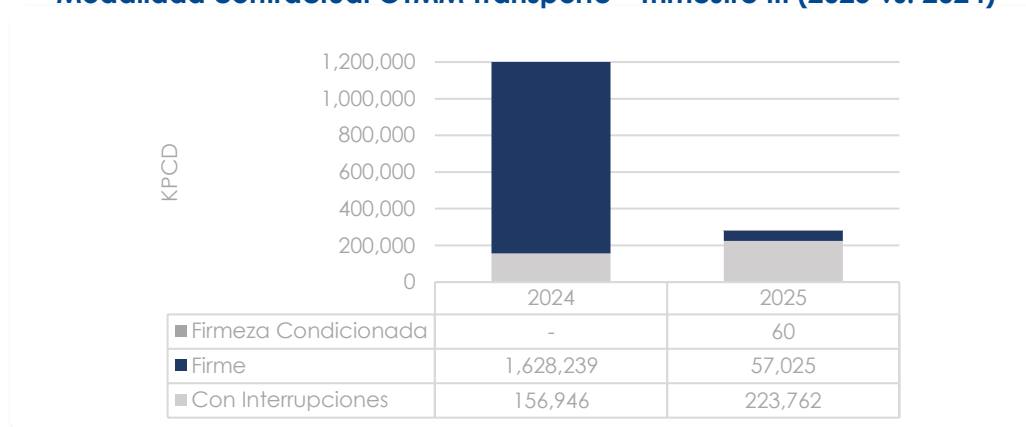
a. Capacidades OTMM – Transporte



b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre III de 2025, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2024; se resalta un aumento en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Con interrupciones”.

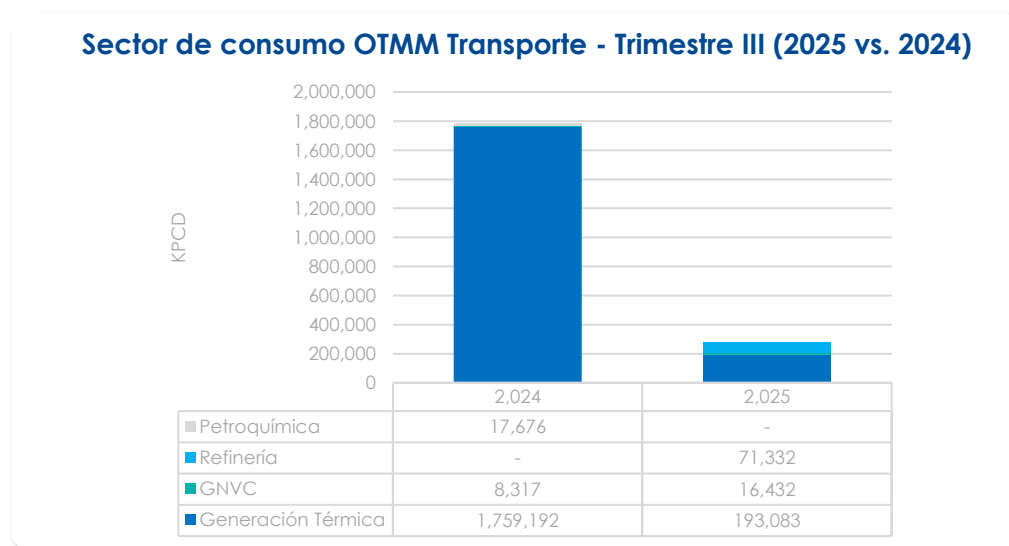
Modalidad contractual OTMM Transporte - Trimestre III (2025 vs. 2024)



Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar III de 2025, el cual se compara con el mismo periodo del año 2024. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 69 % y el sector refinería con el 25%.



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 los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el III trimestre estándar de 2025 se llevaron a cabo Noventa y dos (92) Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro) y cero (0) Subasta de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)².

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 firme³ 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.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el III trimestre estándar de 2025 vs 2024⁴.

De la dinámica Oferta – Adjudicación – Registro de contratos para el III trimestre estándar de 2025, se resalta lo siguiente:

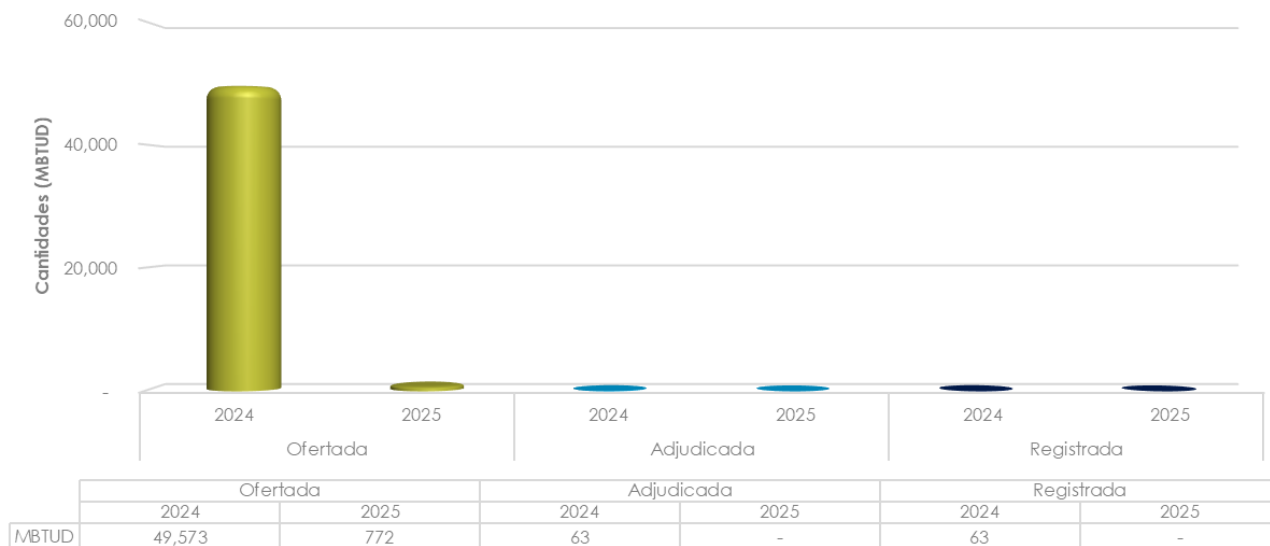
1. Para el III Trimestre del año gas 2024, las cantidades adjudicadas frente a lo ofertado representaron tan sólo el 0.12% del gas puesto como disponible en el mercado secundario, por medio del mecanismo Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro. Para el mismo trimestre de 2025, si bien las cantidades disponibles representaron en total 772 MBTUD, no hubo adjudicaciones.
2. En 2025 el gas puesto a disposición del mercado bajo este mecanismo de comercialización, en relación con el mismo trimestre estándar de 2024, disminuyó en 98.44 %, con una reducción total de 48,801 MBTUD.
3. Los 63 MBTUD adjudicados en 2024, fueron registrados en su totalidad.

² Considerando la entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 015 de 2025, el pasado 1 de junio de 2025, el mecanismo de asignación de contratos Firmes Bimestrales fue derogado, por lo que su ejecución a la partir de la fecha en mención no es procedente.

³ Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2).

⁴ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Cantidad ofertada, adjudicada y registrada de gas natural SUVCP - Suministro



Fuente: SEGAS

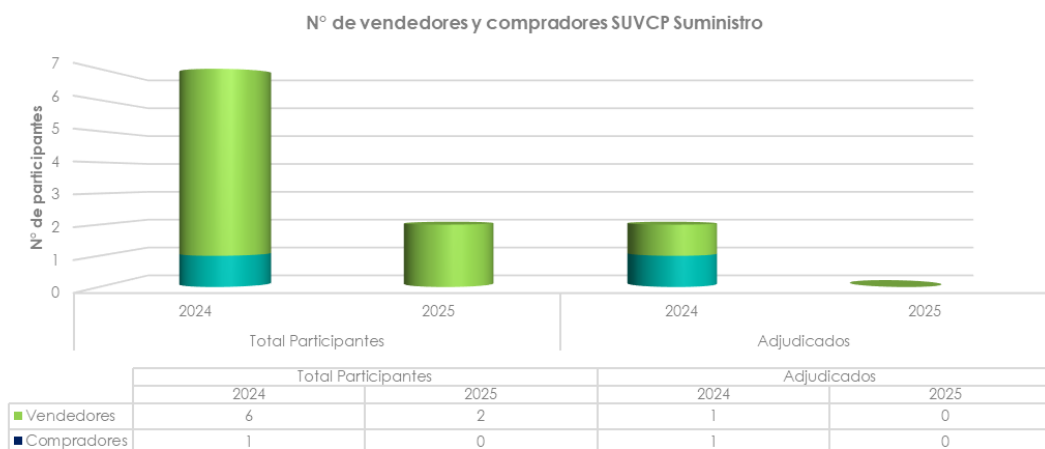
A continuación, se presenta la información de cantidades por punto de entrega para el III trimestre estándar de 2025:

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
BALLENA	2,271	-	-	-	-	-
BULLERENGUE	1,800	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	32,547	-	63	-	63	-
CUSIANA	11,855	87	-	-	-	-
LA CANADA NORTE	1,100	685	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	49,573	772	63	-	63	-

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP – Suministro

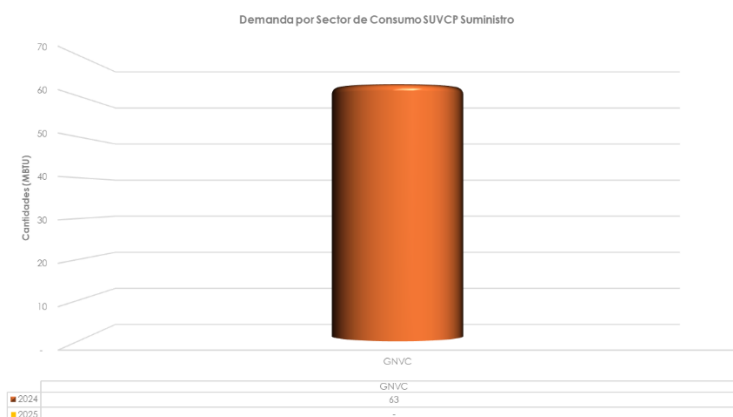
En comparación del III trimestre de gas de 2024, se evidencia una disminución significativa tanto en el total de participantes en calidad de vendedores como de compradores, en relación con lo que se presenta a continuación:



Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Dado que para el III Trimestre gas de 2025 no hubo adjudicaciones, no se dispone de información de sectores de consumo; de otra parte, la contratación registrada producto del ejecución del mecanismo en el III trimestre gas de 2024, se destinó a la atención de la demanda GNVC.



Fuente: SEGAS

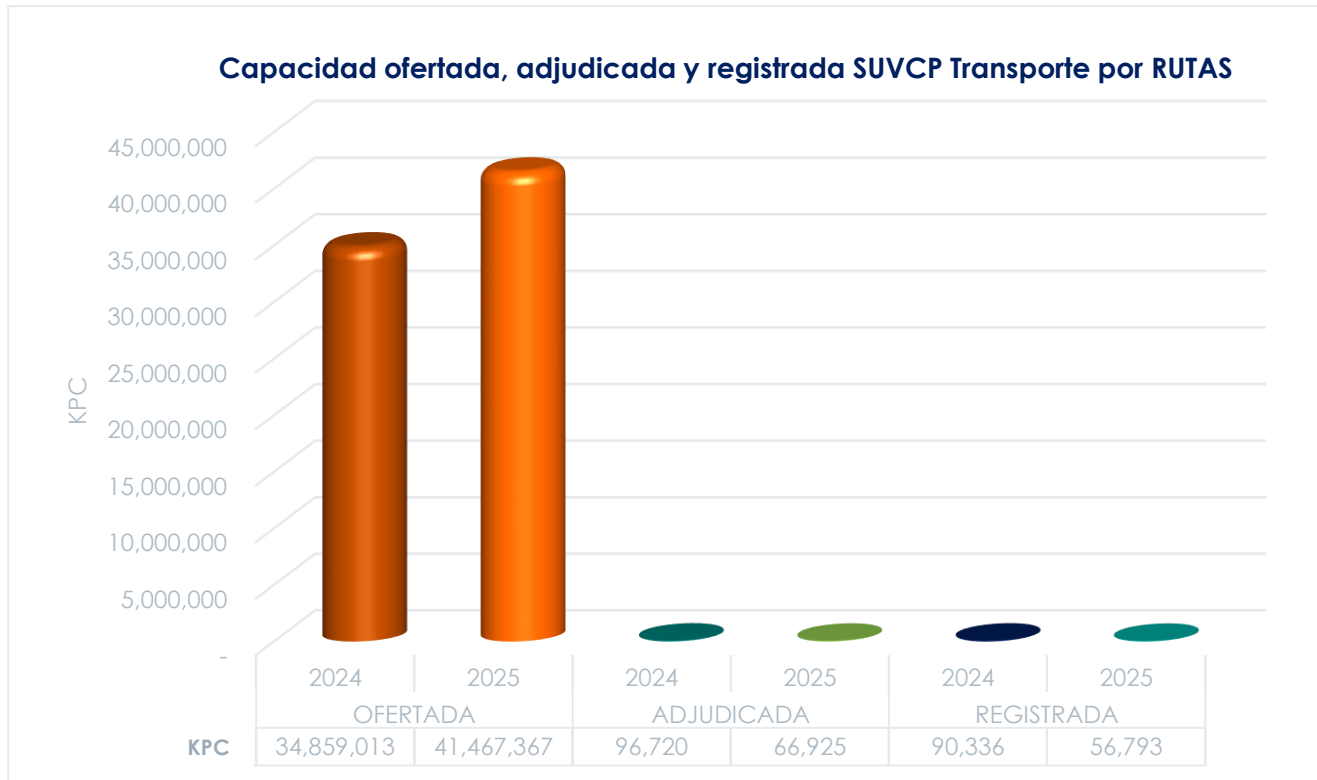
3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el tercer trimestre estándar de 2025 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2024, 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 2025 vs el mismo periodo de 2024.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar III de 2025, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó en un 19 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	-	9,517,896
CARTAGENA - BARRANQUILLA	-	9,207,044
SINCELEJO - CARTAGENA	-	4,871,428
YUMBO/CALI - CALI	3,409,151	3,418,715
LA MAMI - BALLENA	-	2,340,742
CARTAGENA - MAMONAL	960,863	2,068,401
JOBO - SINCELEJO	-	1,402,717
LA MAMI - BARRANQUILLA	10,288,043	1,251,029
CUSIANA - VASCONIA	398,924	1,245,741
VASCONIA - PEREIRA	1,643,327	646,622
Otras Rutas	18,158,705 (*)	5,497,032 (**)
TOTAL (KPC)	34,859,013	41,467,367

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2024. Cantidad 44 rutas.

** Otras Rutas año 2025. Cantidad 46 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2025, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2024. La capacidad adjudicada disminuyó en un 31 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
VASCONIA - MARIQUITA	263	28,300
CUSIANA - VASCONIA	28,336	25,029
LA BELLEZA - SABANA_F	-	2,359
CUSIANA - LA BELLEZA	-	2,230
CUSIANA - SABANA_F	27,689	2,159
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	2,134
LA MAMI - BARRANQUILLA	-	1,506
Otras Rutas	40,432 (*)	3,208 (**)
TOTAL (KPC)	96,720	66,925

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2024. Cantidad 4 rutas.

** Otras Rutas año 2025. Cantidad 6 rutas.

c. Capacidad registrada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar III de 2025, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 37 % respecto al mismo periodo del año 2024.

RUTAS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
VASCONIA - MARIQUITA	263	27,841
CUSIANA - VASCONIA	28,336	24,353
LA BELLEZA - SABANA_F	-	2,129
CUSIANA - LA BELLEZA	-	1,791
CUSIANA - SABANA_F	27,239	517
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	142
CUSIANA - OCOA	3,126	20
Otras Rutas	31,372 (*)	- (**)
TOTAL	90,336	56,793

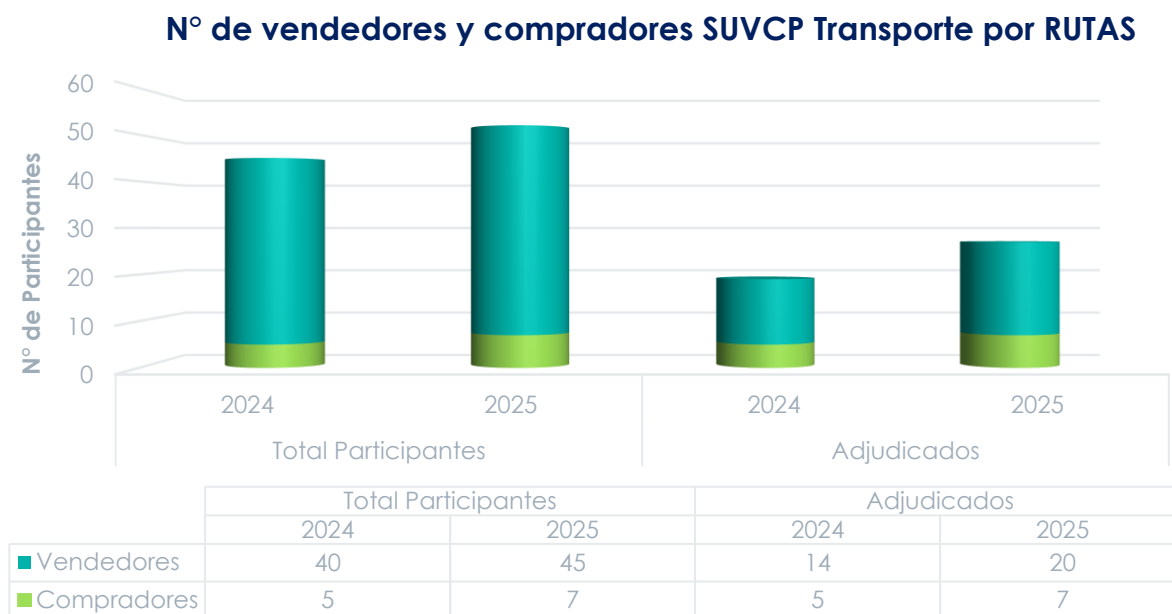
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2024. Cantidad 2 rutas.

** Otras Rutas año 2025. Cantidad 0 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

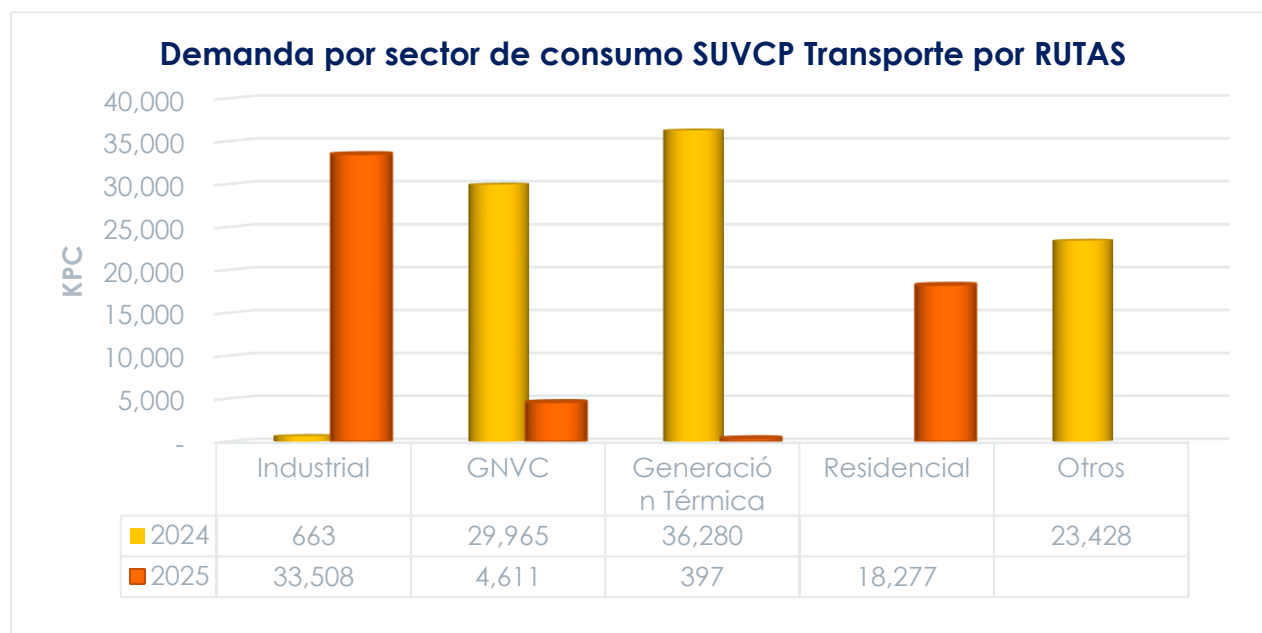
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar III de 2024 vs 2025.



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 2024. Para el sector Industrial se presentó un aumento en la demanda del 4954 % respecto al año anterior, para el sector GNVC se presentó una disminución en la demanda de 85 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, y el sector de Generación Térmica presentó una disminución en la demanda del 99 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

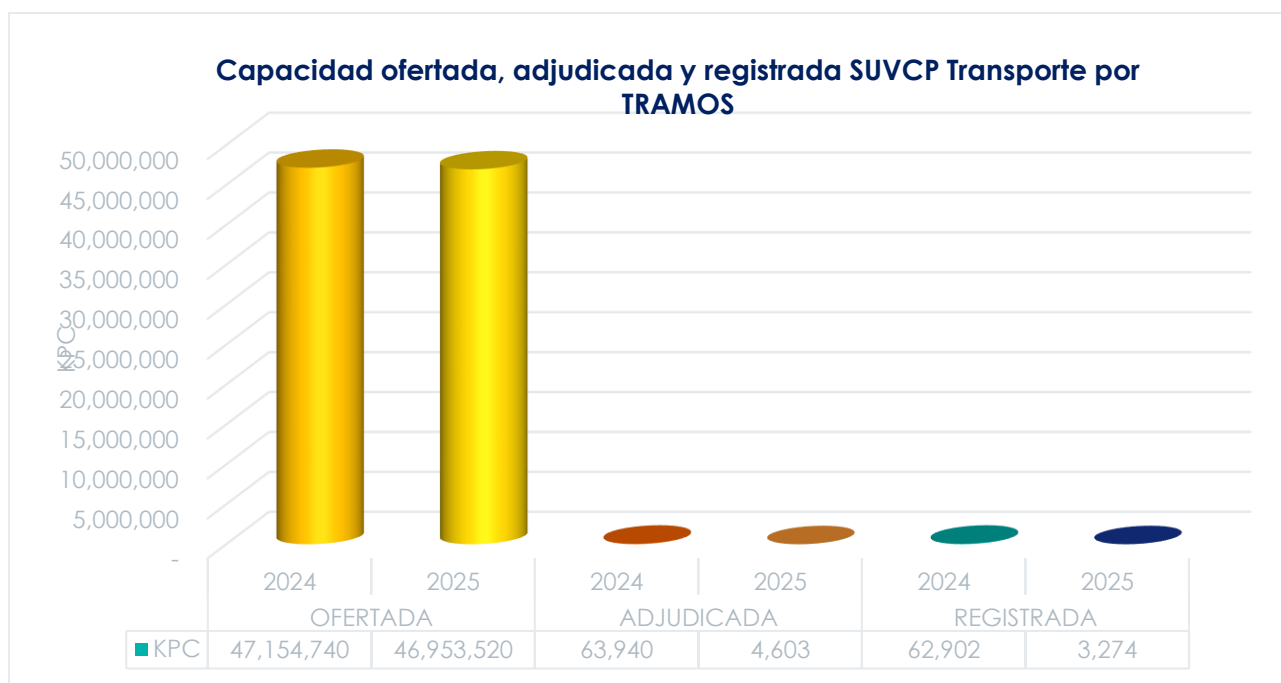


Fuente: SEGAS

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 2025.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar III de 2025, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 19 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	-	9,517,896
CARTAGENA - BARRANQUILLA	-	9,207,044
SINCELEJO - CARTAGENA	-	4,871,428
YUMBO/CALI - CALI	3,409,151	3,418,715
LA MAMI - BALLENA	-	2,340,742
CARTAGENA - MAMONAL	960,863	2,068,401
JOBO - SINCELEJO	-	1,402,717
LA MAMI - BARRANQUILLA	10,288,043	1,251,029
CUSIANA - VASCONIA	398,924	1,245,741
VASCONIA - PEREIRA	1,643,327	646,622
Otros Tramos	18,158,705 (*)	5,497,032 (**)
TOTAL (KPC)	34,859,013	41,467,367

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2024. Cantidad 44 tramos.

** Otros Tramos año 2025. Cantidad 46 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2025, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2024. La capacidad adjudicada disminuyó en un 31 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
VASCONIA - MARIQUITA	263	28,300
CUSIANA - VASCONIA	28,336	25,029
LA BELLEZA - SABANA_F	-	2,359
CUSIANA - LA BELLEZA	-	2,230
CUSIANA - SABANA_F	27,689	2,159
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	2,134
LA MAMI - BARRANQUILLA	-	1,506
Otros Tramos	40,432 (*)	3,208 (**)
TOTAL	96,720	66,925

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2024. Cantidad 4 tramos.

** Otros Tramos año 2025. Cantidad 6 tramos.

c. Capacidad registrada – Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar III de 2025, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una reducción del 37 % en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2024.

TRAMOS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
VASCONIA - MARIQUITA	263	27,841
CUSIANA - VASCONIA	28,336	24,353
LA BELLEZA - SABANA_F	-	2,129
CUSIANA - LA BELLEZA	-	1,791
CUSIANA - SABANA_F	27,239	517
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	142
CUSIANA - OCOA	3,126	20
Otros Tramos	31,372 (*)	- (**)
TOTAL	90,336	56,793

Fuente: SEGAS

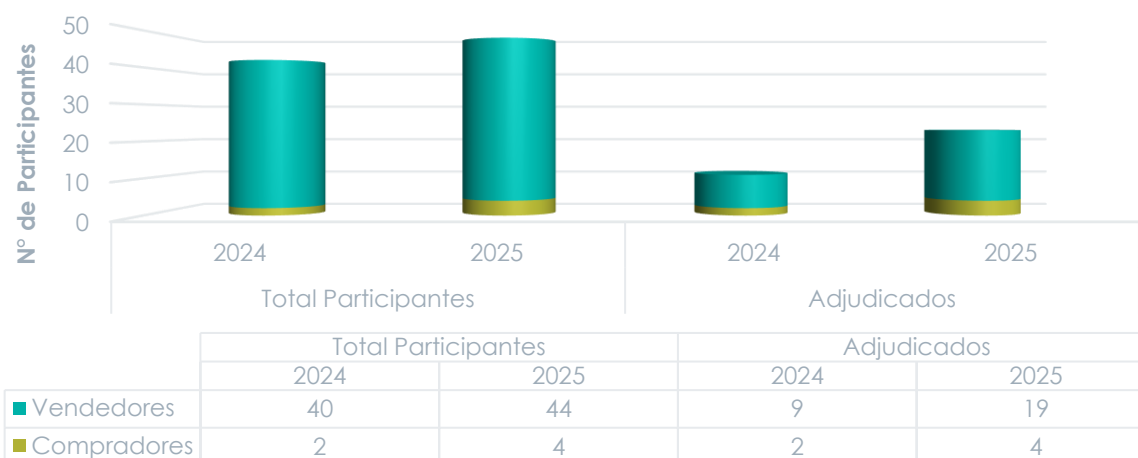
* Otros Tramos año 2024. Cantidad 2 tramos.

** Otros Tramos año 2025. 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 2025.

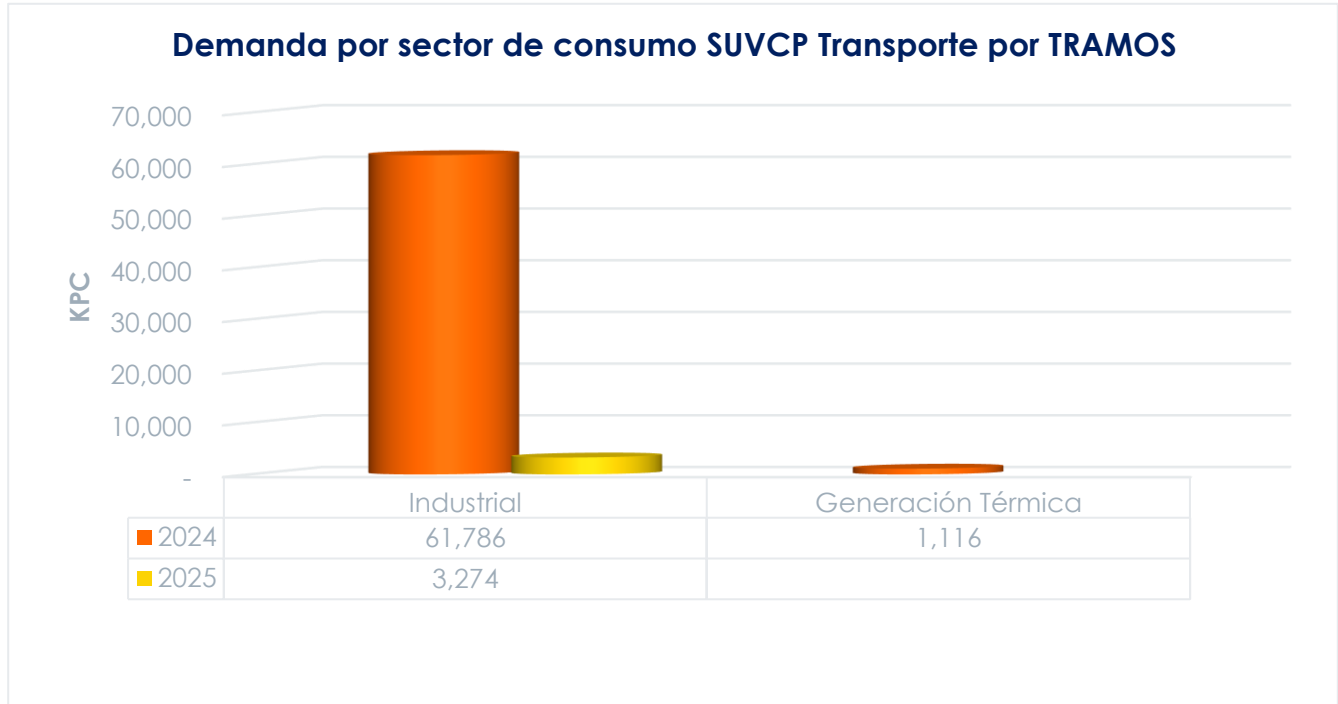
N° de vendedores y compradores SUVCP Transporte por TRAMOS



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar III de 2025, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Industrial. La demanda del sector Industrial disminuyó en un 95 % con respecto al mismo periodo del año anterior.



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 gas⁵.
- **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 diaria⁶.

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 mes⁷.
- **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 2018⁸.

⁵ 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.

⁶ 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).

⁷ 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.

⁸ 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 2020⁹.

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 COINOGAS 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 y agosto de 2025, 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	-	1,406,789	85132	-	-1,631,377	-41478
jul	-	2,675,447	158506	-	-2,094,021	-113972
ago	-	2,534,965	220638	-	-2,364,694	-247424

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 (...)"

⁹ 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	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
Transportador – Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 2,205,734 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -2,030,031 MBTU.
Transportador – Transportador	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 154,759 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -134,291 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 III: Corresponde a los meses junio, julio y agosto.

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.