



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 2023 A FEBRERO 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 diciembre de 2023 a febrero de 2024 **se registraron en total 46 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

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 28%; **el 50% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 71% para el trimestre I del año gas 2024 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 87% 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 I del año gas 2024 es la **Generación Térmica, con el 31%** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el primer trimestre del año gas 2024 **aumentaron 9,260 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2023, **ubicándose en 18,706 MBTUD**; por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$1.90 y \$10.19 USD/MBTU**.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el primer trimestre del año gas 2024 **aumentaron levemente** con respecto al mismo periodo de 2023, **ubicándose en 24,520 MBTUD**.

En el primer 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

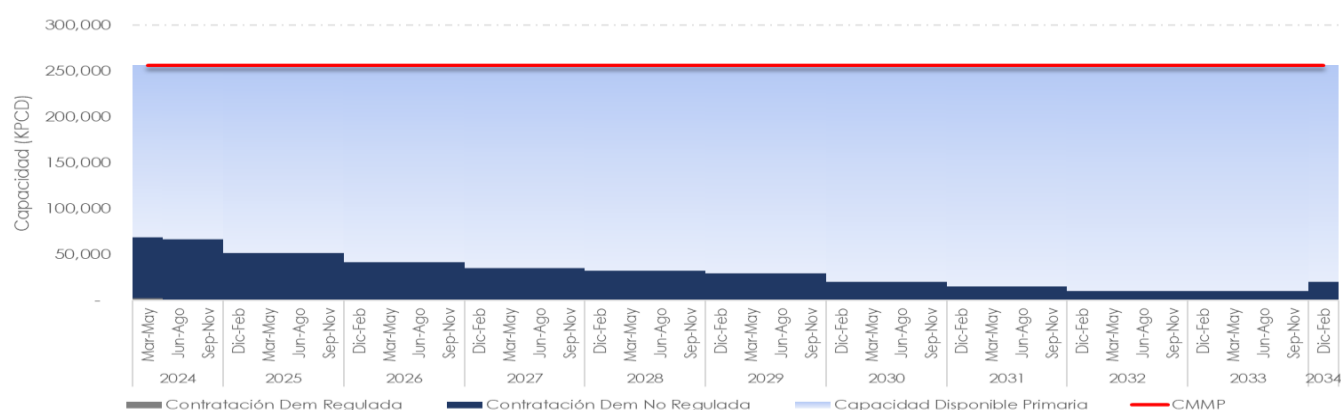
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación diciembre de 2023 a febrero de 2024, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron cuarenta y seis (46) 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

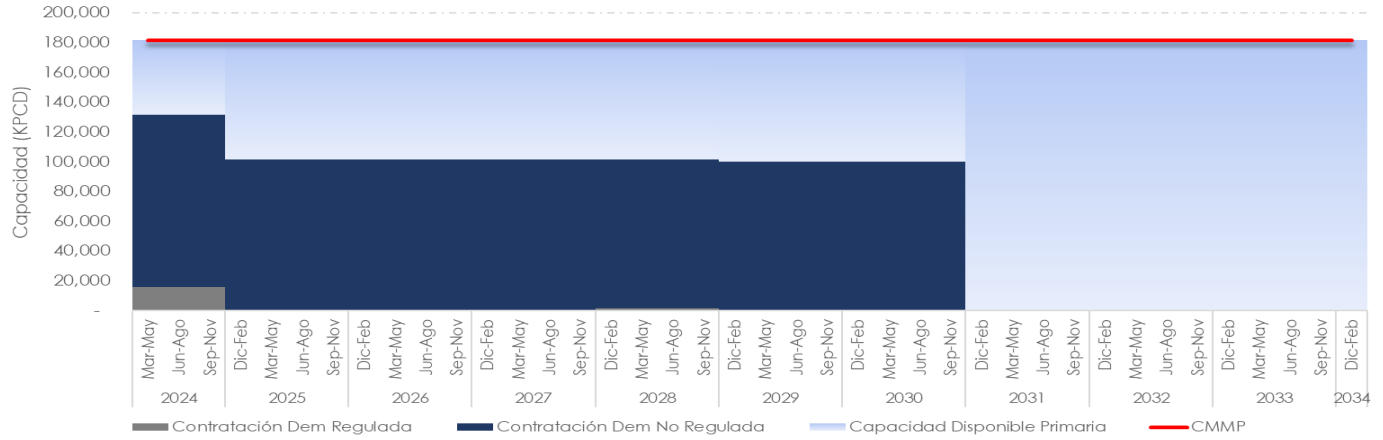
Ballena – La Mami



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	186,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026	245,026	235,100
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)	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000
Contratación en Firme	66,631	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000
Cont. con Interrupciones (4)	186,624										
CMMP	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
Contratación firme/CMMP	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	8%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

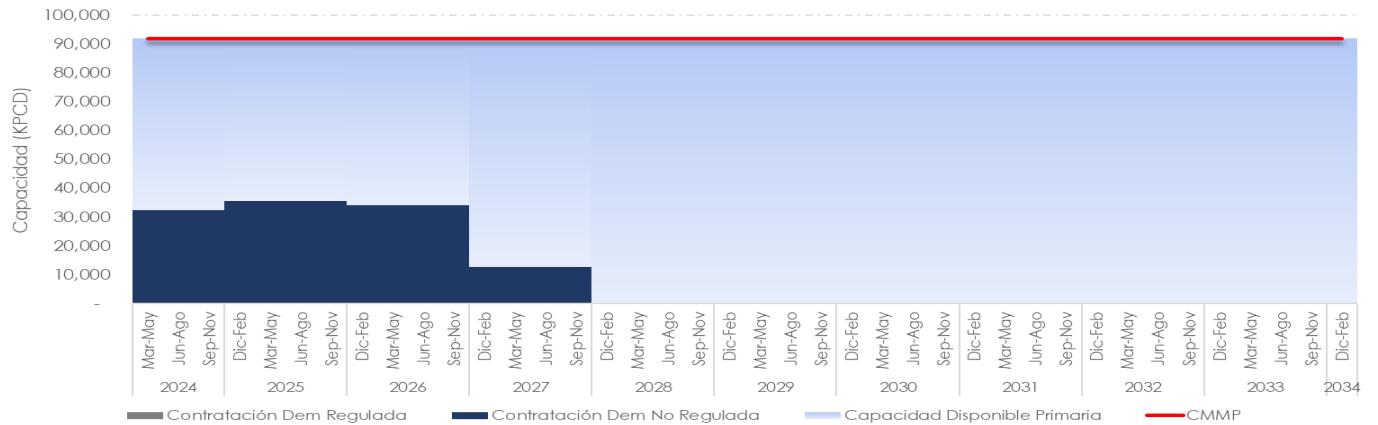
Jobo – Sincelajo



	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

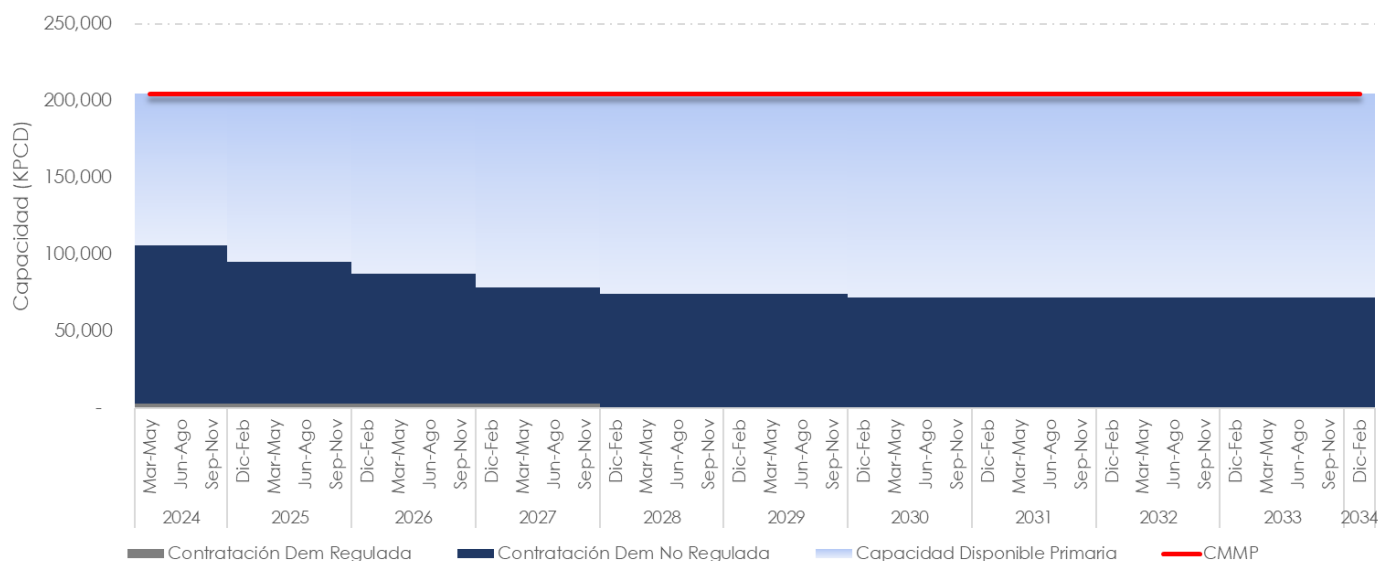
La Creciente – Sincelajo



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)	1,375	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	2%	0%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	32,338	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	32,401	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	56,723										
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	35%	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)	98,414										
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

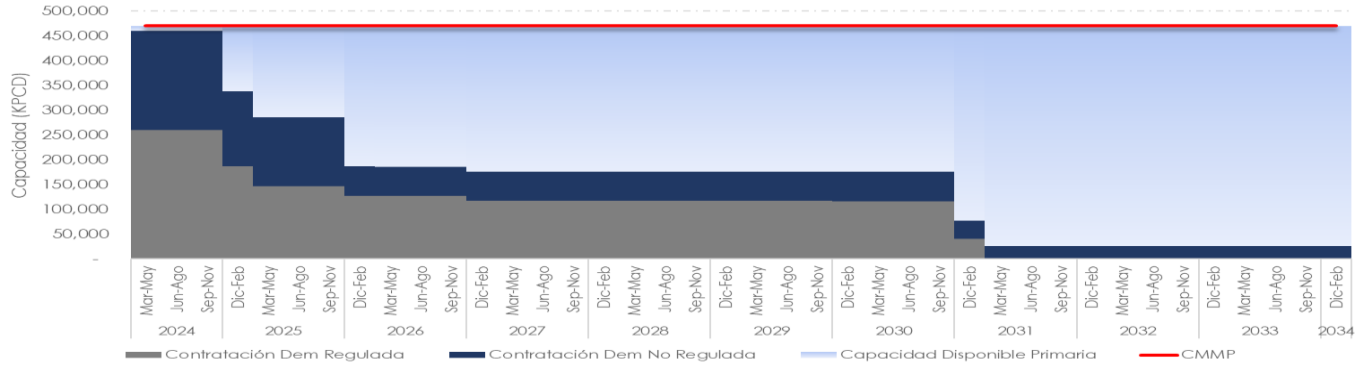
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

(4) Trimestre estándar marzo a mayo de 2024

2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

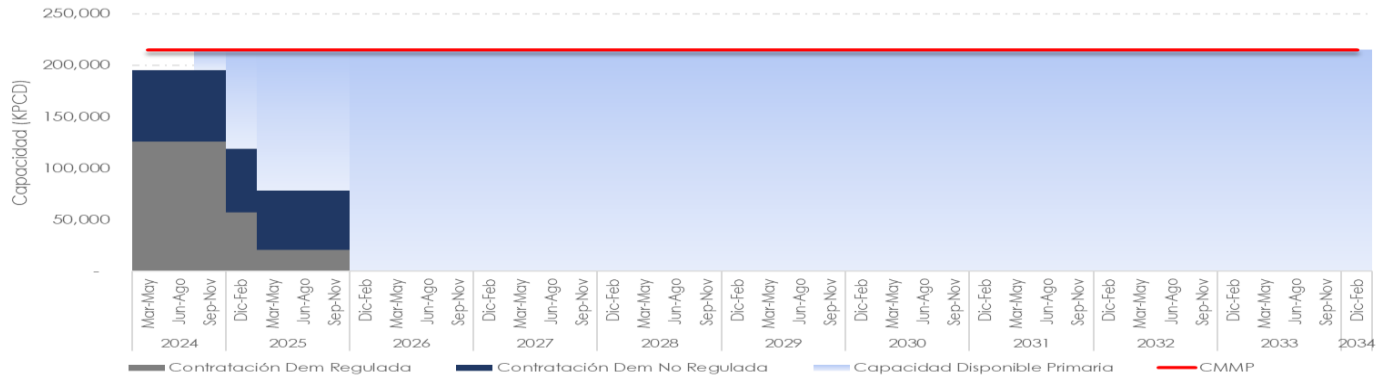
Cusiana – El Porvenir



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	604	22,078	270,427	284,809	284,809	284,973	284,408	285,408	434,856	434,856	435,078
Contratación Trím MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	259,418	146,895	126,418	116,867	116,790	116,795	116,360	217	220	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	200,002	138,394	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	459,420	285,289	184,858	175,254	175,179	175,095	175,660	25,217	25,220	25,000	25,000
Conf. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
Contratación firme/CMMP	98%	61%	39%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

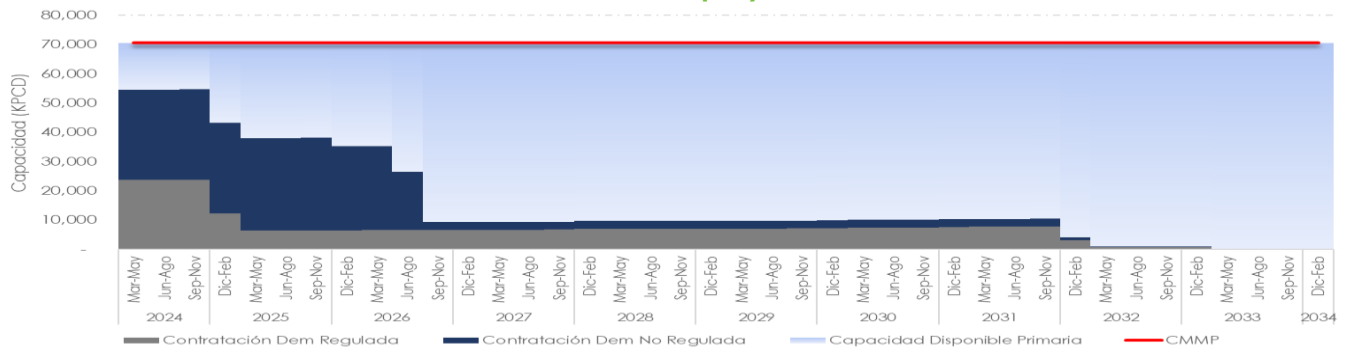
Cogua – Sabana



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	19,664	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trím MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	126,102	20,961	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	69,196	57,642	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	195,298	78,603	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conf. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación firme/CMMP	91%	37%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

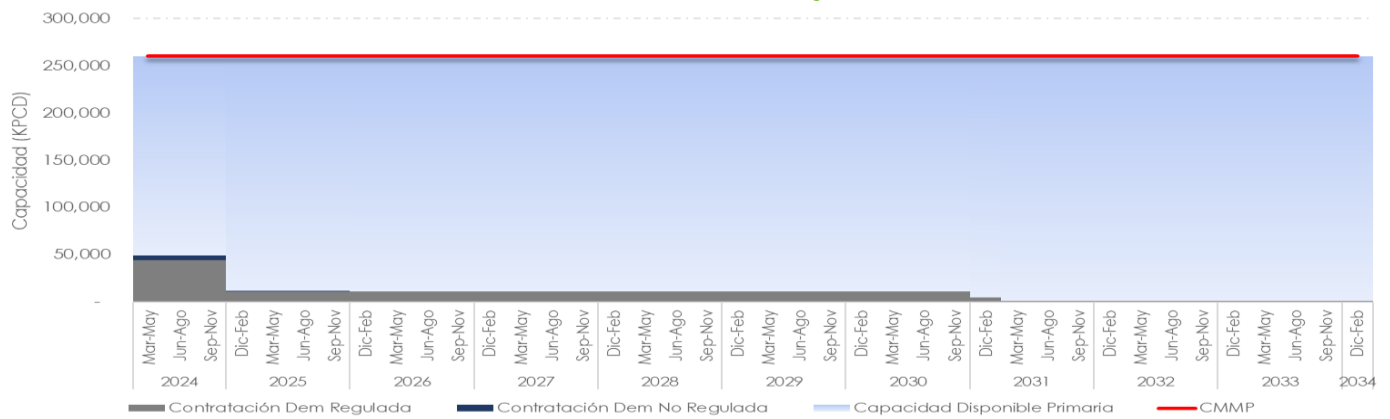
Cusiana – Apiay



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	15,283	17,027	34,289	59,619	59,619	59,695	59,376	59,044	59,138	68,586	69,569
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-
Contratación en Firme MR (3)	23,779	6,436	6,532	6,673	6,986	7,069	7,327	7,640	735	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,814	30,945	2,699	2,661	2,685	2,646	2,657	2,675	248	-	-
Contratación en Firme	54,593	37,381	9,231	9,334	9,671	9,715	9,984	10,315	983	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569
Contratación firme/CMMP	77%	53%	13%	13%	14%	14%	14%	15%	1%	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

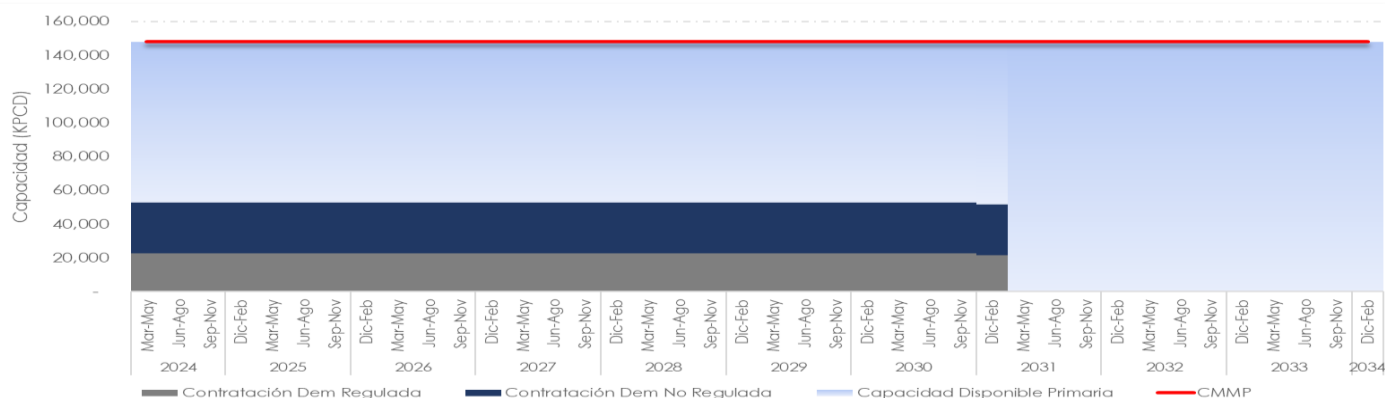
Ballena – Barrancabermeja



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	203,179	240,350	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	6,500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	43,942	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR (3)	4,879	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	48,821	11,650	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Cont. con Interrupciones (4)	52,089	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
Contratación firme/CMMP	19%	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
CDP (1)	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000	148,000	148,000
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	42,000										
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratación firme/CMMP	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

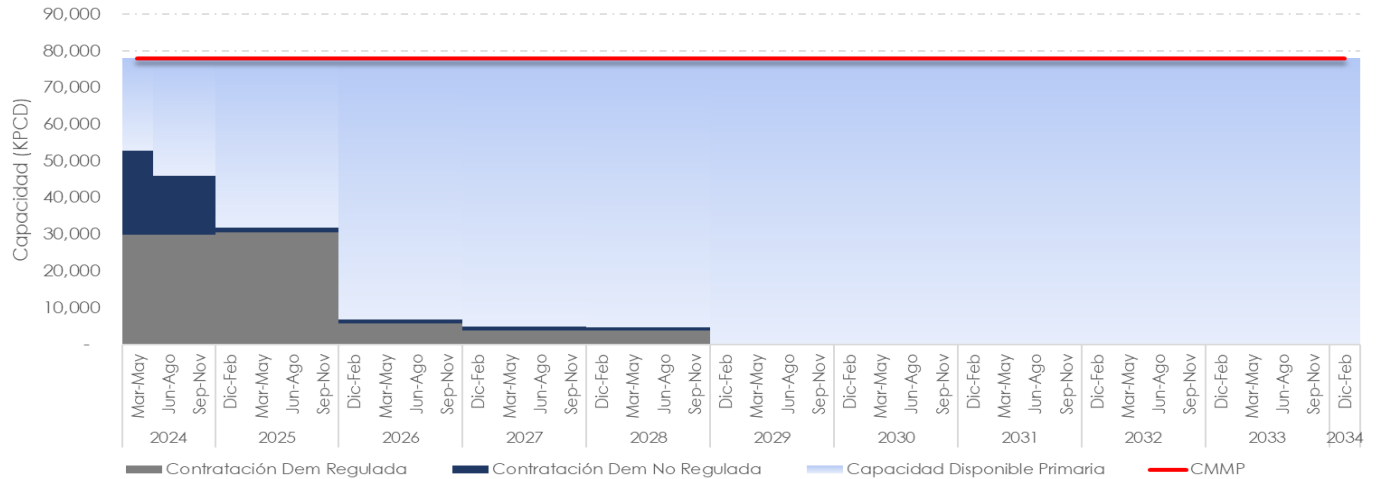
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

(4) Trimestre estándar marzo a mayo de 2024

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	29,807	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	29,918	30,580	5,700	3,700	3,700	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	16,027	1,188	1,133	1,083	1,033	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	45,945	31,768	6,833	4,783	4,733	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	9,400										
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratación firme/CMMP	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 marzo a mayo de 2024

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

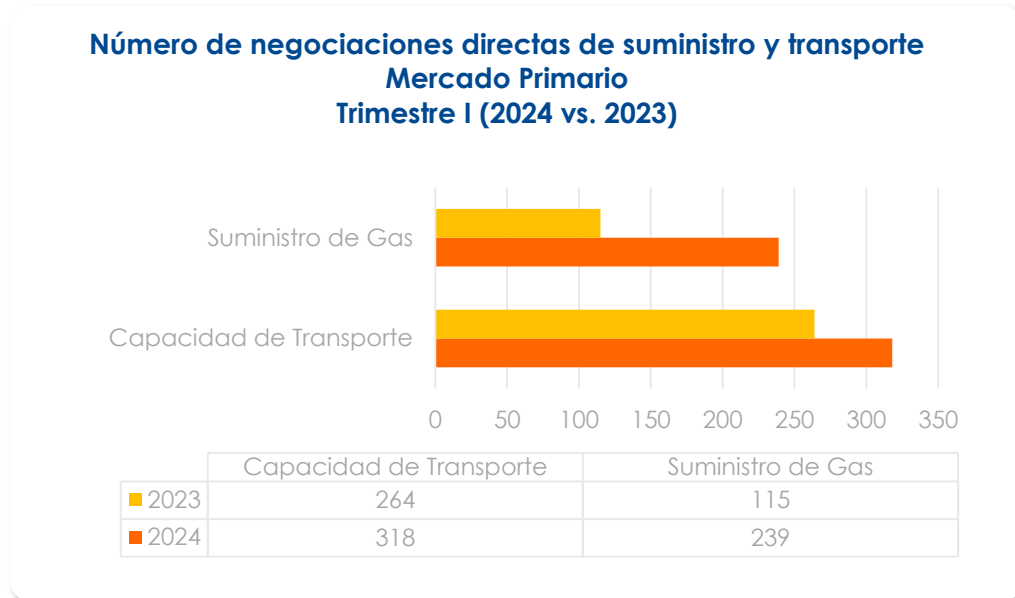
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación diciembre de 2023 a febrero de 2024 no se presentó congestión contractual¹ en ninguno de los tramos del Sistema Nacional de Transporte - SNT, por tal razón, no se efectuaron

¹ 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.

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.

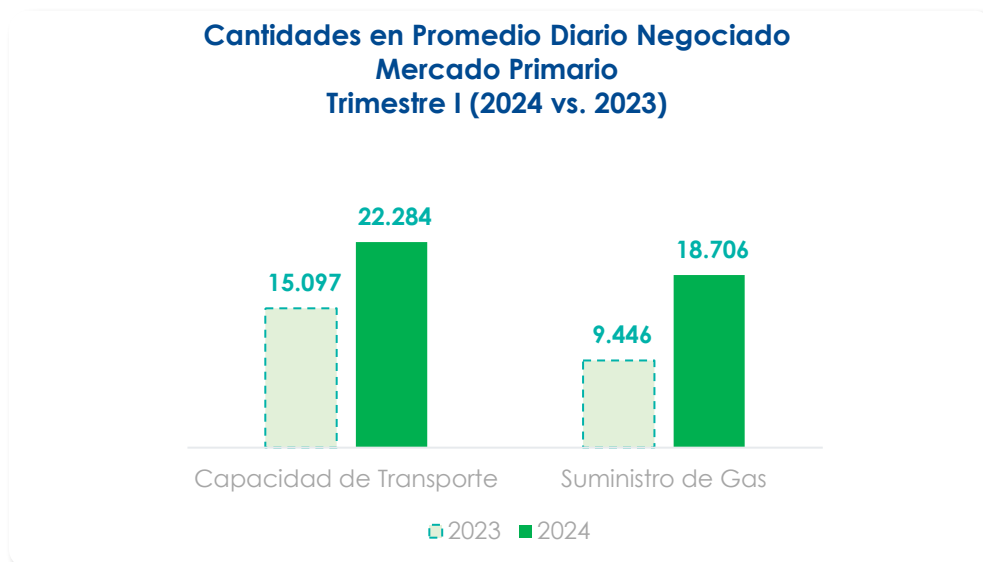
2.2 Mercado primario

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



Fuente: SEGAS

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

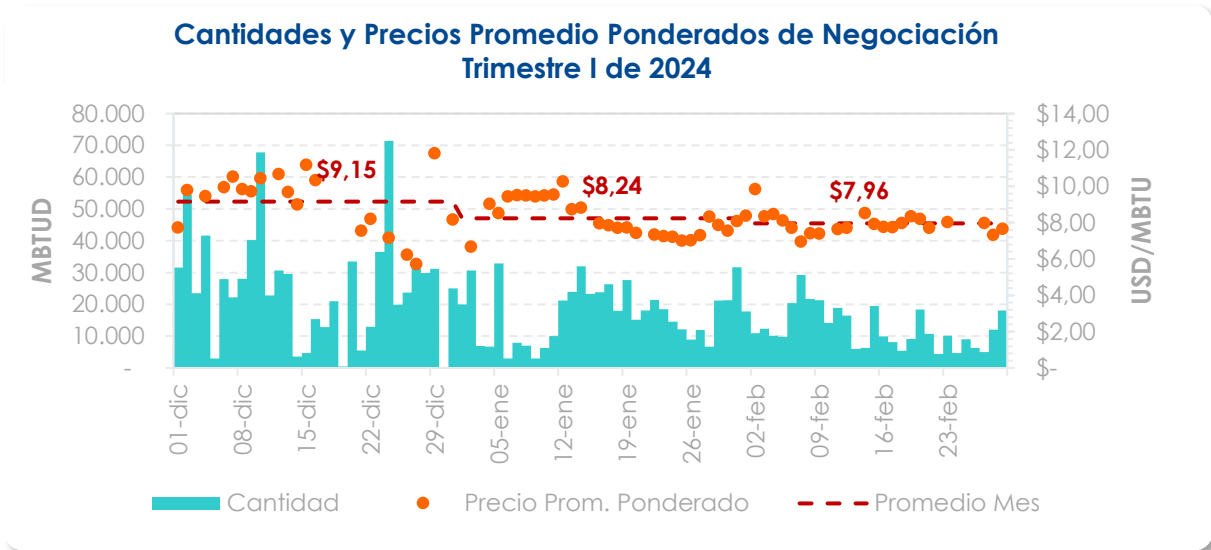


Fuente: SEGAS

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

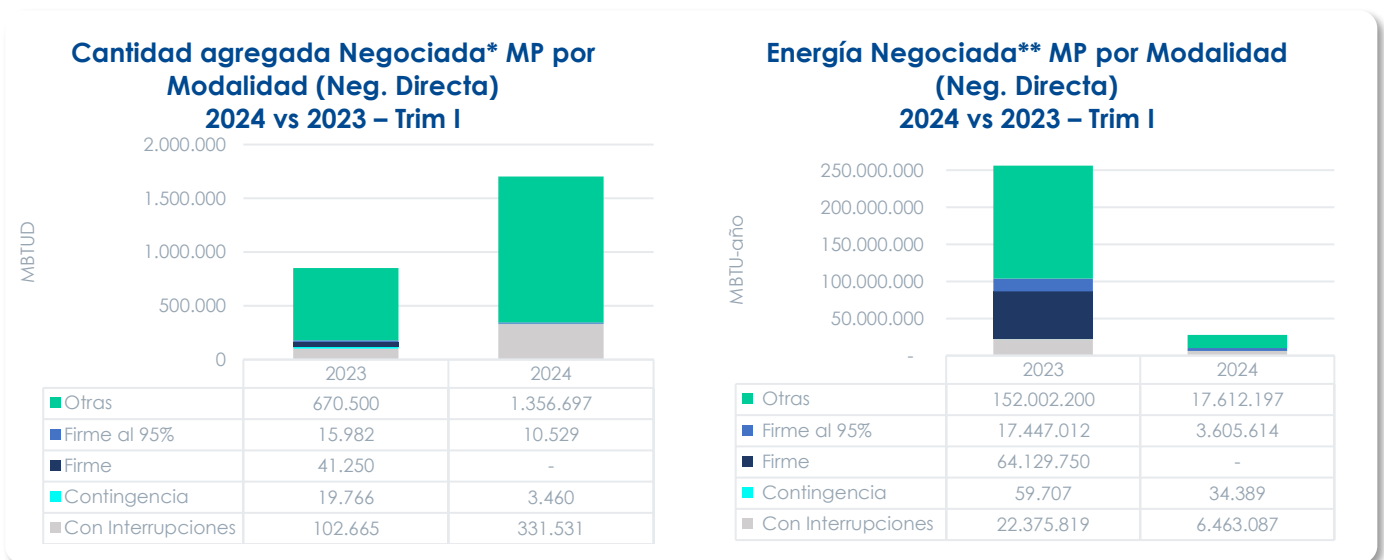
La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario aumentó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 9,446 a 18,706 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 20% a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 48% de las capacidades al pasar de 15,097 a 22,284 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 I de los años 2023 y 2024². Se destaca el aumento de la energía negociada de las modalidades “Otras” y “Con Interrupciones” para el trimestre de análisis del año 2024.



Fuente: SEGAS

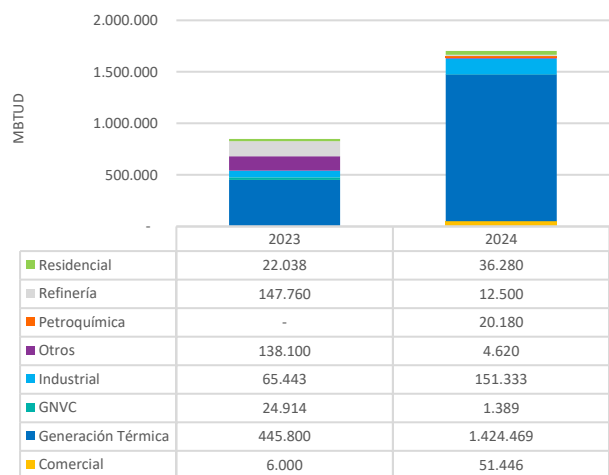
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

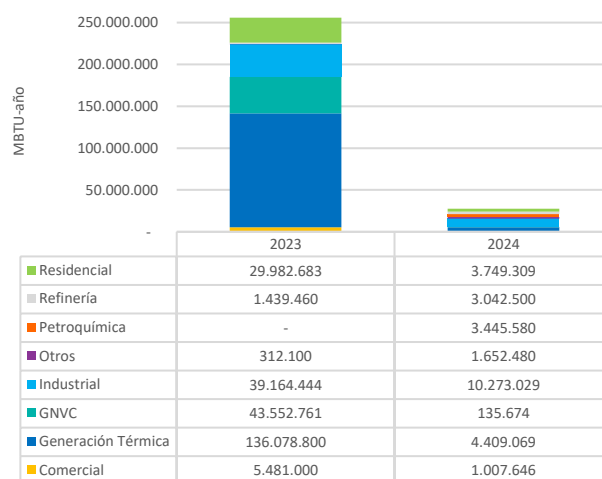
² La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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 I



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



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 sufrir 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 \$1.90 y \$10.19 USD/MBTU.

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

Punto de Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	\$ 3.25	NA
ARRECIFE	\$ 3.72	ND
BALLENA	\$ 5.85	\$ 8.53
BULLERENGUE	\$ 6.15	ND
CAMPO LA BELLEZA	\$ 3.96	NA
CARAMELO	\$ 6.35	\$ 5.99
CARTAGENA	\$ 6.56	\$ 10.19
CERRO GORDO	ND	\$ 7.50
CHUCHUPA	NA	ND

Punto de Entrega	2023	2024
CORRALES	ND	NA
Cupiagua Sur	\$ 3.95	NA
EL DIFICIL	\$ 4.64	ND
HOCOL	\$ 4.25	NA
JOBO	\$ 5.11	\$ 8.35
LA CAÑADA NORTE	ND	\$ 1.90
LA MAMI	\$ 5.14	\$ 8.54
MARIA CONCHITA	NA	ND
MARÍA CONCHITA PK 33+130	ND	\$ 8.11
RECETOR WEST	\$ 3.77	NA

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre I de 2024 (USD/MBTU)

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 4.43	\$ 8.02
Contingencia	\$ 6.00	\$ 8.17
Firme	\$ 5.94	NA
Firme al 95%	\$ 5.08	\$ 7.80
Otras	\$ 5.72	\$ 8.44

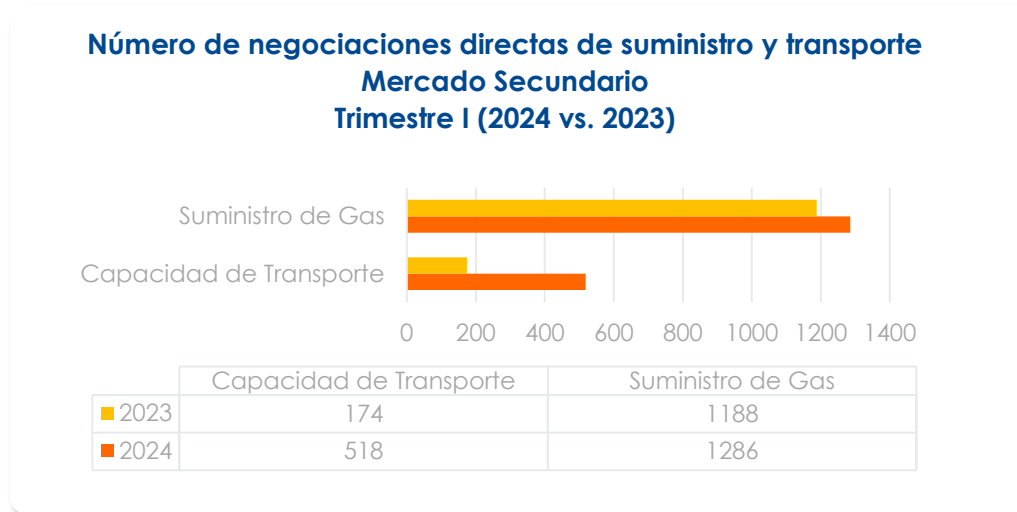
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

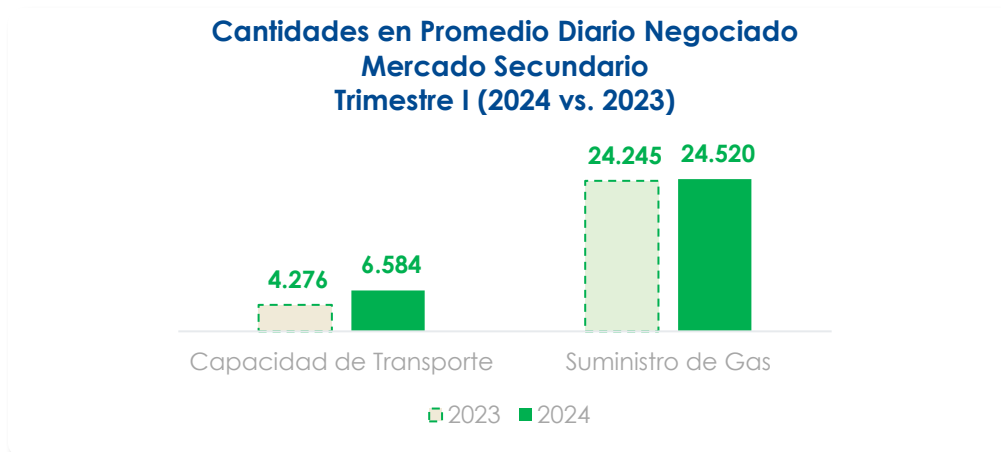
2.3 Mercado secundario

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



Fuente: SEGAS

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



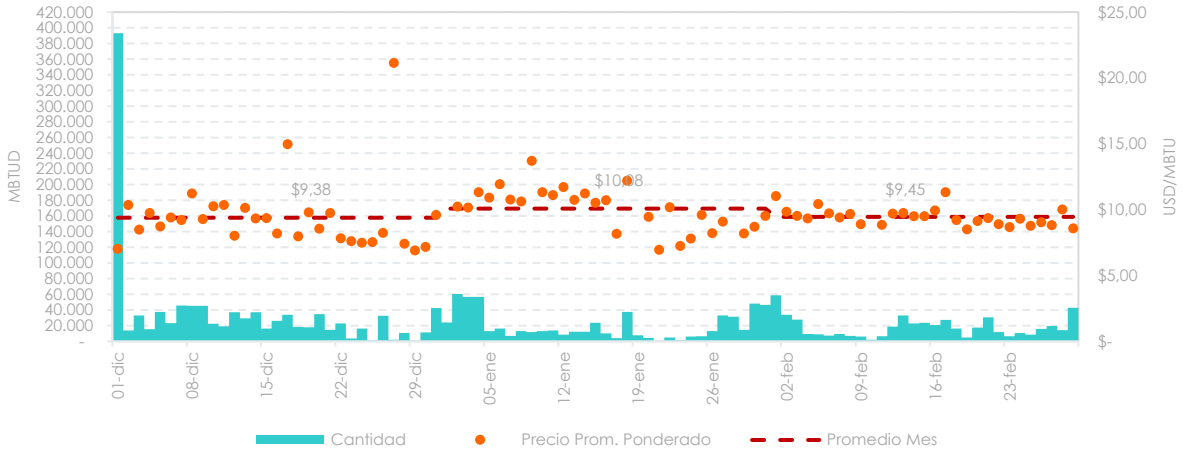
Fuente: SEGAS

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 1%, pasando de 24,245 a 24,520 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó un aumento equivalente al 54% al pasar de 4,276 a 6,584 KPCD.

Suministro

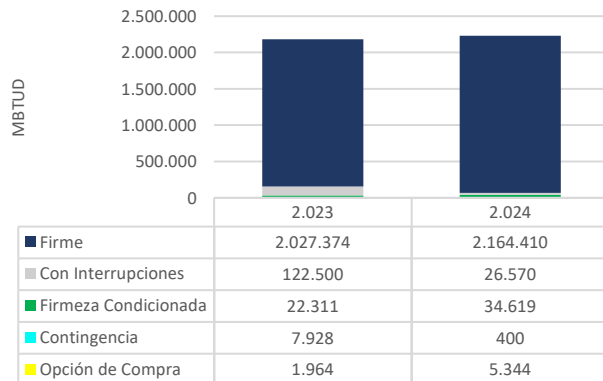
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre I de 2024



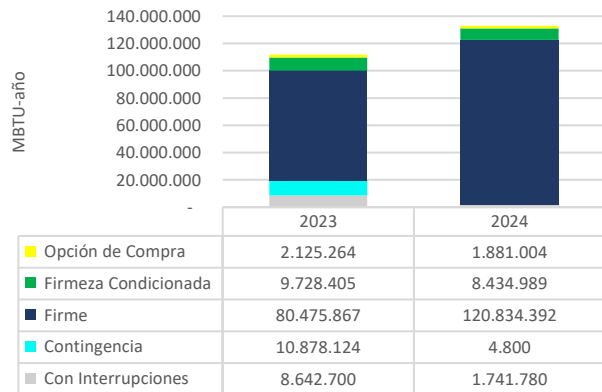
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar I 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 “Firmeza condicional”.

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



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



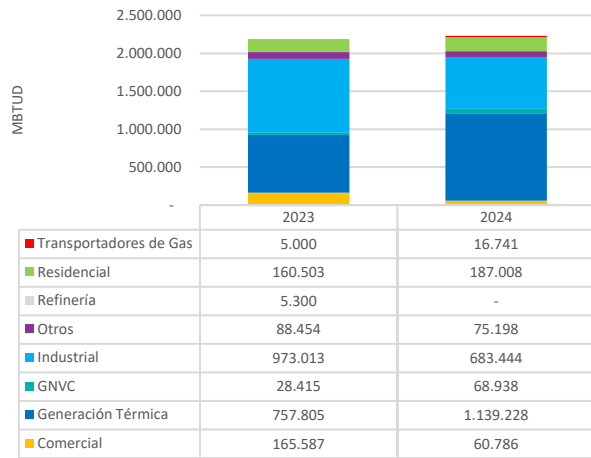
Fuente: SEGAS

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

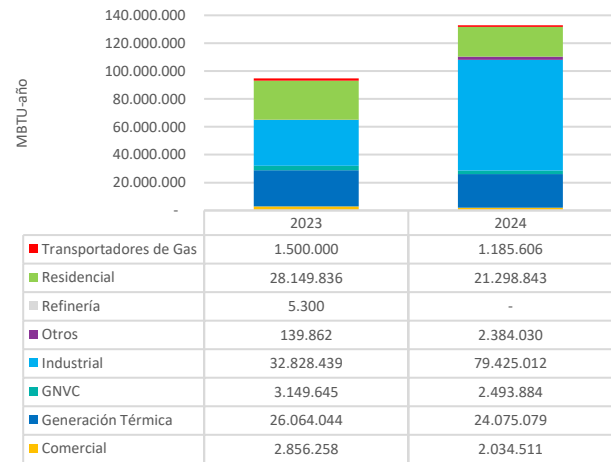
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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 I



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



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 \$4.92 y \$10.26 USD/MBTU.

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

Punto Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	ND	\$ 8.00
BALLENA	\$6.87	\$ 9.90
BARRANCABERMEJA	\$5.58	\$ 8.79
BULLERENGUE	\$ 6.26	\$ 8.98
CARAMELO	\$ 6.48	\$ 8.74
CORRALES	NA	\$ 6.07
CUSIANA	\$ 4.94	\$ 7.38
FLOREÑA	\$ 2.92	\$ 4.92

Punto Entrega	2023	2024
GIBRALTAR	ND	\$ 4.93
HOCOL	\$ 5.71	\$ 5.89
JOBO	\$ 4.43	ND
LA CRECIENTE	NA	ND
LISAMA	NA	ND
MAMONAL	\$ 6.20	\$ 9.95
MARIQUITA	\$ 8.03	\$ 9.43
SEBASTOPOL	\$ 4.73	\$ 8.47
TUCURINCA	\$ 5.80	\$ 10.26
VASCONIA	\$ 5.09	\$ 9.49
NO SNT	\$ 12.12	\$ 18.48

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 I de 2024 (USD/MBTU)

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 5.21	\$ 8.32
Contingencia	\$ 8.57	ND
Firme	\$ 6.08	\$ 9.28
Firmeza Condicionada	\$ 5.85	\$ 10.33
Opción de Compra	\$ 4.20	\$ 5.96

Fuente: SEGAS

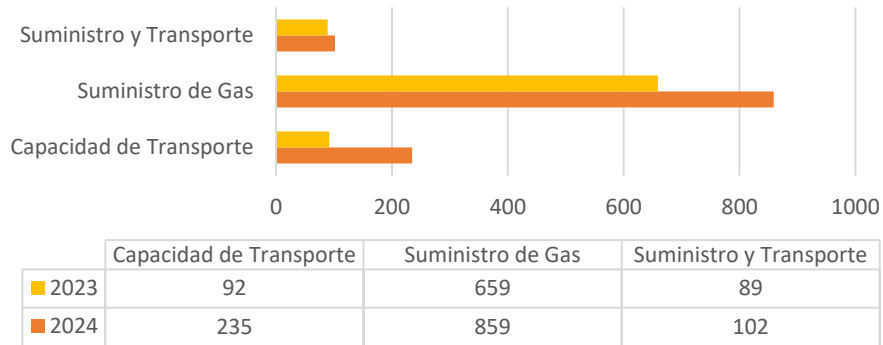
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

2.4 Mercado OTMM

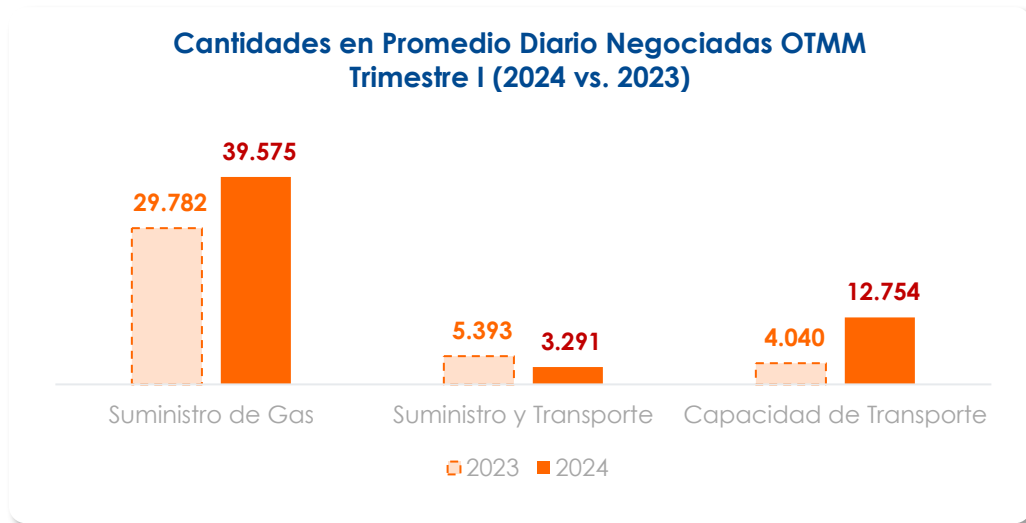
Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar I de 2024 con respecto al mismo periodo de 2023, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto “suministro”, “suministro y transporte” y “capacidad de transporte”.

Número de negociaciones OTMM Trimestre I (2024 vs. 2023)



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

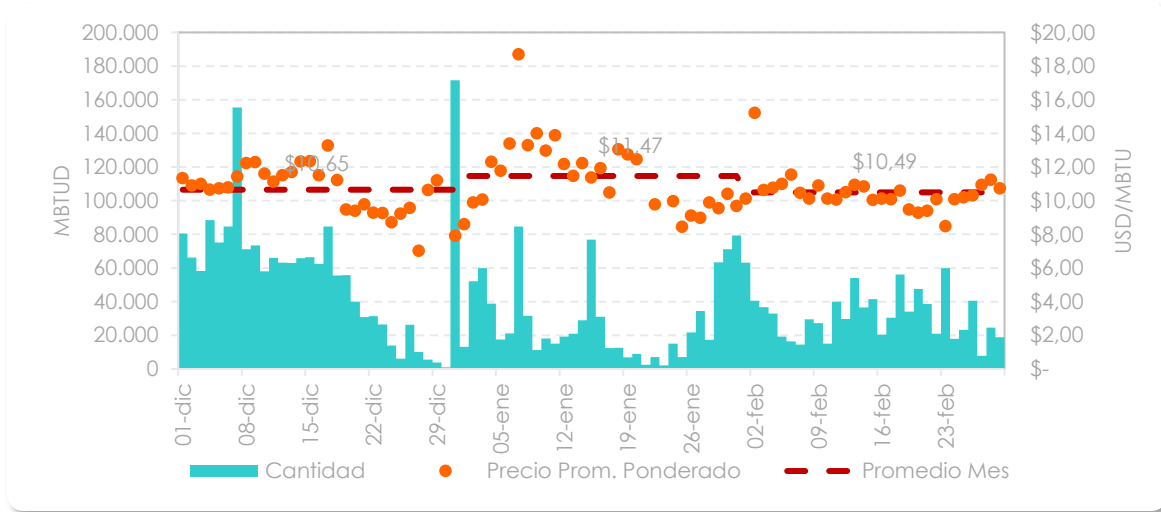
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM incrementó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 33%, pasando de 29,782 a 39,575 MBTUD; por su parte, el producto suministro y transporte disminuyó en un 39% pasando de 5,393 a 3,291 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria fue el que registró el mayor crecimiento al pasar de 4,040 a 12,754 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

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

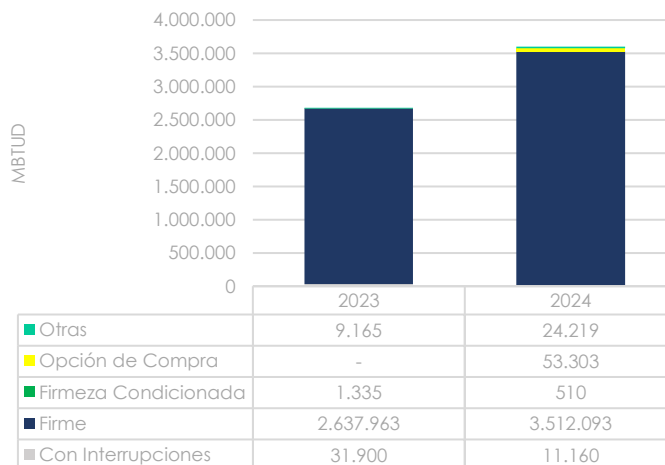


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar I de 2024 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 97.5% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Opción de Compra”, “Con Interrupciones” y “Otras” que agregaron el 2.5% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro
2024 vs. 2023 – Trimestre I



Fuente: SEGAS

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

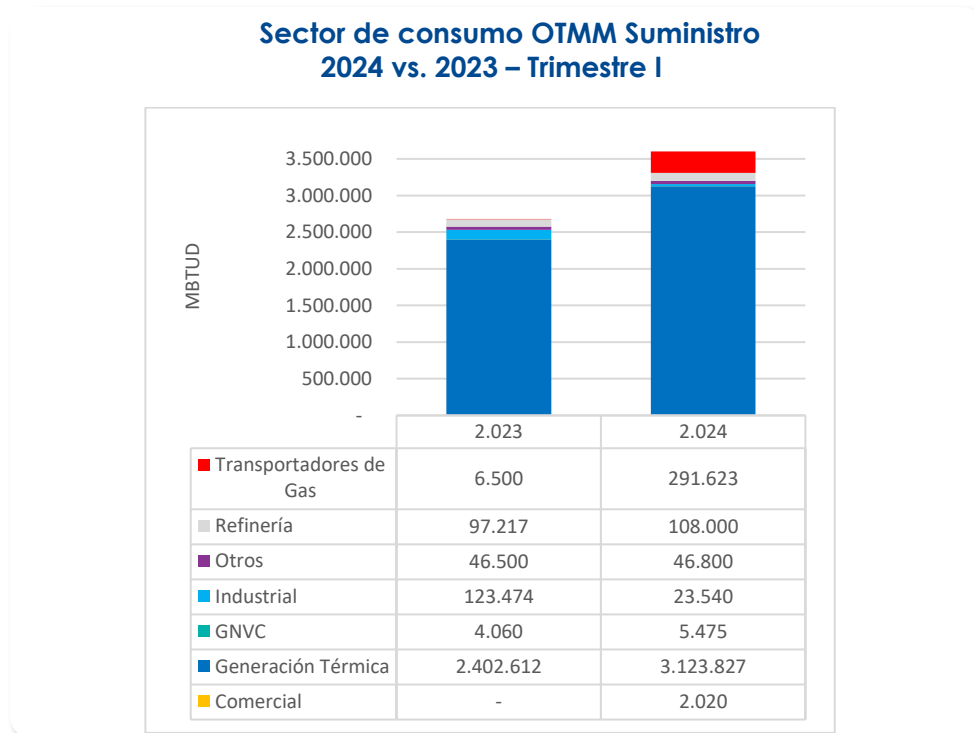
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 8.34
Firme	\$ 10.80
Firmeza Condicionada	ND
Opción de Compra	\$ 21.41
Otras	\$ 10.85

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 I 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%.



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 I de 2024 en OTMM:

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

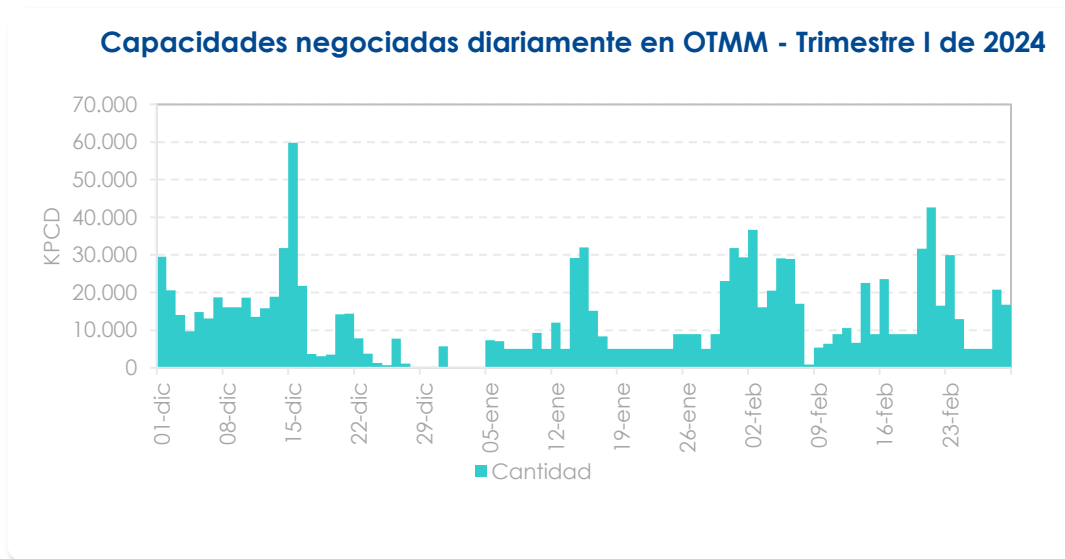
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	\$ 9.27
Generación Térmica	\$ 11.15
Industrial	\$ 10.22
Otros	\$ 14.63
Refinería	\$ 11.09
Transportadores de Gas	\$ 8.23

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

a. Capacidades OTMM – Transporte

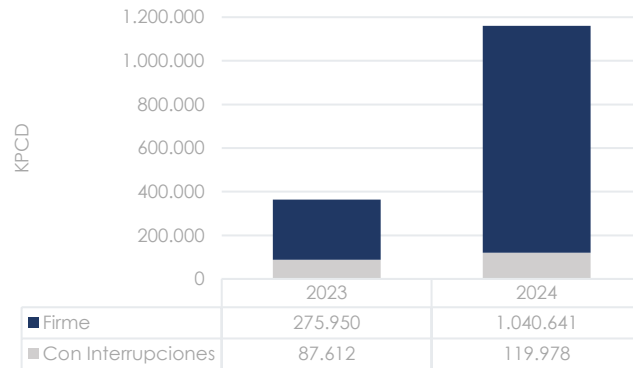


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre I 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 I (2024 vs. 2023)

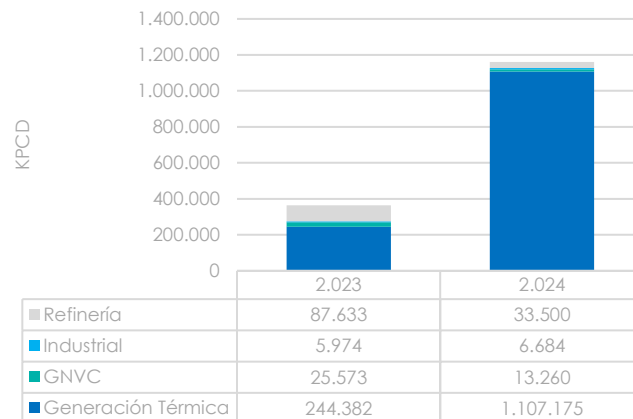


Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar I 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 3%.

Sector de consumo OTMM Transporte - Trimestre I (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

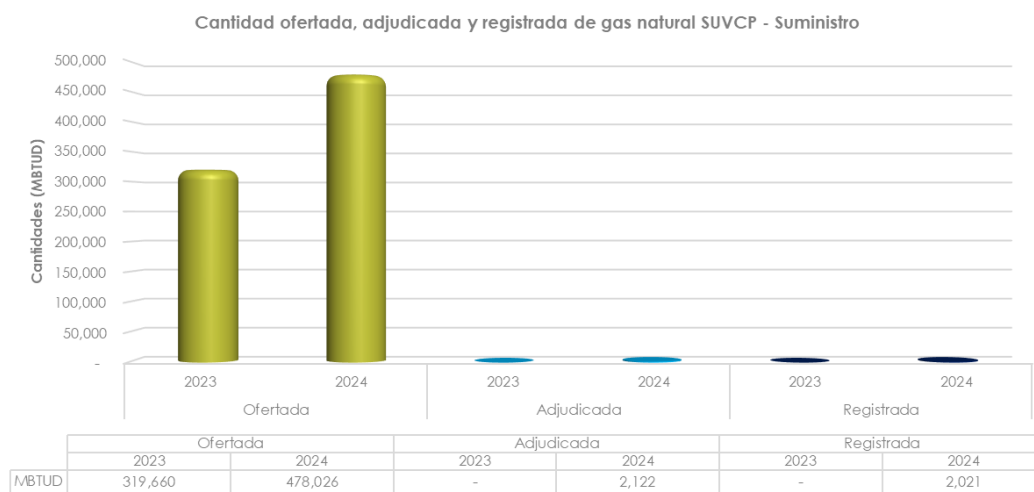
Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el I trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo 91 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 1 Subasta de 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 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 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 I trimestre de 2024 vs 2023⁴.



Fuente: SEGAS

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).

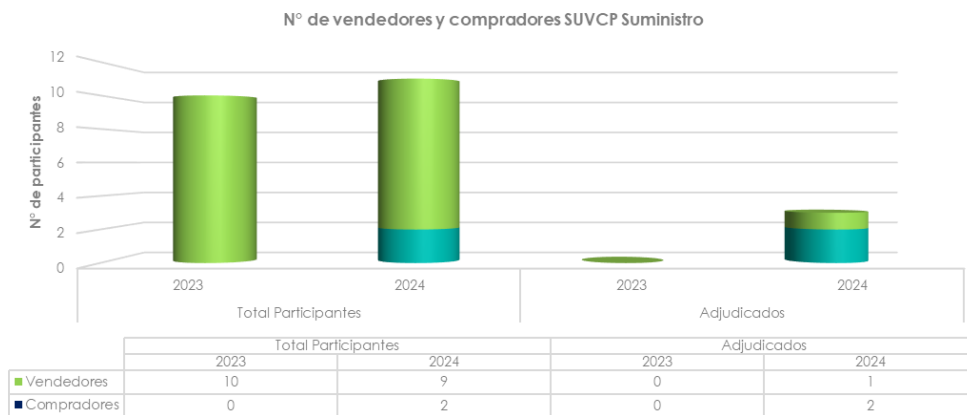
⁴ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
ARRECIFE	2,940	-	-	-	-	-
BULLERENGUE	-	1,900	-	-	-	-
CUPIAGUA	309,627	391,749	-	1,022	-	1,021
CUSIANA	7,093	76,967	-	1,100	-	1,000
HOCOL	-	7,410	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	319,660	478,026	-	2,122	-	2,021

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP - Suministro

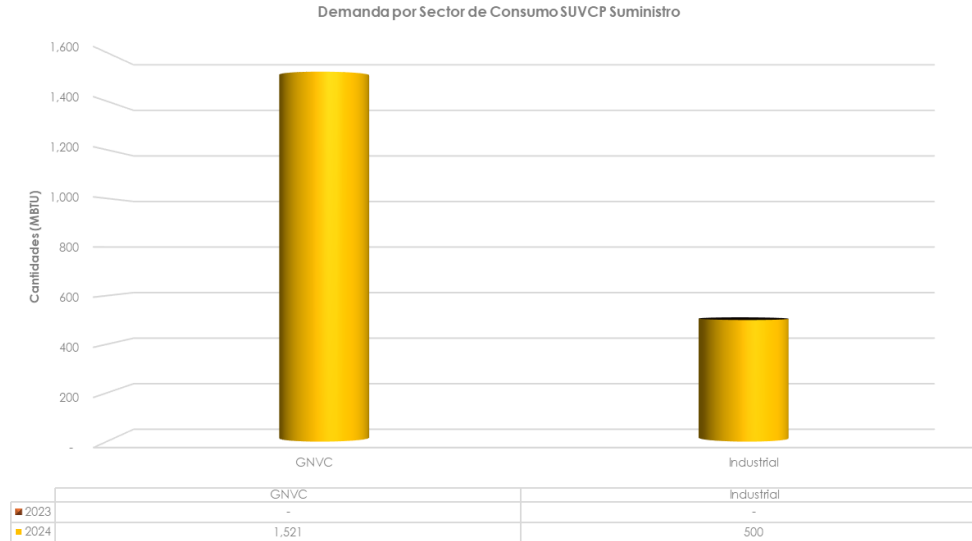
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Las adjudicaciones de la SUVCP - Suministro en el I 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.



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 I trimestre estándar de 2024 vs 2023.⁵



Fuente: SEGAS

⁵ 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 I trimestre estándar de 2024, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	9,600	7,100
BULLERENGUE	13,666	110
CUPIAGUA	17,352	-
CUSIANA	28,725	7,000
TOTAL (MBTUD)	69,343	14,210

Fuente: SEGAS

b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el I trimestre estándar de 2024, se presentaron adjudicaciones por un total de 14,100 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	9,600	7,100
BULLERENGUE	13,644	-
CUPIAGUA	17,352	-
CUSIANA	28,725	7,000
TOTAL	69,321	14,100

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SSCI

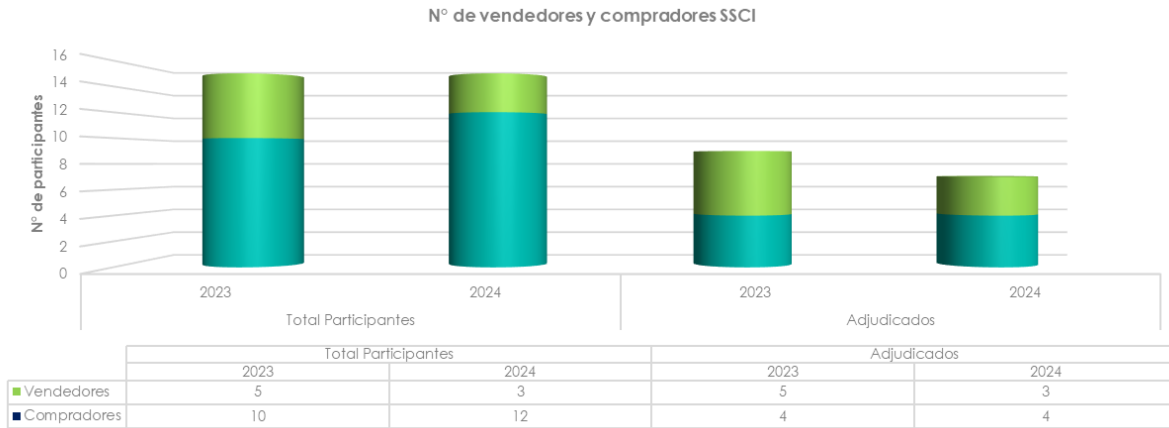
En el I trimestre estándar de 2024 se dejaron de registrar 8 MBTUD producto de las cantidades adjudicadas en las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	9,600	7,096
BULLERENGUE	13,644	-
CUPIAGUA	17,352	-
CUSIANA	27,724	6,996
TOTAL	68,320	14,092

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores SSCI

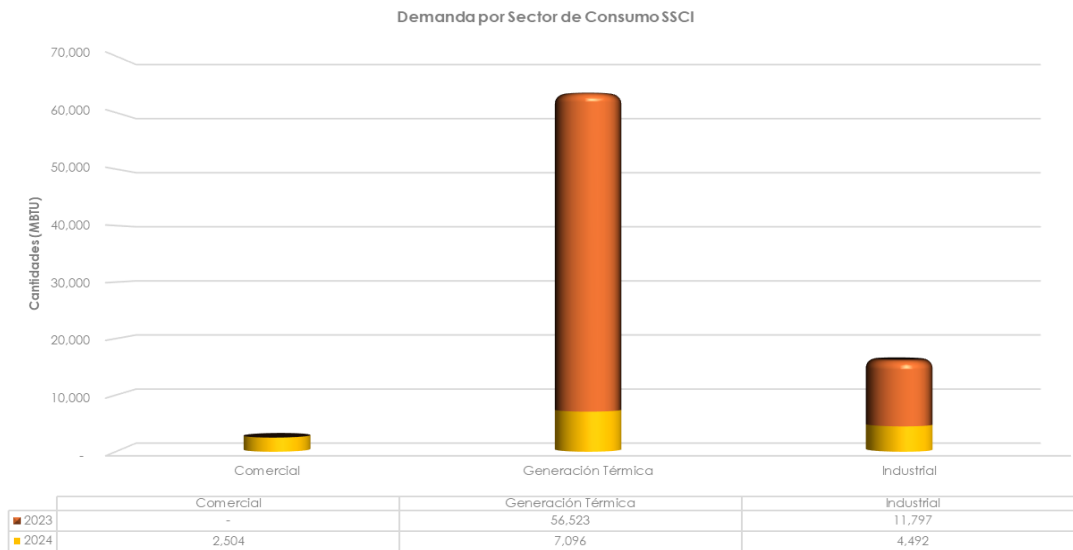
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo SSCI

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



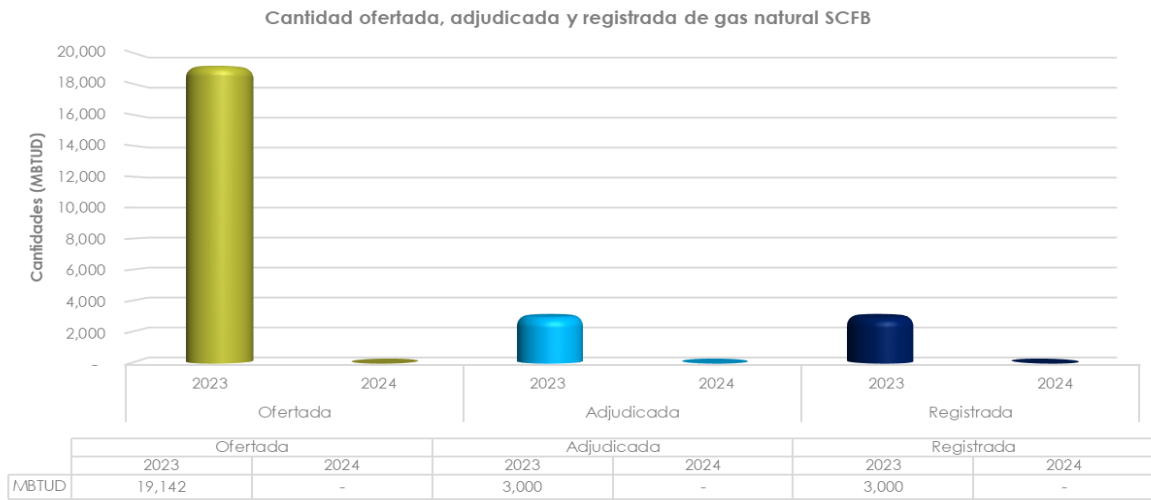
Fuente: SEGAS

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 I trimestre estándar de 2024 se ejecutó el mecanismo en enero, sin embargo, no se presentó oferta de Gas. En el mismo periodo de 2023 la oferta fue de 19,142 MBTUD de los cuales fueron adjudicados 3,000 MBTUD.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el I trimestre de 2024 vs 2023⁶.



Fuente: SEGAS

a. Cantidades ofertadas SCFB

La siguiente tabla muestra los puntos de entrega en los cuales se ofertaron las cantidades para este mecanismo en el I trimestre estándar de 2024 Vs 2023.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	2,200	-
BULLERENGUE	3,720	-
CUPIAGUA	7,541	-
CUSIANA	5,681	-
TOTAL (MBTUD)	19,142	-

Fuente: SEGAS

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

b. Cantidades adjudicadas SCFB

En el I trimestre estándar de 2023, se presentaron adjudicaciones por un total de 3,000 MBTUD. En el mismo periodo de este año no se reportaron adjudicaciones. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	-	-
BULLERENGUE	3,000	-
CUPIAGUA	-	-
CUSIANA	-	-
TOTAL (MBTUD)	3,000	-

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SCFB

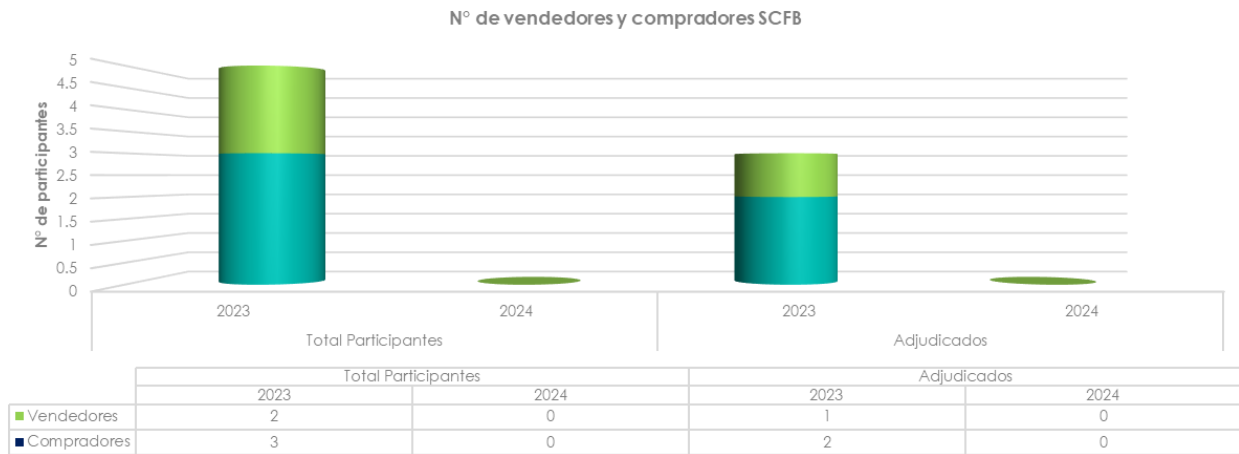
Para el I trimestre estándar de 2023 se registró el total de las cantidades adjudicadas en la subasta. Para el mismo periodo de este año no se registraron operaciones.

Puntos de entrega	2023 (MBTUD)	2024 (MBTUD)
BALLENA	-	-
BULLERENGUE	3,000	-
CUPIAGUA	-	-
CUSIANA	-	-
TOTAL (MBTUD)	3,000	-

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores SCFB

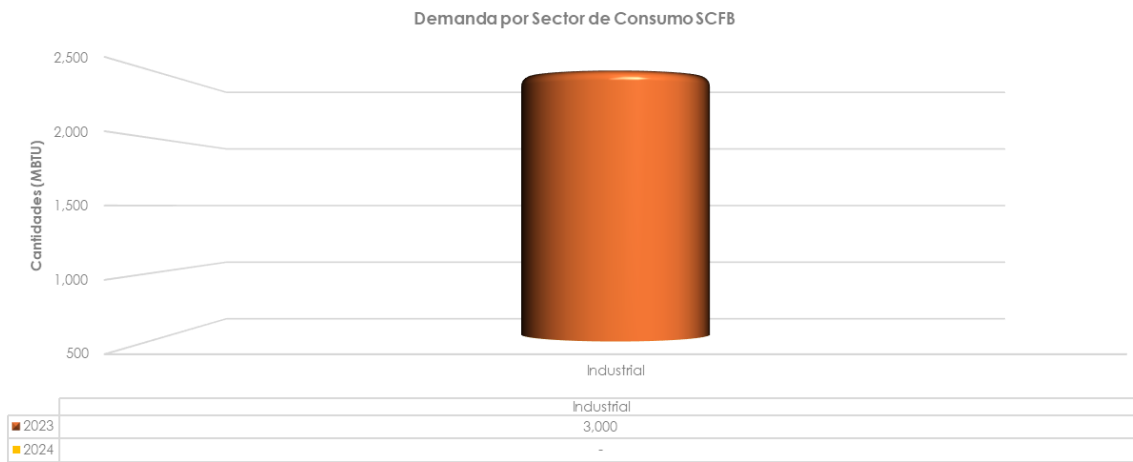
El número de participantes de este mecanismo para el I trimestre estándar de 2024 disminuyó. En el mismo periodo del año anterior, se presentó mayor participación por parte de los agentes.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo SCFB

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SCFB en el I trimestre estándar de 2023 fue registrada con destino a abastecer al sector Industrial. Para el mismo periodo del año gas en curso, no se reportó actividad.



Fuente: SEGAS

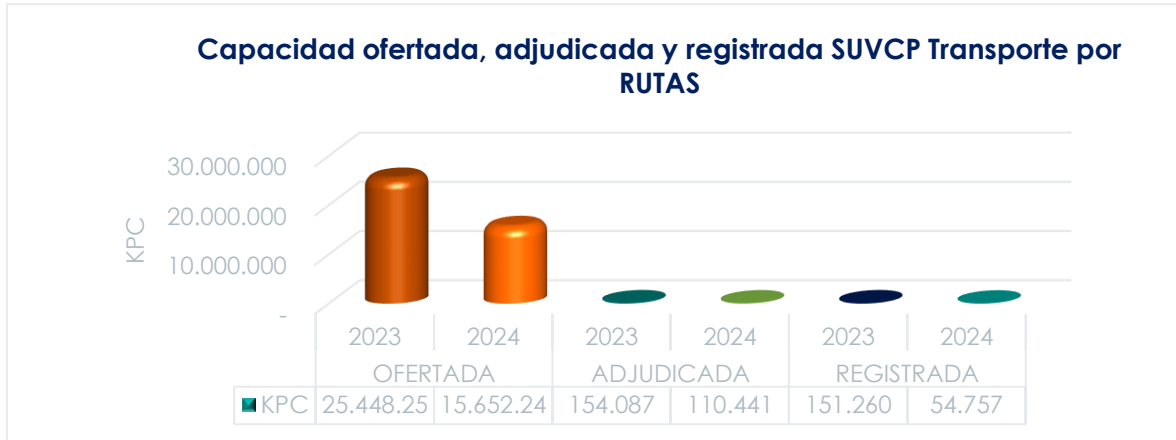
3.2 TRANSPORTE

Para capacidad de transporte en el primer trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo 91 subastas de corto plazo para rutas y 91 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 I 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 I de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó en un 38% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	6,383,481	4,250,175
BARRANQUILLA - CARTAGENA	4,020,951	2,765,066
CARTAGENA - SINCELEJO	2,573,524	2,272,022
YUMBO/CALI - CALI	1,941,289	1,187,440
CUSIANA - SABANA_F	1,640,301	1,053,199
SINCELEJO - JOBO	711,410	881,221
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	1,521,442	582,276
CARTAGENA - MAMONAL	344,140	487,899
VASCONIA - PEREIRA	1,049,680	477,856
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,972,621	424,562
Otras Rutas	3,289,412 (*)	1,270,529 (**)
TOTAL (KPC)	25,448,412	15,652,245

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 43 rutas.

** Otras Rutas año 2024. Cantidad 42 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar I de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada disminuyó en un 28% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	70,165
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	16,656
SEBASTOPOL - VASCONIA	14,706	11,816
CUSIANA - SABANA_F	21,065	8,954
CUSIANA - OCOA	30,619	2,589
CUSIANA - VASCONIA	87,610	261
MARIQUITA - PEREIRA	-	-
Otras Rutas	87 (*)	0 (**)
TOTAL (KPC)	154,087	110,441

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 1 rutas.

** Otras Rutas año 2024. Cantidad 0 rutas.

c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar I de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 64% respecto al mismo periodo del año 2023.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	27,146
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	11,994
CUSIANA - SABANA_F	21,065	8,954
SEBASTOPOL - VASCONIA	13,541	5,136
CUSIANA - OCOA	29,407	1,266
CUSIANA - VASCONIA	87,176	261
APIAY - OCOA	71	-
Otras Rutas	0 (*)	0 (**)
TOTAL	151,260	54,757

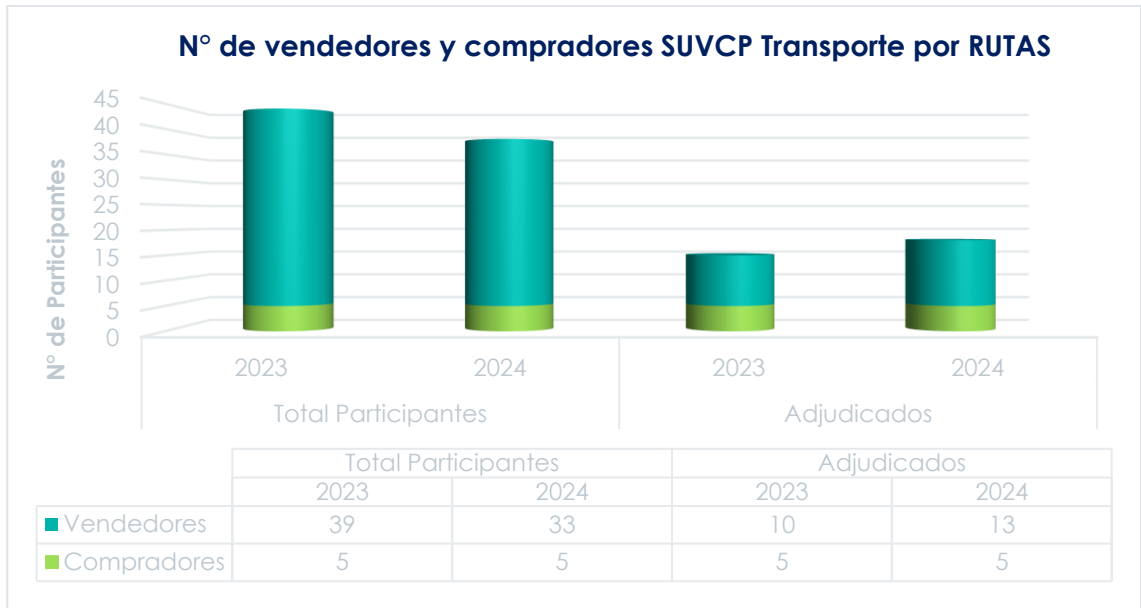
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 0 rutas.

** Otras Rutas año 2024. Cantidad 0 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

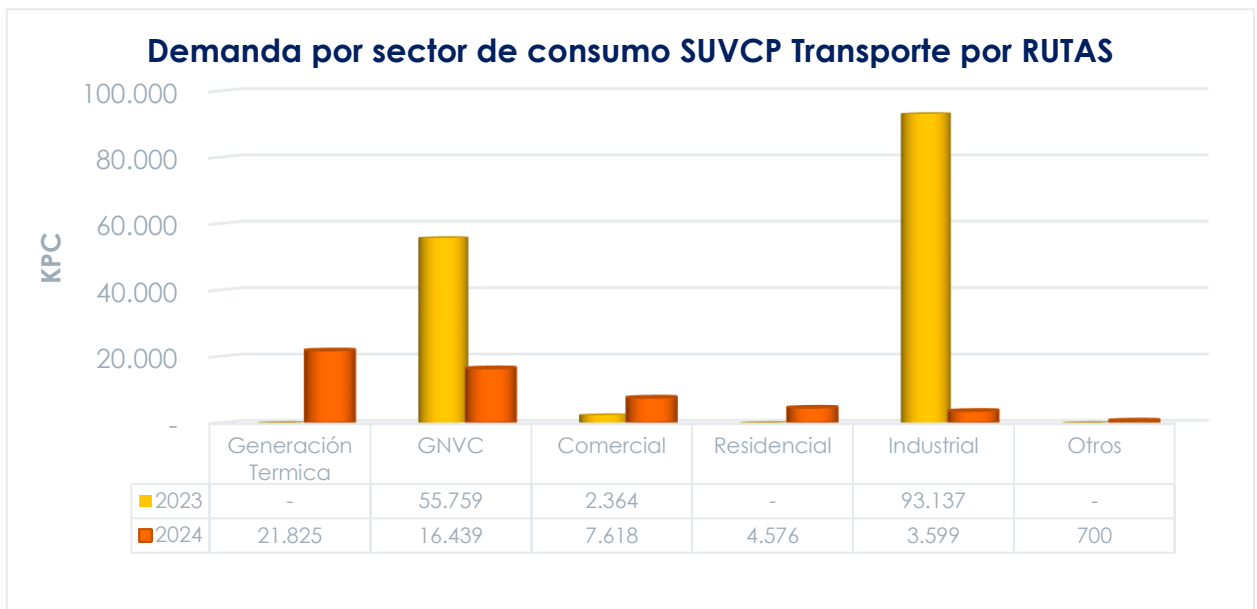
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar I de 2024 vs 2023.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar I de 2024 vs 2023. Para los sectores industrial y GNVC se disminuyó el registro de contratos en un 96% y 71% 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 I de 2024.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar I de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó un 44% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	6,383,481	4,250,175
BARRANQUILLA - CARTAGENA	4,020,951	2,765,066
CARTAGENA - SINCELEJO	2,573,524	2,272,022
LA BELLEZA - COGUA	2,353,618	1,213,664
COGUA - SABANA_F	2,335,180	1,203,318
CUSIANA - EL PORVENIR	2,278,658	1,201,139
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2,217,604	1,199,325
YUMBO/CALI - CALI	1,941,289	1,187,440
SINCELEJO - JOBO	711,410	881,221
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,237,386	724,693
Otros Tramos	8,845,548 (*)	3,381,870 (**)
TOTAL (KPC)	35,898,649	20,279,933

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2023. Cantidad 29 tramos.

** Otros Tramos año 2024. Cantidad 28 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar I de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada disminuyó en un 71% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA BELLEZA - COGUA	20,247	8,209
COGUA - SABANA_F	20,244	8,209
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	2,824
MARIQUITA - GUALANDAY	-	-
TANE/CACOTA - PAMPLONA	-	-
BARRANCABERMEJA - BALLENA	-	-
SEBASTOPOL - BARRANCABERMEJA	-	-
Otros Tramos	24,980 (*)	- (**)
TOTAL	65,471	19,242

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, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una reducción significativa en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2023.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
COGUA - SABANA_F	20,244	8,209
LA BELLEZA - COGUA	20,198	8,145
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	381
SEBASTOPOL - VASCONIA	98	-
VASCONIA - LA BELLEZA	7,793	-
CUSIANA - EL PORVENIR	8,302	-
EL PORVENIR - LA BELLEZA	8,328	-
Otros Tramos	- (*)	- (**)
TOTAL	64,963	16,735

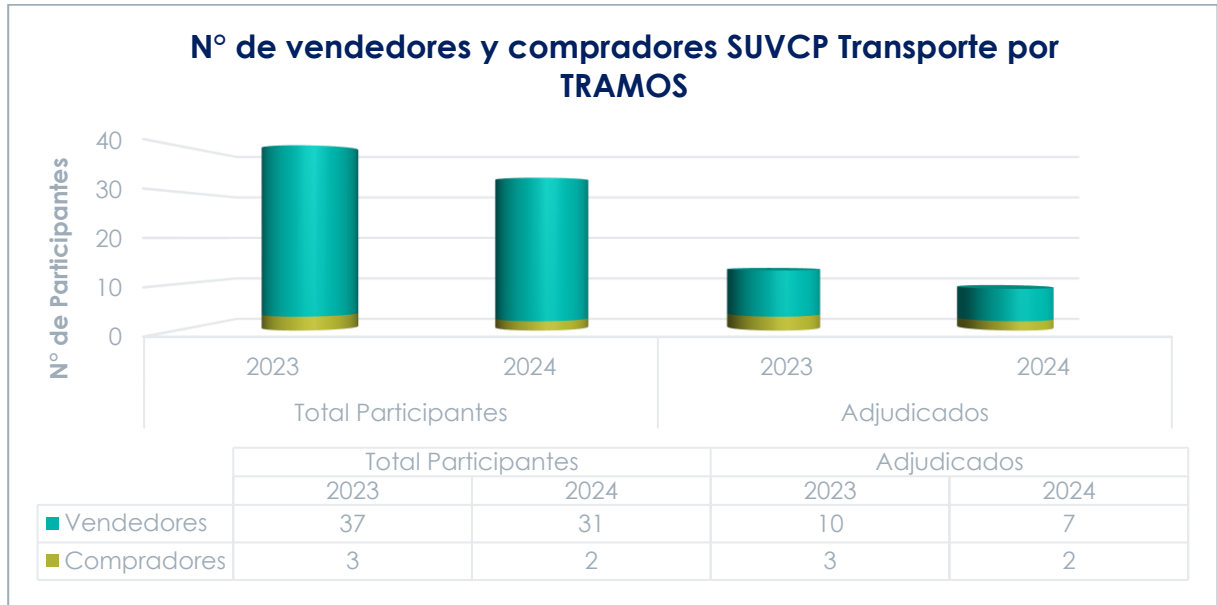
Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2023. Cantidad 0 tramos.

** Otros Tramos año 2024. Cantidad 0 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

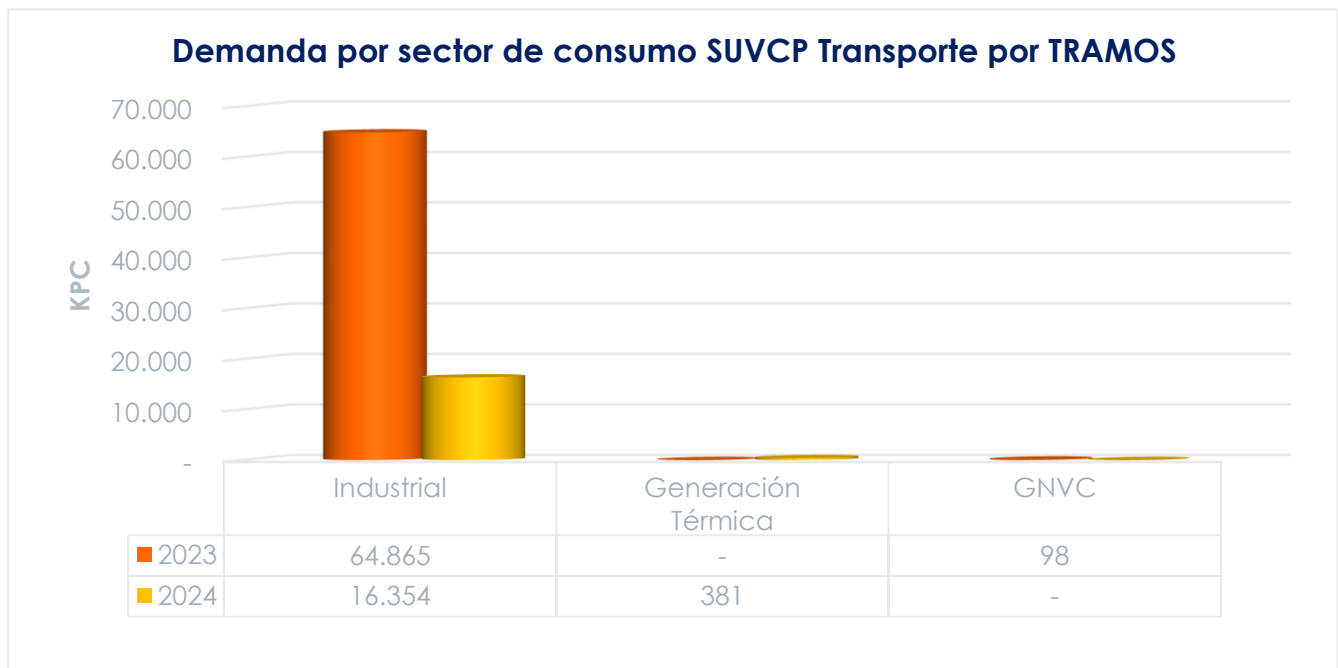
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar I de 2024.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar I de 2024, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para los sectores Industrial, Generación Térmica y GNVC. El sector Industrial disminuyó en un 75% 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 gas⁷.
- **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 diaria⁸.

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:

⁷ 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.

⁸ 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 mes⁹.
- **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 2018¹⁰.
- **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 2020¹¹.

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 agregado mensual del trimestre diciembre de 2023 – febrero 2024 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

⁹ 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.

¹⁰ 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 (...)"

¹¹ 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 (...)"

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Diciembre	-	634,519	-	-	-546,010	-
Enero	-	1,469,385	-	-	-521,080	-
Febrero	-	540,632	-	-	-534,498	-

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

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 881,512MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -533,863 MBTU
Transportador - Transportador	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, MP7, MP8, MP9, MP10, MP11, MP12, MP13, MP17, MP18 y MP23 en su versión agregada, para el trimestre diciembre 2023 a febrero 2024. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado¹².

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

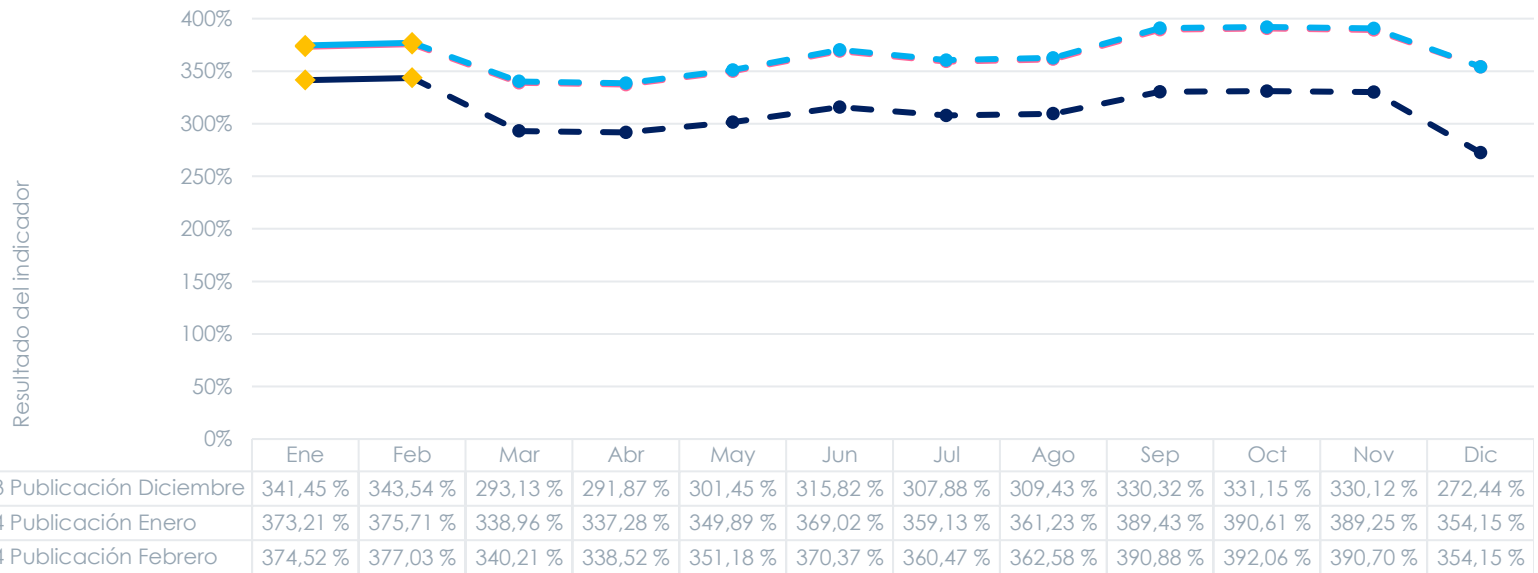
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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



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.

Los valores del indicador para el año 2024 entre las publicaciones de diciembre 2023 y enero 2024, aumentaron en promedio el 16.66% como consecuencia de un aumento de 14,330 MBTUD en promedio en la oferta comprometida en firme hasta

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

noviembre 2024 y una reducción de 24,498 MBTUD en promedio en la variable de PTDV hasta noviembre de 2024. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de enero y febrero no presentaron una variación significativa.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2023** a **febrero 2024** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 675,907 MBTUD

PTDV: 163,198 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.

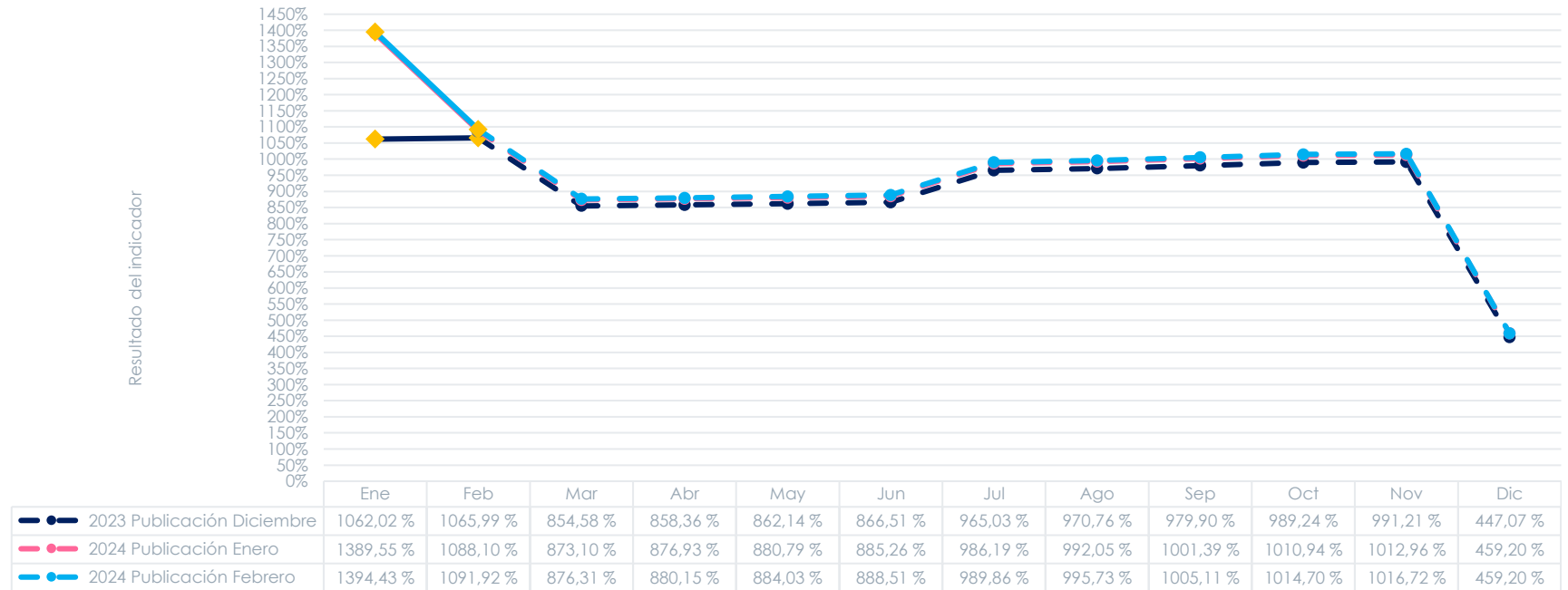
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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 diciembre 2023 y enero 2024, aumentaron en promedio el 4.60% como consecuencia de un aumento de 14,330 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2024 y una reducción de 14,628 MBTUD en la variable de PTDVF hasta enero de 2024. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de enero y febrero no presentaron una variación significativa.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2023** a **febrero 2024** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Oferta Comprometida: 675,907 MBTUD

PTDVF: 71,438 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.

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.

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

MP6

Resultado del indicador



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2023 Publicación Diciembre	62,84 %	63,48 %	60,35 %	60,96 %	61,64 %	62,59 %	62,18 %	61,89 %	63,16 %	63,38 %	63,02 %	48,75 %
2024 Publicación Enero	63,91 %	64,56 %	61,43 %	62,04 %	62,72 %	63,68 %	63,27 %	62,99 %	64,27 %	64,50 %	64,13 %	49,89 %
2024 Publicación Febrero	64,11 %	64,75 %	61,63 %	62,24 %	62,92 %	63,88 %	63,48 %	63,19 %	64,48 %	64,71 %	64,34 %	49,86 %

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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 diciembre 2023 y enero 2024, aumentaron en promedio el 1.80% como consecuencia de un aumento de 14,330 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2024 y un aumento de 3,909 MBTUD en promedio en la variable de PP hasta noviembre de 2024. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de enero y febrero no presentaron una variación significativa.

Los resultados del indicador evidencian que para el trimestre analizado, en promedio el 62% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2023** a **febrero 2024** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 675,907 MBTUD

PP: 1,084,822 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.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

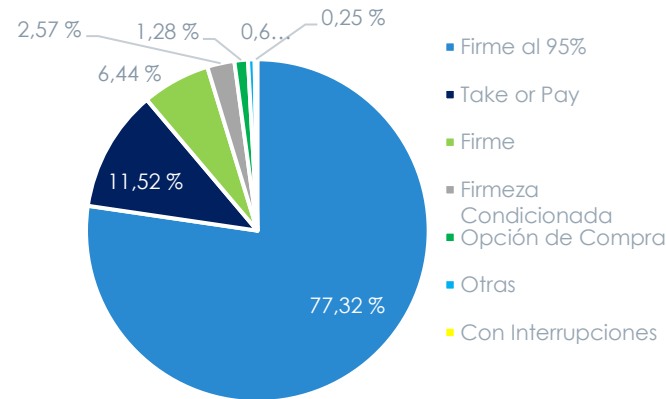
MP17

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

Participación Febrero 2024 - Demanda Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de **febrero 2024** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 14,000 MBTUD en la modalidad firme y disminuyendo 14,000 MBTUD en la modalidad Otras; llegando a un total de 321,158 MBTUD en la contratación para la demanda regulada

La participación por modalidad contractual para **febrero 2024** fue la siguiente: Firme al 95% (77.32%), ToP (11.52%), Firme (6.44%), Firmeza Condicionada (2.57%), opción de Compra de gas (1.28%) Otras (0.28%), y Con Interrupciones (0.25%).

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.

Nota: los valores tomados para el resultado del indicador del mes de enero 2024 fueron de la publicación de diciembre 2023, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de febrero 2024 fueron de la publicación de enero 2024.

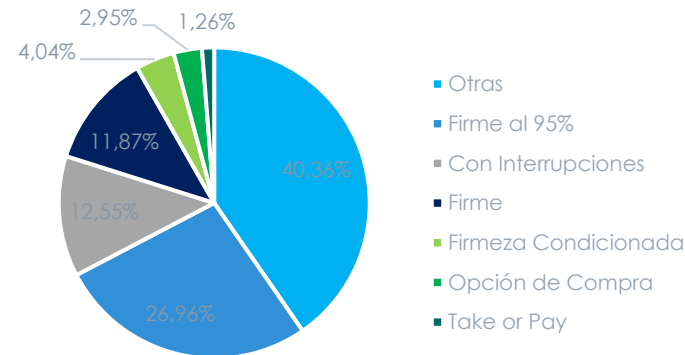
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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 Febrero 2024 - Demanda No Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de **febrero 2024** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior aumentando: 23,759 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones, 14,670 MBTUD en la modalidad Otras y 330 MBTUD en la modalidad Firme y; llegando a un total de 949.845 MBTUD en la contratación para la demanda no regulada.

La participación por modalidad contractual para **febrero 2024** fue la siguiente: Otras (40.46%), Firme al 95% (26.96%), Con Interrupciones (12.55%), Firme (11.87%), Firmeza condicionada (4.04%), Opción de compra (2.95%) y ToP (1.26%).

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.

Nota: los valores tomados para el resultado del indicador del mes de enero 2024 fueron de la publicación de diciembre 2023, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de febrero 2024 fueron de la publicación de enero 2024.

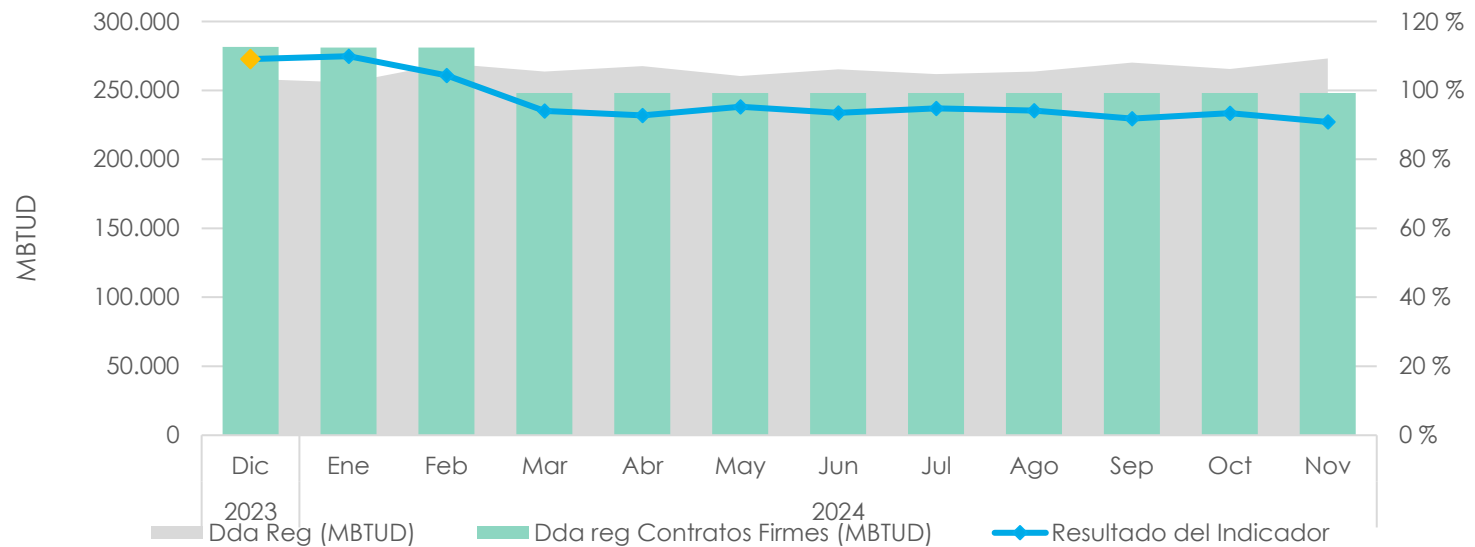
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Periodicidad de publicación Anual, después del proceso de negociación

Descripción: Cuánto representa la demanda regulada con contratos firmes en relación con la demanda regulada que atiende cada comercializador.

$$MP7 = \frac{\text{Dda reg contratos firmes}}{\text{Dda reg}}$$

MP7



Análisis: El valor del indicador para la publicación de **diciembre 2023** se ubicó en valores superiores al 100% del primer trimestre del año de gas 2024, ubicándose en promedio en 107.79%, un 3.58% menos comparado con la publicación del año inmediatamente anterior. El resultado de este indicador muestra que la proyección de la demanda regulada reportada por los comercializadores distribuidores es inferior a la contratación a partir de modalidades que garantizan firmeza.

Por otro lado, el indicador a partir de marzo de 2024 refleja valores inferiores al 100%, ubicándose en promedio en 93.41%, un 17.96% menos comparado con la publicación del año inmediatamente anterior. El resultado de este indicador muestra

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

que la proyección de la demanda regulada reportada por los comercializadores distribuidores es superior a la contratación a partir de modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el mes de **diciembre** y para lo restante del año gas 2024 es:

Demanda regulada en contratos firmes: 256,450 MBTUD

Proyección de la demanda regulada: 264,579 MBTUD

En relación con la contratación de la demanda regulada en firme se incluyen aquellos contratos que garantizan firmeza: Firme, CF 95, Take or Pay, Firmeza Condicionada, Opción de Compra, Contingencia y Otras (cantidades en firme).

Nota: la proyección de la demanda regulada reportada por los comercializadores distribuidores en noviembre de 2023 para el año de gas 2024 contempla los sectores de consumo Comercial, Residencial e Industrial, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 001 de 2017 y el numeral 7 del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

MP8

Descripción: Cuánto representa la demanda regulada con contratos firmes en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.

(Sólo se tiene en cuenta la información de contratación durante el proceso de negociación 2023)

$$MP8 = \frac{Dda\ reg\ contratos\ firmes}{PTDVF + CIDVF}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

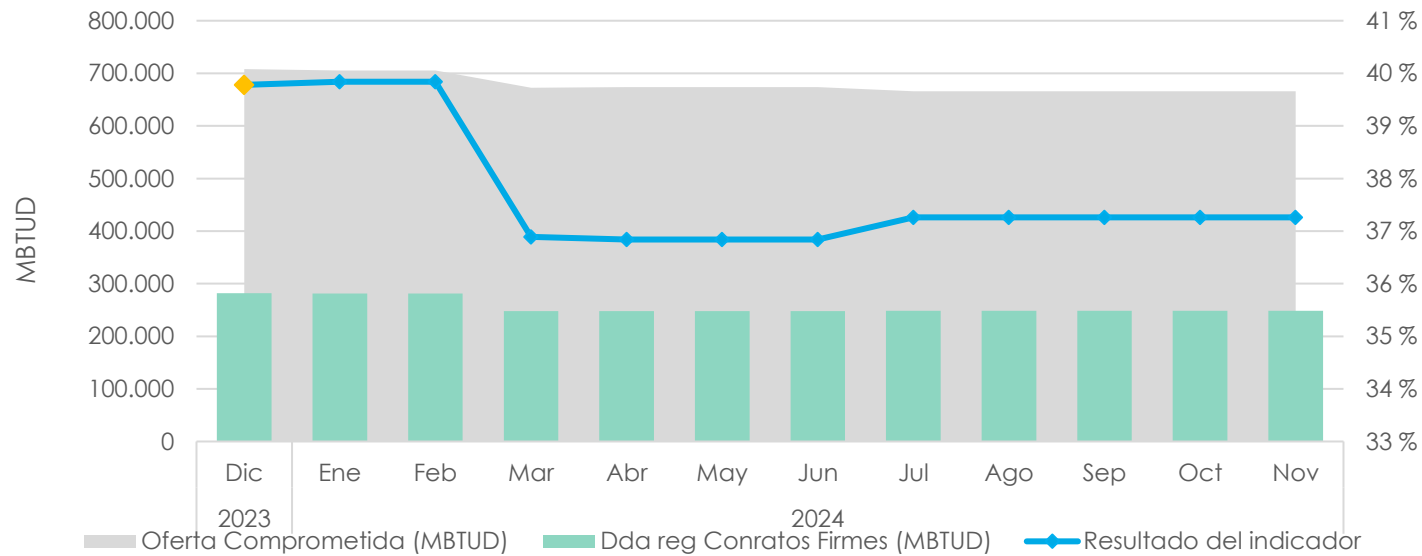
Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de diciembre 2023, inicia en enero con el 103.29% y finalizando en noviembre con 102.12%. Estos resultados son producto de una contratación de la demanda regulada que permanece constante durante el año gas 2024 en 68,624 MBTUD, mientras que la PTDFV declarada por los agentes, inicia en el mes de enero con un valor de 66,435 MBTUD y finaliza el año gas en noviembre con 67,201 MBTUD.

MP9

Descripción: Cuánto representa el gas natural contratado en firme por la demanda regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.

$$MP9 = \frac{\text{Gas contratado firme dda reg}}{\text{Oferta comprometida}}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2023**, se evidenció una tendencia decreciente para el año de gas 2023, iniciando en diciembre 2023 con el 39.78% y finalizando en noviembre 2024 con el 37.26%, porcentajes que representan la contratación en firme para la demanda regulada en relación con la oferta comprometida. Estos resultados son producto de la reducción en la Oferta Comprometida, la cual inicia en diciembre con un valor de 707,961 MBTUD y finaliza el año gas con 666,105 MBTUD, mientras que la contratación en firme de la demanda regulada se ubicó en promedio para el año gas 2023 en 256,450 MBTUD.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

MP10

Descripción: Cuánto representa el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.

(Sólo se tiene en cuenta la información de contratación durante el proceso de negociación 2023)

$$MP10 = \frac{\text{Gas contratado firme dda no reg}}{PTDVF + CIDVF}$$

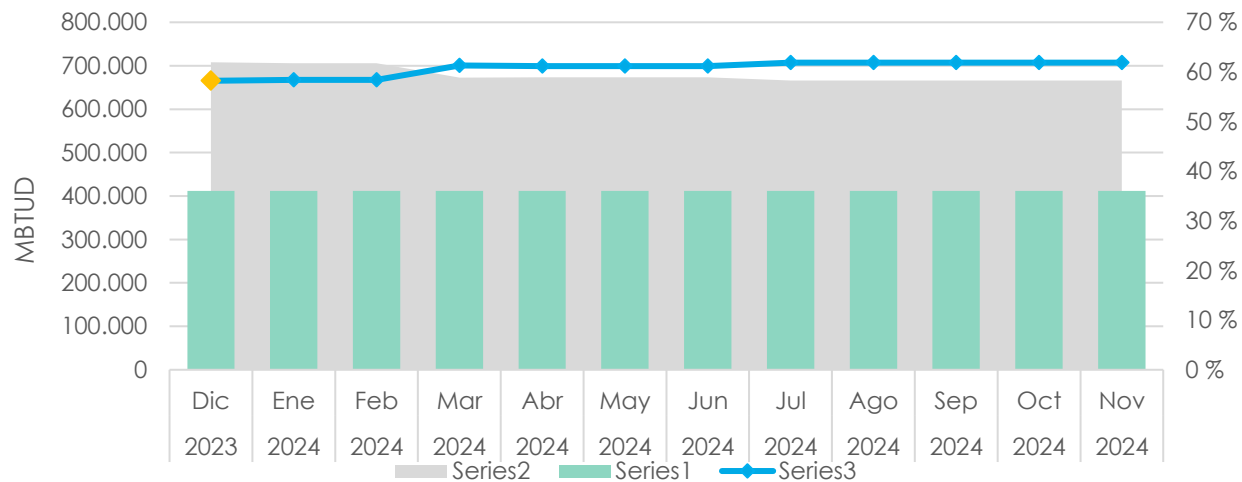
Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2023**, se evidenció una tendencia decreciente para el año de gas 2024, iniciando en diciembre con el 57.12% y finalizando en noviembre 2023 con el 55.16%. Estos resultados son producto de la variación de la PTDVF declarada por los agentes del mercado, la cual inicia en el mes de diciembre con un valor de 64,900 MBTUD y finaliza el año gas con 67,201 MBTUD, mientras que la contratación de la demanda no regulada permanece constante durante el año gas 2023 en 37,068 MBTUD.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Descripción: Cuánto representa el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.

$$MP11 = \frac{\text{Gas contratado firme dda no reg}}{\text{Oferta comprometida}}$$

MP11



Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2023**, se evidenció una tendencia constante para el año de gas 2024, iniciando en diciembre 2023 con el 58.22% y finalizando en noviembre 2024 con el 61.87%, porcentajes que representan la contratación en firme para la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida. Estos resultados son producto de la reducción en la Oferta Comprometida, la cual inicia en diciembre con un valor de 707,961 MBTUD y finaliza el año gas con 666,105 MBTUD, mientras que la contratación en firme de la demanda no regulada se ubicó en promedio para el año gas 2024 en 412,144 MBTUD.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

MP12	<p>Descripción: Cuánto representa la demanda regulada con contratos firmes en relación con el total contratado por la demanda regulada (incluye todas las modalidades).</p>	$MP12 = \frac{Dda \text{ reg contratos firmes}}{Dda \text{ reg total contratada}}$
	<p>Análisis: En la publicación del indicador realizada en diciembre 2023 para el año 2024, la contratación en firme para la demanda regulada representó en promedio el 94.20% del total contratado para dicho tipo de demanda.</p>	
MP13	<p>Descripción: Cuánto representa la demanda no regulada con contratos firmes en relación con el total contratado por la demanda no regulada (incluye todas las modalidades).</p>	$MP13 = \frac{Dda \text{ no reg contratos firmes}}{Dda \text{ no reg total contratada}}$
	<p>Análisis: En la publicación del indicador realizada en diciembre 2023 para el año 2024, la contratación en firme para la demanda no regulada representó en promedio el 49.95% del total contratado para dicho tipo de demanda.</p>	

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Descripción: Precios promedios por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda.

(Sólo se tiene en cuenta la información de contratación durante el proceso de negociación 2023)

MP23 = Precio de los contratos

MP23

Análisis: El presente indicador busca identificar los precios promedios ponderados transados durante el proceso de comercialización de gas natural de cada año. Dichos precios suscritos durante el proceso de comercialización del año 2023 y vigentes para el año de gas 2024 se discriminan así:

FUENTE	PRECIO (USD/MBTU)
BULLERENGUE	5.30
CHUCHUPA	6.71
CUPIAGUA	5.43
CUSIANA	5.58

Nota: Información con corte del cálculo del indicador (diciembre de 2023).

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

CDP: Capacidad Disponible Primaria.

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

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

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