



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

MARZO 2024 - MAYO DE 2024

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

Indicadores CREG del Mercado Primario

6

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 marzo a mayo de 2024 **se registraron en total 52 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza (firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Firme)

En cuanto a la aplicación de la Res. CREG 001 de 2021, dado que no se determinó congestión contractual en ninguno de los tramos del SNT, no se activó el mecanismo de asignación de capacidad en los casos en las que las solicitudes de los remitentes superan la Capacidad Disponible Primaria (CDP).

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 6%; **el 54% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 36% para el trimestre II del año gas 2024 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 99% 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 II del año gas 2024 es el **Industrial, con el 43%** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el segundo trimestre del año gas 2024 **aumentaron 2,742 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2023, **ubicándose en 8,429 MBTUD**; por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$1.89 y \$11.58 USD/MBTU**.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el segundo trimestre del año gas 2024 **aumentaron 6,647 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2023, **ubicándose en 29,292 MBTUD**.

En el segundo trimestre estándar del año gas 2024 no se realizó contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SCFB.

## 2

## Información transaccional

### 2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

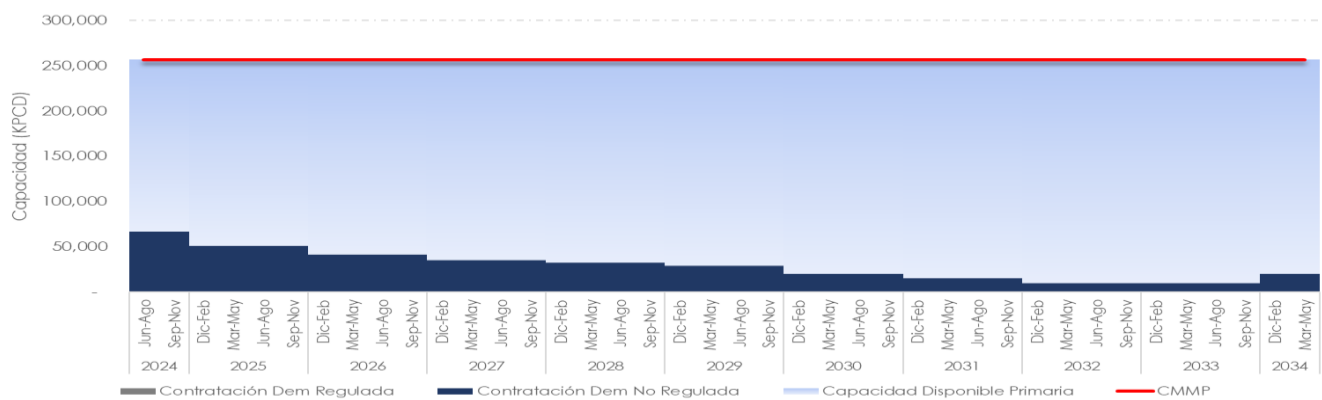
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación marzo a mayo de 2024, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron cincuenta y dos (52) 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

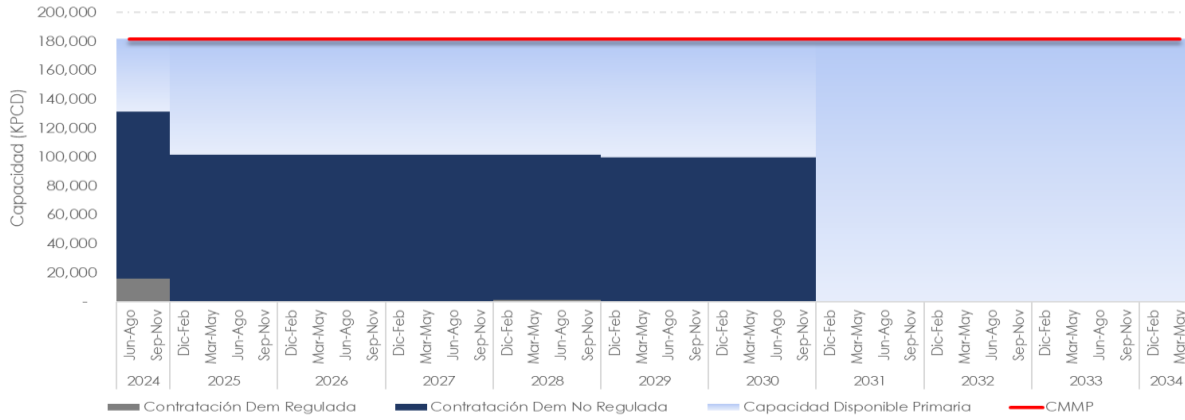
##### Ballena – La Mami



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	188,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026	235,100	235,100
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	5,030	5,030	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000
<b>Contratación en Firme</b>	66,631	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000
<b>Conf. con Interrupciones (4)</b>	242,607										
<b>CMM</b>	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
<b>Contratación firme/CMM</b>	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	8%

### Job – Sincelajo

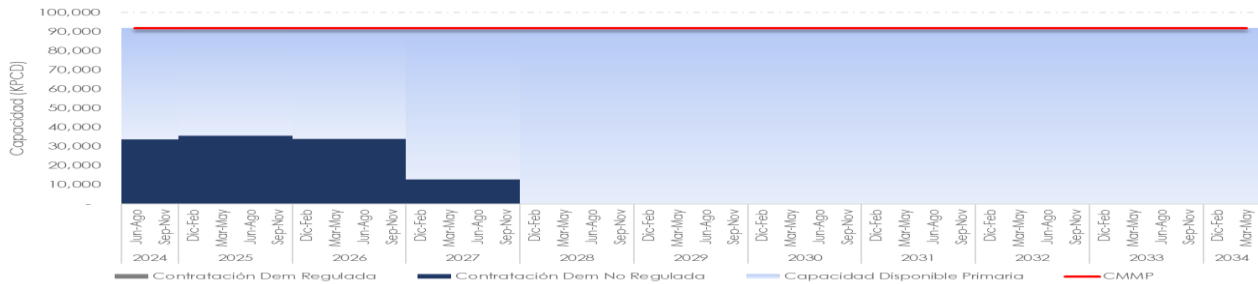


Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	47,545	77,545	77,545	77,545	77,545	79,045	79,045	179,045	179,045	179,045	179,045
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	15,951	-	-	-	1,500	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	115,549	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	131,500	101,500	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	47,545										
CMMP	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
Contratación firme/CMMP	72%	56%	56%	56%	56%	55%	55%	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

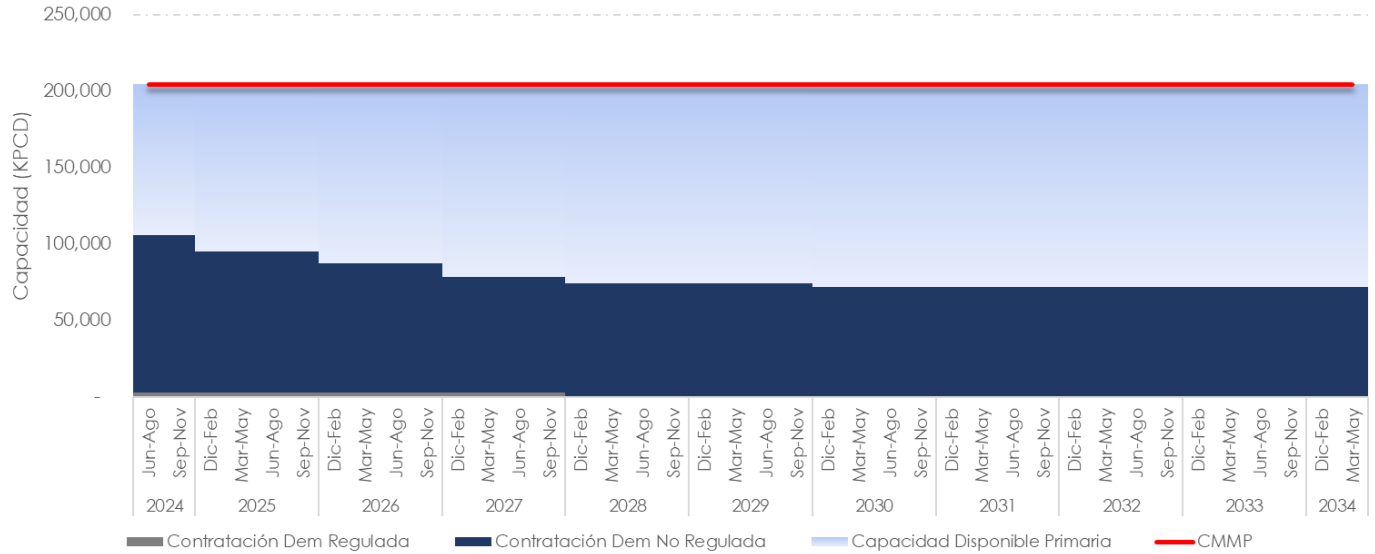
### La Creciente – Sincelajo



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	58,099	55,015	56,458	77,757	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	33,713	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	33,776	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	56,724										
CMMP	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
Contratación firme/CMMP	37%	39%	37%	14%	-	-	-	-	-	-	-

Cartagena – Mamonal



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	98,414	109,616	117,009	126,009	128,109	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	3,000	3,000	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	103,095	91,893	84,500	75,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	106,095	94,893	87,500	78,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Conf. con Interrupciones (4)	98,412										
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratación firme/CMMP	52%	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

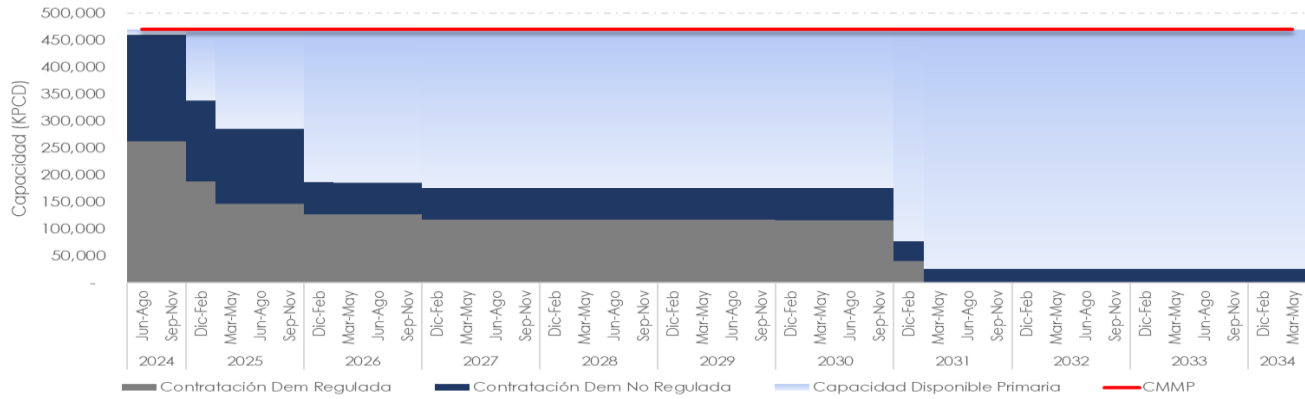
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

(4) Trimestre estándar junio a agosto de 2024 (Las Cantidades no se observan en la gráfica)

## 2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

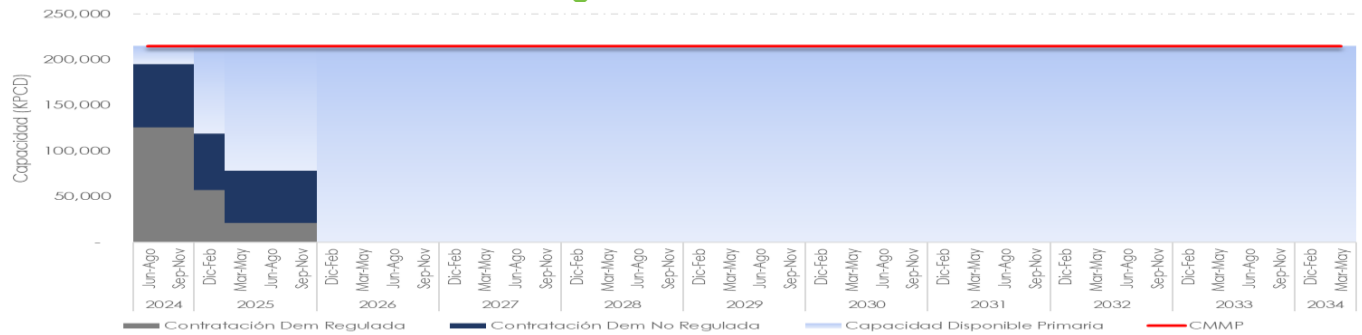
### Cusiana – El Porvenir



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	604	22,078	270,427	284,809	284,809	284,973	284,408	434,856	434,856	435,078	435,078
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	86	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	261,957	146,895	126,418	116,867	116,790	116,795	116,360	217	220	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	197,466	138,394	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000
<b>Contratación en Firme</b>	459,423	285,289	184,858	175,254	175,179	175,095	175,660	25,217	25,220	25,000	25,000
<b>Cont. con Interrupciones (4)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	98%	61%	39%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

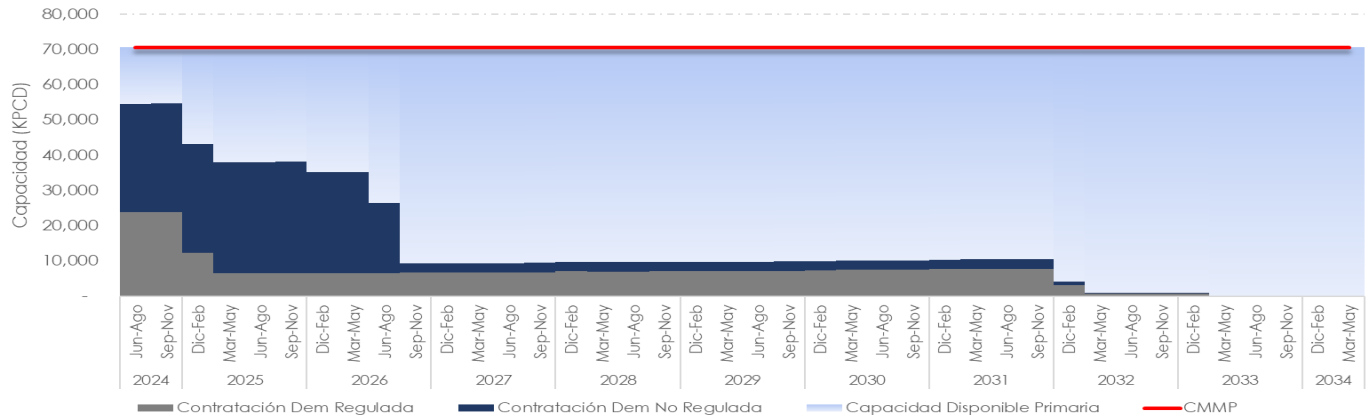
### Cogua – Sabana



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	19,671	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	126,102	20,961	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	69,196	57,642	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	195,298	78,603	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones (4)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	91%	37%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

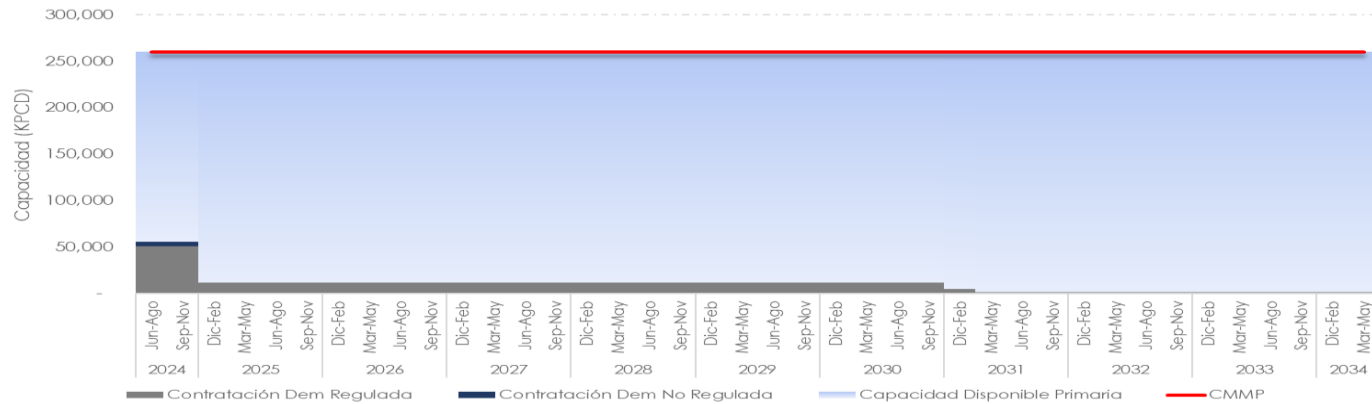
### Cusiana – Apiay



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	15,283	17,027	34,289	59,619	59,619	59,695	59,376	59,044	59,138	69,569	69,569
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	23,802	6,436	6,532	6,673	6,986	7,069	7,327	7,640	735	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	30,814	30,945	2,699	2,661	2,685	2,646	2,657	2,675	248	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	54,616	37,381	9,231	9,334	9,671	9,715	9,984	10,315	983	-	-
<b>Cont. con Interrupciones (4)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569
<b>Contratación firme/CMMP</b>	77%	53%	13%	13%	14%	14%	14%	15%	1%	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

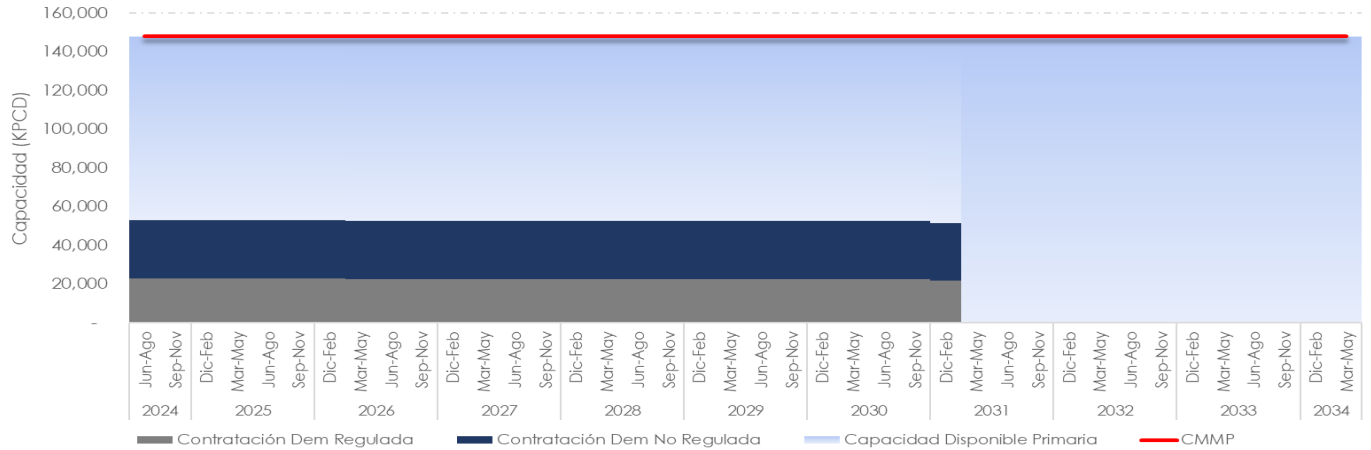
### Ballena – Barrancabermeja



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	196,679	240,350	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600	250,600
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	50,442	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	4,879	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	55,321	11,650	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
<b>Cont. con Interrupciones (4)</b>	72,189	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	21%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	148,000	148,000	148,000	148,000
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-	-	-
<b>Conf. con Interrupciones (4)</b>	45,200										
<b>CMMP</b>	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	-	-	-	-

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.

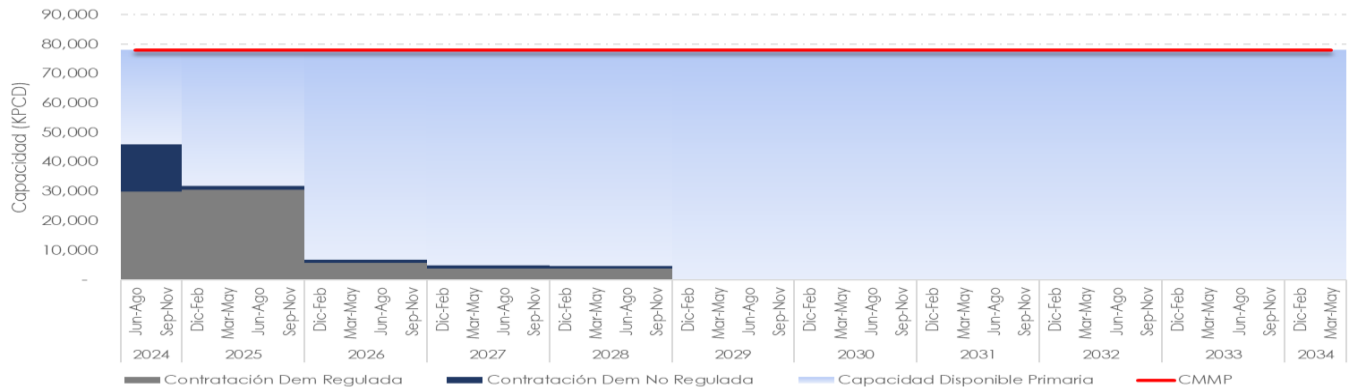
**(3)** Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

**(4)** Trimestre estándar junio a agosto de 2024 (Las Cantidades no se observan en la gráfica)



### 2.1.3 Transmetano

#### Sebastopol – Medellín



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CDP (1)</b>	29,807	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	29,918	30,580	5,700	3,700	3,700	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	16,027	1,188	1,133	1,083	1,033	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	45,945	31,768	6,833	4,783	4,733	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones (4)</b>	11,735										
<b>CMMP</b>	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	59%	41%	9%	6%	6%	-	-	-	-	-	-

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 junio a agosto de 2024 (Las Cantidades no se observan en la gráfica)

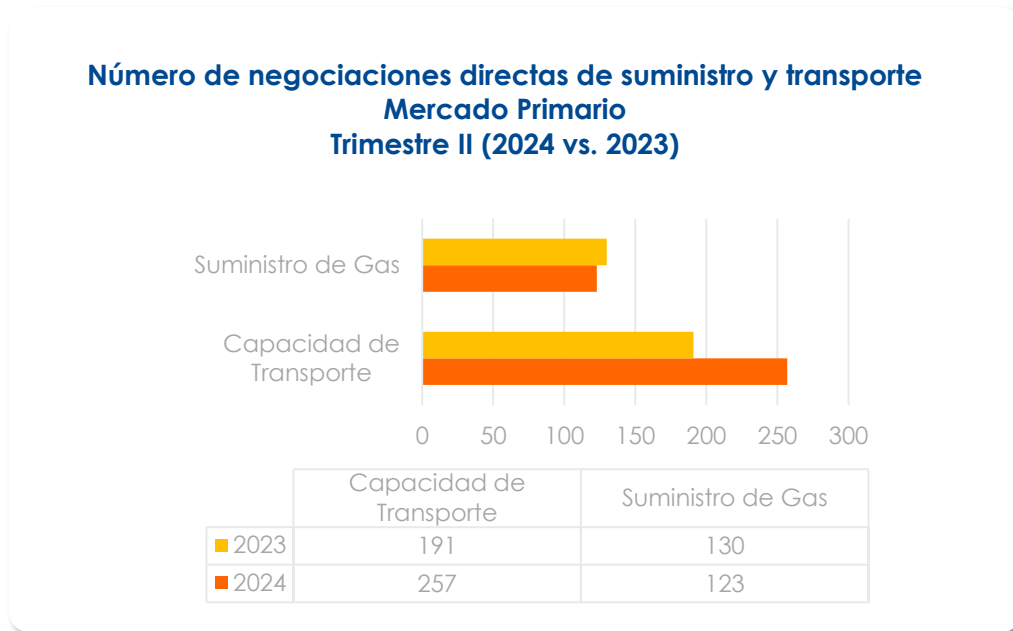
### 2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

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 efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación marzo a mayo de 2024 no se presentó congestión contractual<sup>1</sup> en ninguno de los tramos del Sistema Nacional de Transporte - SNT, por tal razón, no se efectuaron los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 y, por ende, no se activó el mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual.

<sup>1</sup> La congestión contractual es definida como la 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.

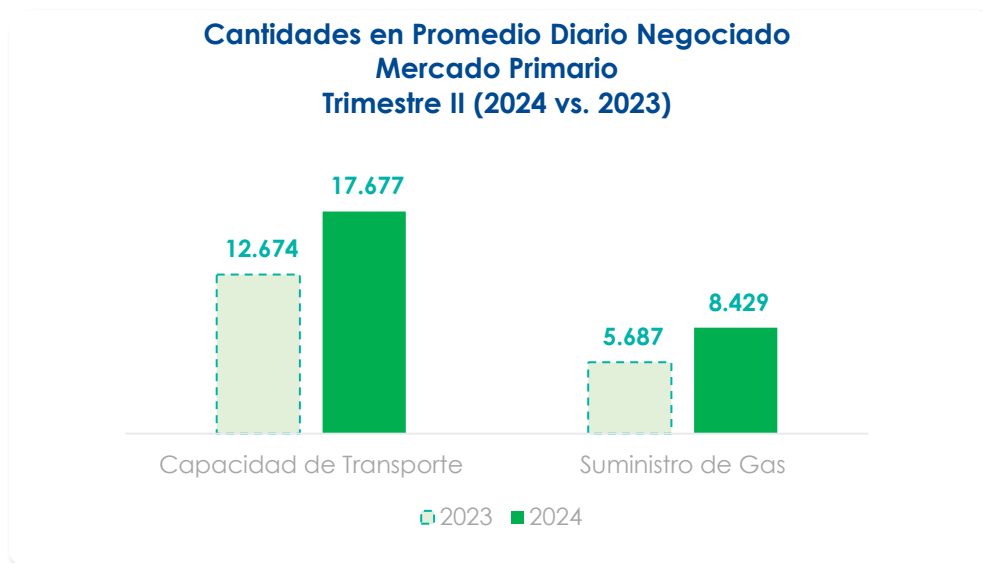
## 2.2 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario para el trimestre estándar II de 2024.



Fuente: SEGAS

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

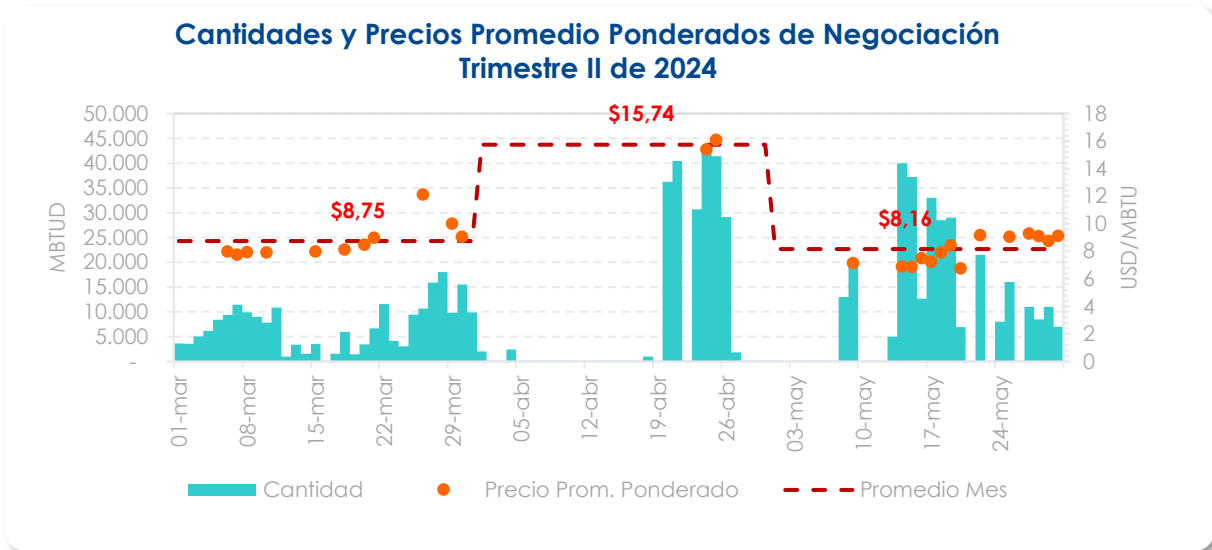


Fuente: SEGAS

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

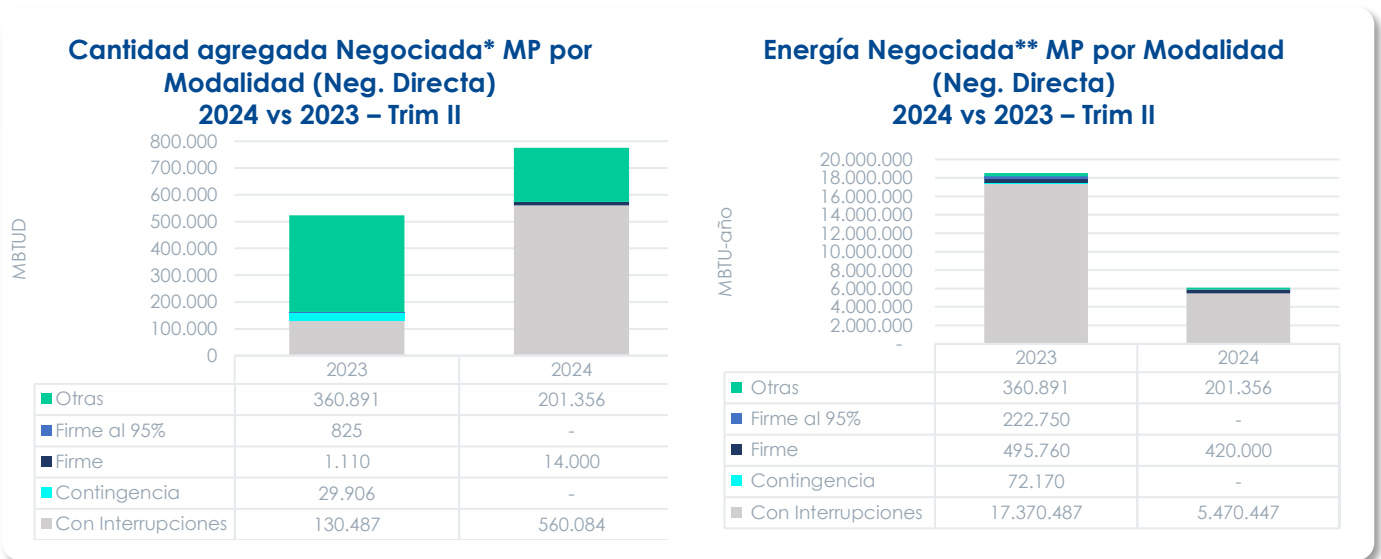
La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario aumentó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 5,687 a 8,429 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 35% a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 39% de las capacidades al pasar de 12,674 a 17,677 KPCD en promedio diario transado.

**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 II de los años 2023 y 2024<sup>2</sup>. Se destaca el aumento de la energía negociada de las modalidades “Firme” y “Con Interrupciones” para el trimestre de análisis del año 2024.



Fuente: SEGAS

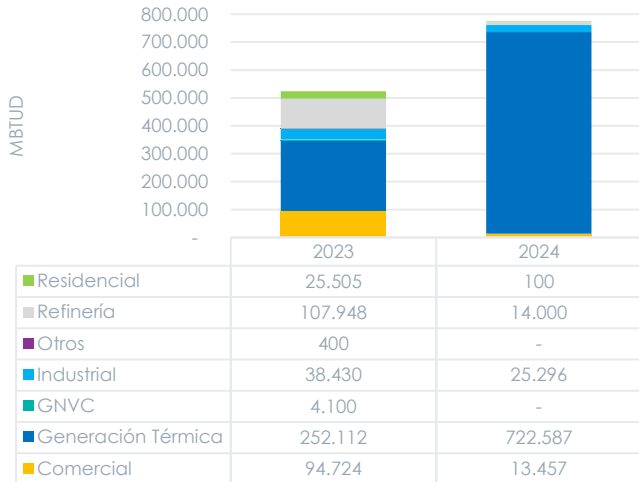
\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

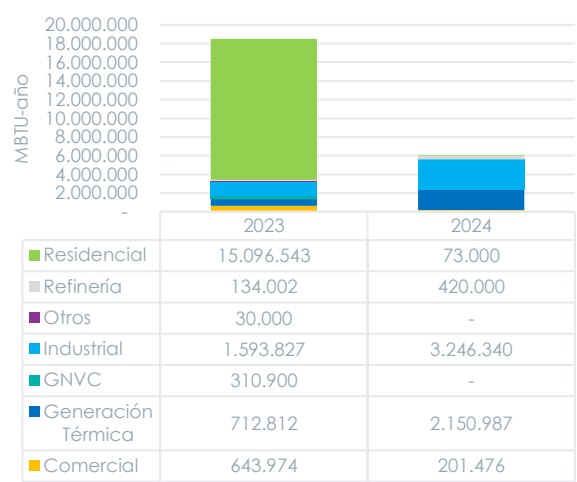
<sup>2</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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 de Generación Térmica, Industrial y Comercial.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2024 vs 2023 – Trim II**



**Energía Negociada\*\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2024 vs 2023 – Trim II**



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.

**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 \$1.89 y \$11.58 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre II de 2024 (USD/MBTU)**

Punto de Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	NA	\$ 3.47
ARRECIFE	ND	ND
BALLENA	\$ 6.11	\$ 8.90
BARRANQUILLA	NA	ND
Bloque VIM 5	ND	NA
Bonga Mamey	\$ 4.50	NA
BREMEN JOBO	ND	NA
BULLERENGUE	\$ 6.00	NA
CARTAGENA	\$ 8.15	\$ 7.91

Punto de Entrega	2023	2024
CERRO GORDO	NA	\$ 7.50
CORRALES	\$ 4.60	NA
Cupiagua Sur	\$ 3.95	NA
JOBO	\$ 7.52	\$ 11.58
LA MAMI	\$ 7.26	\$ 8.67
MANA	NA	ND
MARÍA CONCHITA PK 33+130	\$ 4.76	\$ 7.24
RECETOR WEST	\$ 3.82	NA
SAN ROQUE	NA	\$ 1.89
SARDINATA	NA	ND
TISQUIRAMA	NA	\$ 1.91

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 II de 2024 (USD/MBTU)

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 4.82	\$ 10.11
Contingencia	\$ 5.98	NA
Firme	\$ 5.20	ND
Firme al 95%	ND	NA
Otras	\$ 7.68	\$ 9.17

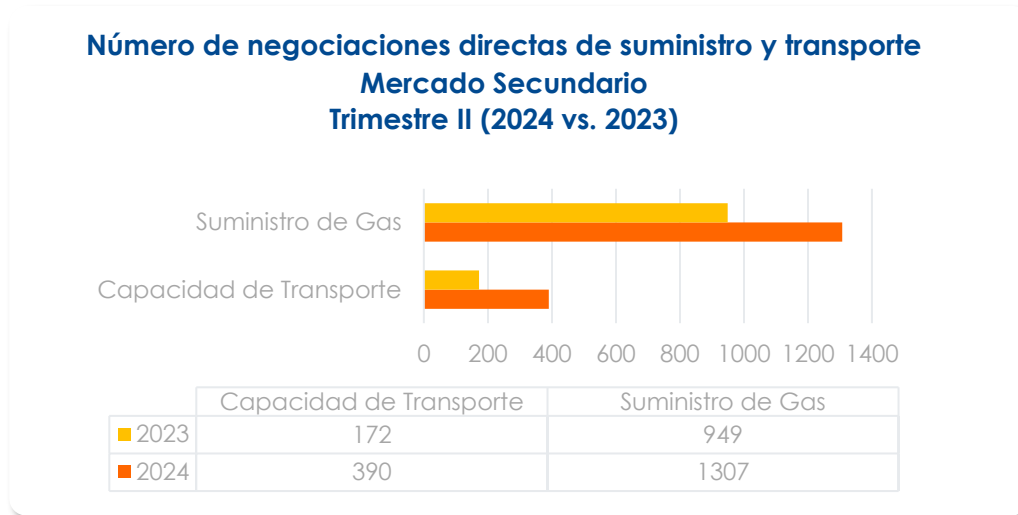
Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

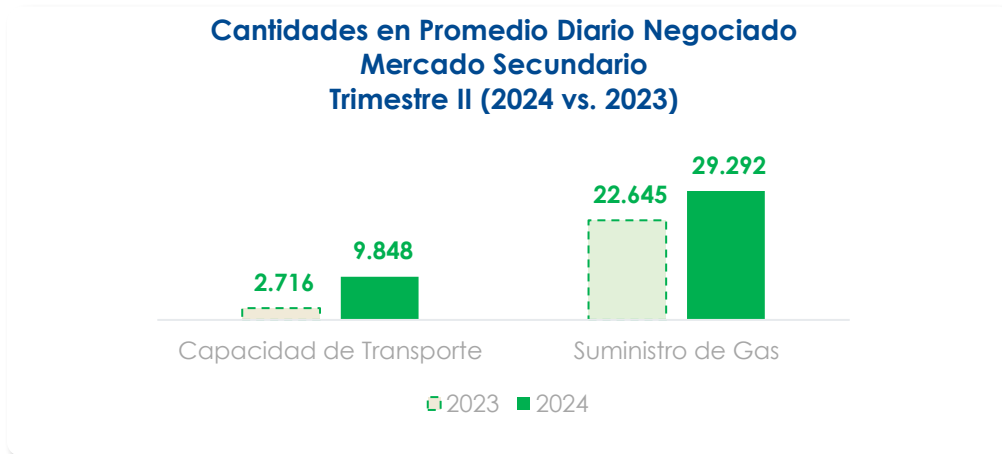
### 2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar II de 2024.



Fuente: SEGAS

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



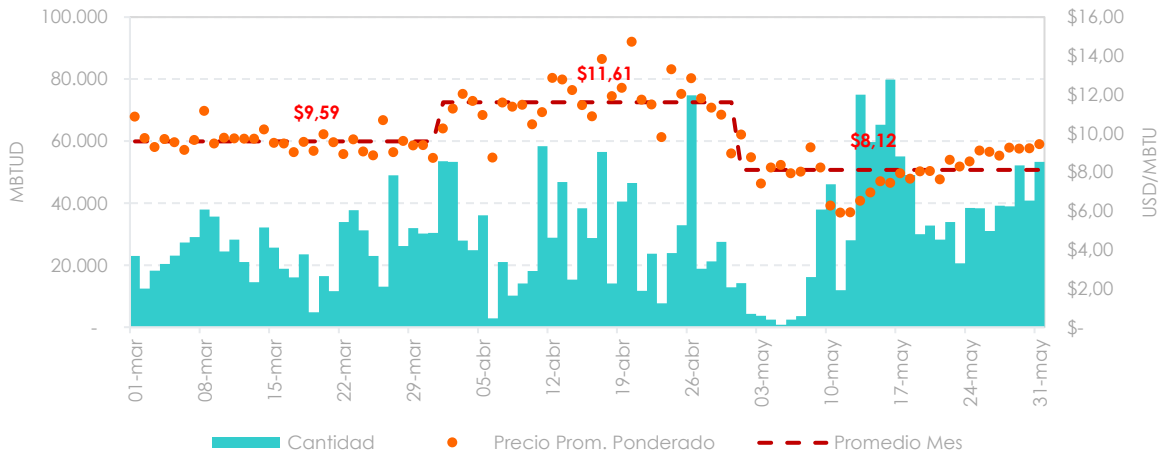
Fuente: SEGAS

*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 aumentaron levemente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 29%, pasando de 22,645 a 29,292 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó un aumento al pasar de 2,716 a 9,848 KPCD.

Suministro

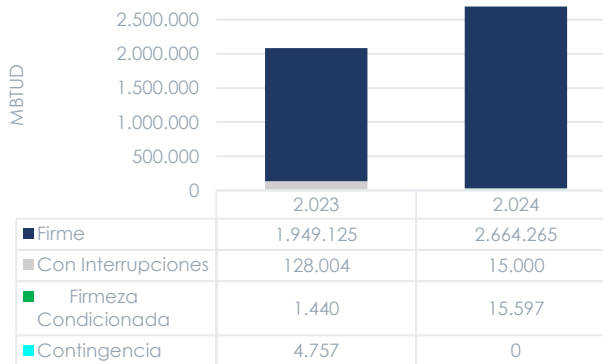
**Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre II de 2024**



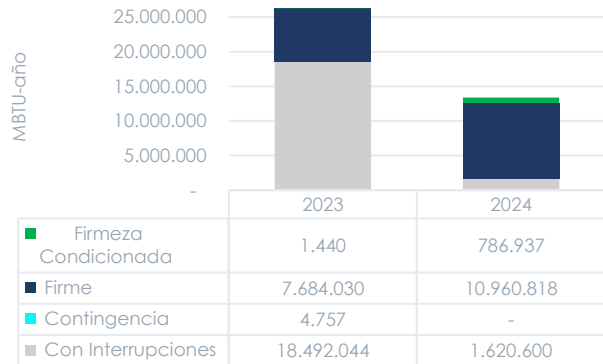
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar II de los años 2023 y 2024. Se destaca que la mayor parte de las cantidades de energía negociadas de manera directa se registraron bajo las modalidades “Firme” y “Con Interrupciones”.

**Cantidad agregada Negociada\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2024 vs 2023 – Trim II**



**Energía Negociada\*\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2024 vs 2023 – Trim II**



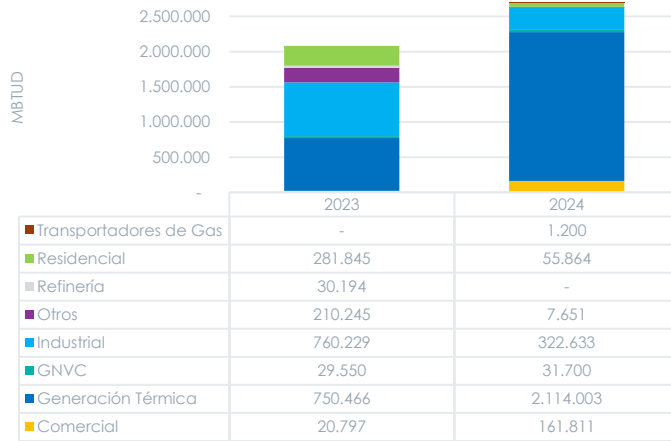
Fuente: SEGAS

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

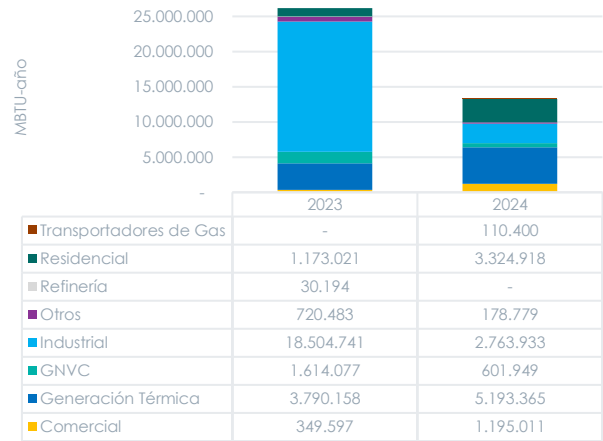
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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) 2024 vs 2023 – Trimestre II**



**Energía Negociada\*\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2024 vs 2023 – Trimestre II**



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 \$5.99 y \$14.92 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre II de 2024 (USD/MBTU)**

Punto Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	NA	\$ 8.00
BALLENA	\$ 6.54	\$ 9.52
BARRANCABERMEJA	\$ 6.07	\$ 7.04
BULLERENGUE	\$ 7.47	\$ 9.11
CARAMELO	ND	\$ 8.41
CORRALES	NA	\$ 5.99
CUSIANA	\$ 4.68	\$ 8.52
FLOREÑA	\$ 3.40	ND



Punto Entrega	2023	2024
GIBRALTAR	ND	NA
JOBO	ND	NA
MAMONAL	\$ 6.34	\$ 10.86
MARIQUITA	ND	NA
SEBASTOPOL	\$ 5.06	NA
TUCURINCA	\$ 7.92	\$ 10.70
VASCONIA	\$ 5.64	\$ 11.73
NO SNT	\$ 12.68	\$ 14.92

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 II de 2024 (USD/MBTU)

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 6.25	\$ 8.04
Contingencia	\$ 3.90	NA
Firme	\$ 6.19	\$ 9.78
Firmeza Condicionada	\$ 4.20	\$ 7.82

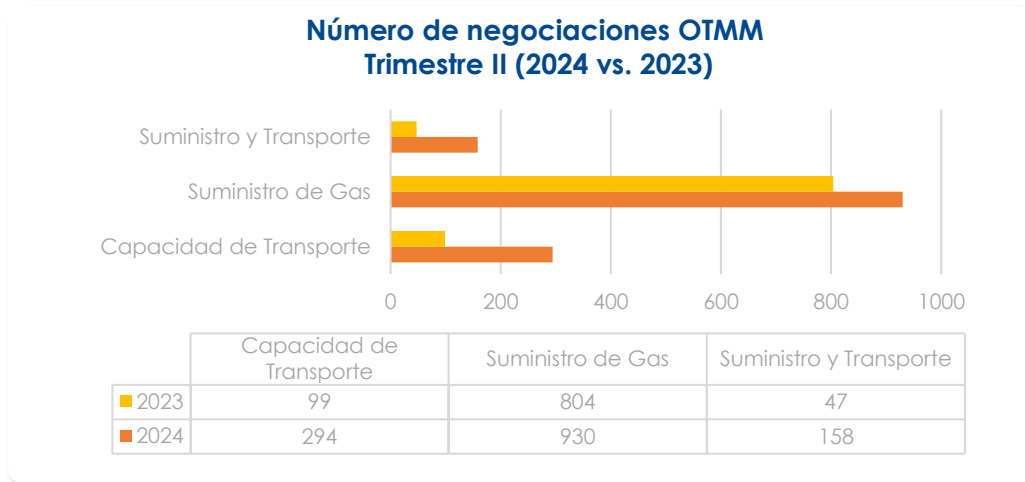
Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

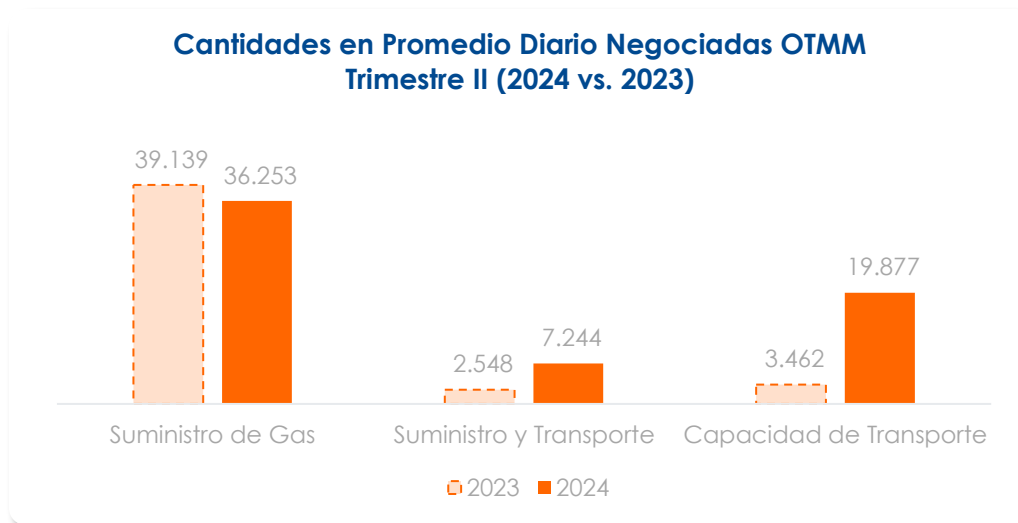
## 2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar II de 2024 con respecto al mismo periodo de 2023, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto “suministro”, “suministro y transporte” y “capacidad de transporte”.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en OTMM.



Fuente: SEGAS

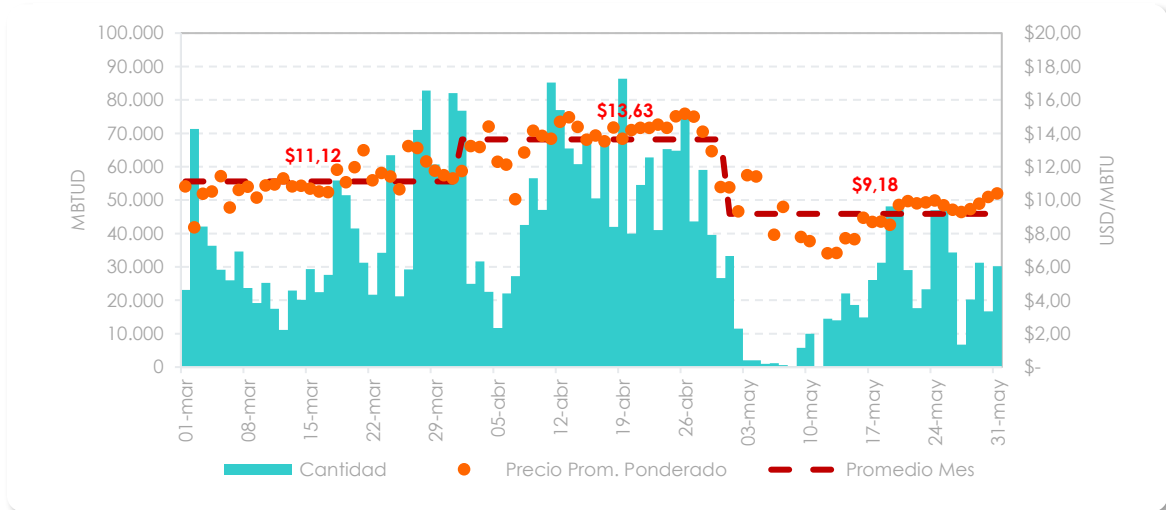
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

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 7%, pasando de 39,139 a 36,253 MBTUD; por su parte, el producto suministro y transporte aumentó pasando de 2,548 a 7,244 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria fue el que registró el mayor crecimiento al pasar de 3,462 a 19,877 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM Trimestre II de 2024

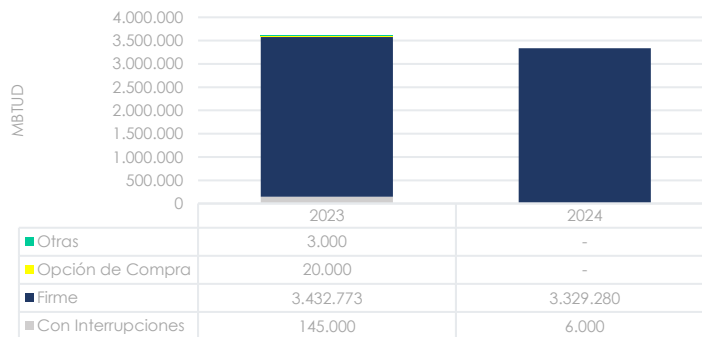


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar II de 2024 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 99.8% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 0.2% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro 2024 vs. 2023 – Trimestre II



Fuente: SEGAS

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM Suministro – Trimestre II de 2024 (USD/MBTU)**

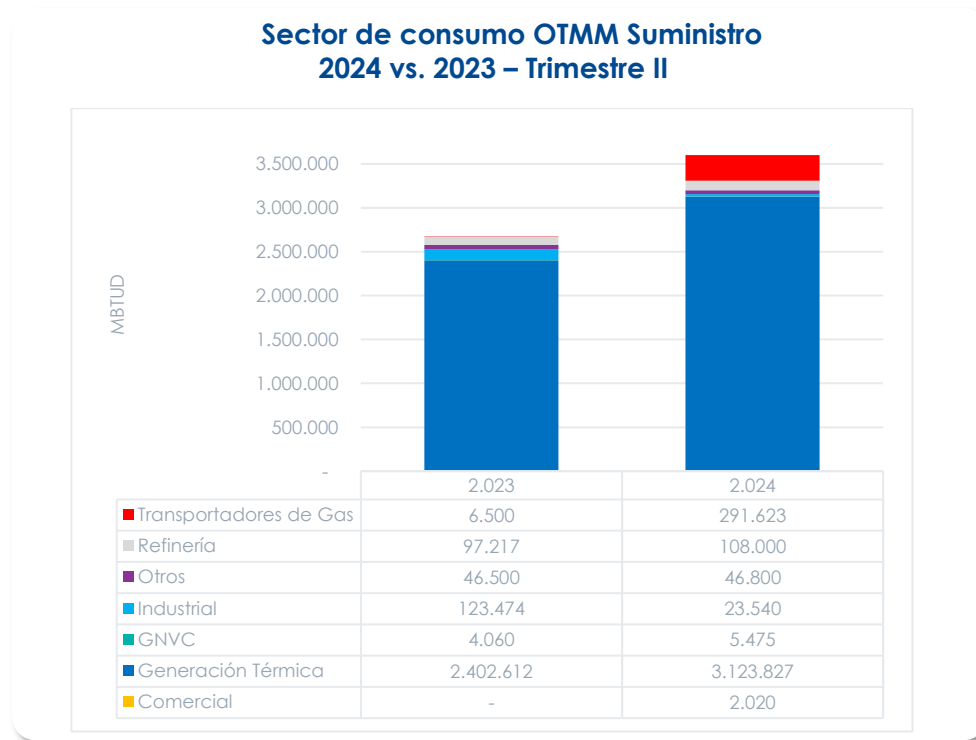
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 9.63
Firme	\$ 12.08

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 II de 2024, el cual se compara con el mismo periodo del año 2023. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 87% y el sector “Transporte de gas” con el 8%.



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 II de 2024 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM  
Suministro – Trimestre II de 2024 (USD/MBTU)**

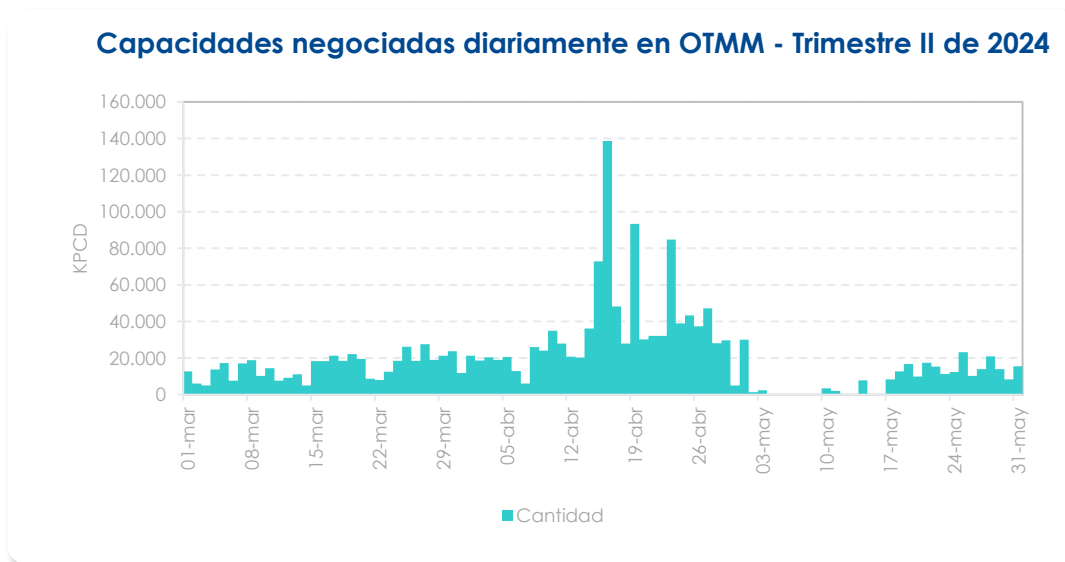
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	\$ 9.27
Generación Térmica	\$ 11.15
Industrial	\$ 10.22
Otros	\$ 14.63
Refinería	\$ 11.09
Transportadores de Gas	\$ 8.23

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**Transporte – OTMM**

**a. Capacidades OTMM – Transporte**

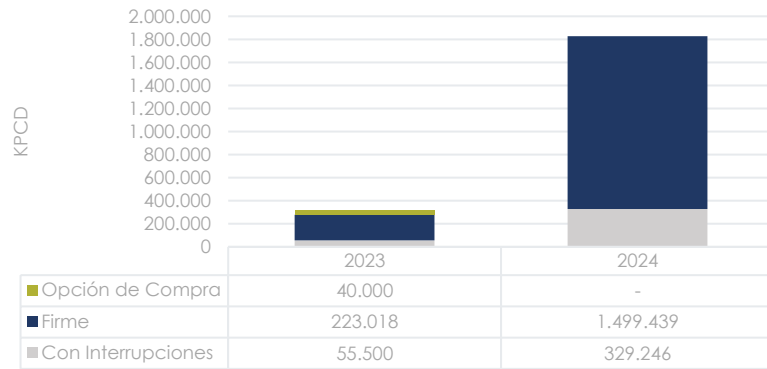


Fuente: SEGAS

**b. Modalidad contractual OTMM – Transporte**

Para el trimestre II de 2024, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2023; se resalta un aumento en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Firme”.

**Modalidad contractual OTMM Transporte - Trimestre II (2024 vs. 2023)**

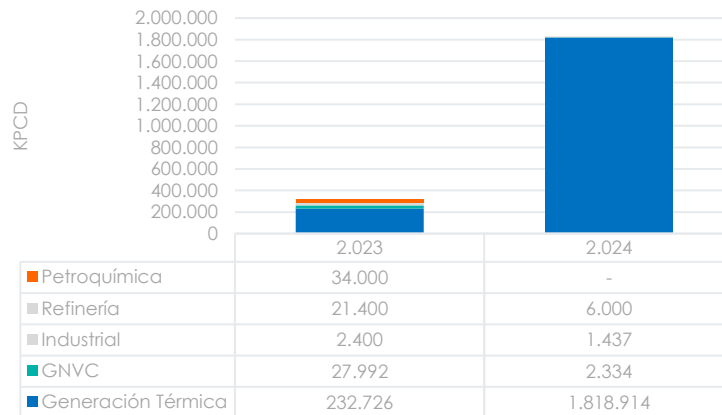


Fuente: SEGAS

**c. Sector de consumo OTMM – Transporte**

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar II de 2024, el cual se compara con el mismo periodo del año 2023. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 95% y el sector Refinería con el 0.3%.

**Sector de consumo OTMM Transporte - Trimestre II (2024 vs. 2023)**



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 II trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo 92 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 2 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

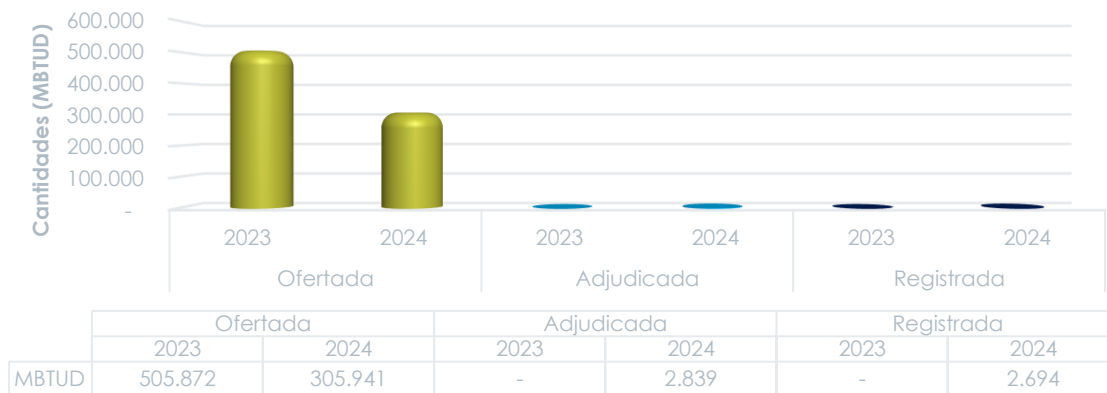
#### 3.1.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP- Suministro)

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 firme<sup>3</sup> en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 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 II trimestre de 2024 vs 2023<sup>4</sup>.

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



Fuente: SEGAS

<sup>3</sup> 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).

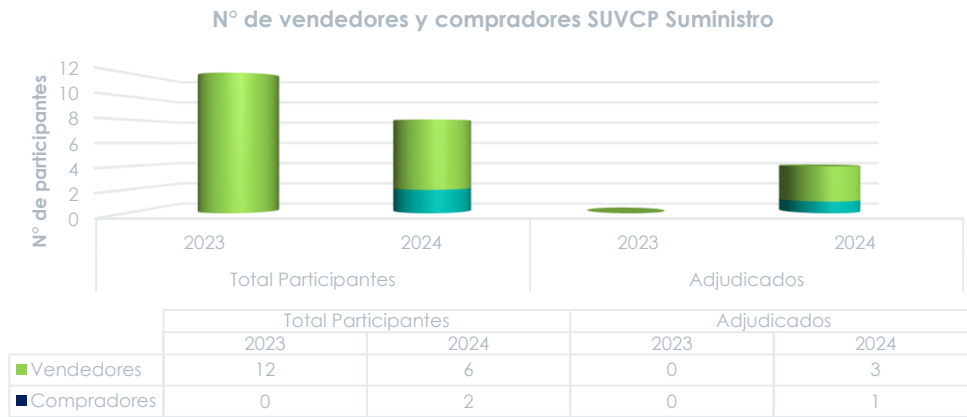
<sup>4</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
BALLENA	-	1,068	-	-	-	-
BULLERENGUE	950	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	434,169	183,110	-	384	-	239
CUSIANA	62,773	121,763	-	2,455	-	2,455
HOCOL	7,980	-	-	-	-	-
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>505,872</b>	<b>305,941</b>	<b>-</b>	<b>2,839</b>	<b>-</b>	<b>2,694</b>

Fuente: SEGAS

**a. Número de vendedores y compradores SUVCP - Suministro**

A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



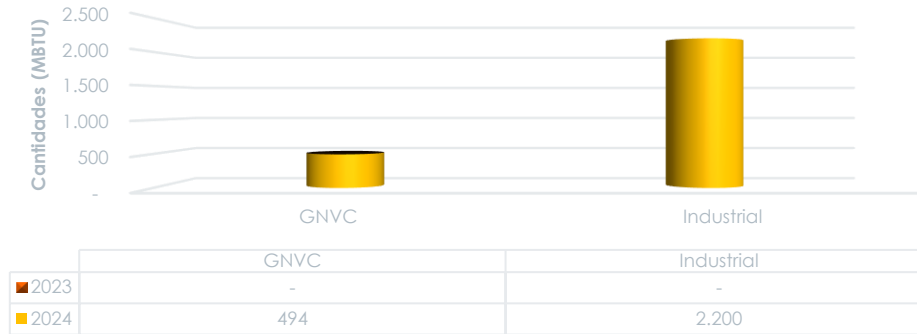
Fuente: SEGAS

**b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro**

Las adjudicaciones de la SUVCP - Suministro en el II trimestre estándar de 2024 se registraron con destino a abastecer la demanda del sector GNVC e Industrial, en tanto para el mismo periodo de 2023, no se presentaron adjudicaciones.



**Demanda por Sector de Consumo SUVCP Suministro**



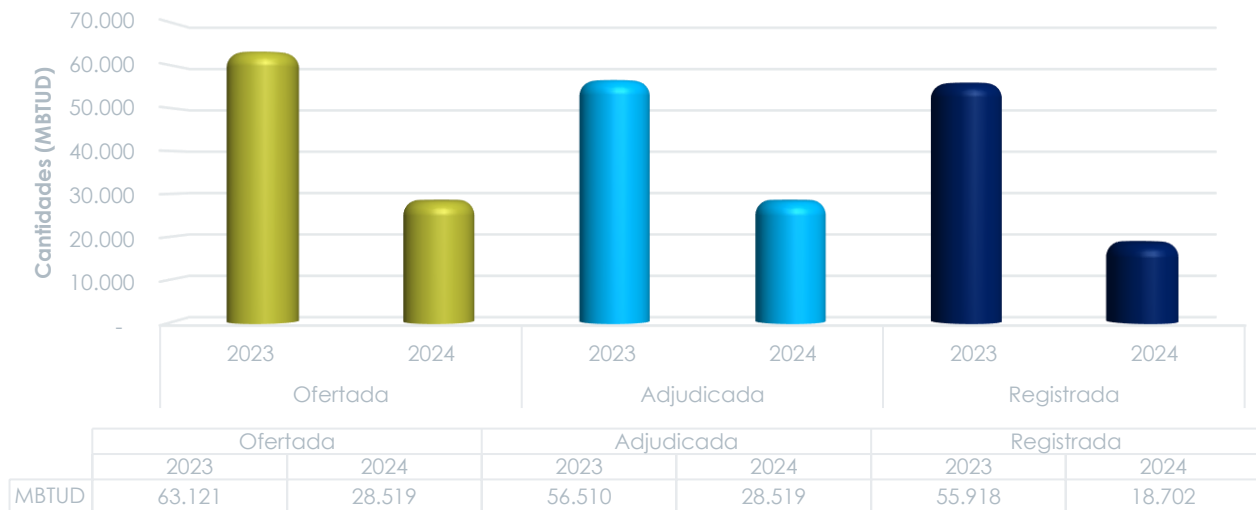
Fuente: SEGAS

### 3.1.2 Subasta de Suministro con Interrupciones (SSCI)

Esta subasta es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución mensual, y contempla participantes del mercado primario y secundario de gas natural en las puntas de venta y compra. El producto que se subasta es cantidad de energía bajo la modalidad de contrato con interrupciones, cuya duración será de un (1) mes, entrega diaria y vigencia desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en la Resolución CREG 186 de 2020.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural transadas mediante el mecanismo SSCI para el II trimestre estándar de 2024 vs 2023.<sup>5</sup>

**Cantidad ofertada, adjudicada y registrada de gas natural SSCI**



Fuente: SEGAS

<sup>5</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

### a. Cantidades ofertadas SSCI

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el II trimestre estándar de 2024, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	14,677	1,744
BULLERENGUE	9,164	-
CUPIAGUA	12,293	6,051
CUSIANA	26,987	20,724
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>63,121</b>	<b>28,519</b>

Fuente: SEGAS

### b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el II trimestre estándar de 2024, se presentaron adjudicaciones por un total de 28,519 MBTUD, disminuyendo frente a lo adjudicado en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	14,677	1,744
BULLERENGUE	9,164	-
CUPIAGUA	12,293	6,051
CUSIANA	20,376	20,724
<b>TOTAL</b>	<b>56,510</b>	<b>28,519</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SSCI

En el II trimestre estándar de 2024 se dejaron de registrar 9,817 MBTUD producto de las cantidades adjudicadas en las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	14,677	
BULLERENGUE	9,164	
CUPIAGUA	11,701	4,211
CUSIANA	20,376	14,491
<b>TOTAL</b>	<b>55,918</b>	<b>18,702</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SSCI

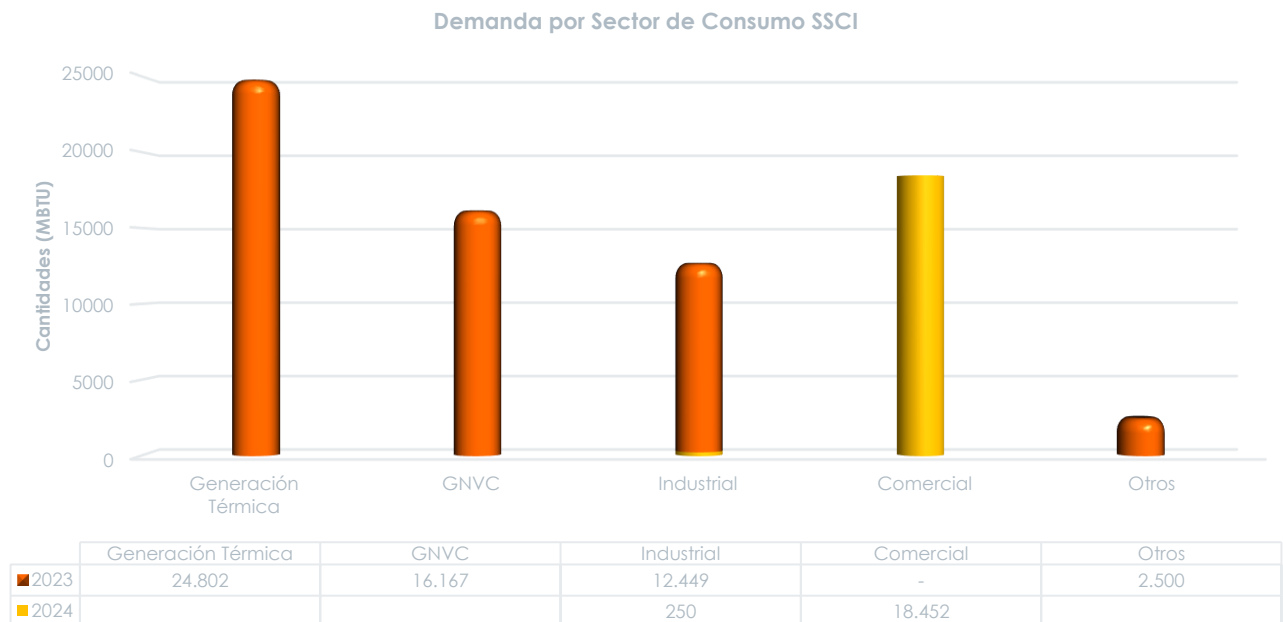
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

### e. Demanda por sector de consumo SSCI

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SSCI en el II trimestre estándar de 2024 fue registrada con destino a abastecer a los sectores: Comercial e Industrial. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación abasteció a los sectores de Generación Térmica, GNVC, industrial y otros.



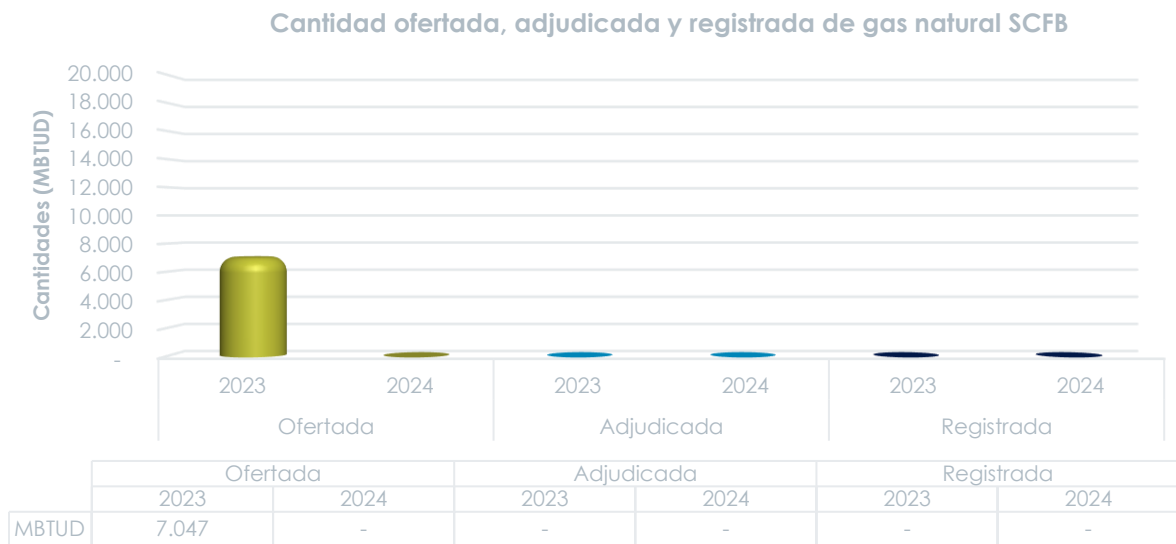
Fuente: SEGAS

### 3.1.3 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

La Subasta de Contratos Firmes Bimestrales es un mecanismo de negociación de suministro de gas natural, bajo la modalidad de contrato firme y con duración de dos meses calendario. Es una subasta de sobre cerrado y se realiza el décimo segundo día hábil del mes previo al inicio del bimestre de consumo. Contempla participantes del mercado primario y secundario de gas natural en las puntas de venta y compra. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en las Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

Para el II trimestre estándar de 2024 se ejecutó el mecanismo en marzo y mayo, sin embargo, no se presentó oferta de Gas. En el mismo periodo de 2023, la oferta fue de 7,047 MBTUD, desagregada en 2,722 MBTUD para el campo Bullerengue y 4,325 MBTUD para Campo Cusiana; en ninguno de los casos se presentaron adjudicaciones.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el II trimestre de 2024 vs 2023<sup>6</sup>.

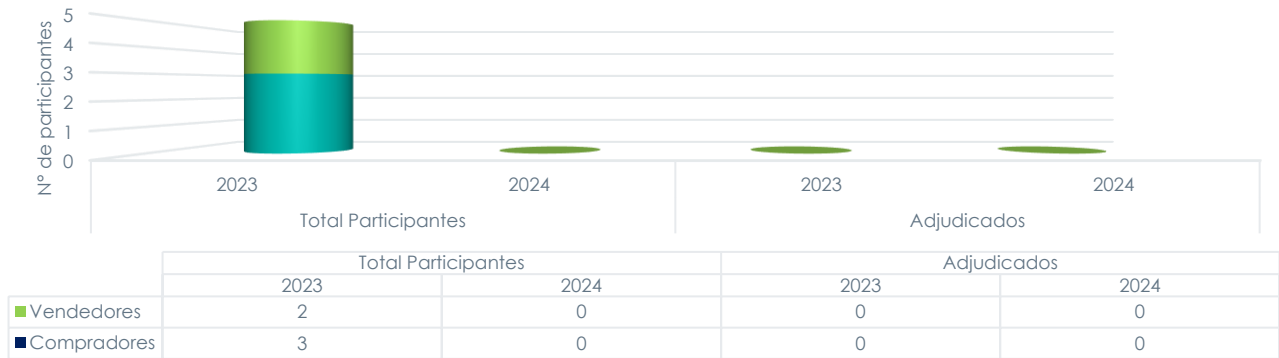


#### a. Número de vendedores y compradores SCFB

El número de participantes de este mecanismo para el II trimestre estándar de 2024 fue nulo. En el mismo periodo del año anterior, se contó con la participación e 5 agentes.

<sup>6</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

### Nº de vendedores y compradores SCFB



Fuente: SEGAS

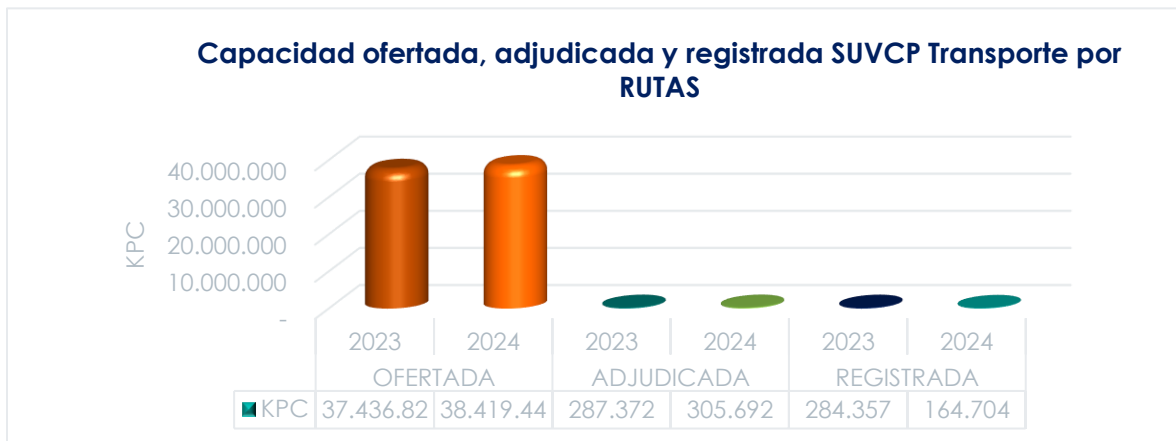
## 3.2 TRANSPORTE

Para capacidad de transporte en el segundo trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2023, 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 II de 2024 vs el mismo periodo de 2023.



Fuente: SEGAS

### a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar II de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó en un 3% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	8,307,388	9,559,239
CARTAGENA - SINCELEJO	3,216,038	5,963,121
BARRANQUILLA - CARTAGENA	5,413,858	4,677,893
YUMBO/CALI - CALI	3,188,276	3,520,804
CUSIANA - SABANA_F	2,258,416	3,215,183
SINCELEJO - JOBO	799,441	2,146,094
VASCONIA - PEREIRA	1,589,341	1,723,068
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,841,135	1,484,828
CARTAGENA - MAMONAL	252,479	1,122,775
SEBASTOPOL - VASCONIA	910,000	978,960
<b>Otras Rutas</b>	8,660,450 (*)	4,027,479 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>37,436,822</b>	<b>38,419,444</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2023. Cantidad 41 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2024. Cantidad 43 rutas.

### b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar II de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada aumentó en un 6% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
BALLENA – BARRANCABERMEJA	-	265,768
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	23,131	18,758
SEBASTOPOL – VASCONIA	163,972	9,265
CUSIANA – SABANA_F	-	5,728
CUSIANA – OCOA	53,846	3,886
CUSIANA – VASCONIA	1,212	728
MARIQUITA – PEREIRA	555	493
<b>Otras Rutas</b>	44,656 (*)	1,066 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>287,372</b>	<b>305,692</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2023. Cantidad 6 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2024. Cantidad 3 rutas.

### c. Capacidad registrada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar II de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 42% respecto al mismo periodo del año 2023.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
BALLENA – BARRANCABERMEJA	-	126,147
CUSIANA – SABANA_F	23,131	18,410
CUSIANA – VASCONIA	163,638	8,526
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	-	5,728
CUSIANA – OCOA	53,726	3,606
VASCONIA – MARIQUITA	1,212	728
LA BELLEZA - VASCONIA	502	493
<b>Otras Rutas</b>	42,148 (*)	1,066 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>284,357</b>	<b>164,704</b>

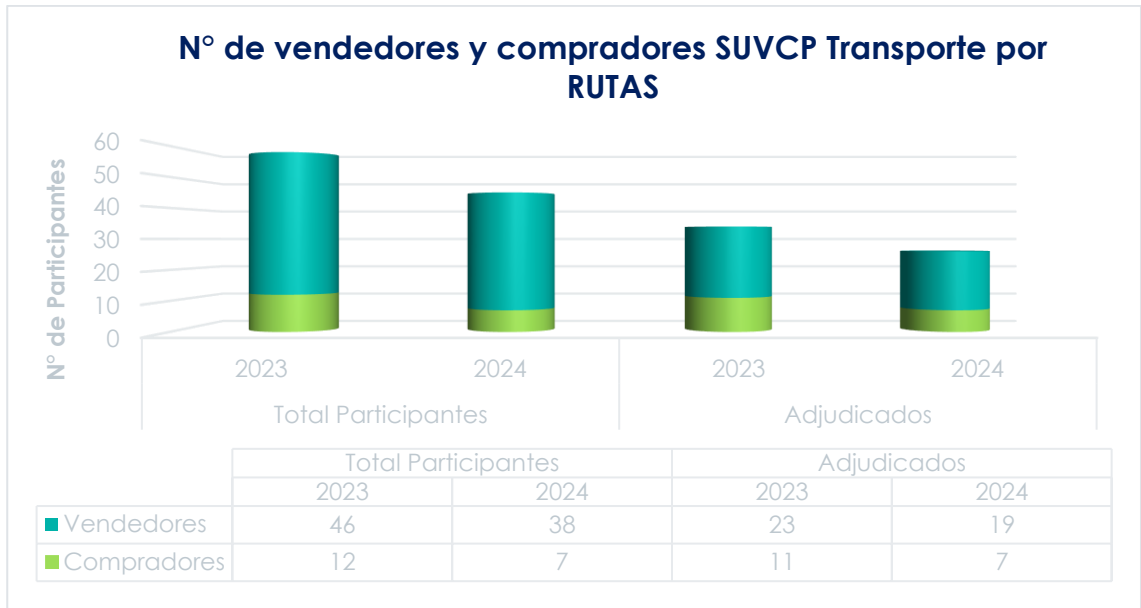
Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2023. Cantidad 5 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2024. Cantidad 3 rutas.

**d. Número de vendedores y compradores – Rutas**

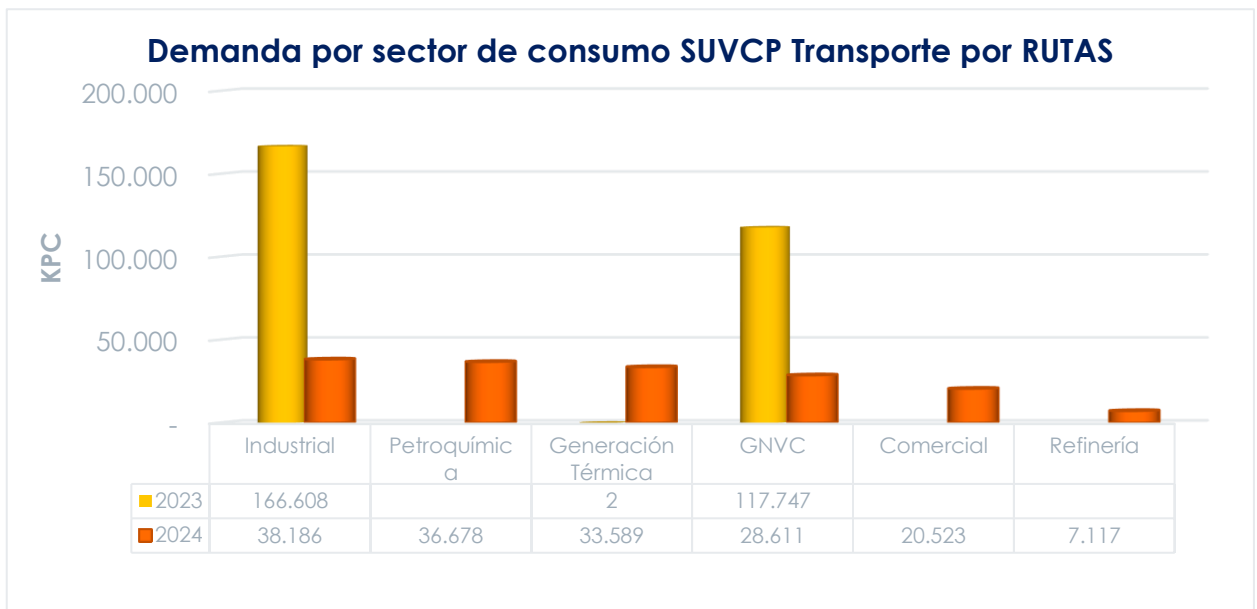
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar II de 2024 vs 2023.



Fuente: SEGAS

**e. Demanda por sector de consumo - Rutas**

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar II de 2024 vs 2023. Para los sectores industrial y GNVC se disminuyó la capacidad adjudicada en un 77% y 76% respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.



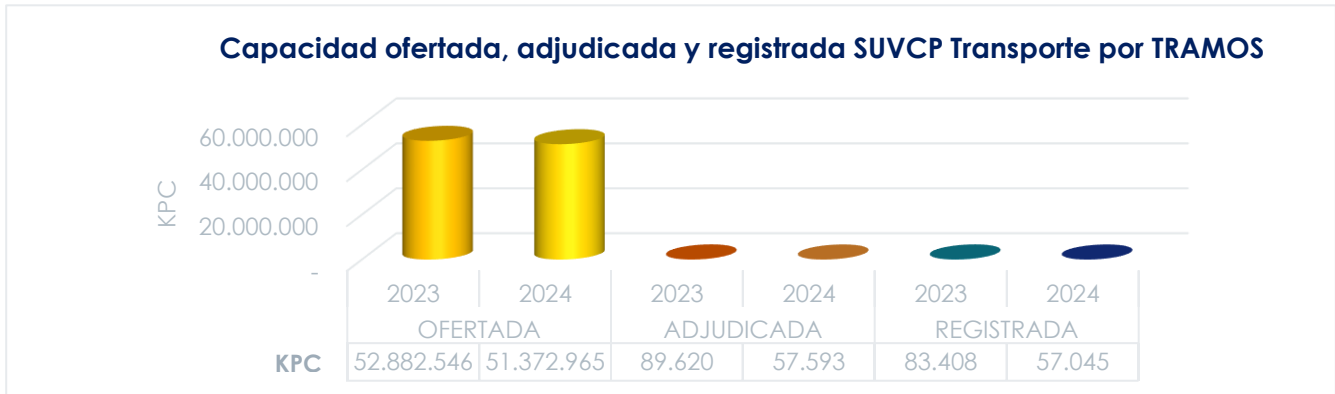
Fuente: SEGAS



### 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 II de 2024.



Fuente: SEGAS

#### a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar II de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó un 3% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	8,307,388	9,559,239
CARTAGENA - SINCELEJO	3,216,038	5,963,121
BARRANQUILLA - CARTAGENA	5,413,858	4,677,893
CUSIANA - EL PORVENIR	2,942,457	3,762,741
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2,885,680	3,753,289
YUMBO/CALI - CALI	3,188,276	3,520,804
LA BELLEZA - COGUA	3,685,143	3,234,297
COGUA - SABANA_F	3,654,042	3,196,425
VASCONIA - MARIQUITA	2,201,561	2,496,321
SINCELEJO - JOBO	799,441	2,146,094
<b>Otros Tramos</b>	16,588,662 (*)	9,062,741 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>52,882,546</b>	<b>51,372,965</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2023. Cantidad 28 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2024. Cantidad 29 tramos.

### b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar II de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada disminuyó en un 36% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA BELLEZA – COGUA	36,791	28,875
COGUA – SABANA_F	36,657	28,718
SINCELEJO – JOBO	-	-
LA MAMI – BARRANQUILLA	-	-
GUANDO – FUSAGASUGA	-	-
BARRANCABERMEJA – BALLENA	-	-
SARDINATA – CUCUTA	-	-
<b>Otros Tramos</b>	16,172 (*)	- (**)
<b>TOTAL</b>	<b>89,620</b>	<b>57,593</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2023. Cantidad 4 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2024. Cantidad 0 tramos.

### c. Capacidad registrada – Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar II, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una reducción del 32% en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2023.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
COGUA – SABANA_F	36,657	28,718
LA BELLEZA – COGUA	36,562	28,327
VASCONIA – LA BELLEZA	3,859	-
CUSIANA – EL PORVENIR	3,774	-
VASCONIA – MARIQUITA	518	-
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2,038	-
APIAY - OCOA	-	-
<b>Otros Tramos</b>	- (*)	- (**)
<b>TOTAL</b>	<b>83,408</b>	<b>57,045</b>

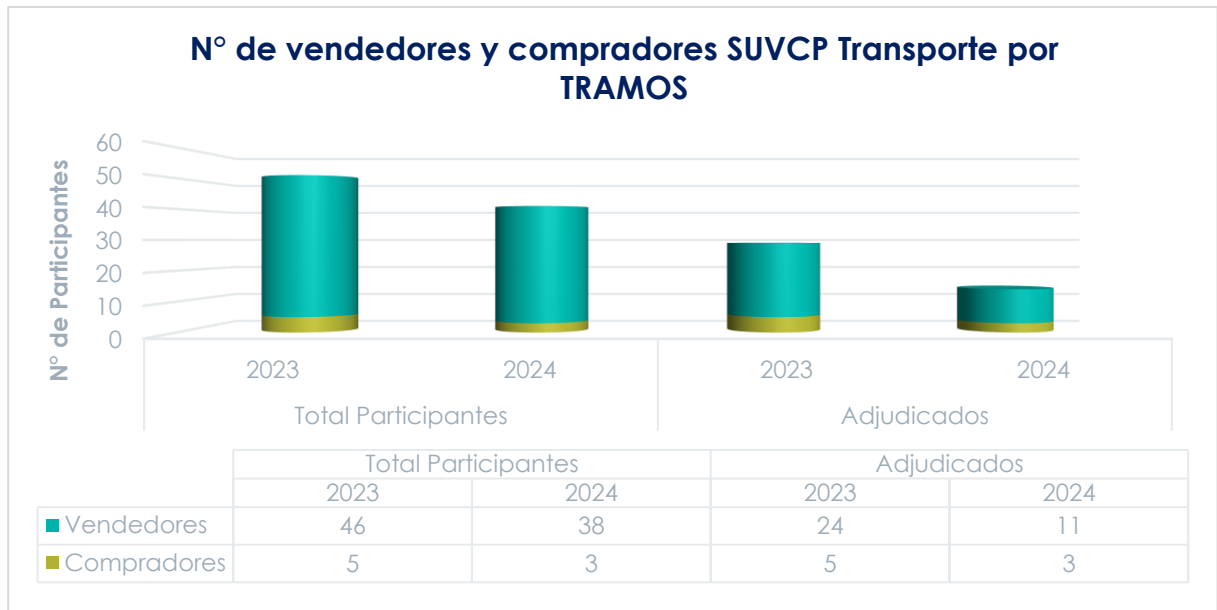
Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2023. Cantidad 0 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2024. Cantidad 0 tramos.

**d. Número de vendedores y compradores – Tramos**

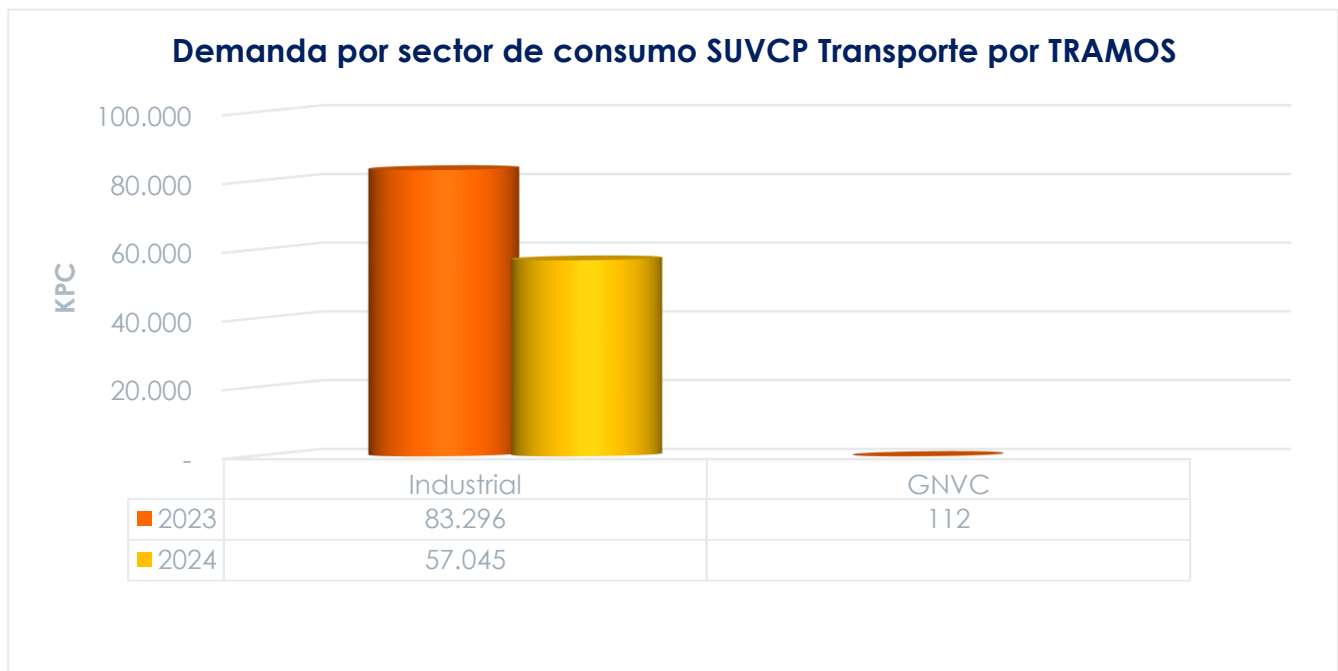
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar II de 2024.



Fuente: SEGAS

**e. Demanda por sector de consumo - Tramos**

Para el trimestre estándar II de 2024, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Industrial. La demanda del sector Industrial disminuyó en un 32% 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 gas<sup>7</sup>.
- **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 diaria<sup>8</sup>.

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:

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> 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).

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes<sup>9</sup>.
- **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 2018<sup>10</sup>.
- **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 2020<sup>11</sup>.

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.

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> 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 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 (...)"

<sup>11</sup> 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 (...)"

La siguiente tabla resume el comportamiento agregado mensual del trimestre marzo de 2024 – mayo 2024 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
Marzo	-	691,489	-	-	-241,117	-
Abril	-	788,416	-	-	-176,444	-
Mayo	-	504,090	-	-	-36,272	-

**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.

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
<b>Transportador - Productor</b>	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.
<b>Transportador - Remitente</b>	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 661,332 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -151,278 MBTU
<b>Transportador - Transportador</b>	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.

5

## Indicadores CREG del Mercado Primario

La Resolución CREG 089 de 2013, modificada por la Resolución CREG 114 de 2017 y posteriormente, por la Resolución CREG 186 de 2020, estableció los indicadores del mercado primario MP. Para su análisis y publicación, el Gestor los ha clasificado en tres grupos de acuerdo con la temporalidad en el reporte y publicación de la información:

INDICADORES DEL MERCADO PRIMARIO		
1. Anual, antes del proceso de negociación	2. Anual, después del proceso de negociación	3. Mensual
La información de este grupo de indicadores contiene datos vigentes previo al proceso de negociación, se calcula y publica con periodicidad anual, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte donde existe declaración del PP, PTDV y CIDV.	La información de este grupo de indicadores contiene datos vigentes antes y durante el proceso de negociación, se calcula y publica con periodicidad anual, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte de 12 meses siguientes a la publicación o donde existe oferta comprometida según corresponda.	La información de este grupo de indicadores contiene los datos vigentes al momento del cálculo, se publica con periodicidad mensual, con un horizonte de 12 meses siguientes al mes de publicación o donde exista oferta comprometida según corresponda.
Los indicadores clasificados en este grupo son:	Los indicadores clasificados en este grupo son:	Los indicadores clasificados en este grupo son:
MP1, MP2 y MP3	MP7, MP8, MP9, MP10, MP11, MP12, MP13, MP14*, MP15*, MP21*, MP22*, MP23	MP4, MP5, MP6, MP16*, MP17, MP18, MP19* y MP20*

\* De consulta exclusiva para las entidades de vigilancia y control, conforme lo establecido en la regulación.

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre marzo 2024 a mayo 2024. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> <https://www.bmcbec.com.co/informacion-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

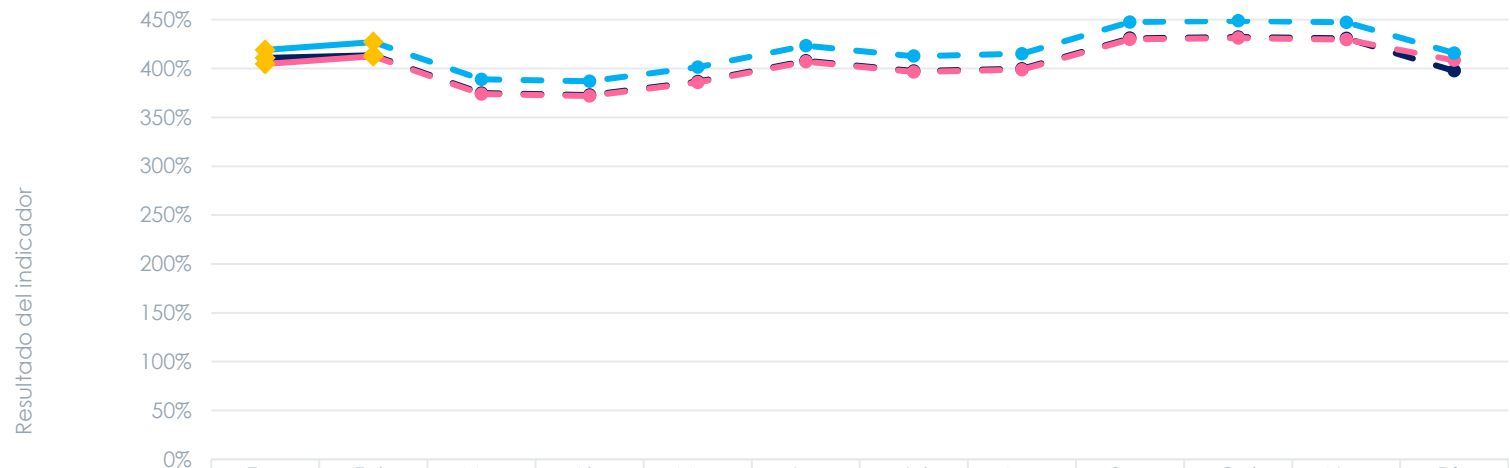
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### Periodicidad de publicación Mensual

**Descripción:** Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV.

$$MP4 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{\text{PTDV} + \text{CIDV}}$$

MP4



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
●●● 2024 Publicación Marzo	410,81 %	413,56 %	374,76 %	372,84 %	386,78 %	407,92 %	397,41 %	399,74 %	430,94 %	432,24 %	430,74 %	397,48 %
●●● 2024 Publicación Abril	404,59 %	412,51 %	373,77 %	371,86 %	385,76 %	406,85 %	396,36 %	398,68 %	429,80 %	431,09 %	429,60 %	408,38 %
●●● 2024 Publicación Mayo	419,01 %	427,03 %	388,83 %	386,96 %	401,43 %	423,38 %	412,62 %	415,03 %	447,43 %	448,78 %	447,22 %	415,68 %

**Análisis:** Los resultados del presente indicador tienden a sobrepasar los valores del 100%, pues la oferta comprometida es mayor que la PTDV y la CIDV. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDV y CIDV representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.



## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el año 2024 entre las publicaciones de marzo y abril de 2024 no presentaron una variación significativa. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de abril y mayo de 2024 aumentaron en promedio 3.80% como consecuencia de un aumento de 30,237 MBTUD en promedio en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2024.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo de 2024** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 762,766 MBTUD

**PTDV:** 138,700 MBTUD

**CIDV:** 50.000 MBTUD

El valor de la CIDV corresponde con la cantidad disponible para la venta puesto por el agente comercializador de gas natural importado que para la publicación del periodo a analizar fue de 50.000 MBTUD.

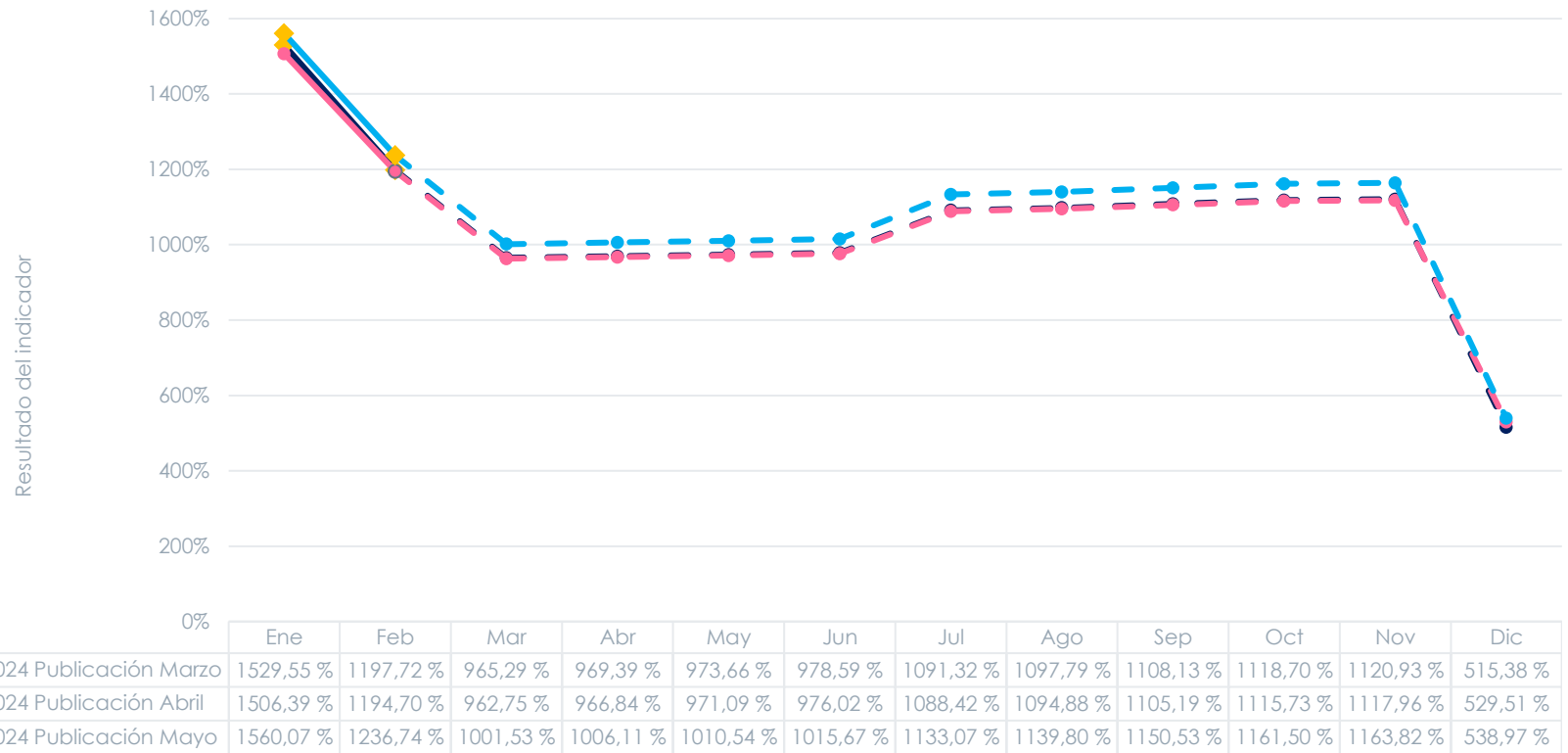
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**MP5**

**Descripción:** Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.

$$MP5 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{PTDVF + CIDVF}$$

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



**Análisis:** Los resultados del presente indicador tienden a sobrepasar los valores del 100%, pues la oferta comprometida es mayor que la PTDVF. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDVF y CIDVF representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

Los valores del indicador para el año 2024 entre las publicaciones de marzo y abril de 2024 no presentaron una variación significativa. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de abril y mayo de 2024 aumentaron en promedio 3.80% como consecuencia de un aumento de 30,237 MBTUD en promedio en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2024.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo de 2024** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 762,766 MBTUD

**PTDVF:** 70,083 MBTUD

**CIDVF:** 0 MBTUD

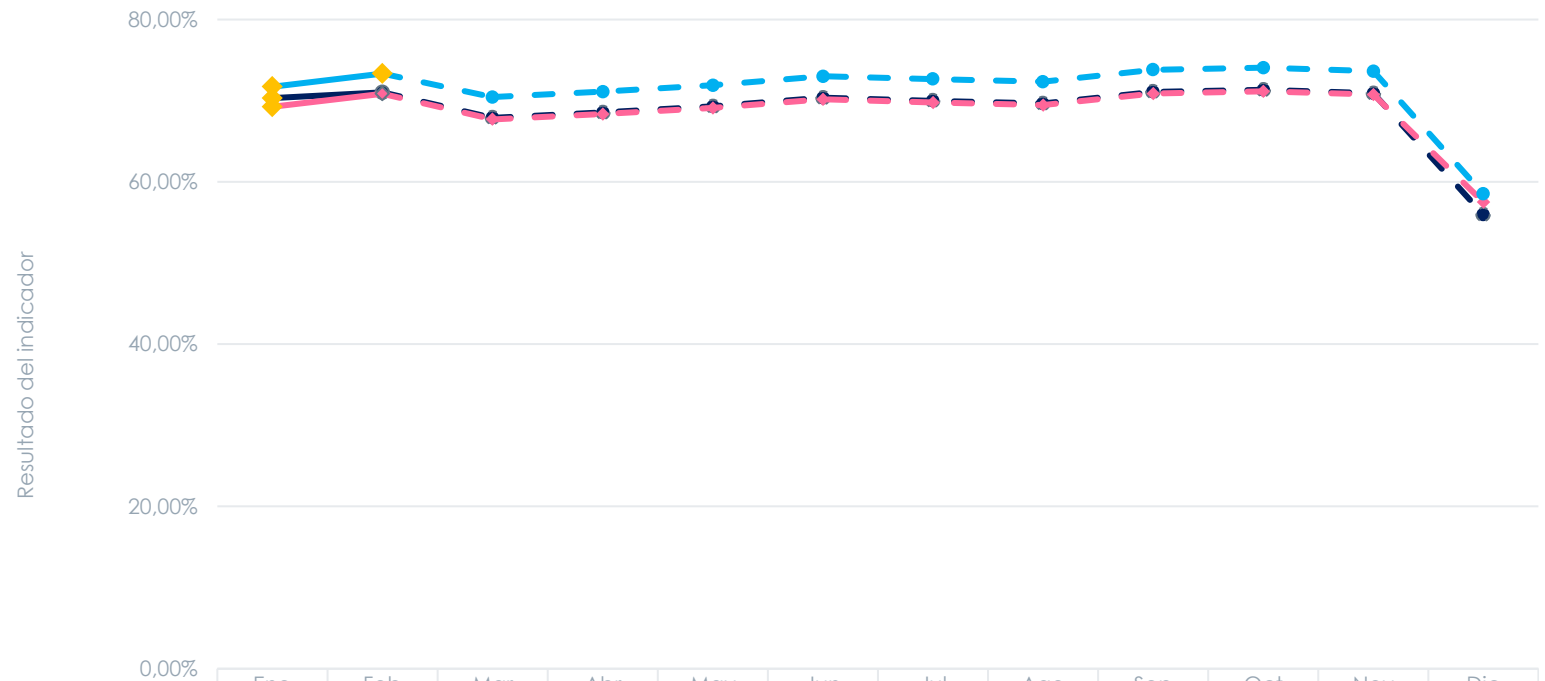
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**MP6**

**Descripción:** Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con el potencial de producción PP.

$$MP6 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{PP}$$

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2024 Publicación Marzo	70,32 %	71,03 %	67,89 %	68,55 %	69,29 %	70,36 %	69,98 %	69,66 %	71,09 %	71,34 %	70,93 %	55,96 %
2024 Publicación Abril	69,25 %	70,85 %	67,71 %	68,37 %	69,11 %	70,17 %	69,80 %	69,48 %	70,90 %	71,15 %	70,75 %	57,50 %
2024 Publicación Mayo	71,72 %	73,34 %	70,44 %	71,14 %	71,92 %	73,02 %	72,66 %	72,33 %	73,81 %	74,07 %	73,65 %	58,52 %

**Análisis:** Los resultados del presente indicador presentan una visión más general comparado con los indicadores MP4 y MP5, dado que en su formulación contempla el potencial de producción total, por lo tanto, sus valores no deben ser superiores al 100%.

Los valores del indicador para el año 2024 entre las publicaciones de marzo y abril de 2024 no presentaron una variación significativa. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de abril y mayo de 2024 aumentaron en promedio 3.80% como consecuencia de un aumento de 30,237 MBTUD en promedio en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2024.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los resultados del indicador evidencian que, para el trimestre analizado en promedio el 70% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a abril de 2024** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 762,766 MBTUD

**PP:** 1,089,256 MBTUD

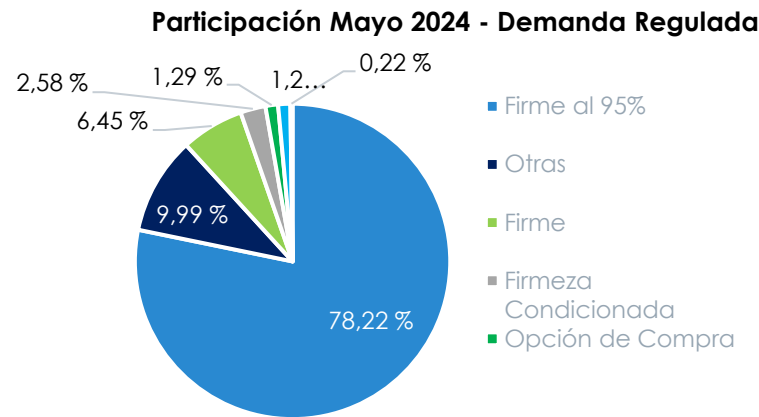
**Nota:** en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**MP17**

**Descripción:** Cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos.

$$MP17 = \frac{\text{Mod contrato dda reg de gas}}{\text{Dda reg en contratos de gas}}$$

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **mayo 2024** no presentó variación significativa con respecto al mes inmediatamente anterior; llegando a un total de 320,258 MBTUD en la contratación para la demanda regulada.

La participación por modalidad contractual para **mayo 2024** fue la siguiente: Firme al 95% (78.22%), Otras (9.99%), Firme (6.45%), Firmeza Condicionada (2.58%), opción de Compra de gas (1.29%), ToP (1.25%), y Con Interrupciones (0.22%).

De esta manera, se evidencia que la demanda regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado.

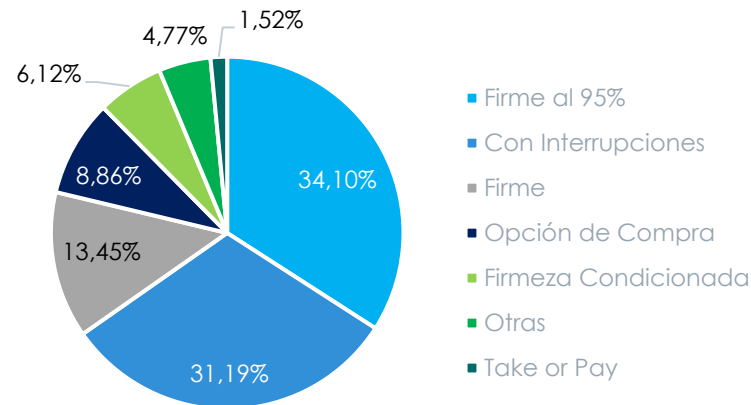
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Descripción:** Cuánto representa cada modalidad en relación con el total de la demanda no regulada en contratos.

$$MP18 = \frac{\text{Mod contrato dda no reg de gas}}{\text{Dda no reg en contratos de gas}}$$

MP18

**Participación Mayo 2024 - Demanda No Regulada**



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **mayo 2024** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior aumentando 7,000 MBTUD en la modalidad Firme al 95%, 56,128 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones y disminuyendo 29,000 MBTUD en la modalidad Firme, 32,000 MBTUD en la modalidad de Firmeza Condicionada y 152,000 MBTUD en la modalidad Otras. Llegando a un total de 791,168 MBTUD en la contratación para la demanda no regulada.

La participación por modalidad contractual para **mayo 2024** fue la siguiente: Firme al 95% (34.10%), Con Interrupciones (31.19%), Firme (13.45%), Opción de compra (8.86%), Firmeza condicionada (6.12%), Otras (4.77%) y ToP (1.52%).

De esta manera, la demanda no regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado. No obstante, la modalidad Con Interrupciones representa una mayor participación para la demanda no regulada en comparación con la demanda regulada.

## 6

## 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 II:** Corresponde a los meses marzo, abril, mayo.

**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.