



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 2022 A FEBRERO DE 2023

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 2022 a febrero de 2023 **se registraron en total 39 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 aumentaron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 45%; **el 97% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 60% para el trimestre I del año gas 2023 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 94% 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 2023 es el **industrial, con el 74%** 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 2023 **disminuyeron 7,970 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2022, **ubicándose en 9,290 MBTUD**; por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$3.25 y \$6.58 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 2023 **disminuyeron 2,670 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2022, **ubicándose en 24,011 MBTUD**.

En el mercado primario de suministro se contrataron en total 3,000 MBTUD, por medio de 2 operaciones producto de la ejecución del mecanismo de asignación de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

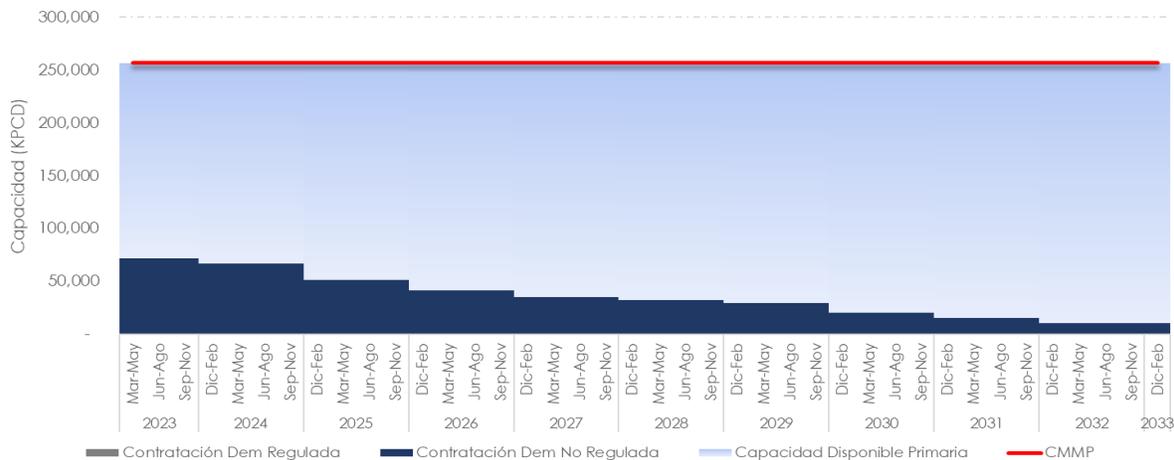
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación diciembre de 2022 a febrero de 2023, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron treinta y nueve (39) 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



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	183,433	88,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026	245,026
Contratación Trim MNR (2)	3,882	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	71,467	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074
Contratación en Firme	71,667	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074
Cont. con Interrupciones	171,080										
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	28%	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

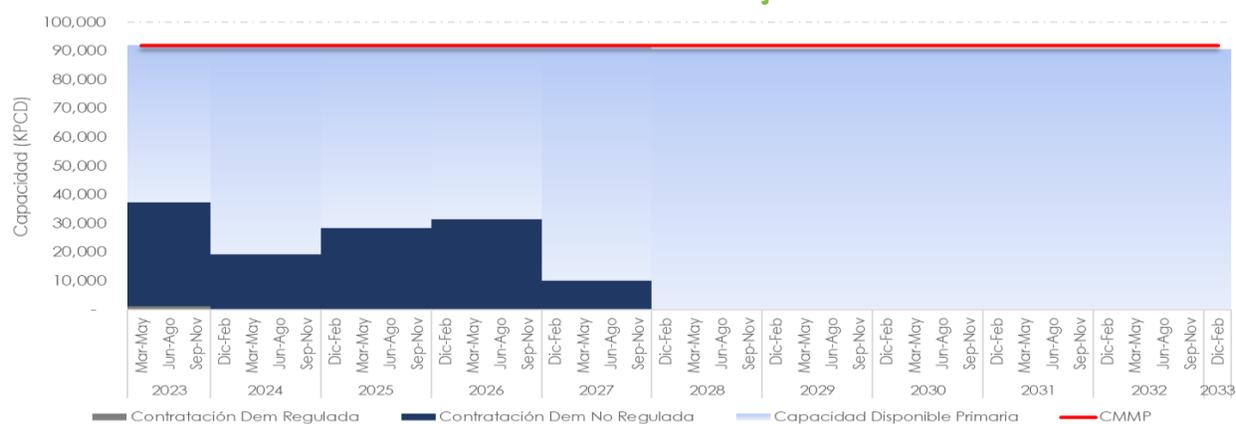
Jobo – Sincelajo



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	45,445	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045	179,045	179,045
Contratación Trím MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	3,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8%	0%	0.0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	15,951	15,951	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	114,049	114,049	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-
Contratación en Firme	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-
Cont. con Interrupciones	42,740										
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%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

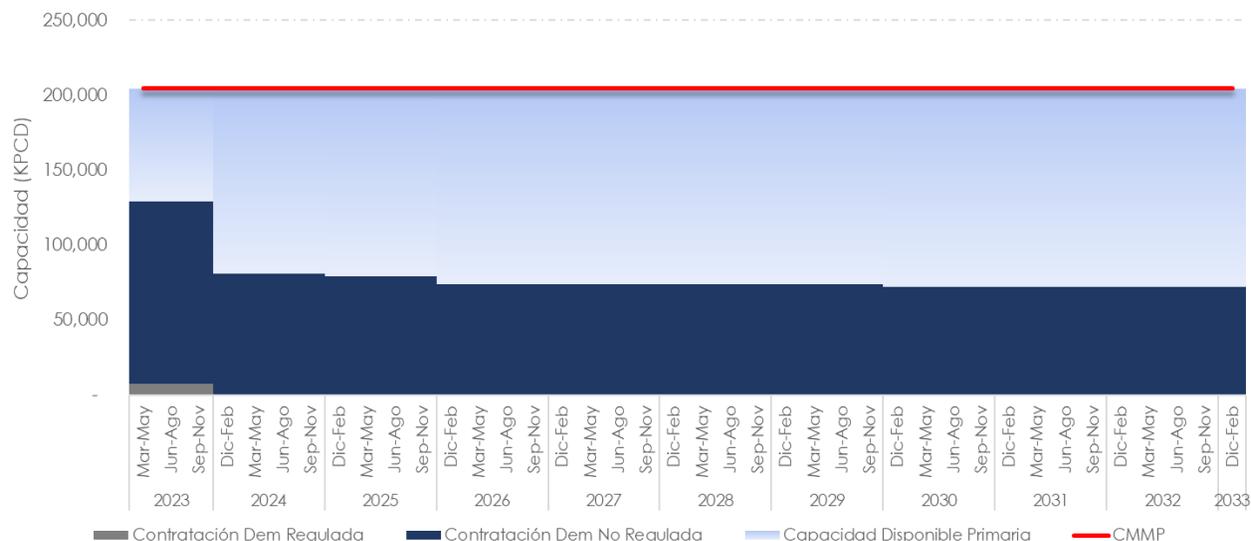
La Creciente – Sincelajo



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	53,111	71,343	62,215	59,058	80,357	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trím MNR (2)	-	7,057	4,150	2,600	2,600	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	10%	7%	4%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	1,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	36,385	19,157	28,285	31,442	10,143	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	37,389	19,157	28,285	31,442	10,143	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	49,227										
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	72%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	75,579	123,580	125,580	130,509	130,509	130,509	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trim MNR (2)	5,835	2,441	1,414	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	7,430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	121,500	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	128,930	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Cont. con Interrupciones	112,312										
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	63%	40%	39%	36%	36%	36%	36%	36%	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

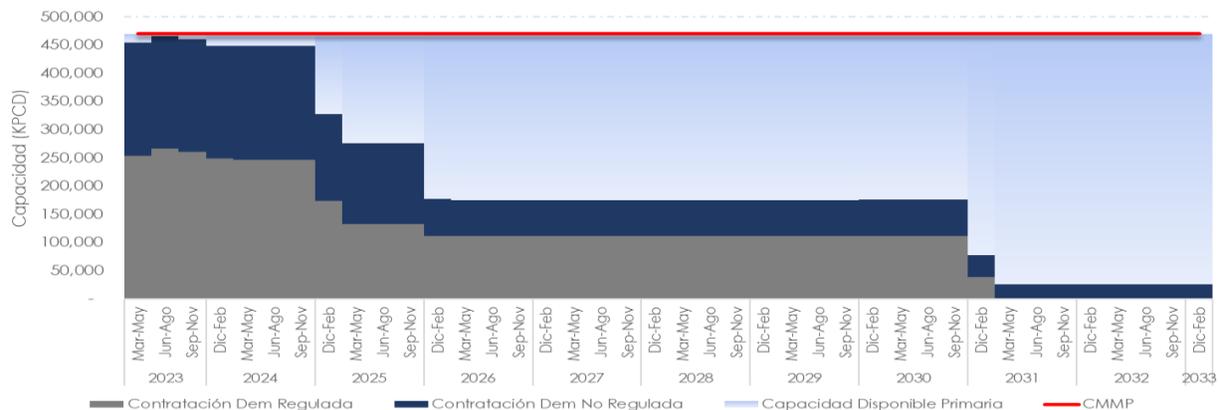
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(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

2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

Cusiana – El Porvenir



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	6,515	11,180	32,198	280,397	284,981	284,976	284,973	284,408	285,408	434,856	434,856
Contratación Trim MNR (2)	1,510	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	155	155	80	80	80	80	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	26%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	253,886	246,776	132,654	111,783	111,787	111,790	111,795	111,360	217	220	222
Contratación en Firme MNR (3)	200,279	200,191	142,515	63,300	63,300	63,302	63,300	64,300	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	454,165	446,967	275,169	175,083	175,087	175,092	175,095	175,660	25,217	25,220	25,222
Cont. con Interrupciones	400										
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	97%	95%	59%	37%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

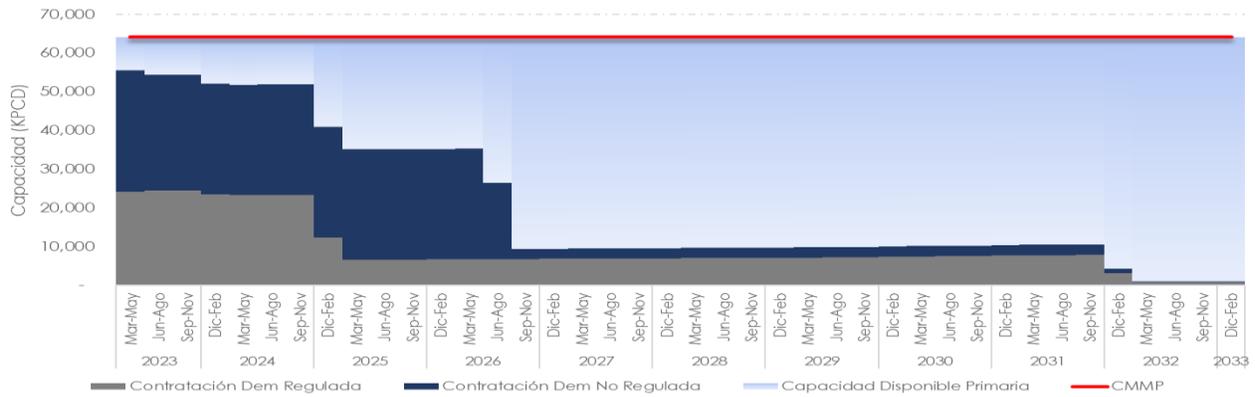
Cogua – Sabana



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	-	-	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
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)	146,289	126,102	20,961	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	68,711	68,814	57,642	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	215,000	194,916	78,603	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	-										
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	100%	91%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

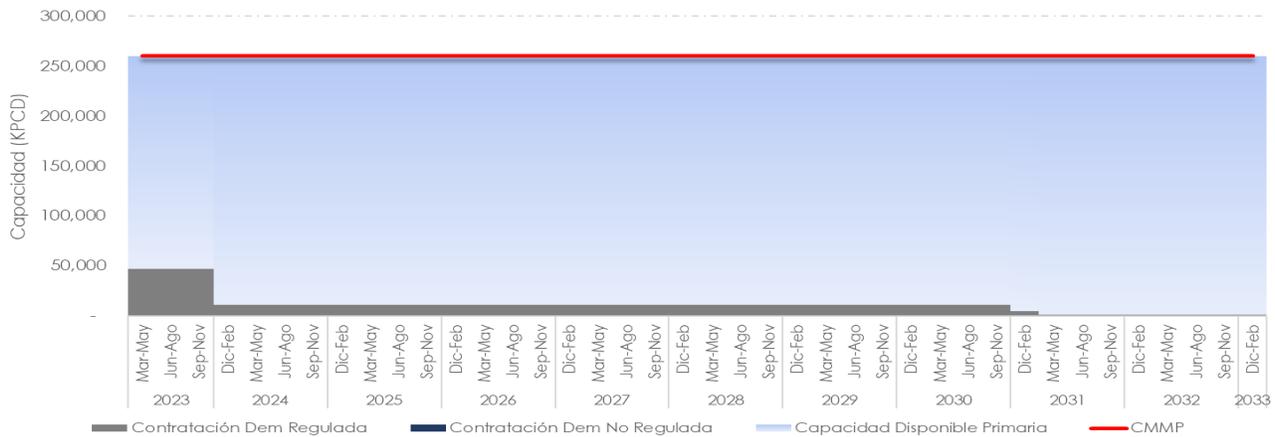
Cusiana – Apiay



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	8,674	10,796	11,243	27,913	53,646	53,467	53,285	52,966	52,634	52,728	62,176
Contratación Trim MNR (2)	870	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	267	267	267	267	267	267	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	13%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	24,174	23,307	6,535	6,636	6,784	6,937	7,069	7,327	7,640	735	735
Contratación en Firme MNR (3)	30,022	28,523	28,532	2,559	2,574	2,598	2,646	2,657	2,675	248	248
Contratación en Firme	54,196	51,830	35,067	9,195	9,358	9,535	9,715	9,984	10,315	983	983
Conf. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159
Contratación firme/CMMP	84%	81%	55%	14%	15%	15%	15%	16%	16%	2%	2%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

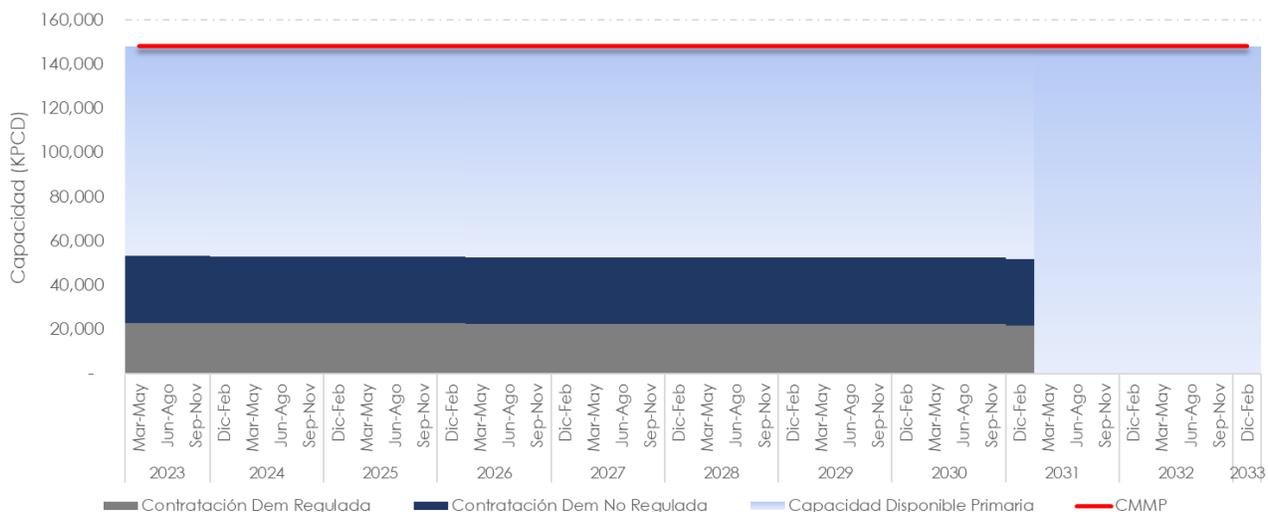
Ballena – Barrancabermeja



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	204,783	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600
Contratación Trim MNR (2)	-	250	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	1,580	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	46,750	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR (3)	467	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	47,217	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400
Conf. con Interrupciones	20,160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	18%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000	148,000
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	10,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	22,688	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,568	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-
Contratación en Firme	53,256	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-	-
Conf. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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%	36%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

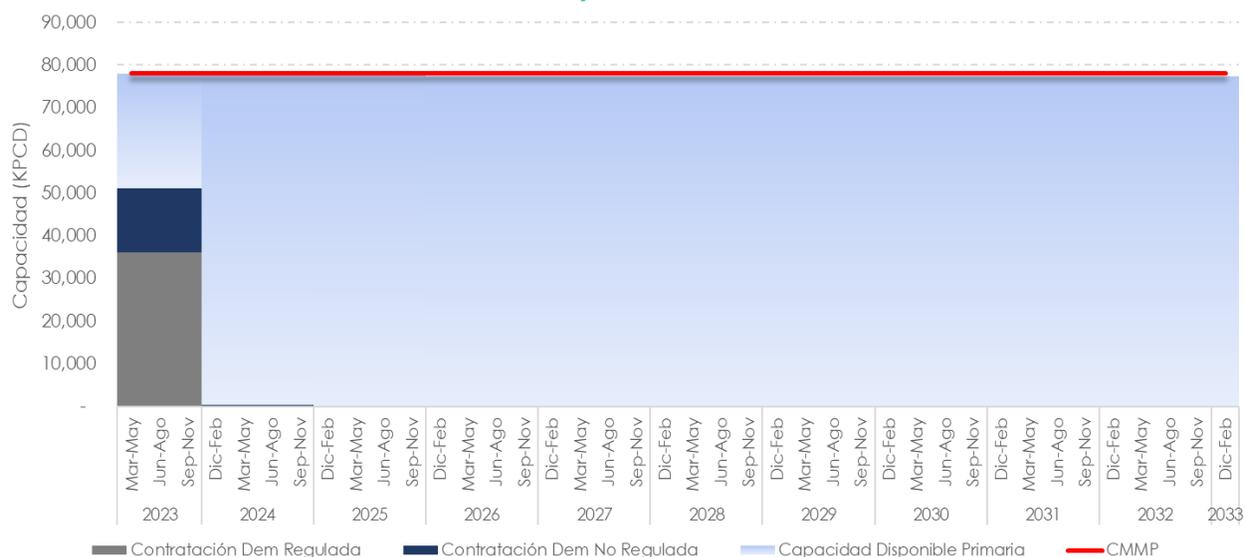
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

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

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

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	24,217	75,310	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MNR (2)	6,209	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	26%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	36,080	180	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	15,098	262	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	51,178	442	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	9,810										
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	66%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

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

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

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

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

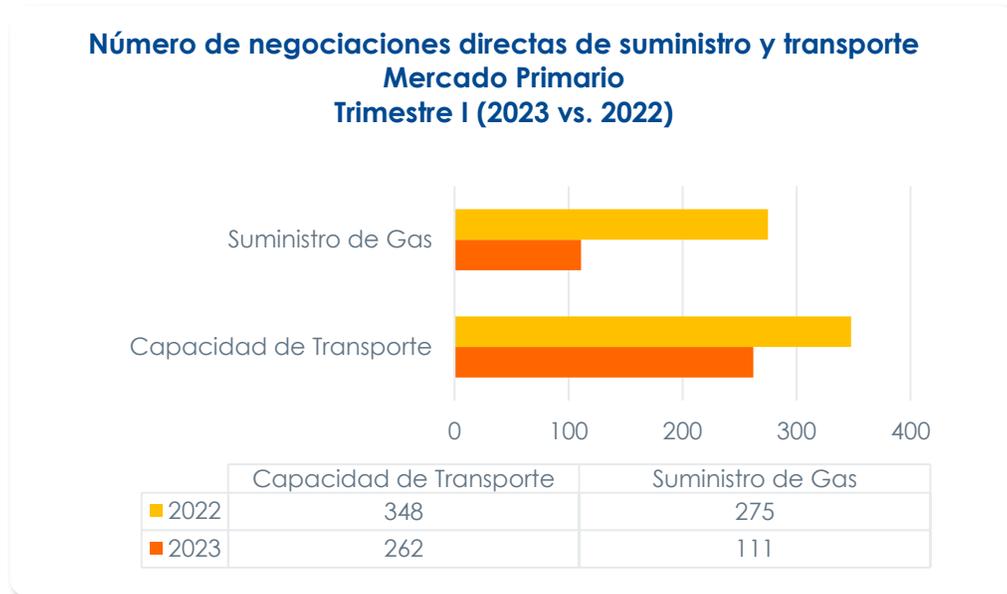
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación diciembre de 2022 a febrero de 2023 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.

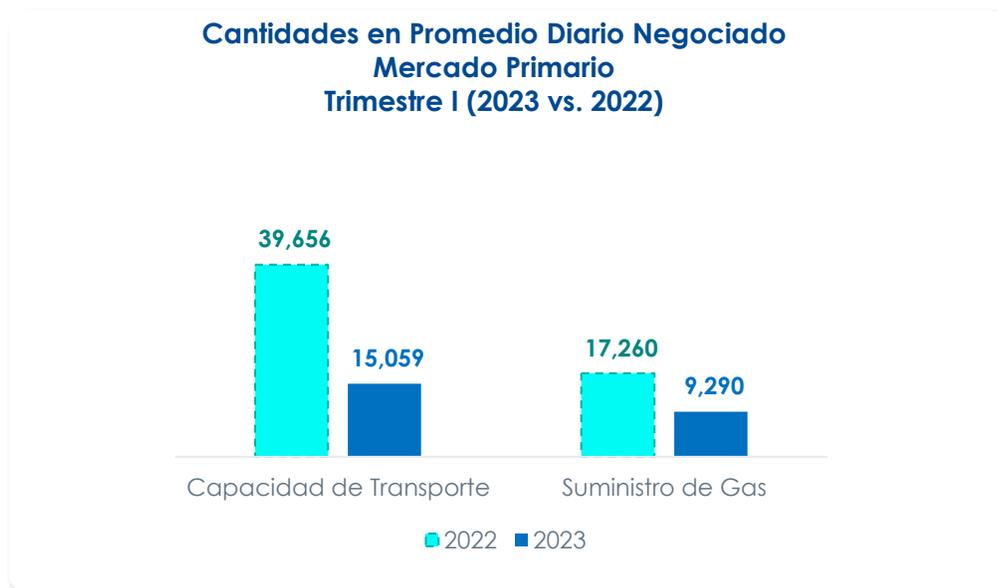
2.2 Mercado primario

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 2023.



Fuente: SEGAS

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

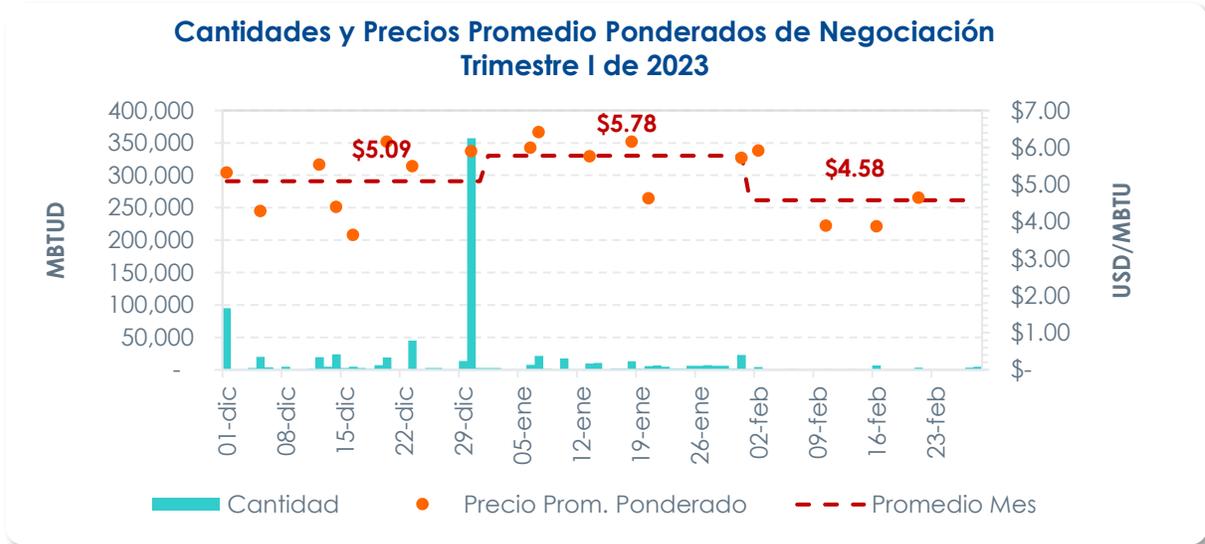


Fuente: SEGAS

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

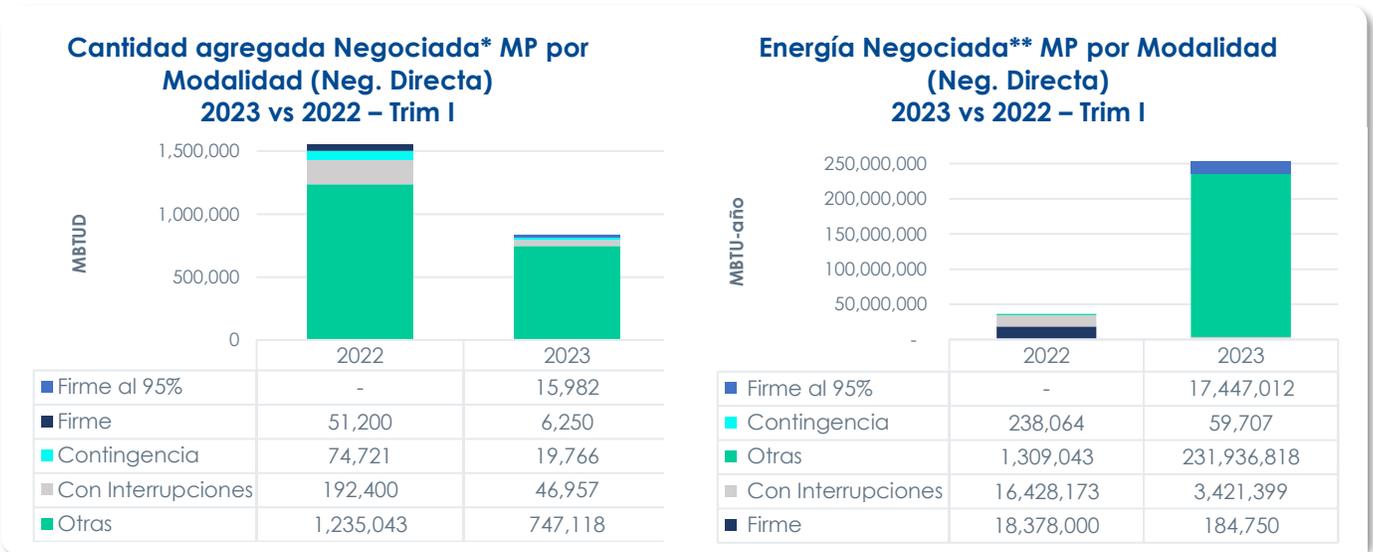
La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 17,260 a 9,290 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó una disminución del 25% a nivel de número de negociaciones, así como una disminución del 62% de las capacidades al pasar de 39,656 a 15,059 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 2022 y 2023². Se destaca el aumento de la energía negociada de las modalidades "Otras" y "Firme al 95%" para el trimestre de análisis del año 2023.



Fuente: SEGAS

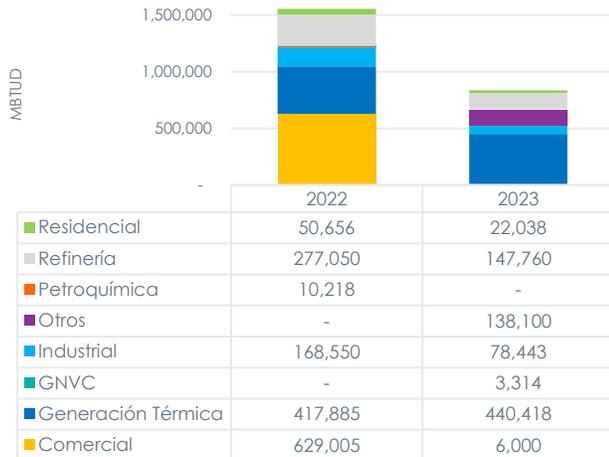
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

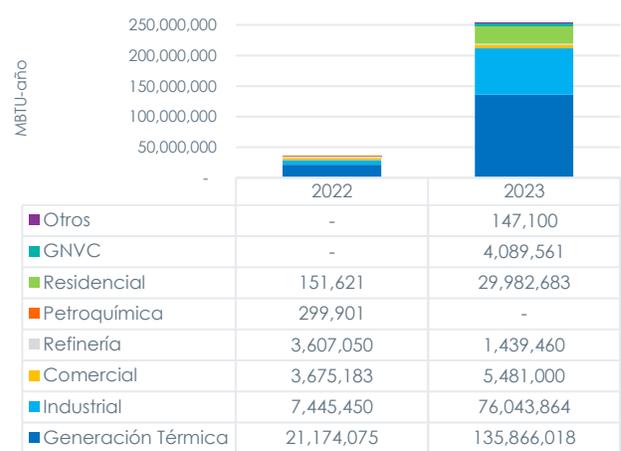
² La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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, Refinería y Otros.

Cantidad agregada Negociada* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim I



Energía Negociada MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – 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 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 \$3.25 y \$6.58 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre I de 2023 (USD/MBTU)

Punto de Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	ND	\$ 3.25
ANDINA	ND	NA
ARRECIFE	\$ 3.80	\$ 3.69
BALLENA	\$ 5.00	\$ 5.85
BARRANCABERMEJA	ND	NA
BONGA MAMEY	ND	NA
BULLERENGUE	\$ 4.47	\$ 6.15
CAMPO LA BELLEZA	NA	\$ 3.96
CAPACHOS	ND	NA

Punto de Entrega	2022	2023
CARAMELO	NA	\$ 6.35
CARTAGENA	\$ 6.45	\$ 6.58
CERRO GORDO	NA	ND
CHUCHUPA	\$ 3.65	NA
CORRALES	NA	ND
CUPIAGUA SUR	NA	\$ 3.95
CUSIANA	ND	NA
EL DIFICIL	NA	\$ 4.64
FLOREÑA	ND	NA
HOCOL	\$ 3.75	\$ 4.25
JOBO	\$ 5.86	\$ 5.11
LA CAÑADA NORTE	NA	ND
LA CRECIENTE	ND	NA
LA MAMI	\$ 6.90	\$ 5.17
MANA	\$ 2.34	NA
RECETOR WEST	ND	\$ 3.77

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 2023 (USD/MBTU)

Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 3.87	\$ 4.24
Contingencia	\$ 5.35	\$ 6.00
Firme	\$ 5.61	\$ 3.96
Firme al 95%	NA	\$ 5.08
Otras	\$ 6.46	\$ 5.69

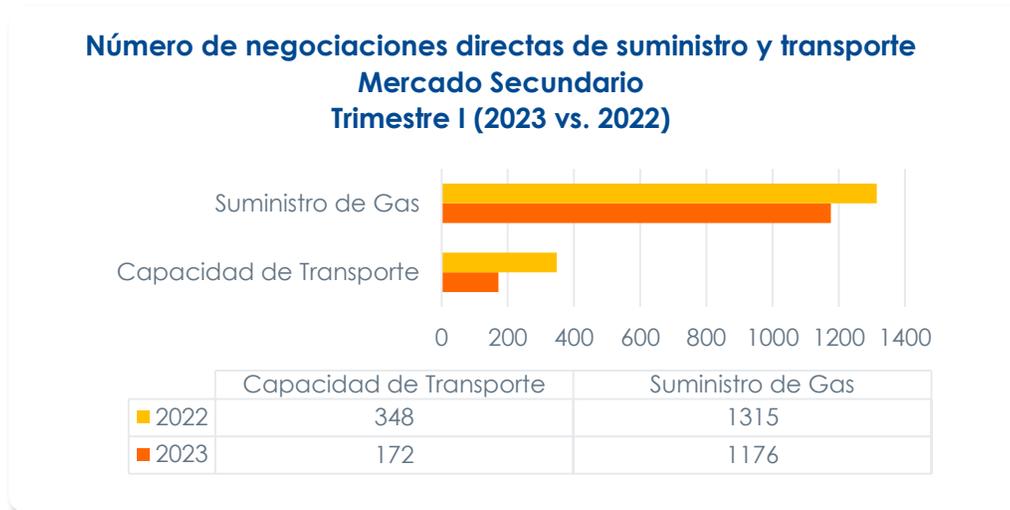
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

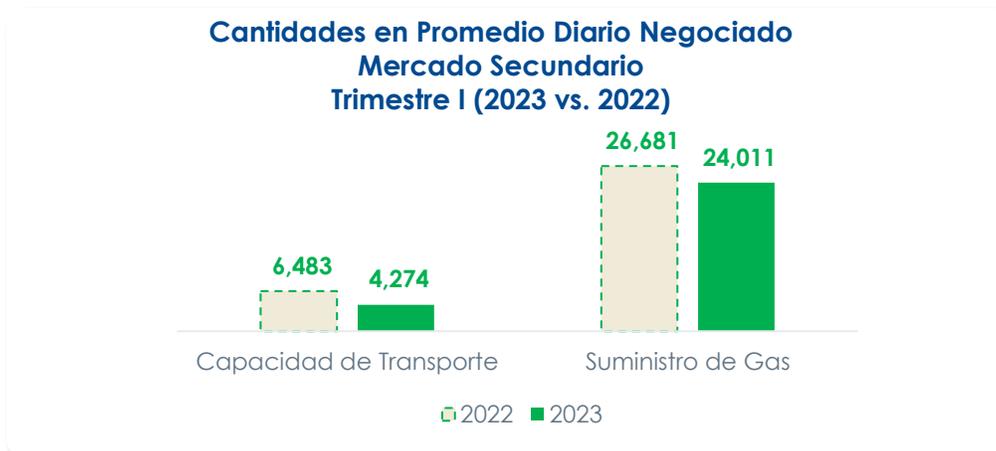
2.3 Mercado secundario

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 2023.



Fuente: SEGAS

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



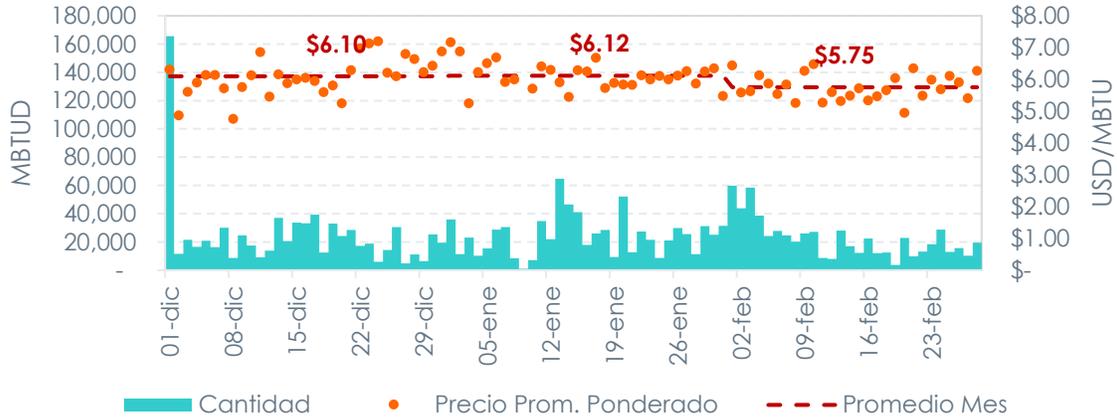
Fuente: SEGAS

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 disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 10%, pasando de 26,681 a 24,011 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó una disminución equivalente al 34% al pasar de 6,483 a 4,274 KPCD.

Suministro

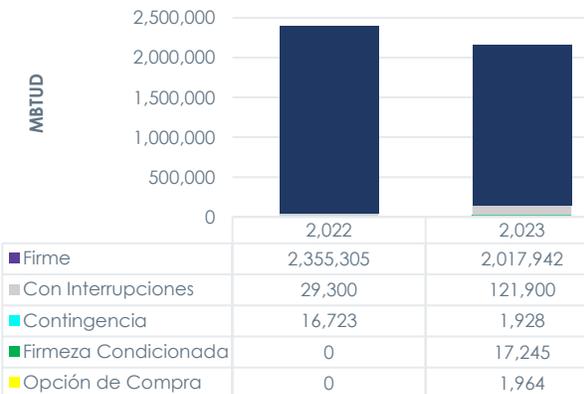
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre I de 2023



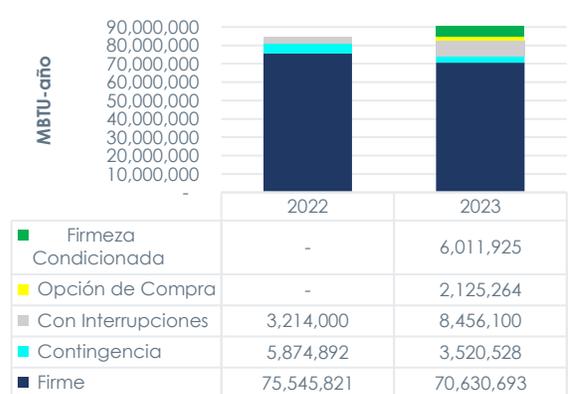
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar I de los años 2022 y 2023. 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) 2023 vs 2022 – Trim I



Energía Negociada MS por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim I**



Fuente: SEGAS

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

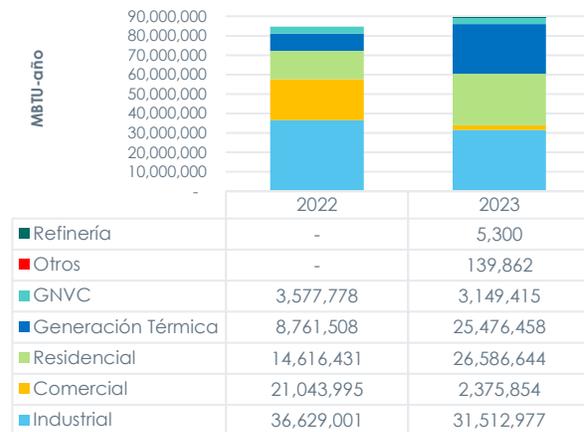
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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 Industrial, Residencial y Generación Térmica.

Cantidad agregada Negociada* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trimestre I



Energía Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – 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 \$2.85 y \$12.34 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre I de 2023 (USD/MBTU)

Punto Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	\$ 2.90	ND
BALLENA	\$ 5.42	\$ 6.87
BARRANCABERMEJA	\$ 6.57	\$ 5.57
BULLERENGUE	\$ 5.22	\$ 6.26
CAMPO LA BELLEZA	\$ 9.50	NA
CARAMELO	\$ 6.09	\$ 6.48
CUSIANA	\$ 4.45	\$ 4.77
FLOREÑA	NA	\$ 2.85

Punto Entrega	2022	2023
GIBRALTAR	\$ 4.89	ND
HOCOL	\$ 5.23	\$ 5.71
JOBO	\$ 9.08	\$ 4.43
LA CRECIENTE	ND	NA
MAMONAL	\$ 6.50	\$ 6.20
MARIQUITA	\$ 7.96	\$ 8.03
SEBASTOPOL	\$ 4.60	\$ 4.73
TUCURINCA	\$ 6.79	\$ 5.80
VASCONIA	\$ 5.18	\$ 5.09
NO SNT	\$ 10.85	\$ 12.34

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 2023 (USD/MBTU)

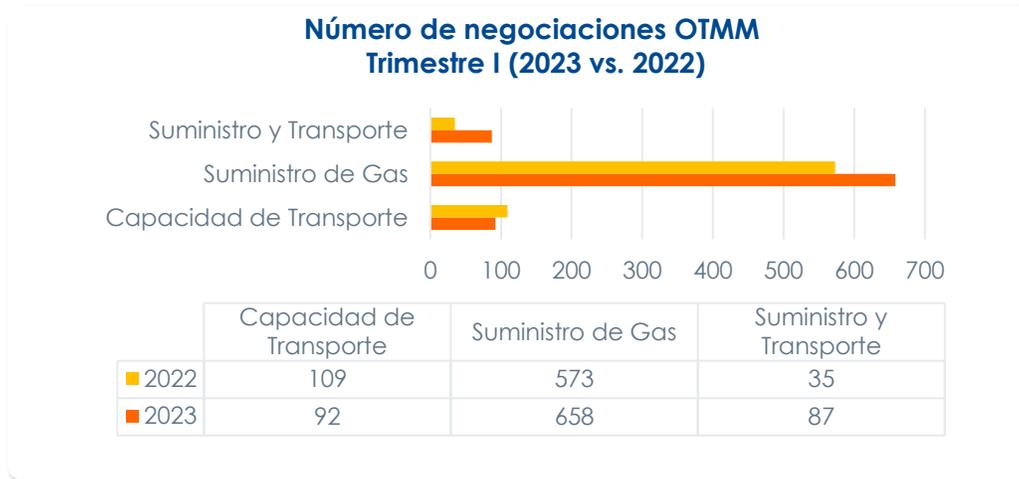
Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 5.74	\$ 5.21
Contingencia	\$ 6.66	\$ 7.75
Firme	\$ 5.95	\$ 6.07
Firmeza Condicionada	NA	\$ 5.30
Opción de Compra	NA	\$ 3.50

Fuente: SEGAS

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

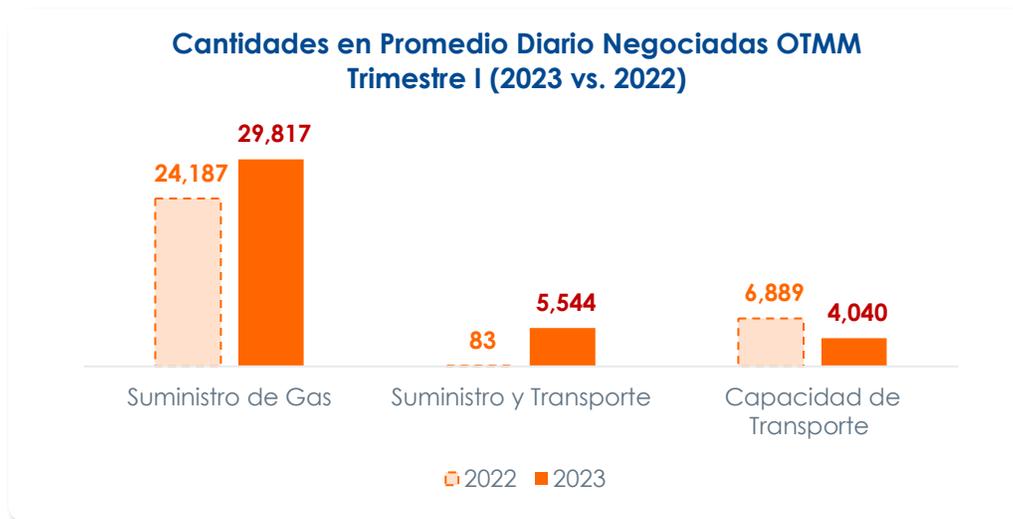
2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar I de 2023 con respecto al mismo periodo de 2022, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto “suministro” y “suministro y transporte”, mientras en el producto de “capacidad de transporte” se redujo la cantidad de negociaciones.



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

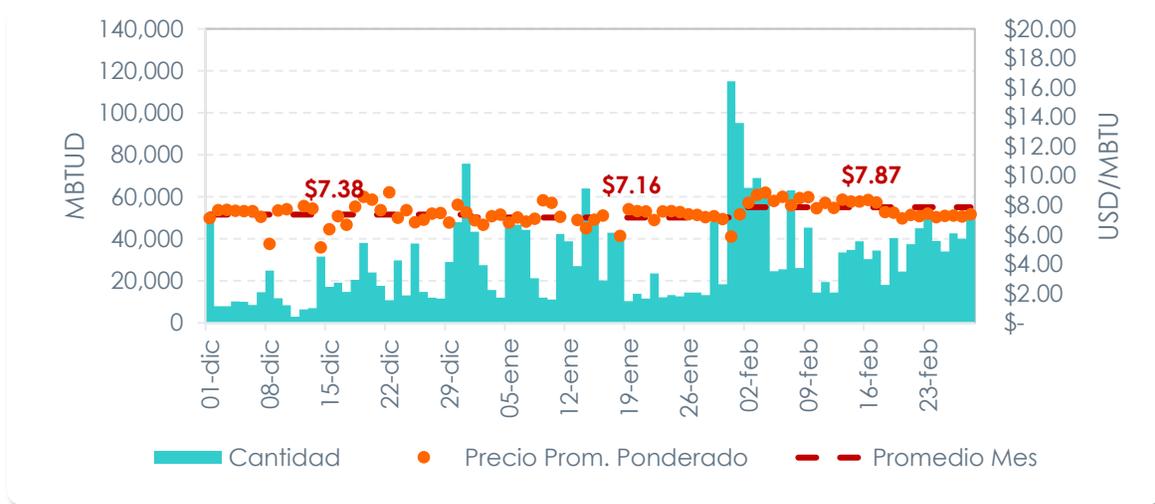
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

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 23%, pasando de 24,187 a 29,817 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diaria negociada disminuyó en un 41% pasando de 6,889 a 4,040 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte fue el que registró el mayor crecimiento al pasar de 83 a 5,544 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM
Trimestre I de 2023

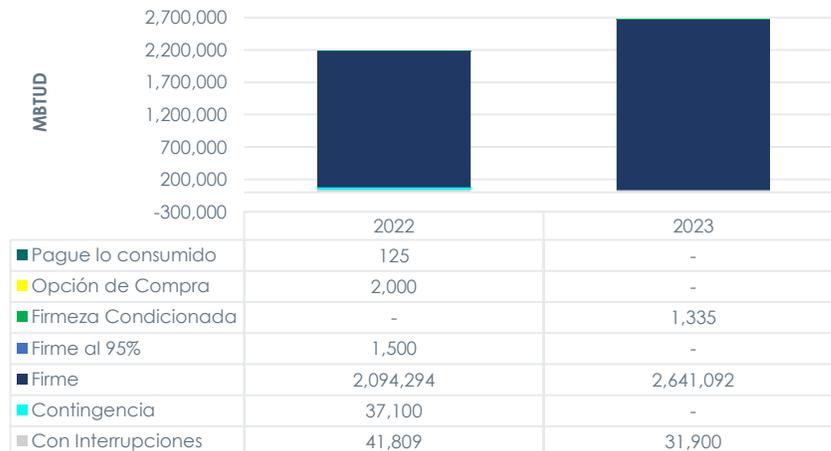


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar I de 2023 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 98.4% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Con Interrupciones” y “Firmeza Condicionada” que agregaron el 1.2% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro
2023 vs. 2022 – Trimestre I



Fuente: SEGAS

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM
Suministro – Trimestre I de 2023 (USD/MBTU)**

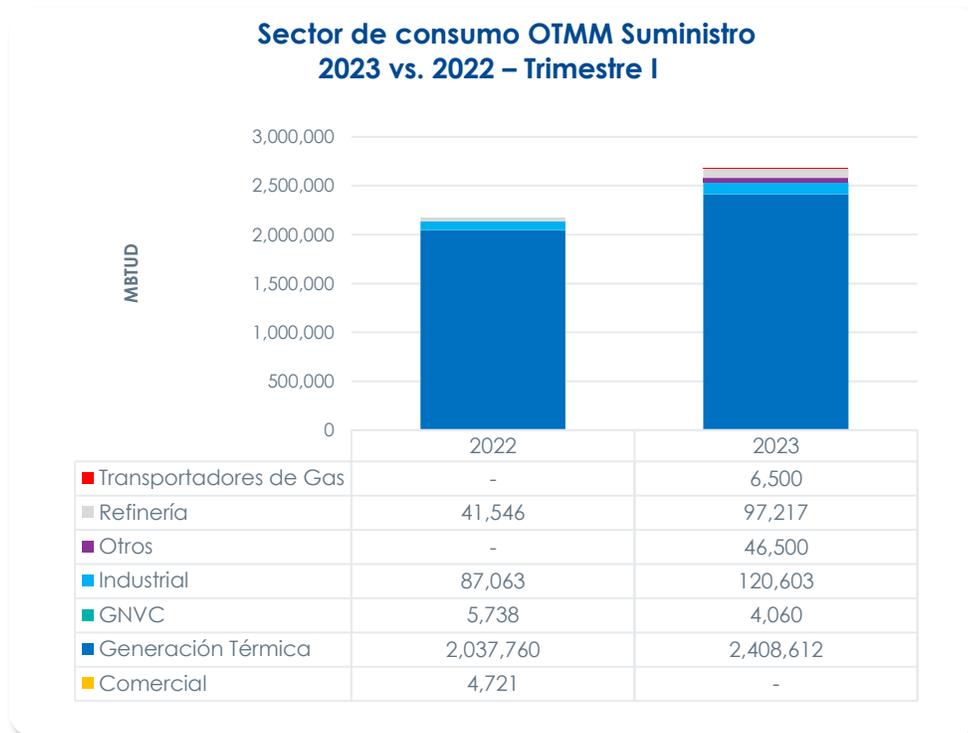
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 8.97
Firme	\$ 7.36
Firmeza Condicionada	\$ 4.36
Otras	\$ 6.43

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 2023, el cual se compara con el mismo periodo del año 2022. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 90% y el sector Industrial con el 4%.



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 2023 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM
Suministro –Trimestre I de 2023 (USD/MBTU)**

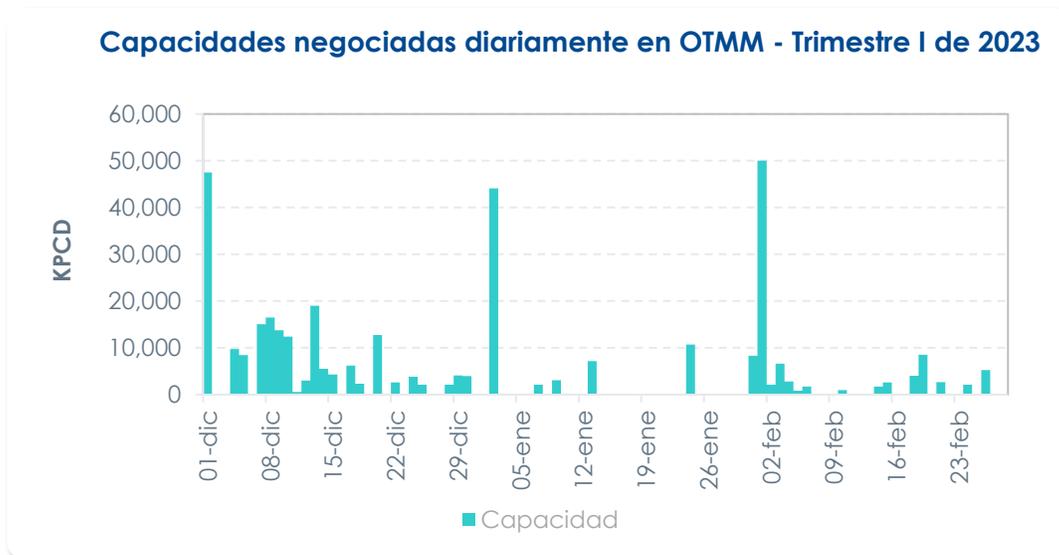
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 7.41
GNVC	\$ 4.57
Industrial	\$ 7.04
Otros	\$ 4.08
Refinería	\$ 8.69
Transportadores de Gas	\$ 6.50

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

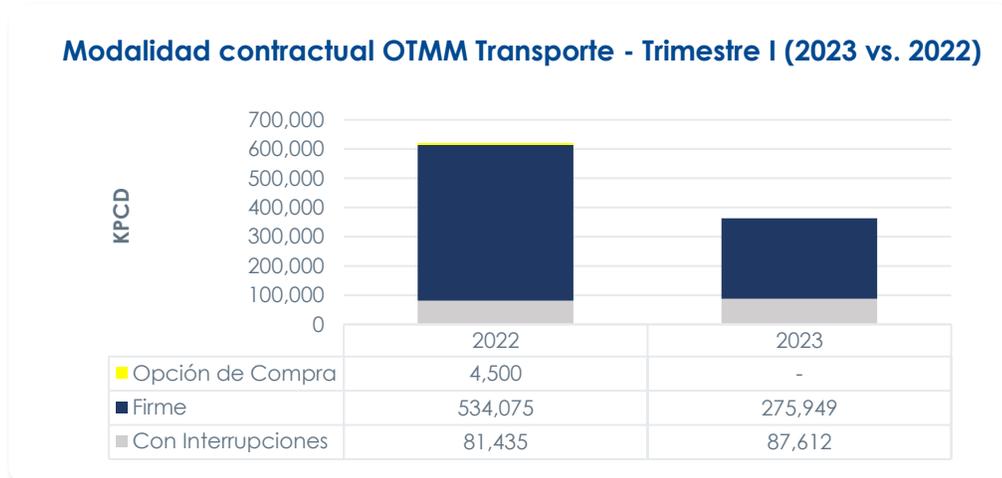
a. Capacidades OTMM – Transporte



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

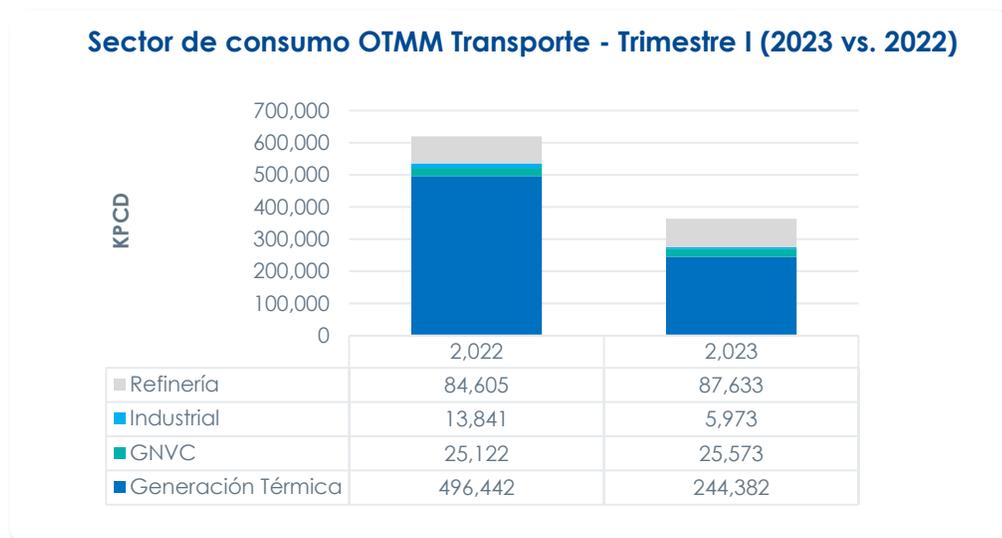
Para el trimestre I de 2023, disminuyó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2022; se resalta una disminución del 48% en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Firme”.



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 2023, el cual se compara con el mismo periodo del año 2022. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 67% y el sector Refinería con el 24%.



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

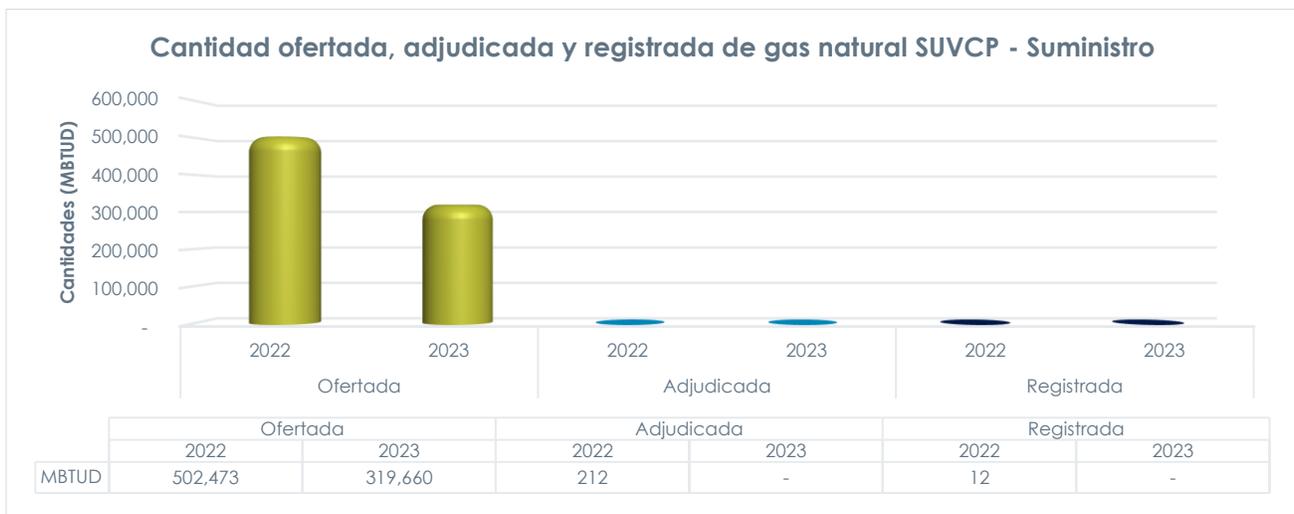
Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el I trimestre estándar de 2023 se llevaron a cabo 90 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 1 Subasta de 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 2023 vs 2022⁴.



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).

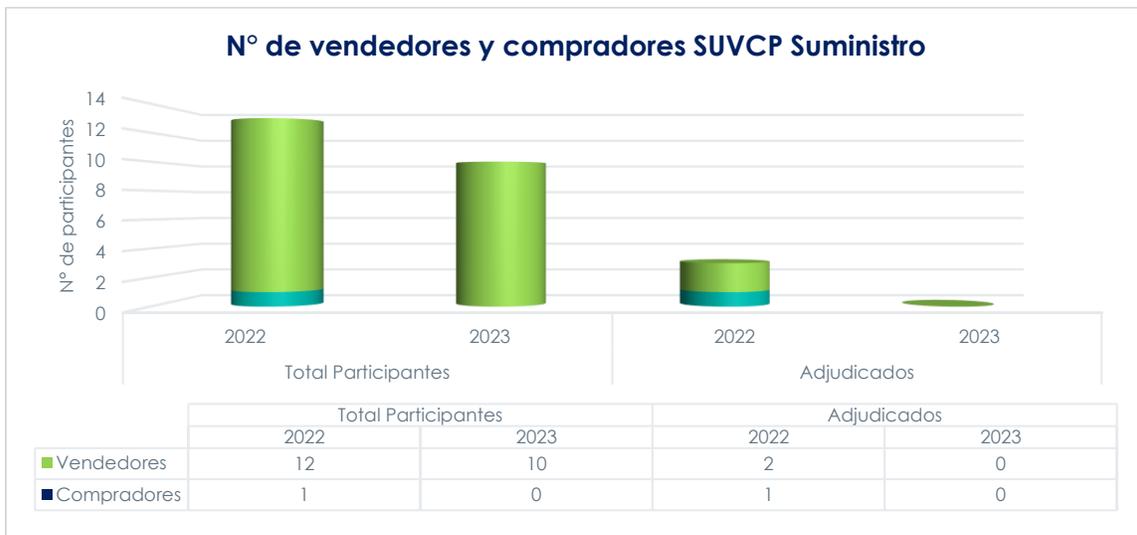
⁴ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
ARJONA	3,000	-	-	-	-	-
ARRECIFE	1,050	2,940	-	-	-	-
BALLENA	18,810	-	-	-	-	-
BONGA MAMEY	13,100	-	-	-	-	-
BULLERENGUE	3,515	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	92,236	309,627	-	-	-	-
CUSIANA	369,262	7,093	212	-	12	-
MERECUMBE	1,500	-	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	502,473	319,660	212	-	12	-

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP - Suministro

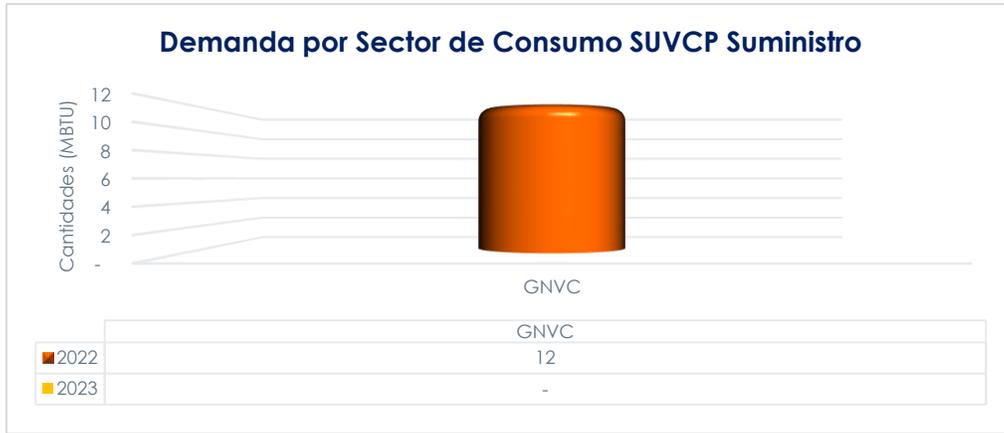
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Las adjudicaciones de la SUVCP - Suministro en el I trimestre estándar de 2022 se registraron con destino a abastecer la demanda del sector GNVC, en tanto para el mismo periodo de 2023, no se presentaron adjudicaciones.

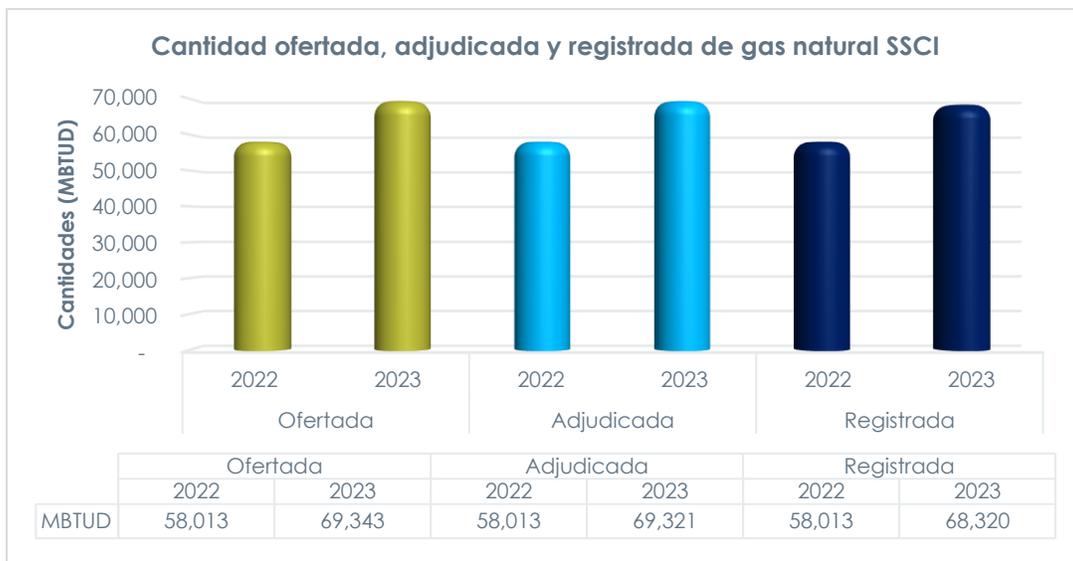


Fuente: SEGAS

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 2023 vs 2022.⁵



Fuente: SEGAS

a. Cantidades ofertadas SSCI

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

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el I trimestre estándar de 2023, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	17,082	9,600
BULLERENGUE	-	13,666
CUPIAGUA	18,943	17,352
CUSIANA	21,988	28,725
TOTAL (MBTUD)	58,013	69,343

Fuente: SEGAS

b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el I trimestre estándar de 2023, se presentaron adjudicaciones por un total de 69,321 MBTUD, aumentando 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	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	17,082	9,600
BULLERENGUE	-	13,644
CUPIAGUA	18,943	17,352
CUSIANA	21,988	28,725
TOTAL	58,013	69,321

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SSCI

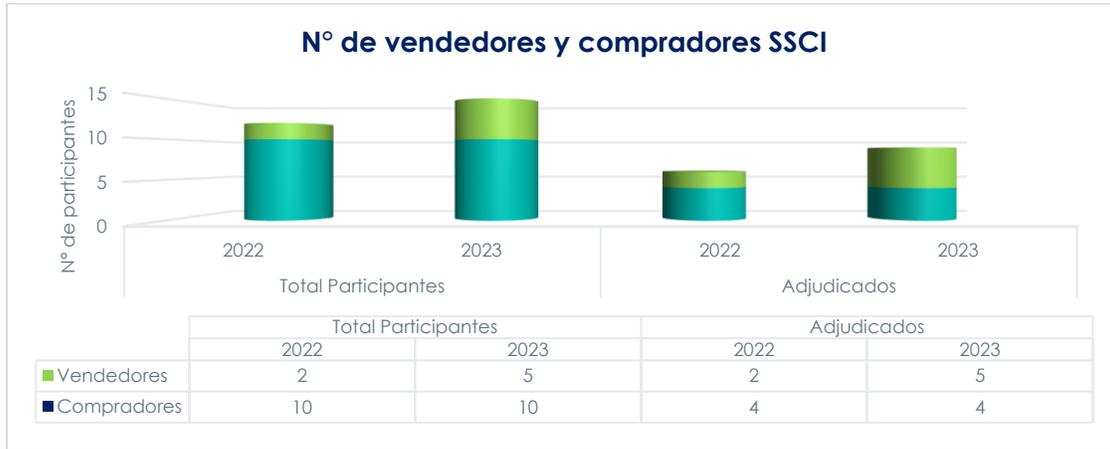
En el I trimestre estándar de 2023 se dejaron de registrar 1,001 MBTUD producto de las cantidades adjudicadas en las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	17,082	9,600
BULLERENGUE	-	13,644
CUPIAGUA	18,943	17,352
CUSIANA	21,988	27,724
TOTAL	58,013	68,320

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores SSCI

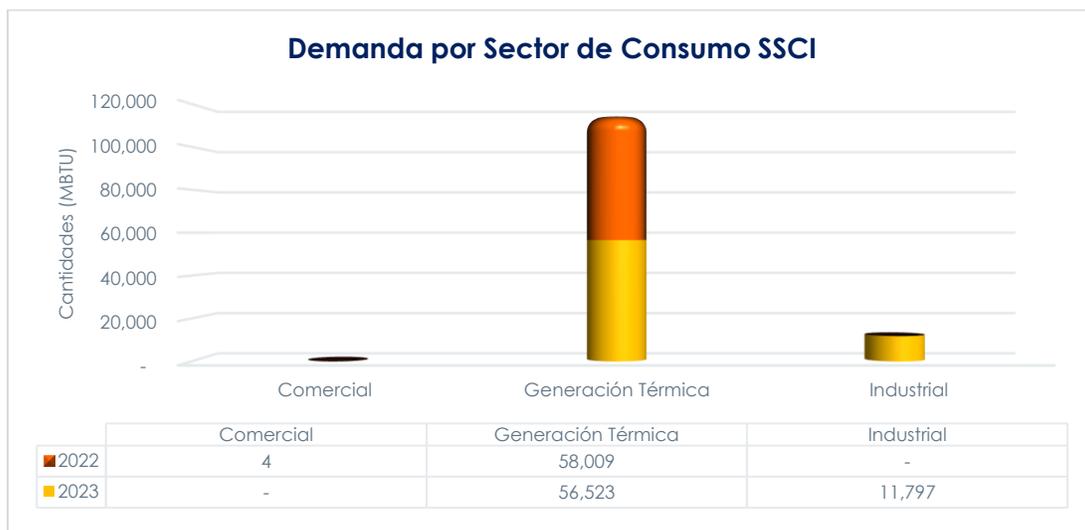
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



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 2023 fue registrada con destino a abastecer a los sectores: Generación Térmica e Industrial. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación abasteció a los sectores de Generación Térmica y Comercial.



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 2023 se ejecutó el mecanismo en enero, en donde fueron puestos a disposición del mercado un total de 19,142 MBTUD, presentándose adjudicaciones por 3,000 MBTUD. En el mismo periodo de 2022 aunque se presentó oferta, no hubo adjudicaciones.

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 2023 vs 2022⁶.



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 2023 y de 2022.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	3,083	2,200
BULLERENGUE	-	3,720
CUPIAGUA	-	7,541
CUSIANA	-	5,681
TOTAL (MBTUD)	3,083	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 del año anterior no se reportaron adjudicaciones. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (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 del año anterior no se registraron operaciones.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (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 2023 aumentó. En el mismo periodo del año anterior, se presentó menor 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 anterior, no se reportó actividad.



Fuente: SEGAS

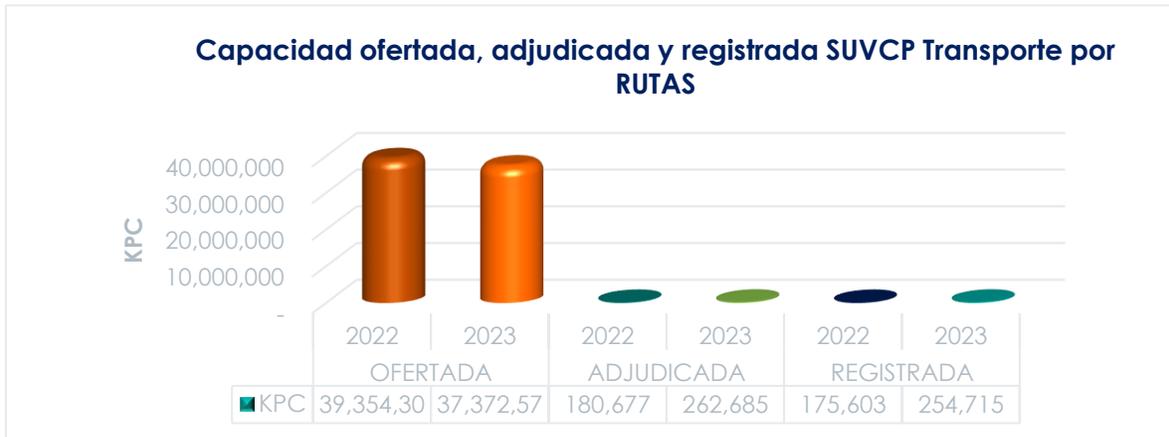
3.2 TRANSPORTE

Para capacidad de transporte en el primer trimestre de estándar de 2023 se llevaron a cabo 90 subastas de corto plazo para rutas y 90 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2022, 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 2023 vs el mismo periodo de 2022.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar I de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó en un 5% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	5,924,869	9,189,645
BARRANQUILLA - CARTAGENA	4,723,098	5,813,500
CARTAGENA - SINCELEJO	6,167,132	3,627,049
YUMBO/CALI - CALI	3,257,063	2,860,585
CUSIANA - SABANA_F	4,659,270	2,784,018
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,427,396	2,688,375
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	1,702,575	2,327,571
VASCONIA - PEREIRA	1,703,036	1,640,438
SINCELEJO - JOBO	1,933,281	1,075,788
BARRANCABERMEJA - SABANA_F	1,053,394	988,383
Otras Rutas	6,803,188 (*)	4,377,227 (**)
TOTAL (KPC)	39,354,302	37,372,579

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 45 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 43 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar I de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada aumentó en un 45% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	59,383	132,717
CUSIANA - OCOA	34,109	49,566
SEBASTOPOL - VASCONIA	30,841	41,685
CUSIANA - SABANA_F	50,049	36,660
GUALANDAY - MARIQUITA	-	1,844
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	126
APIAY - OCOA	-	87
Otras Rutas	6,295 (*)	0 (**)
TOTAL (KPC)	180,677	262,685

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 10 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 0 rutas.

c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar I de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa un aumento en la capacidad registrada del 45% respecto al mismo periodo del año 2022.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	56,072	132,271
CUSIANA - OCOA	33,466	48,267
SEBASTOPOL - VASCONIA	30,841	36,873
CUSIANA - SABANA_F	49,990	36,134
GUALANDAY - MARIQUITA	-	1,122
APIAY - OCOA	-	48
CUSIANA - VASCONIA	56,072	132,271
Otras Rutas	5,234 (*)	0 (**)
TOTAL	175,603	254,715

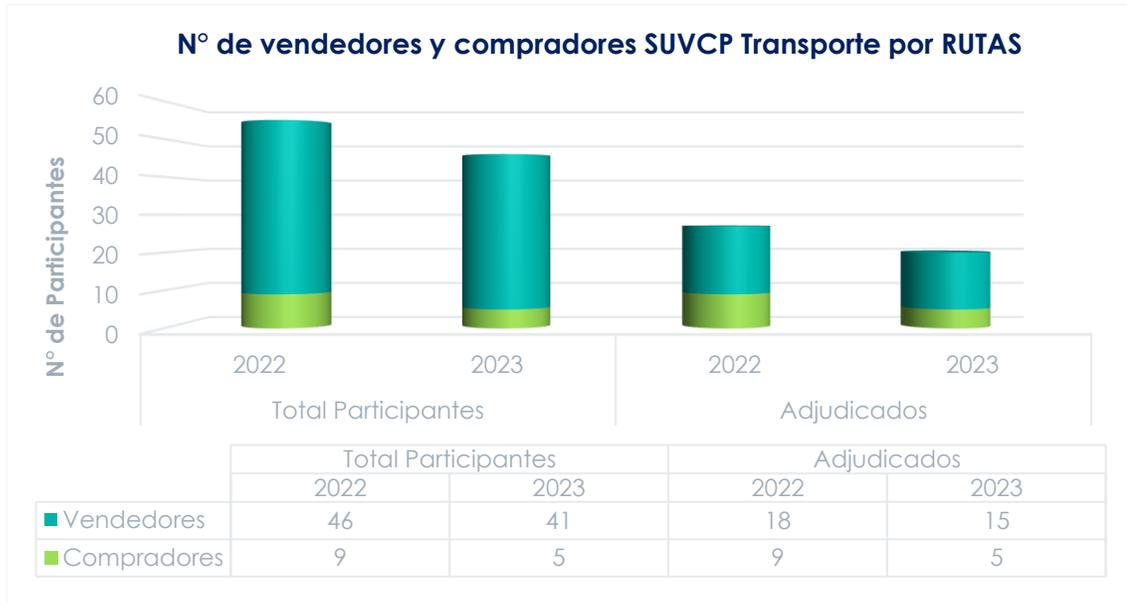
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 7 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 0 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

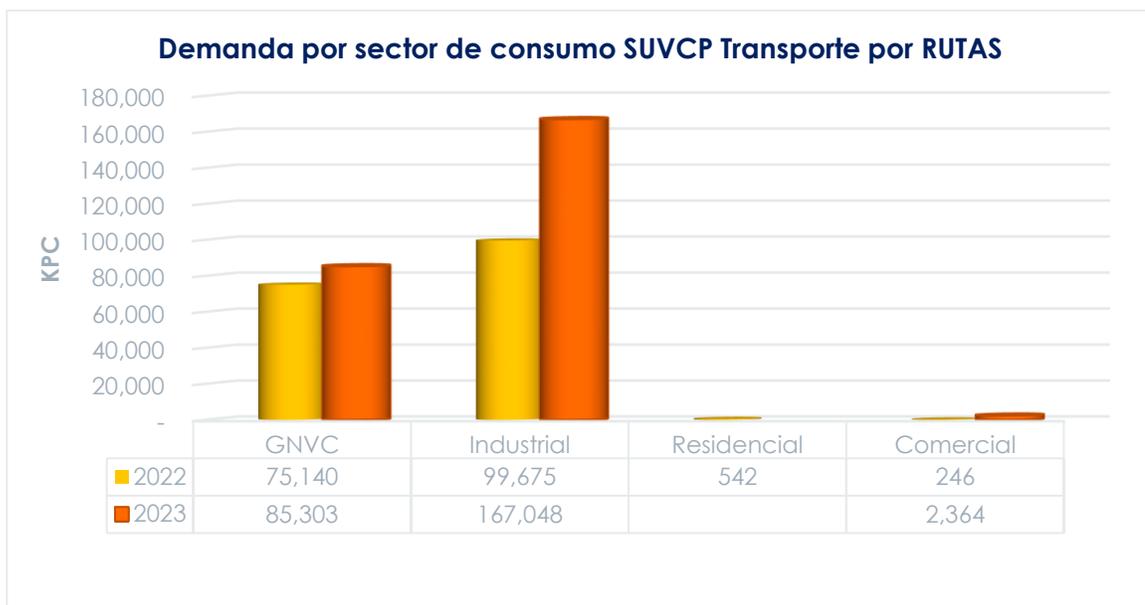
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar I de 2023 vs 2022.



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 2023 vs 2022. Para los sectores industrial y GNVC se incrementó el registro de contratos en un 68% y 14% 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 2023.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar I de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó un 13% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	5,924,869	9,189,645
BARRANQUILLA - CARTAGENA	4,723,098	5,813,500
LA BELLEZA - COGUA	5,699,188	3,760,344
COGUA - SABANA_F	5,662,615	3,735,741
CUSIANA - EL PORVENIR	5,571,558	3,727,171
EL PORVENIR - LA BELLEZA	5,457,767	3,639,319
CARTAGENA - SINCELEJO	6,167,132	3,627,049
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,782,405	3,315,954
YUMBO/CALI - CALI	3,257,063	2,860,585
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,451,939	2,688,375
Otros Tramos	15,058,655 (*)	11,437,596 (**)
TOTAL (KPC)	61,756,289	53,795,279

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 30 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 29 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar I de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada disminuyó en un 60% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA BELLEZA - COGUA	37,325	27,257
COGUA - SABANA_F	37,282	27,256
CUSIANA - EL PORVENIR	13,383	9,416
EL PORVENIR - LA BELLEZA	13,393	9,290
VASCONIA - LA BELLEZA	9,894	7,793
SEBASTOPOL - VASCONIA	2,379	5,185
LA BELLEZA - VASCONIA	3,405	915
Otros Tramos	99,421 (*)	246 (**)
TOTAL	216,482	87,358

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 3 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 1 tramos.

c. Capacidad registrada - Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar I 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia un aumento significativo en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2022.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
COGUA - SABANA_F	9,659	27,256
LA BELLEZA - COGUA	-	27,190
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,158	9,171
CUSIANA - EL PORVENIR	3,153	9,115
VASCONIA - LA BELLEZA	-	7,793
LA BELLEZA - VASCONIA	3,164	913
SEBASTOPOL - VASCONIA	821	608
Otros Tramos	174,591 (*)	172 (**)
TOTAL	194,546	82,218

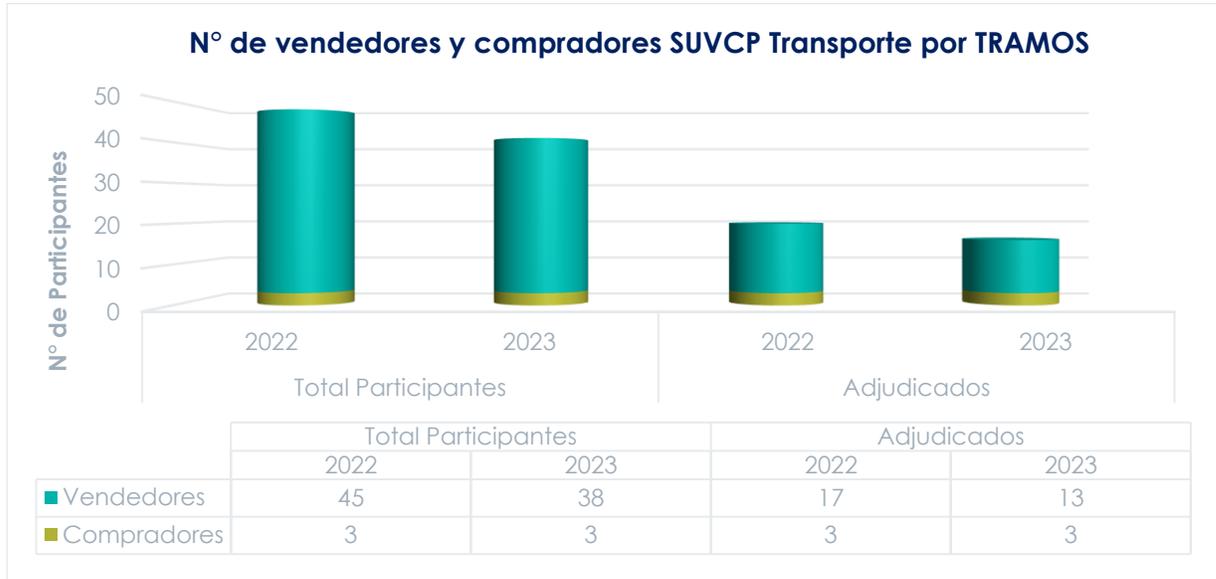
Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 1 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

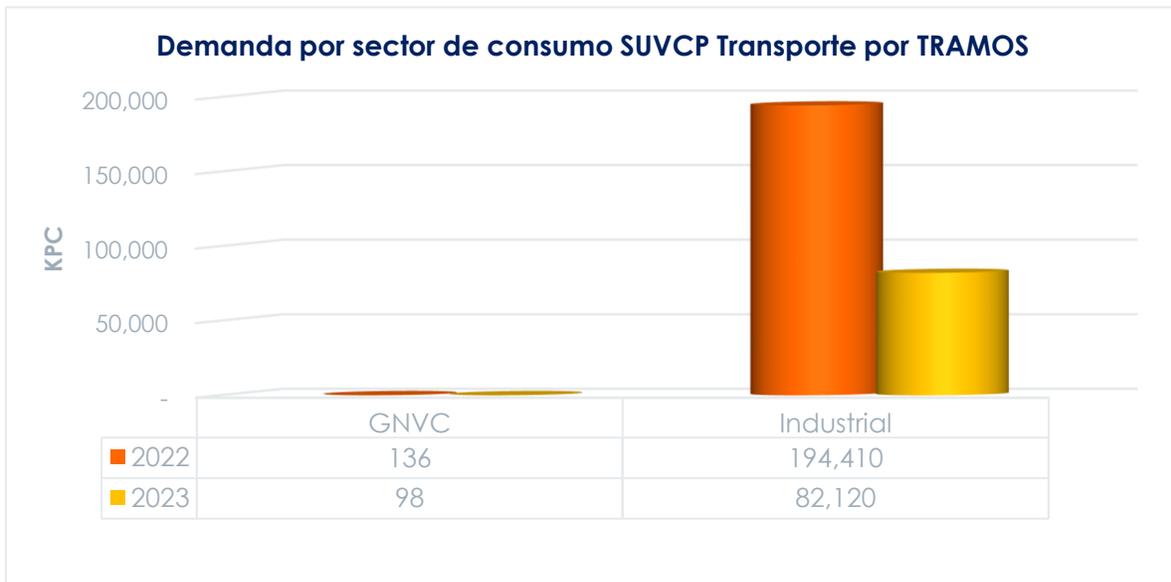
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar I de 2023.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar I de 2023, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para los sectores Industrial y GNVC. El sector Industrial disminuyó en un 58% 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 2022 – febrero 2023 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	-	573,150	-	-	-509,327	-
Enero	-	764,728	-	-	-489,888	-
Febrero	-	599,814	-	-	-502,464	-

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 645,897 MBTU. Para el mes de febrero absoluta de 21.6% respecto a enero.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -500,560 MBTU Para el mes de febrero se presentó un aumento absoluto de 2.6% respecto a enero.
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 2022 a febrero 2023. 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>

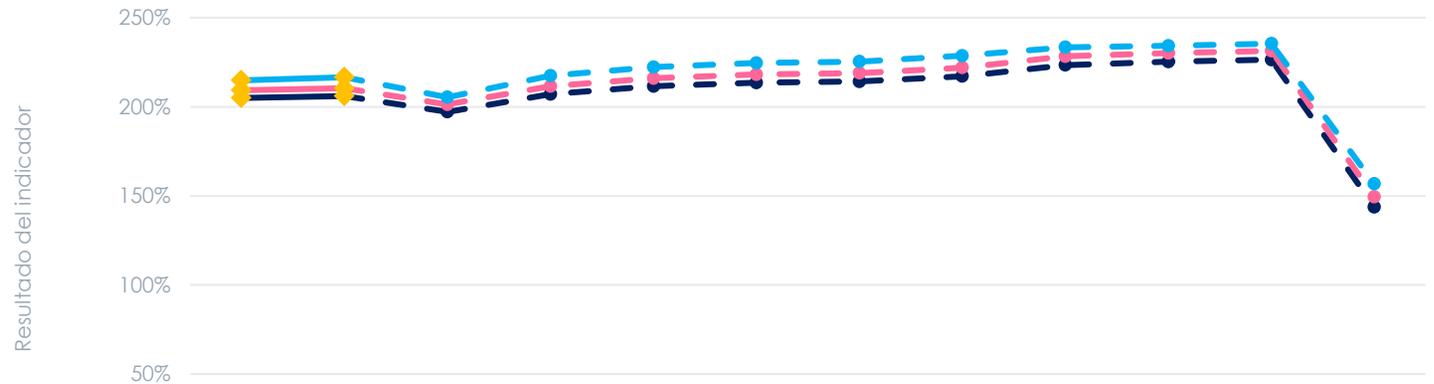
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
●●● 2022 Publicación Diciembre	204.95 %	206.02 %	197.16 %	207.14 %	211.49 %	213.60 %	214.18 %	217.16 %	223.37 %	225.25 %	226.45 %	143.76 %
●●● 2023 Publicación Enero	209.27 %	210.42 %	201.30 %	211.58 %	216.06 %	218.24 %	218.88 %	221.96 %	228.30 %	230.17 %	231.35 %	149.51 %
●●● 2023 Publicación Febrero	214.83 %	216.57 %	205.35 %	217.45 %	222.19 %	224.56 %	225.37 %	228.63 %	233.36 %	234.18 %	235.40 %	156.74 %

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 2023 entre las publicaciones de diciembre 2022 y enero 2023, aumentaron en promedio el 2.31% como consecuencia de un aumento de 9,250 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2023 y una reducción de 3,234 MBTUD en la variable de PTDV hasta agosto de 2023. Así mismo, los valores del indicador entre las publicaciones de enero y febrero presentaron una variación positiva del 2.72% en promedio, como consecuencia de reducciones en la variable de PTDV para el año de gas 2023.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2022 a febrero 2023** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 756,614 MBTUD

PTDV: 318,200 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 2022, 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



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
● 2022 Publicación Diciembre	307.15 %	310.43 %	310.00 %	312.26 %	314.62 %	316.91 %	315.25 %	323.17 %	333.09 %	339.24 %	334.98 %	172.94 %
● 2023 Publicación Enero	317.77 %	321.42 %	321.03 %	323.49 %	326.06 %	328.57 %	326.98 %	335.47 %	345.96 %	352.44 %	347.82 %	175.72 %
● 2023 Publicación Febrero	317.77 %	320.59 %	317.61 %	323.49 %	326.06 %	328.57 %	326.98 %	335.47 %	345.96 %	352.44 %	347.82 %	175.72 %

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

Los valores del indicador para el año 2023 entre las publicaciones de diciembre 2022 y enero 2023, aumentaron en promedio el 3.52% como consecuencia de un aumento de 9,250 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2023 y una reducción de 5,535 MBTUD en promedio en la variable de PTDFV hasta noviembre de 2023. 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 2022 a febrero 2023** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 756,614 MBTUD
PTDFV: 245,406 MBTUD
CIDVF: 0 MBTUD

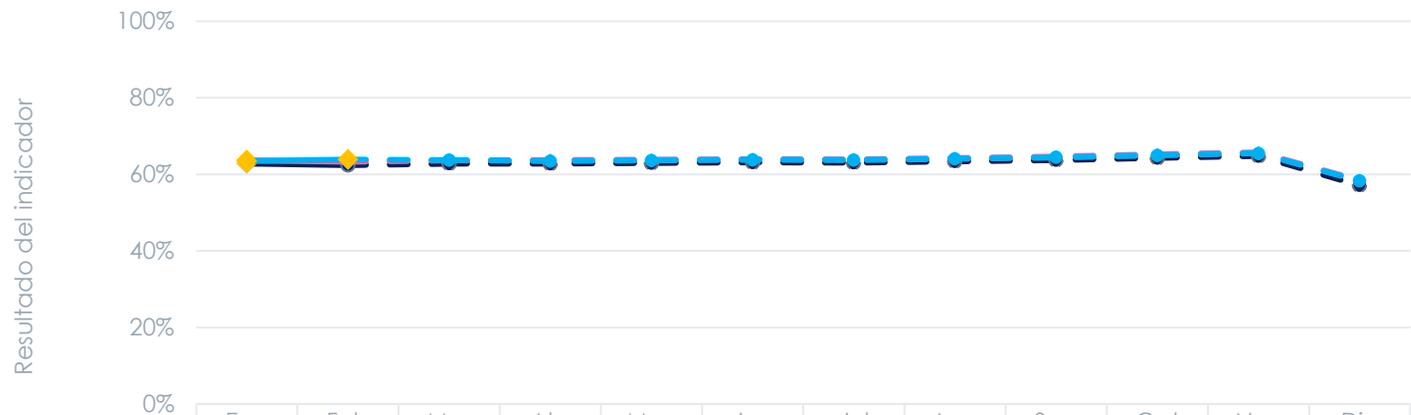
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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 2022, 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



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
●—● 2022 Publicación Diciembre	62.84 %	62.43 %	62.79 %	62.83 %	62.97 %	63.13 %	63.03 %	63.36 %	63.72 %	64.33 %	64.83 %	57.13 %
◆—◆ 2023 Publicación Enero	63.70 %	63.30 %	63.66 %	63.70 %	63.84 %	64.01 %	63.91 %	64.25 %	64.61 %	65.22 %	65.73 %	58.45 %
●—● 2023 Publicación Febrero	63.48 %	63.85 %	63.70 %	63.49 %	63.63 %	63.80 %	63.71 %	64.04 %	64.41 %	65.02 %	65.52 %	58.27 %

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 2023 entre las publicaciones de diciembre 2022 y enero 2023, aumentaron en promedio el 1.47% como consecuencia de un aumento de 9,250 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2023 y una reducción de 1,796 MBTUD en promedio en la variable de PP hasta noviembre de 2023.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Por otro lado, los valores del indicador para el año 2023 entre las publicaciones de enero y febrero, presentaron una reducción del 0.19% en promedio debido a un aumento en la variable de PP.

Los resultados del indicador evidencian que para el trimestre analizado, en promedio el 63% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2022 a febrero 2023** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 756,614 MBTUD

PP: 1,205,929 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 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

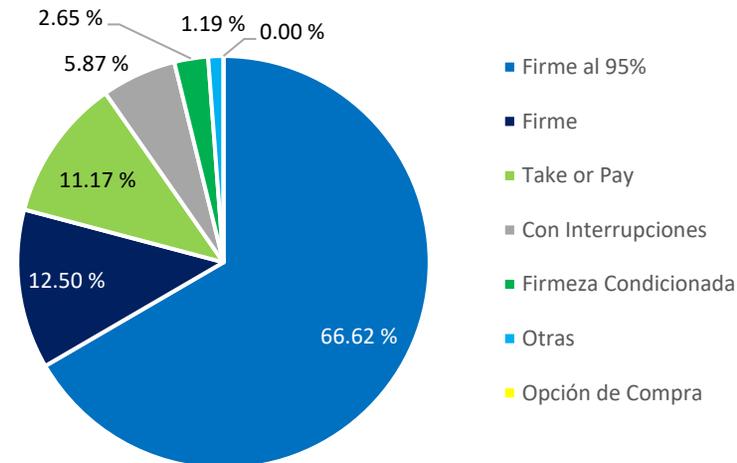
MP17

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

Participación Febrero - Demanda Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de **febrero** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 6,000 MBTUD en la modalidad Firme al 95% y 1,100 MBTUD en la modalidad Firme. Dichos incrementos se dan como consecuencia de la suscripción de nuevos contratos entre los agentes del mercado.

De esta manera, la contratación para la demanda regulada llegó a un total de 321,327 MBTUD para febrero.

La participación por modalidad contractual para **febrero** fue la siguiente: Firme al 95% (66.62%), Firme (12.50%), ToP (11.17%), Con Interrupciones (5.87%), Firmeza Condicionada (2.65%) y Otras (1.19%).

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 febrero corresponden a la publicación de enero de 2022.

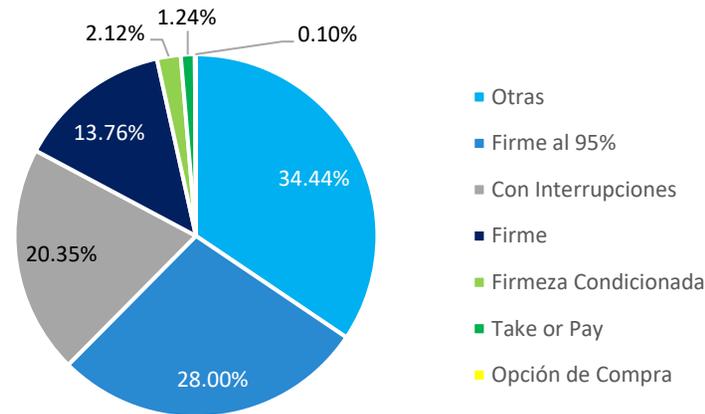
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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 - Demanda No Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de **febrero** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 67,500 MBTUD en la modalidad Otras, 18,343 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones, 2,150 MBTUD en la modalidad Firme al 95%, y reduciendo 8,000 MBTUD en la modalidad Firme; los incrementos se dan como consecuencia de la suscripción de nuevos contratos entre los agentes del mercado. De esta manera, la contratación para la demanda no regulada llegó a un total de 1,051,928 MBTUD para febrero.

La participación por modalidad contractual para **febrero** fue la siguiente: Otras (34.44%), Firme al 95% (28.00%), Con Interrupciones (20.35%), Firme (13.76%), Firmeza condicionada (2.12%), ToP (1.24%) y Opción de compra (0.10%).

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 febrero corresponden a la publicación de enero de 2022.

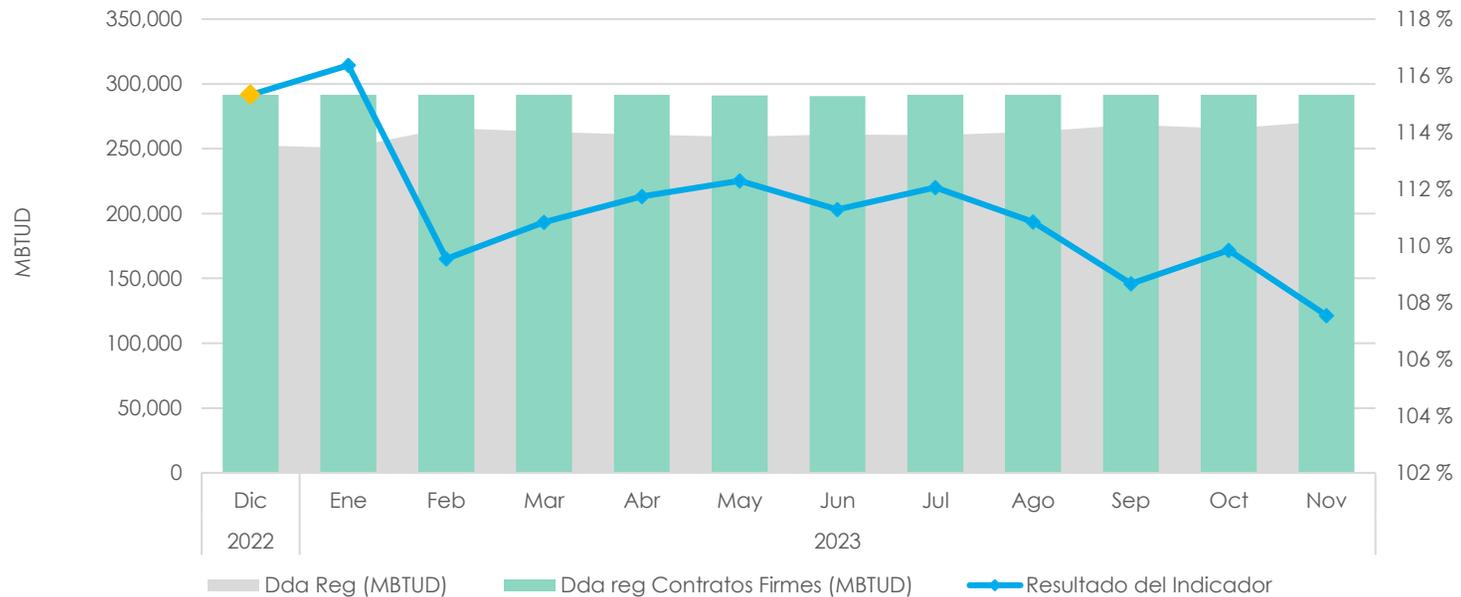
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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.

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

MP7



Análisis: El valor del indicador para la publicación de **diciembre 2022** se ubicó en valores superiores al 100% para el año de gas 2023, ubicándose en promedio en 121.11%, un 8% 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, lo cual permite concluir que de manera general, el suministro para el mercado regulado se puede abastecer a partir de gas firme.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El promedio de las variables calculadas para el mes de **diciembre** y para lo restante del año gas 2023 es:

Demanda regulada en contratos firmes: 291,470 MBTUD

Proyección de la demanda regulada: 261,843 MBTUD

Descripción: Cuánto representa la demanda regulada con contratos firmes en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDFV 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 2022)

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

MP8

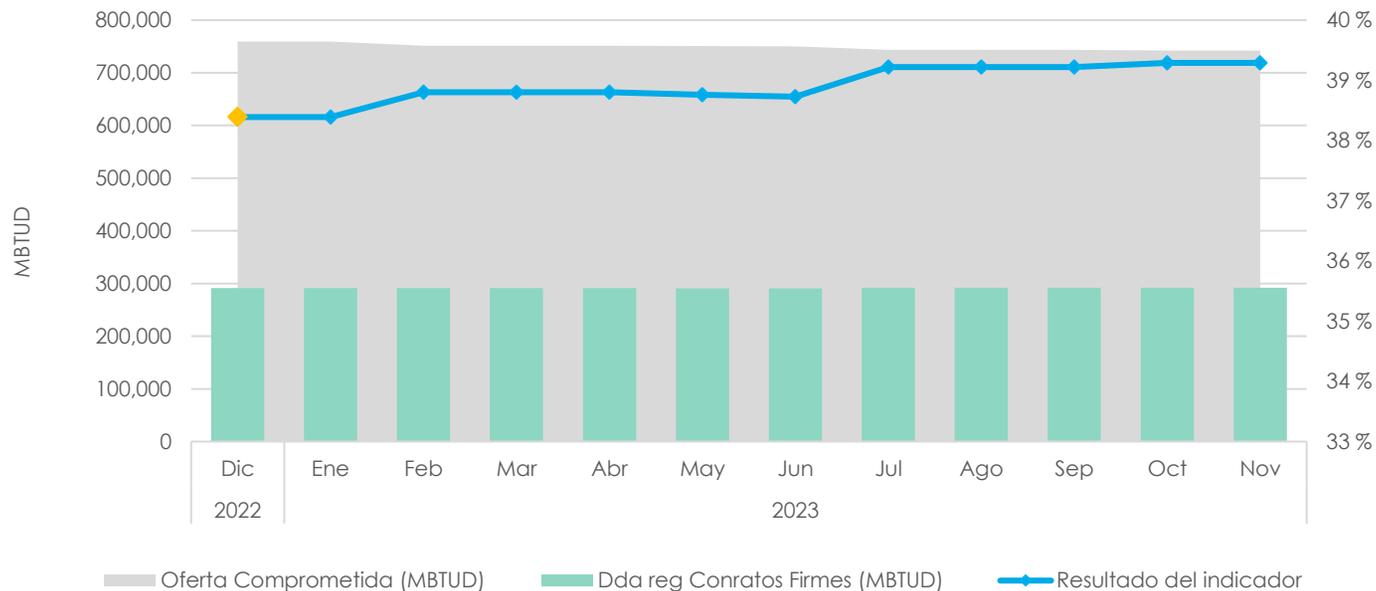
Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2022**, se evidenció una tendencia creciente para el año de gas 2023, iniciando en enero con el 10.36% y finalizando en noviembre con 11.56%. Estos resultados son producto de la reducción en la PTDFV declarada por los agentes, la cual inicia en el mes de enero con un valor de 247,211 MBTUD y finaliza el año gas en noviembre con 221,638 MBTUD, mientras que la contratación de la demanda regulada permanece constante durante el año gas 2023 en 25,617 MBTUD.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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.

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

MP9



Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2022**, se evidenció una tendencia creciente para el año de gas 2022, iniciando en diciembre 2022 con el 38.39% y finalizando en noviembre 2023 con el 39.29%, 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 759,239 MBTUD y finaliza el año gas con 742,444 MBTUD, mientras que la contratación en firme de la demanda regulada se ubicó en promedio para el año gas 2023 en 291,470 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 PTDFV 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 2022)

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

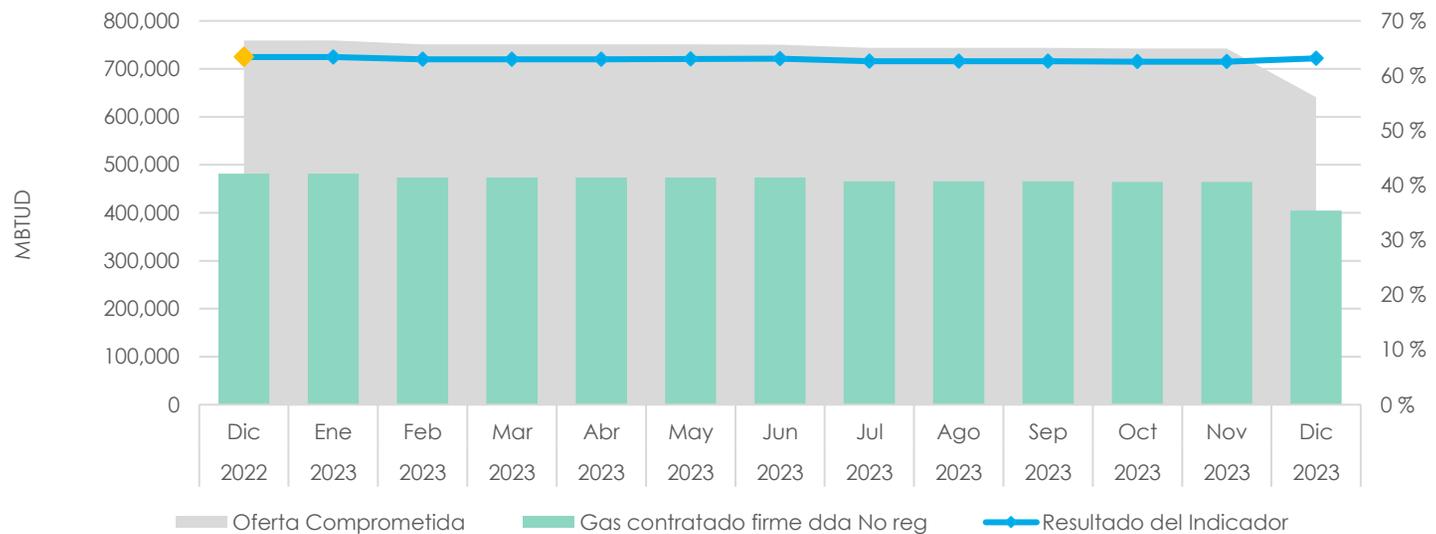
Análisis: En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2022**, se evidenció una tendencia creciente para el año de gas 2023, iniciando en diciembre con el 7.73% y finalizando en noviembre 2023 con el 8.62%. Estos resultados son producto de la reducción en la PTDFV declarada por los agentes del mercado, la cual inicia en el mes de diciembre con un valor de 246,986 MBTUD y finaliza el año gas con 221,638 MBTUD, mientras que la contratación de la demanda no regulada permanece constante durante el año gas 2023 en 19,104 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 2022**, se evidenció una tendencia constante para el año de gas 2023, iniciando en diciembre 2022 con el 63.41% y finalizando en noviembre 2023 con el 61.56%, 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 759,239 MBTUD y finaliza el año gas con 742,444 MBTUD, mientras que la contratación en firme de la demanda no regulada se ubicó en promedio para el año gas 2023 en 471,350 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 2022 para el año 2023, la contratación en firme para la demanda regulada representó en promedio el 96.76% del total contratado para dicho tipo de demanda. De esta manera, se puede concluir que la energía restante está contratada a partir de la modalidad con interrupciones.</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 2022 para el año 2023, la contratación en firme para la demanda no regulada representó en promedio el 57.78% del total contratado para dicho tipo de demanda. De esta manera, se puede concluir que la energía restante está contratada a partir de la modalidad con interrupciones.</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 2022)

MP23 = Precio de los contratos

MP23

Análisis: El presente indicador busca identificar los precios promedio una vez finalizado el proceso de negociación al inicio de cada año gas.

Los precios promedios ponderados de los contratos de suministro de gas natural suscritos durante el proceso de comercialización 2022 fueron los siguientes:

FUENTE	PRECIO (USD/MBTU)
CHUCHUPA	6.65
CUPIAGUA	4.73
CUSIANA	4.44
NELSON	6.73

Nota: Información con corte del cálculo del indicador (diciembre de 2022).

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 IV: Corresponde a los meses septiembre, octubre y noviembre.

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.