



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 2024 - AGOSTO 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 junio a agosto de 2024 **se registraron en total 45 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza (Firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Firme)

En cuanto a la aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, dado que no se sostuvo la condición de congestión contractual en ninguno de los tramos del SNT, no se activó el mecanismo de asignación de capacidad de transporte.

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 3 %. **El 93% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 34 % para el trimestre III del año gas 2024 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 98 % de las capacidades adjudicadas para tramos se registraron**.

El sector con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte de rutas y tramos para el trimestre III del año gas 2024 es **Generación Térmica, con el 24 %** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el tercer trimestre del año gas 2024 **aumentaron en 414 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2023, **ubicándose en 7,273 MBTUD**. Por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$3.75 y \$10.31 USD/MBTU**.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el segundo trimestre del año gas 2024 **aumentaron en 17,008 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2023, **ubicándose en 41,923 MBTUD**.

En el **tercer trimestre estándar del año gas 2024, no se ejecutaron los mecanismos de asignación de la Subasta de Contratos Firmes Bimestrales – SCFB y la Subasta de Suministro Con Interrupciones – SSCI**, en cumplimiento de los Artículos 11 y 12 de la Resolución CREG 102 006 de 2024 por medio de la cual *“se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020”*.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

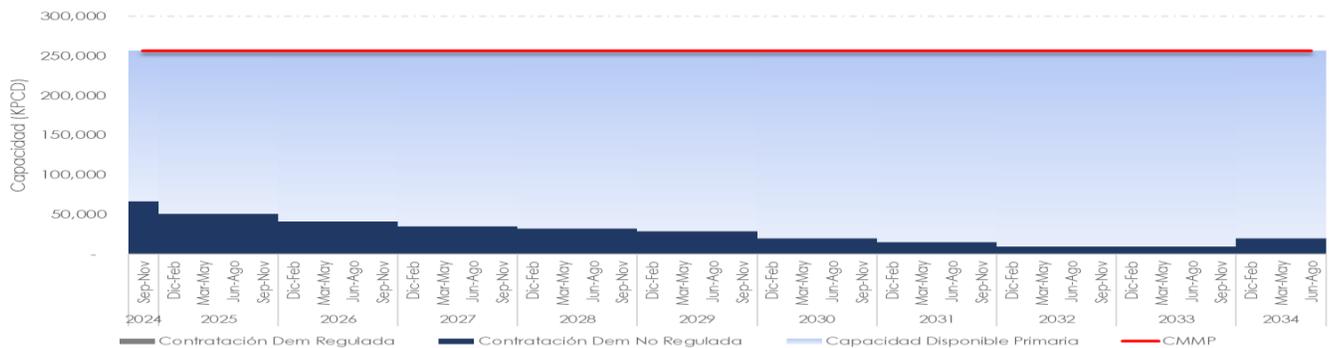
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación de junio a agosto de 2024, con la aplicación del esquema establecido por las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron cuarenta y cinco (45) 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

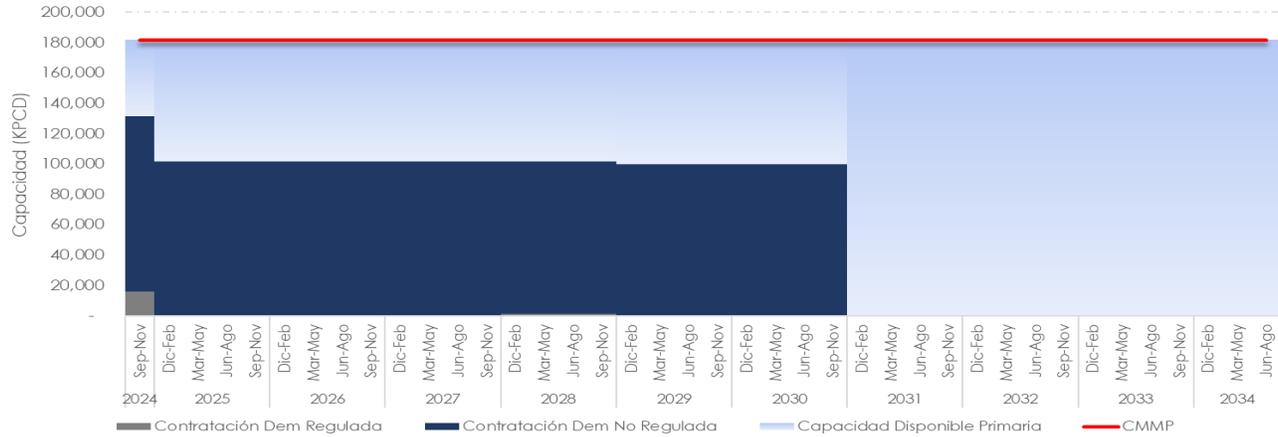
Ballena – La Mami



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	188,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026	245,026	235,100
Contratación Trím MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	2,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	1%	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)	243,102										
CMMMP	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
Contratación firme/CMMMP	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	8%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

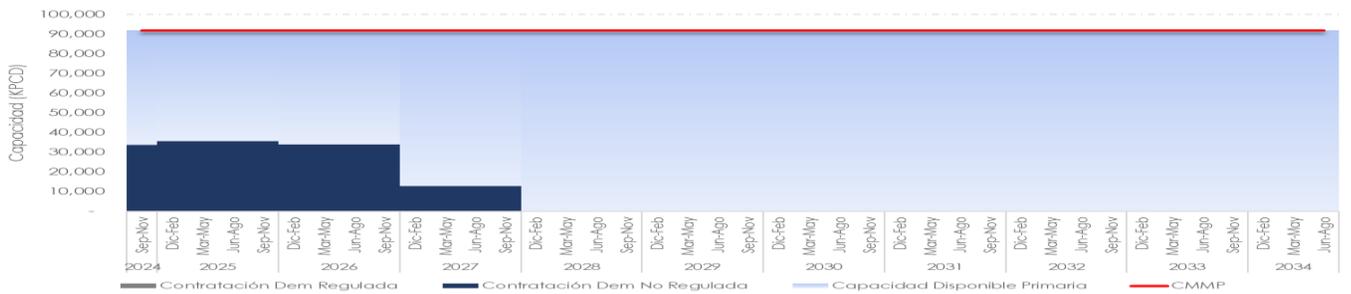
Jobo – Sincelajo



	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)	-	10,000	10,000	10,000	10,000	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	13%	13%	13%	13%	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

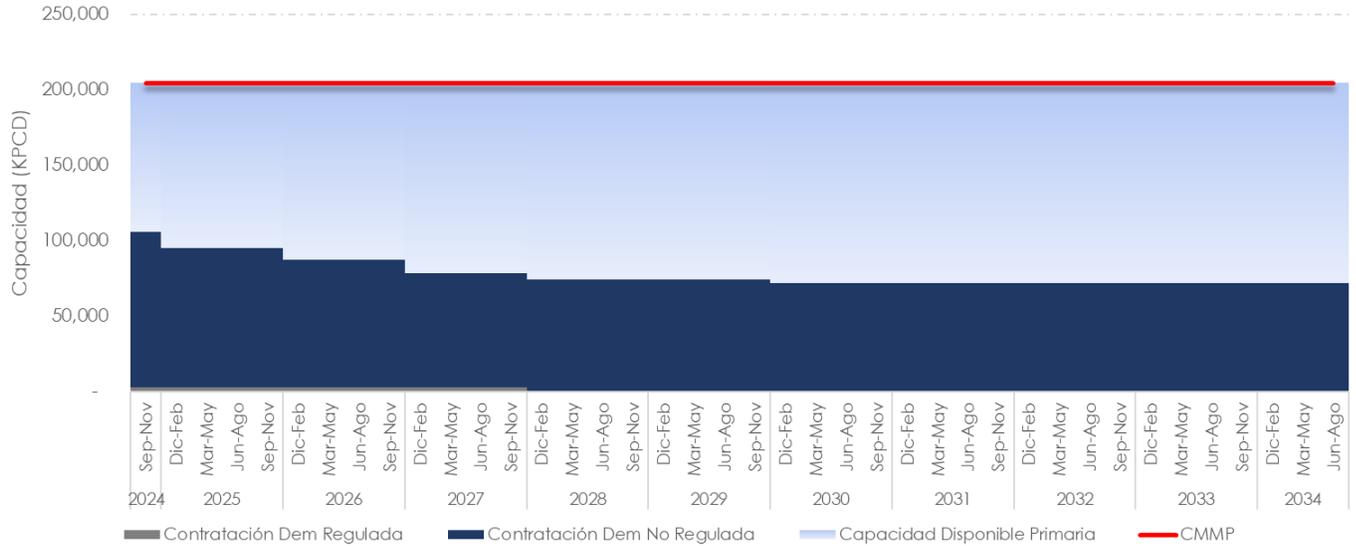
La Creciente – Sincelajo



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	58,099	55,015	56,458	77,757	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	33,713	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	33,776	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	58,025										
CMMP	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
Contratación firme/CMMP	37%	39%	37%	14%	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	98,414	109,616	117,009	126,009	130,509	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
Cont. con Interrupciones (4)	94,410										
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratación firme/CMMP	52%	46%	43%	38%	36%	36%	35%	35%	35%	35%	35%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

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

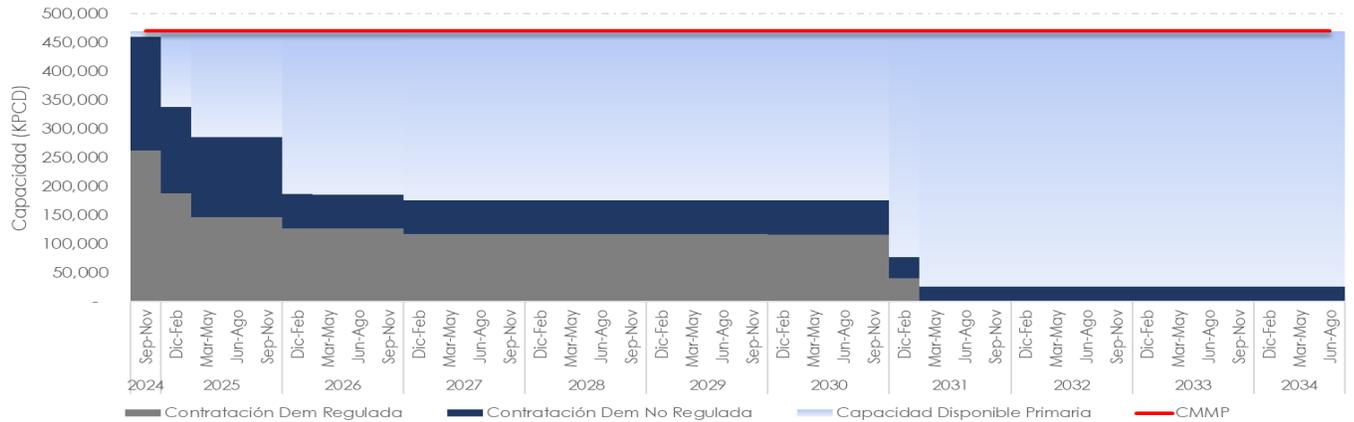
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

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

2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

Cusiana – El Porvenir



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	641	21,980	270,427	284,814	284,809	284,973	284,408	285,408	434,856	434,856	435,078
Contratación Trim MNR (2)	-	86	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	61	61	61	61	61	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	10%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	261,957	146,895	126,418	116,867	116,790	116,795	116,360	217	220	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	197,466	138,394	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	459,423	285,289	184,858	175,254	175,179	175,095	175,660	25,217	25,220	25,000	25,000
Cont. 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

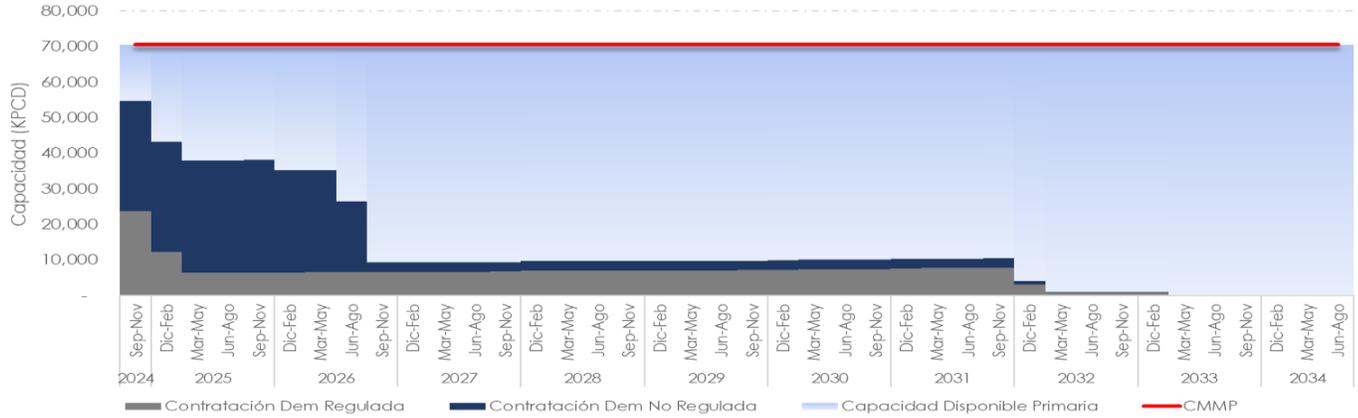
Cogua – Sabana



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	19,674	19,677	215,000	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%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. 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

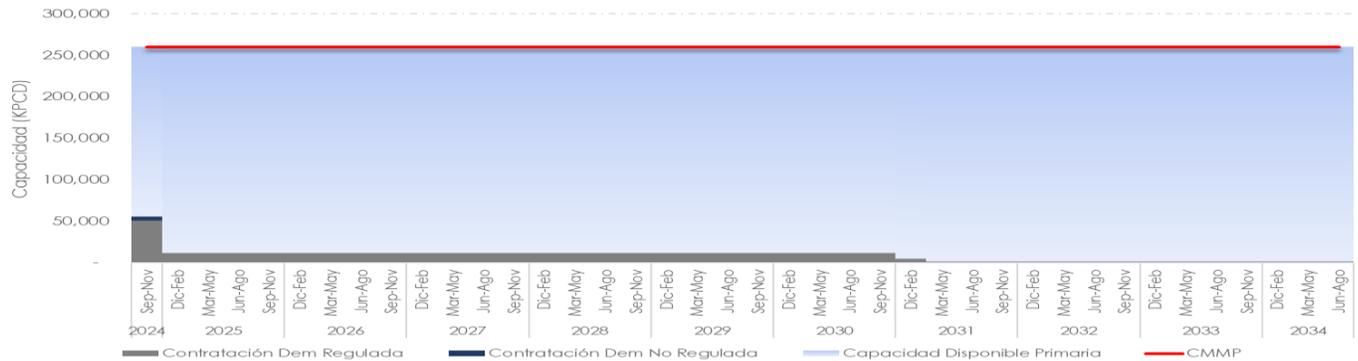
Cusiana – Apiay



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	15,283	17,027	34,289	60,082	59,619	59,695	59,376	59,044	59,138	68,586	69,569
Contratación Trím MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-
Contratación en Firme MR (3)	23,849	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	54,663	37,381	9,231	9,334	9,671	9,715	9,984	10,315	983	-	-
Conf. 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

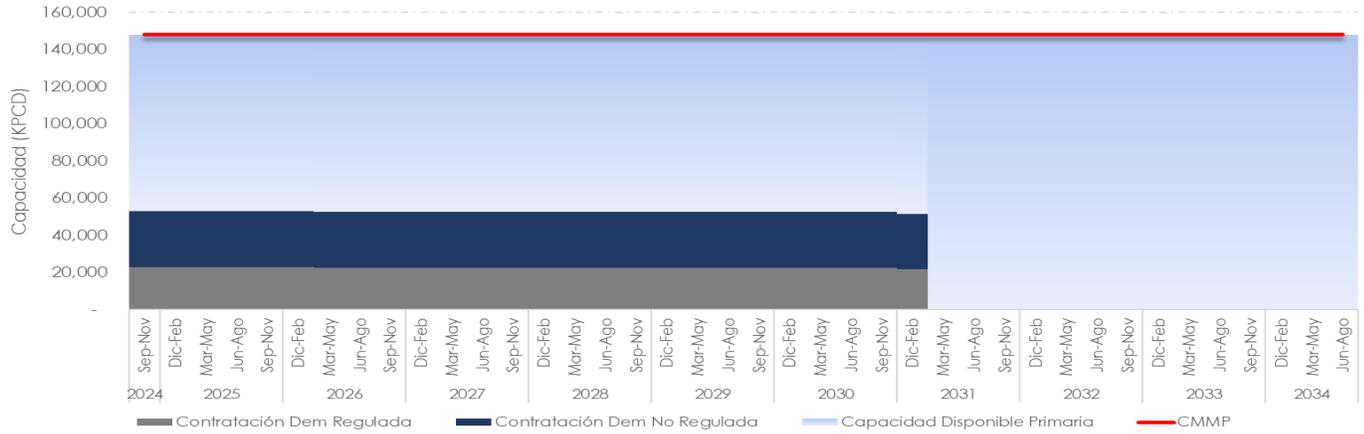
Ballena – Barrancabermeja



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	196,679	240,350	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trím MNR (2)	20,126	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	-	32,100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	10%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	50,442	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	55,321	11,650	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Conf. con Interrupciones (4)	60,089	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	21%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
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)	7,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8%	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	-	-	-	-
Conf. con Interrupciones (4)	56,000										
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

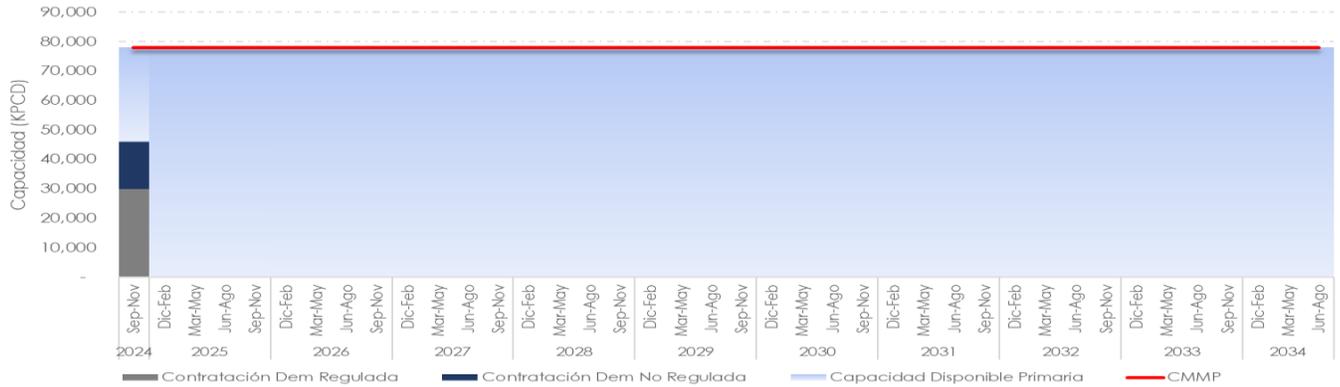
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

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

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
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)	7,002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	23%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR (3)	29,918	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	16,027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	45,945	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

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

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

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

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

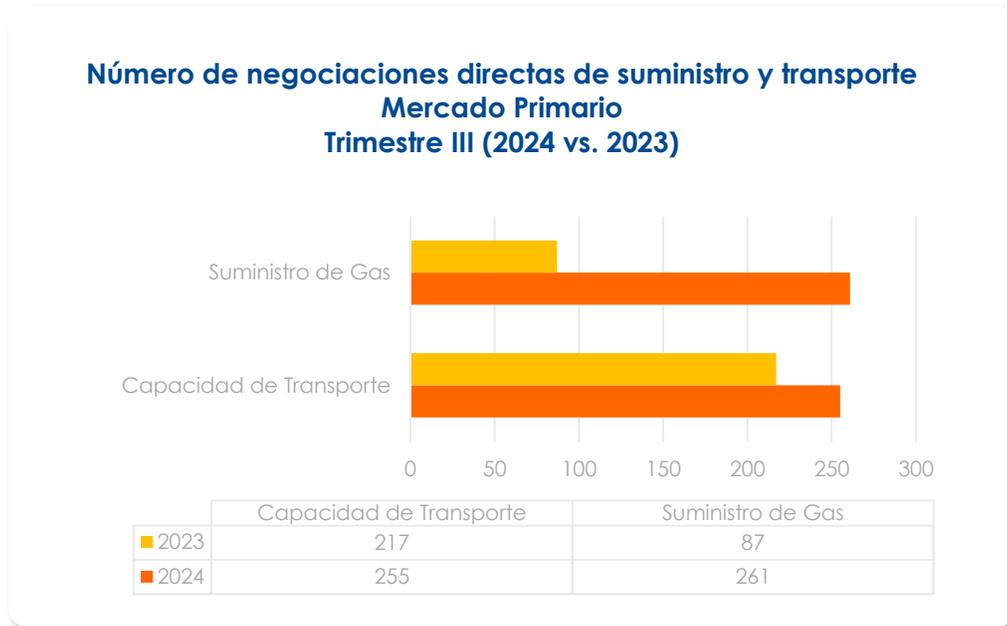
2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación junio a agosto de 2024 no se sostuvo la congestión contractual¹ en ninguno de los tramos del Sistema Nacional de Transporte - SNT, por tal razón, no se efectuaron los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 y, por ende, no se activó el mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual.

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.

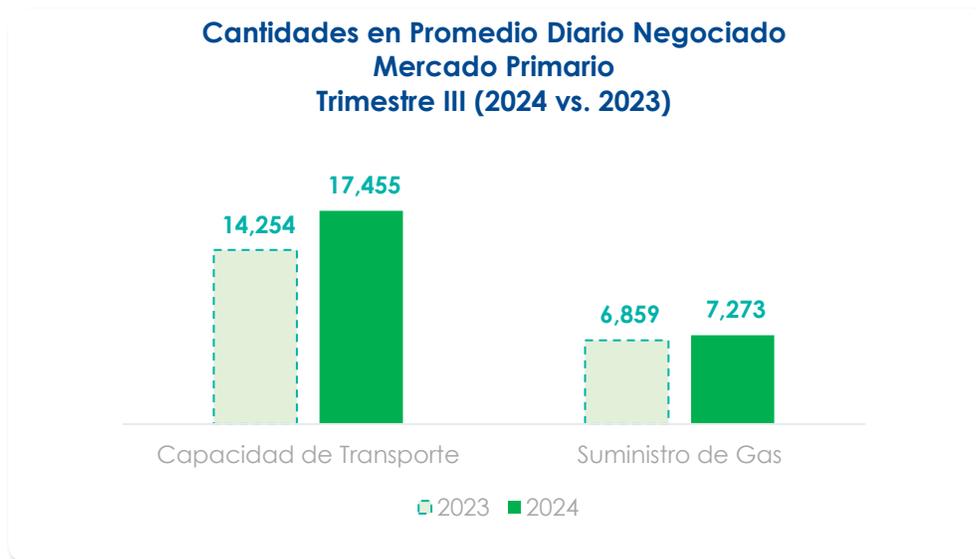
2.2 Mercado primario

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



Fuente: SEGAS

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



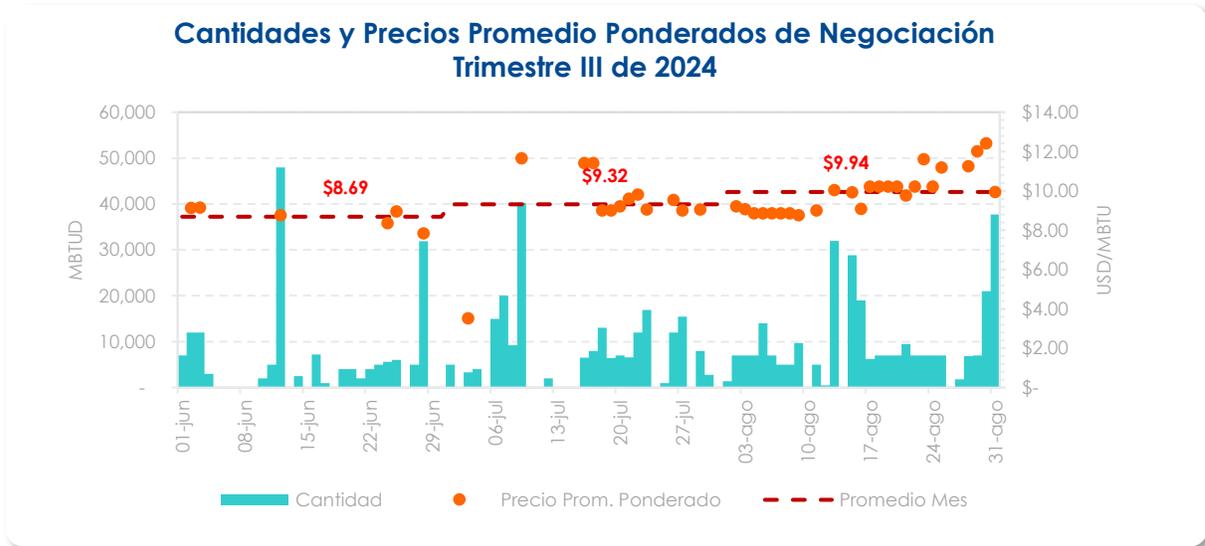
Fuente: SEGAS

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 de 6 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 6,859 a 7,273 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un

aumento del 18 % a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 22 % de las capacidades al pasar de un promedio diario transado de 14,254 a 17,455 KPCD.

Suministro



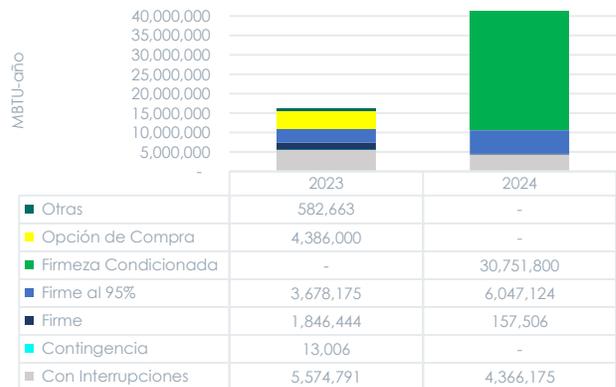
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre estándar III de los años 2023 y 2024². Se destaca el aumento de la energía negociada bajo las modalidades “Firmeza Condicionada” y “Firme al 95%” para el trimestre de análisis del año 2024.

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



Energía Negociada MP por Modalidad (Neg. Directa)
2024 vs 2023 – Trim III**



Fuente: SEGAS

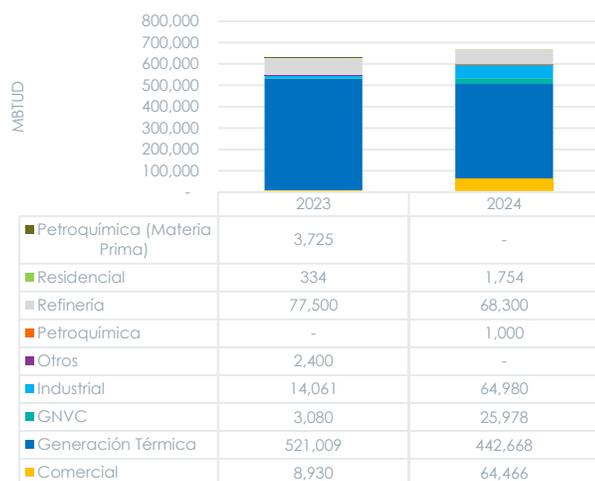
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

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 III



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



Fuente: SEGAS

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

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

*****Importante:** La información contenida en el presente documento corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas natural al Gestor del Mercado de Gas; los datos operativos podrán surtir actualizaciones conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020.

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 \$3.75 y \$10.31 USD/MBTU.

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

Punto de Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	\$ 3.60	NA
ANDINA	NA	NA
ARRECIFE	\$ 4.80	NA
BALLENA	NA	\$ 9.16
BULLERENGUE	\$ 7.20	NA
CAMPO LA BELLEZA	\$ 2.38	NA
CAPACHOS	NA	NA
CARAMELO	\$ 6.91	NA
CARTAGENA	\$ 8.97	\$ 9.77

Punto de Entrega	2023	2024
CERRO GORDO	\$ 7.50	NA
CHUCHUPA	NA	\$ 8.65
CUPIAGUA	NA	\$ 7.87
Cupiagua Sur	\$ 5.75	\$ 7.87
CUSIANA	NA	\$ 7.87
FLOREÑA	\$ 4.13	\$ 3.75
JOBO	\$ 6.69	\$ 10.31
LA MAMI	NA	\$ 8.95
LOMA LARGA	NA	NA
MARÍA CONCHITA PK 33+130	\$ 4.97	\$ 8.42
PALAGUA	\$ 3.68	NA
RECETOR WEST	NA	NA
SAN ROQUE	\$ 1.70	NA
TISQUIRAMA	\$ 1.70	NA

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

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

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 3.33	\$ 9.63
Contingencia	\$ 7.75	NA
Firme	\$ 4.00	\$ 10.16
Firme al 95%	\$ 5.99	\$ 8.27
Firmeza Condicionada	NA	\$ 8.63
Opción de Compra	NA	NA
Otras	\$ 7.00	NA

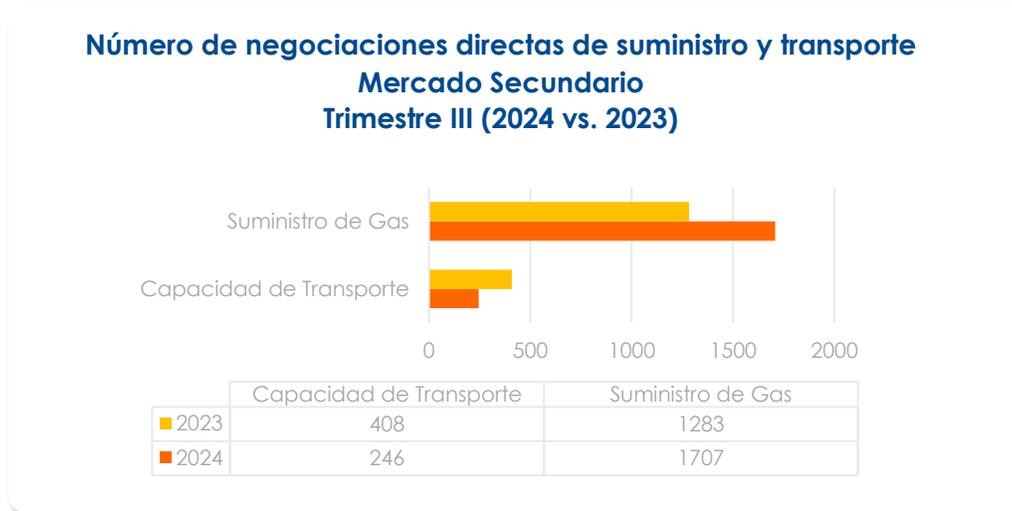
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

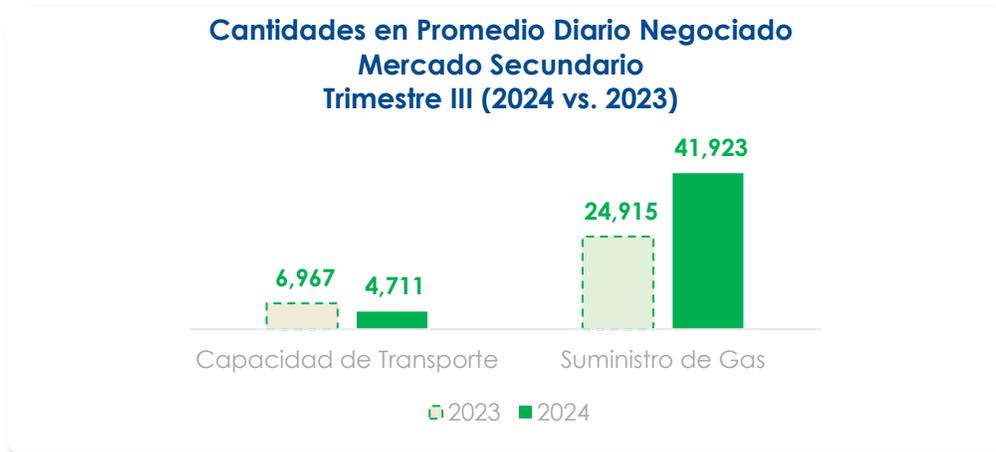
2.3 Mercado secundario

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



Fuente: SEGAS

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



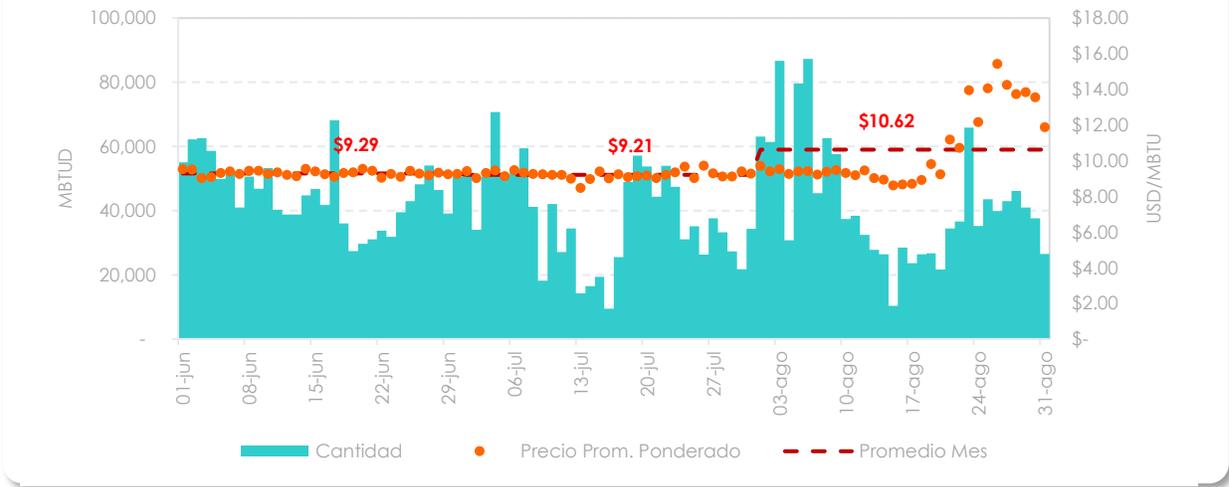
Fuente: SEGAS

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 con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 68 %, pasando de 24,915 a 41,923 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó una disminución al pasar de 6,967 a 4,711 KPCD.

Suministro

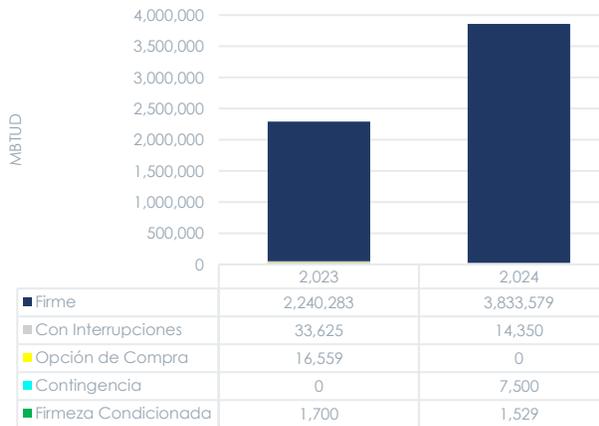
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre III de 2024



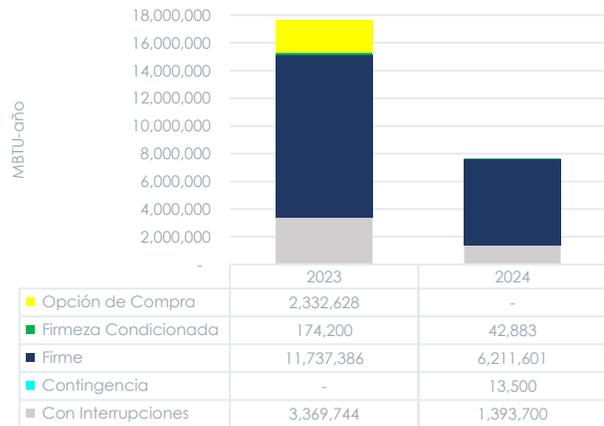
Fuente: SEGAS

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

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



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



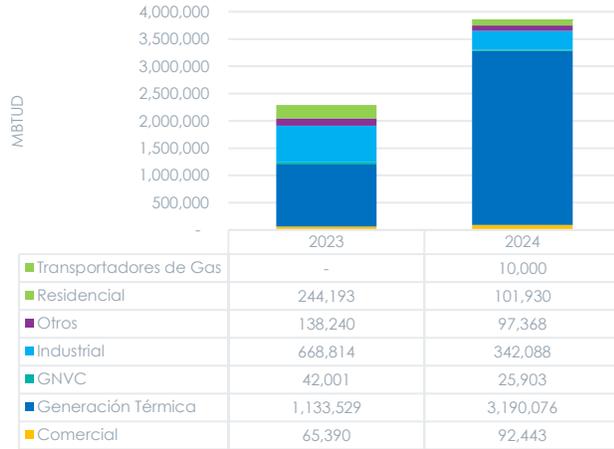
Fuente: SEGAS

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

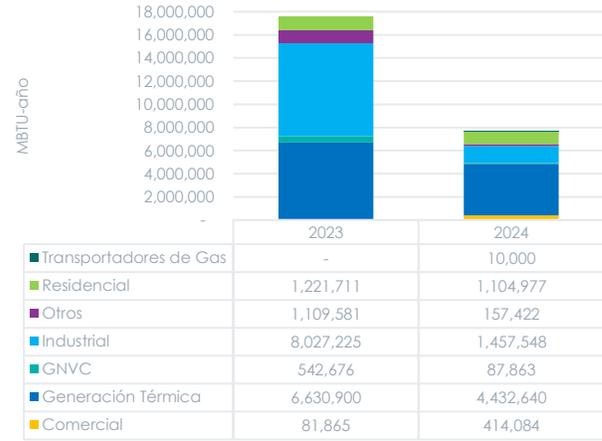
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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

Cantidad agregada Negociada* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2024 vs 2023 – Trimestre III



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



Fuente: SEGAS

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

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

Precios del mercado secundario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$4.57 y \$12.39 USD/MBTU.

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

Punto Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	\$ 4.35	\$ 8.00
BALLENA	\$ 9.03	\$ 10.23
BARRANCABERMEJA	\$ 8.38	\$ 12.39
BULLERENGUE	\$ 8.84	\$ 10.00
CARAMELO	\$ 6.70	\$ 7.49
CUSIANA	\$ 4.98	\$ 7.66
FLOREÑA	\$ 3.55	\$ 4.57
GIBRALTAR	NA	NA

Punto Entrega	2023	2024
JOBO	NA	NA
MAMONAL	\$ 8.73	\$ 9.99
SEBASTOPOL	\$ 9.19	\$ 8.50
TUCURINCA	NA	\$ 8.98
VASCONIA	\$ 6.04	\$ 8.75
NO SNT	\$ 12.22	\$ 11.68

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

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

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 8.60	\$ 11.19
Contingencia	NA	\$ 9.95
Firme	\$ 7.77	\$ 9.74
Firmeza Condicionada	\$ 4.28	\$ 8.21
Opción de Compra	\$ 3.47	NA

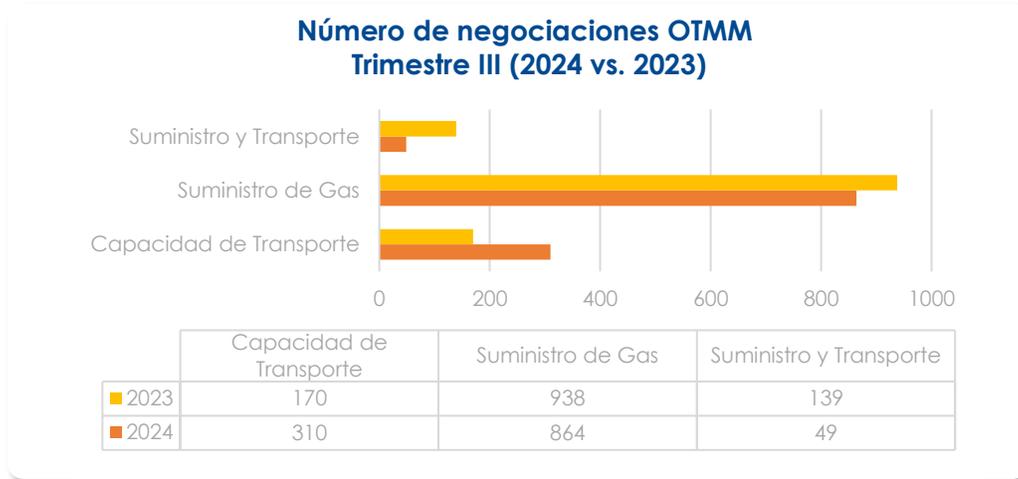
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

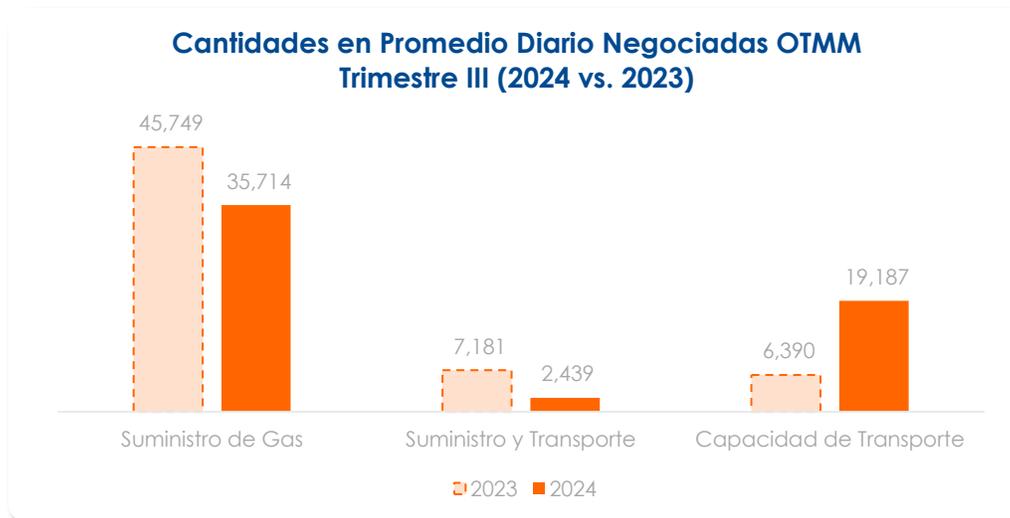
2.4 Mercado OTMM

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



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

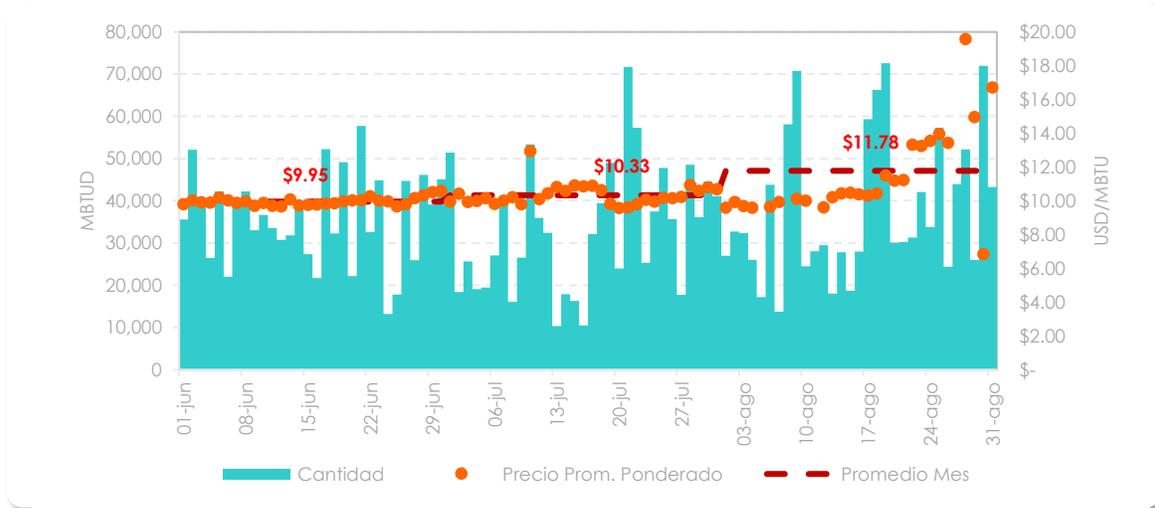
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 22 %, pasando de 45,749 a 35,714 MBTUD; por su parte, el producto conjunto de suministro y transporte disminuyó pasando de 7,181 a 2,439 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria fue la única que registró crecimiento al pasar de 6,390 a 19,187MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

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

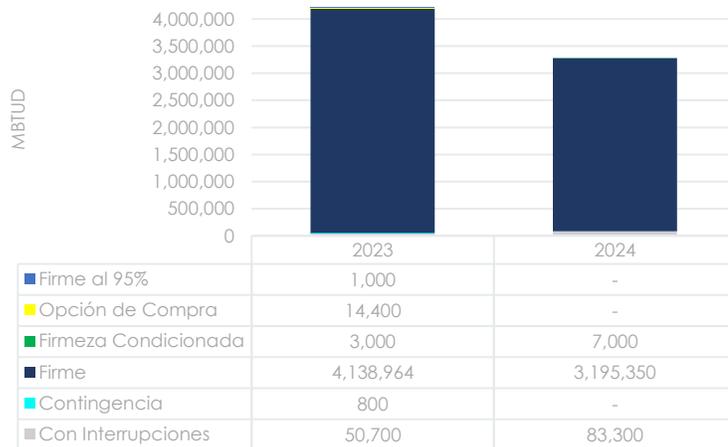


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar III de 2024 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 97.3% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 2.5% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro
2024 vs. 2023 – Trimestre III



Fuente: SEGAS

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

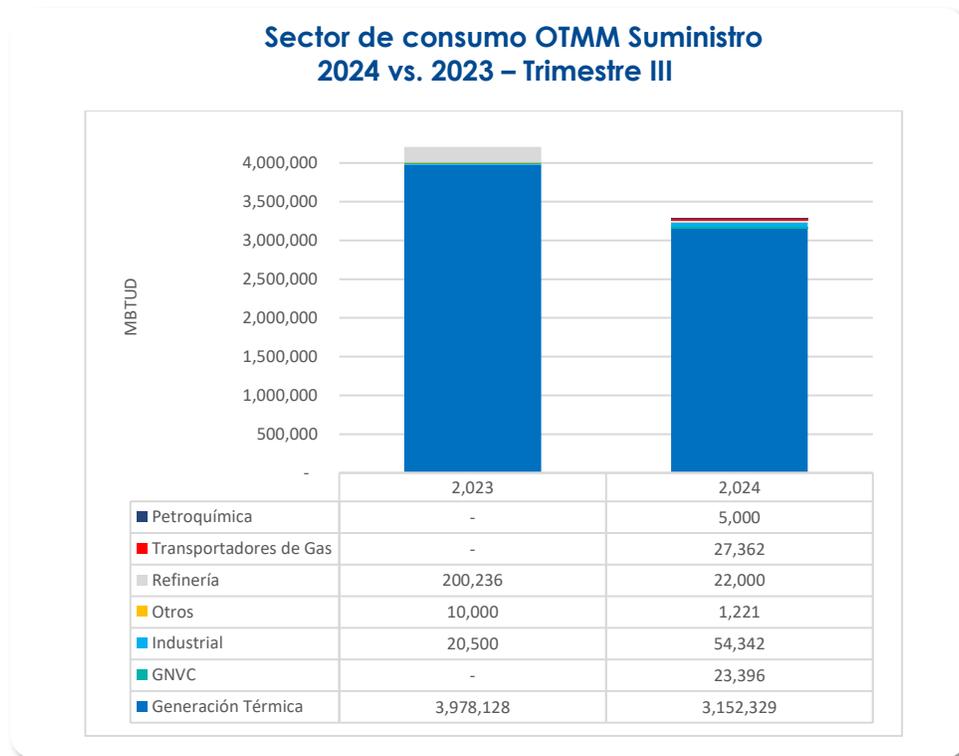
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 14.07
Firme	\$ 10.60
Firmeza Condicionada	NA

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo OTMM – Suministro

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar III de 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 96 % y el sector Industrial con el 2 %.



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por cantidades de suministro de gas natural estimados por sector de consumo y registrados durante el trimestre estándar III de 2024 en OTMM:

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

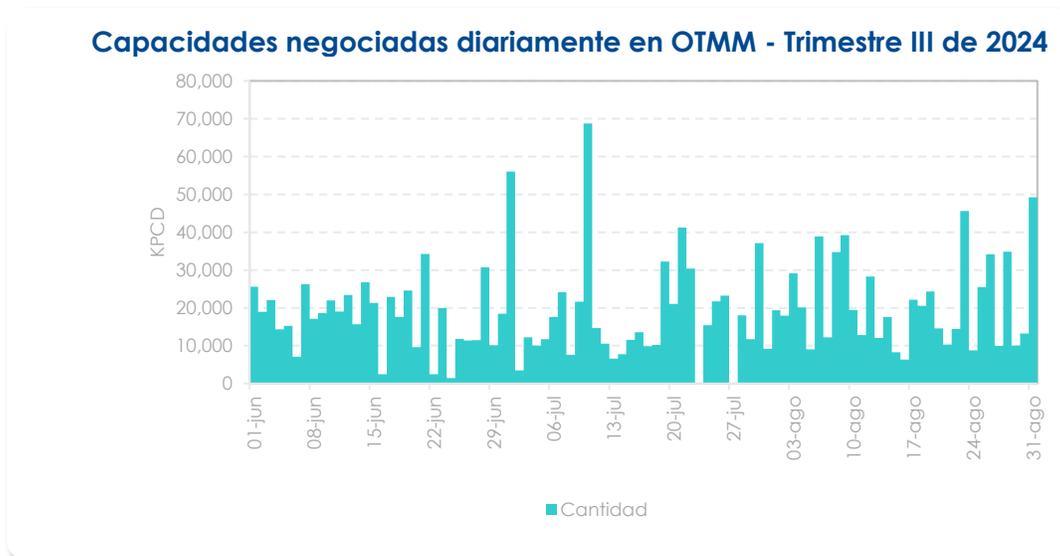
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 10.76
GNVC	\$ 9.05
Otros	\$ 10.58
Refinería	\$ 19.41
Transportadores de Gas	\$ 11.92
Petroquímica	NA

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

a. Capacidades OTMM – Transporte

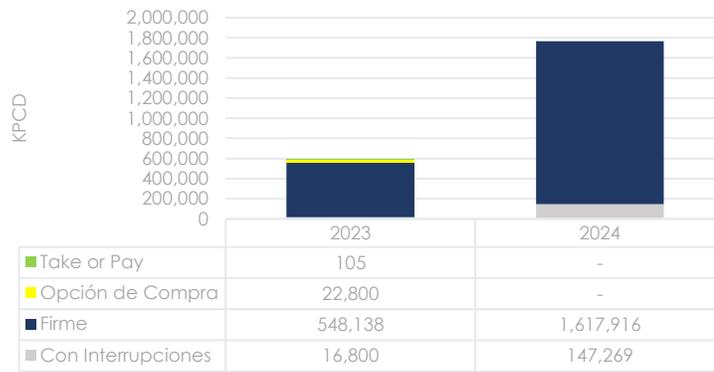


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre III 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”.

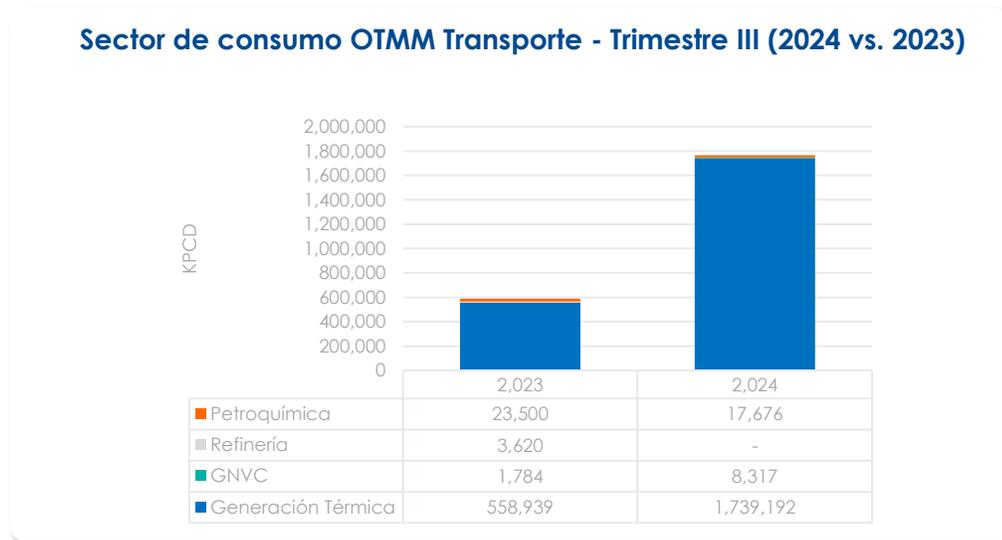
Modalidad contractual OTMM Transporte - Trimestre III (2024 vs. 2023)



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 III 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 99 % y el sector Petroquímica y GNVC con el 1%.



Fuente: SEGAS

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

3

Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

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

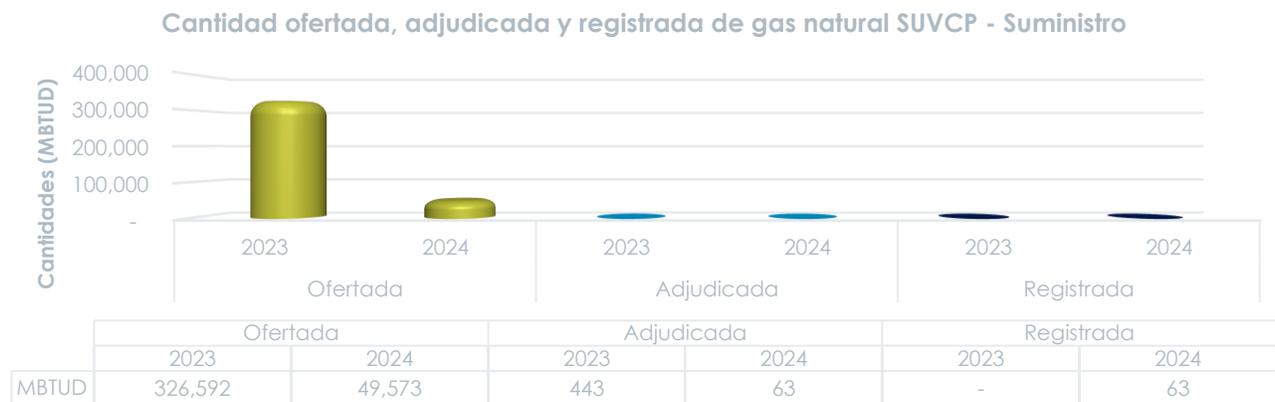
3.1 SUMINISTRO

Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el III trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo Noventa y dos (92) Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), Cero (0) Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI)³ y Cero (0)⁴ Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

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

A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme⁵ 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 III trimestre de 2024 vs 2023⁶.



Fuente: SEGAS

³ Durante el Tercer trimestre estándar de gas natural no se ejecutaron las subastas de suministro con interrupciones - SSCI, considerando la expedición y entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 006 de 2024 "Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020", la cual, por medio del artículo 11 suspendió la ejecución de este mecanismo de manera temporal durante la vigencia de la norma, esto es, desde el 26 de Junio y hasta el 31 de agosto de 2024.

⁴ Aplica la nota tres (3) (anterior), para el artículo 12.

⁵ 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).

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

De la dinámica Oferta – Adjudicación – Registro de contratos, se resalta lo siguiente:

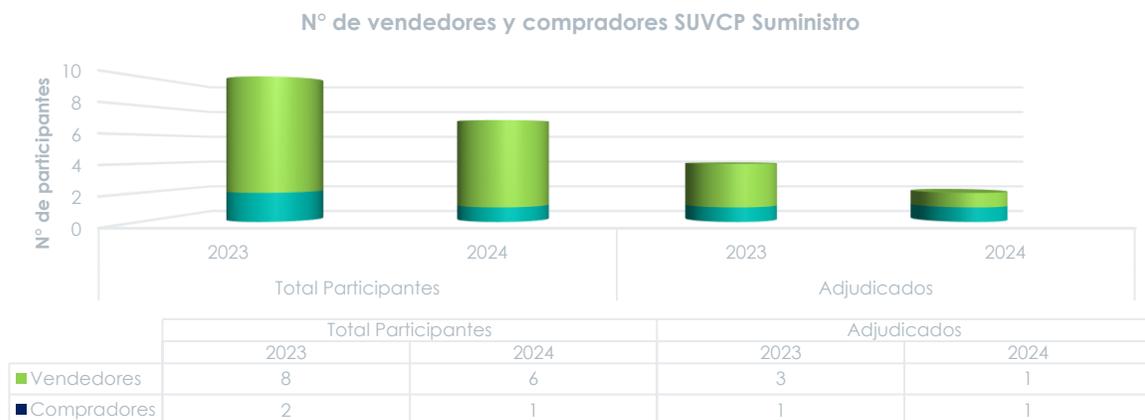
1. Para el III Trimestre gas en ambos años, se tiene que las cantidades adjudicadas frente a lo ofertado representan tan sólo el 0.1 % del gas puesto como disponible en el mercado secundario por medio del mecanismo Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro.
2. En 2024, el gas puesto a disposición del mercado bajo este mecanismo de comercialización en relación con 2023, disminuyó en 277,019 MBTUD, equivalentes al 84.82 %.
3. De los 443 MBTUD adjudicados en 2023 para el III Trimestre gas, si bien se tienen cero (0) MBTUD en estado "Contrato Registrado", hay 70 MBTUD en estado "Sin registro Vendedor". Los 63 MBTUD registrados para 2024, corresponde al estado "Contrato Registrado".

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
BALLENA	-	2,271	-	-	-	-
BULLERENGUE	-	1,800	-	-	-	-
CUPIAGUA	284,470	32,547	72	63	-	63
CUSIANA	42,122	11,855	371	-	-	-
LA CANADA NORTE	-	1,100	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	326,592	49,573	443	63	-	63

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP – Suministro

En comparación del III trimestre de gas para los años 2023 y 2024, se evidencia una disminución en el total de participantes en este mecanismo de subasta, equivalente a 25 % por parte de agentes vendedores y a 50 % por parte de compradores.



Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Las adjudicaciones de la SUVCP - Suministro en el III trimestre estándar de 2024 se registraron con destino a abastecer la demanda del sector GNVC, en tanto para el mismo periodo de 2023, no se presentaron registros⁷ de las cantidades adjudicadas.

Se resalta que 70 MBTUD adjudicados en esta subasta en 2023, en estado "Sin registro Vendedor" (mencionados en el numeral 3.1.1. de esta sección), estaban destinados al abastecimiento de la demanda del sector Industrial.

3.1.2 Subasta de Suministro con Interrupciones (SSCI) y Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

Para el trimestre estándar Junio – Agosto de 2024, ninguno de los dos mecanismos de subasta se ejecutó, dando cumplimiento así, a lo establecido en los Artículos 11 y 12 de la Resolución CREG 102 006 de 2024 por medio de la cual "se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020".

Esta resolución de carácter transitorio estuvo vigente entre el 26 de junio y el 31 de agosto de 2024.

3.2 TRANSPORTE

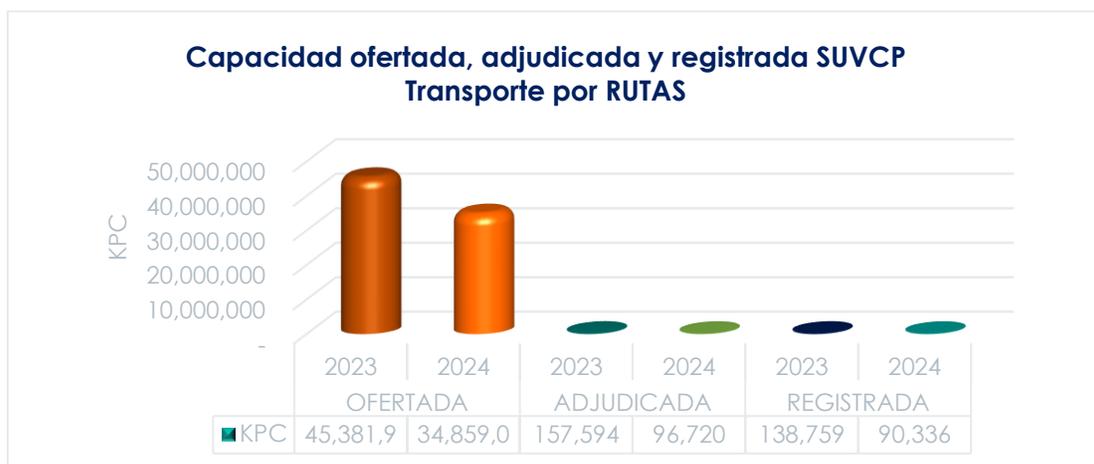
Para capacidad de transporte en el segundo trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2023, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

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

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

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del trimestre estándar III de 2024 vs el mismo periodo de 2023.

⁷ Se consideran únicamente los contratos en estado "Contrato registrado".



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar III de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó en un 23 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	9,622,233	10,288,043
BARRANQUILLA - CARTAGENA	7,194,867	6,823,128
CARTAGENA - SINCELEJO	4,549,091	3,531,380
YUMBO/CALI - CALI	3,211,362	3,409,151
CUSIANA - SABANA_F	2,653,251	3,127,967
VASCONIA - PEREIRA	1,748,191	1,643,327
CARTAGENA - MAMONAL	2,053,037	960,863
SEBASTOPOL - VASCONIA	913,918	888,491
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,938,533	849,236
BALLENA - BARRANCABERMEJA	3,399,500	768,114
Otras Rutas	7,097,949 (*)	2,569,313 (**)
TOTAL (KPC)	45,381,932	34,859,013

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 39 rutas.

** Otras Rutas año 2024. Cantidad 39 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada disminuyó en un 39 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	51,853	28,336
CUSIANA - SABANA_F	29,862	27,689
BALLENA - BARRANCABERMEJA	38,930	26,290
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	7,609
CUSIANA - OCOA	10,370	3,446
SEBASTOPOL - VASCONIA	15,068	3,087
VASCONIA - MARIQUITA	-	263
Otras Rutas	11,511 (*)	- (**)
TOTAL (KPC)	157,594	96,720

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 7 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 III de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 35 % respecto al mismo periodo del año 2023.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	50,410	28,336
CUSIANA - SABANA_F	29,862	27,239
BALLENA - BARRANCABERMEJA	25,188	26,261
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	5,111
CUSIANA - OCOA	8,821	3,126
VASCONIA - MARIQUITA	-	263
LA BELLEZA - VASCONIA	4,720	-
Otras Rutas	19,758 (*)	- (**)
TOTAL	138,759	90,336

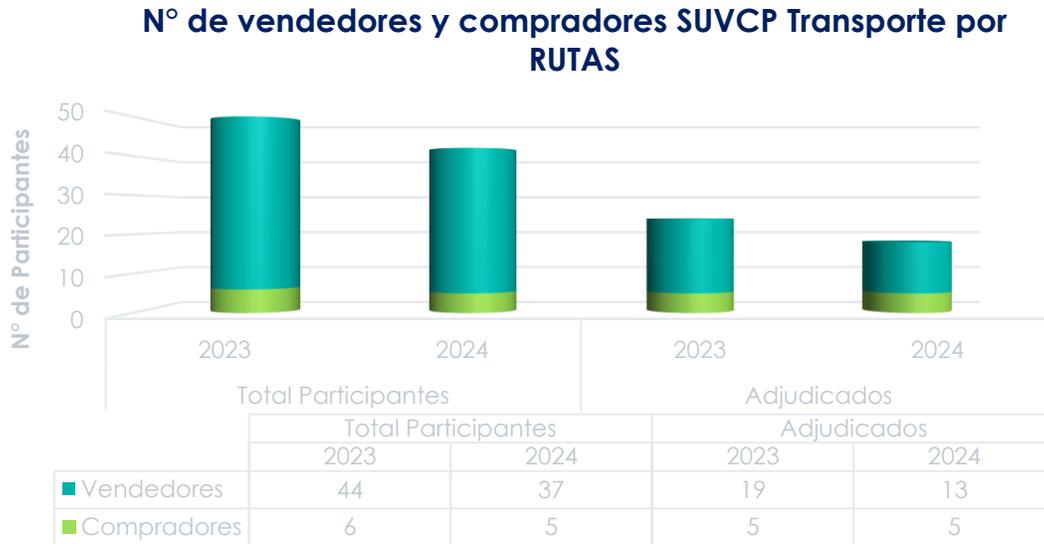
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 6 rutas.

** Otras Rutas año 2024. Cantidad 0 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

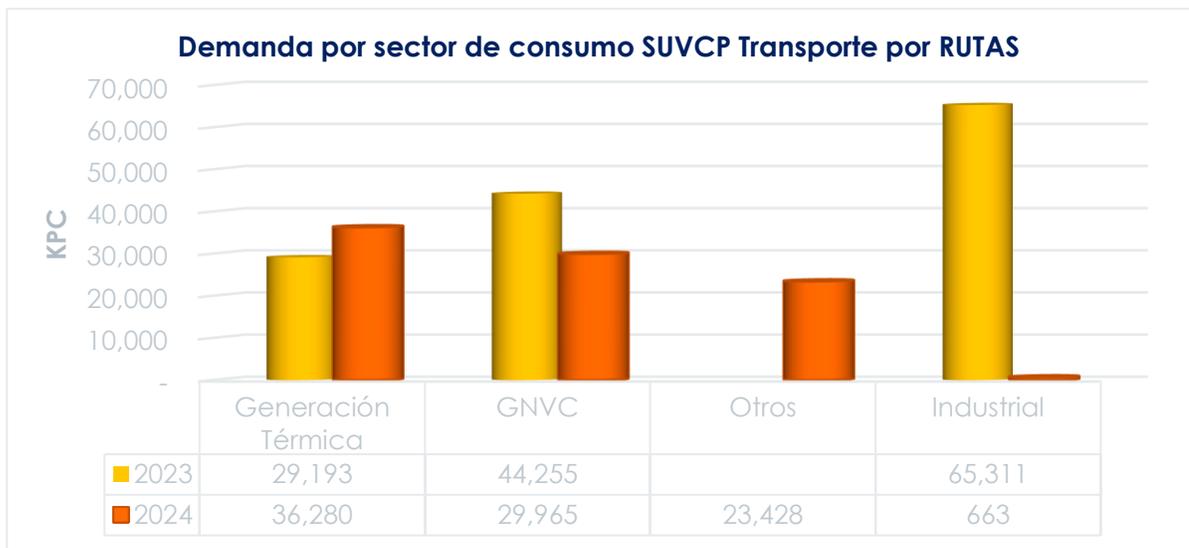
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar III de 2024 vs 2023.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar III de 2024 vs 2023. Para el sector de Generación Térmica y otros se presentó un aumento en la demanda del 24 % y 100 % respecto al año anterior. Por otra parte, para los sectores GNVC e Industrial disminuyó la demanda en un 32 % y 99 % respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

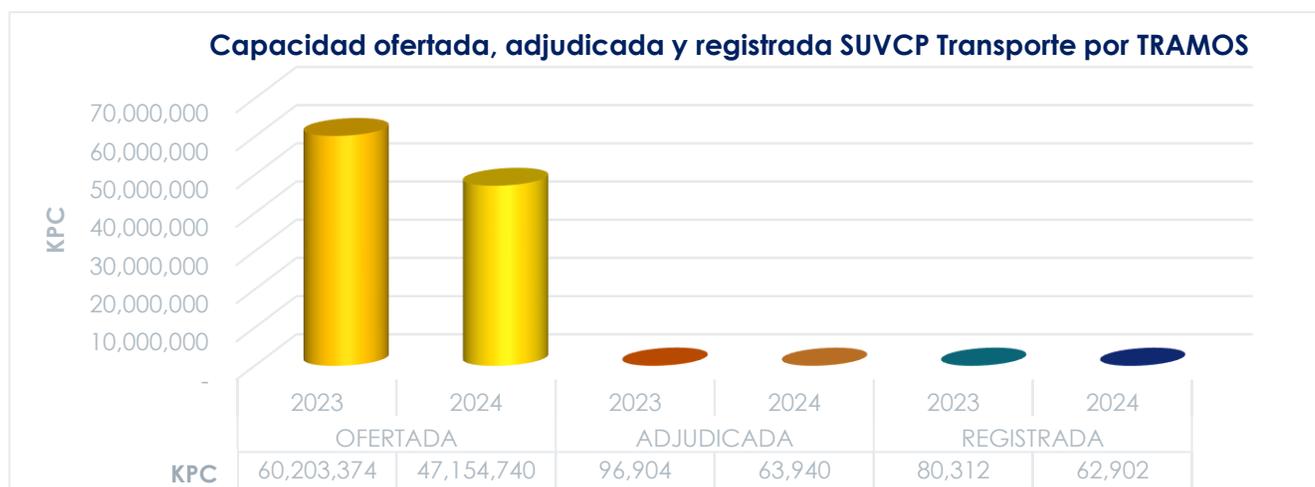


Fuente: SEGAS

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 III de 2024.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar III de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó un 22% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	9,622,233	10,288,043
BARRANQUILLA - CARTAGENA	7,194,867	6,823,128
CUSIANA - EL PORVENIR	3,017,772	3,580,539
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2,947,753	3,572,011
CARTAGENA - SINCELEJO	4,549,091	3,531,380
YUMBO/CALI - CALI	3,211,362	3,409,151
LA BELLEZA - COGUA	3,733,750	3,121,630
COGUA - SABANA_F	3,699,074	3,100,278
VASCONIA - MARIQUITA	2,382,314	2,382,853
MARIQUITA - PEREIRA	1,966,958	1,905,485
Otros Tramos	16,588,662 (*)	9,062,741 (**)
TOTAL (KPC)	52,882,546	51,372,965

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2023. Cantidad 26 tramos.

** Otros Tramos año 2024. Cantidad 26 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada disminuyó en un 34 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA BELLEZA - COGUA	4,683	31,064
COGUA - SABANA_F	4,801	30,970
BALLENA - BARRANCABERMEJA	30,470	1,006
SEBASTOPOL - BARRANCABERMEJA	-	900
APIAY - OCOA	632	-
PEREIRA - ARMENIA	-	-
LA MAMI - BARRANQUILLA	-	-
Otros Tramos	56,318 (*)	- (**)
TOTAL	96,904	63,940

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2023. Cantidad 6 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 III, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una reducción del 22 % en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2023.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
COGUA - SABANA_F	4,680	30,969
LA BELLEZA - COGUA	4,666	30,817
BALLENA - BARRANCABERMEJA	20,397	1,006
SEBASTOPOL - BARRANCABERMEJA	-	110
SEBASTOPOL - VASCONIA	880	-
LA BELLEZA - VASCONIA	3,559	-
APIAY - OCOA	632	-
Otros Tramos	45,498 (*)	- (**)
TOTAL	80,312	62,902

Fuente: SEGAS

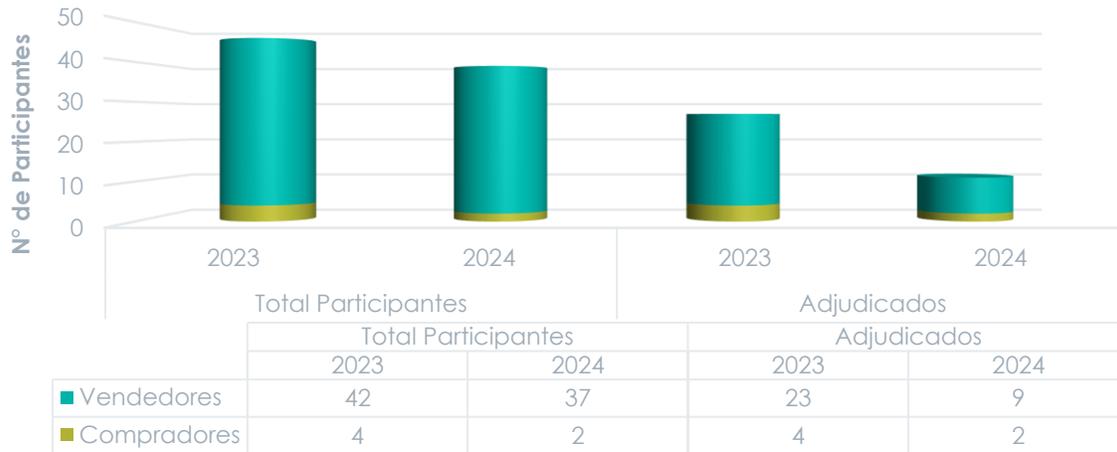
* Otros Tramos año 2023. Cantidad 4 tramos.

** 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 III de 2024.

N° de vendedores y compradores SUVCP Transporte por TRAMOS

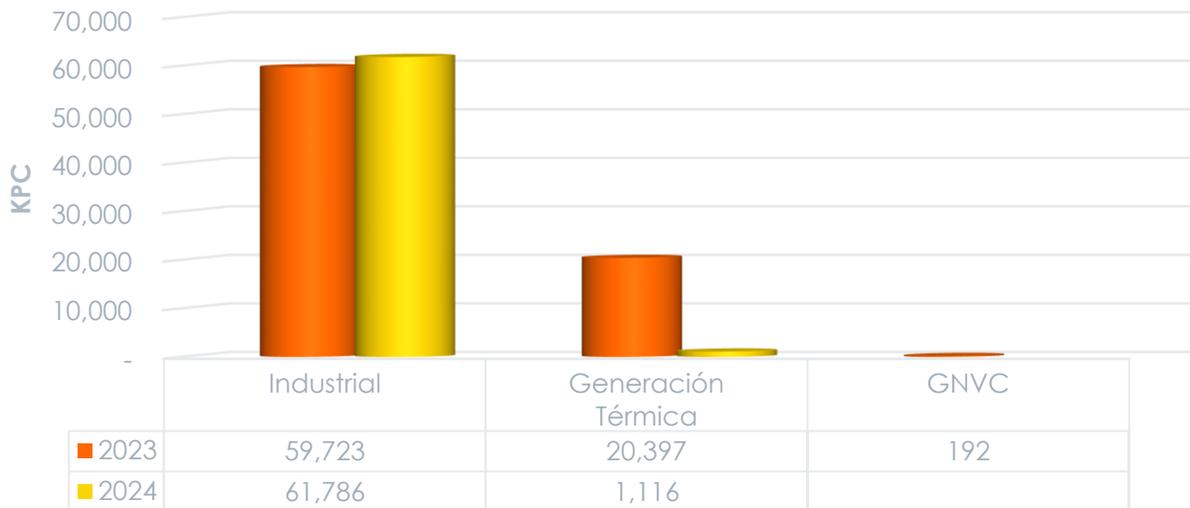


Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar II de 2024, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Industrial. La demanda del sector Industrial disminuyó en un 32 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

Demanda por sector de consumo SUVCP Transporte por TRAMOS



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 gas⁸.
- **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 diaria⁹.

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

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes¹⁰.
- **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 2018¹¹.

⁸ 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.

⁹ 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).

¹⁰ 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.

¹¹ CREG 008 de 2018. Art.1. “(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un

- **Desbalance negativo**, se presenta cuando la energía tomada es inferior a la energía entregada por un remitente. En la actualidad el desbalance negativo está definido en el Artículo 36 de la Resolución CREG 185 de 2020¹².

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 marzo de 2024 – mayo 2024 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Junio	-	731,861	-	-	-531,269	-
Julio	-	920,919	-	-	-521,819	-
Agosto	-	672,573	-	-	- 543,209	-

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

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 (...)"

¹² CREG 185 de 2020. Artículo 36. "[...] Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución (...)"

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
Transportador - Productor	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
Transportador - Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 775,118 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -532,099 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 MP1, MP2, MP3, MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre junio a agosto 2024. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado¹³.

¹³ <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

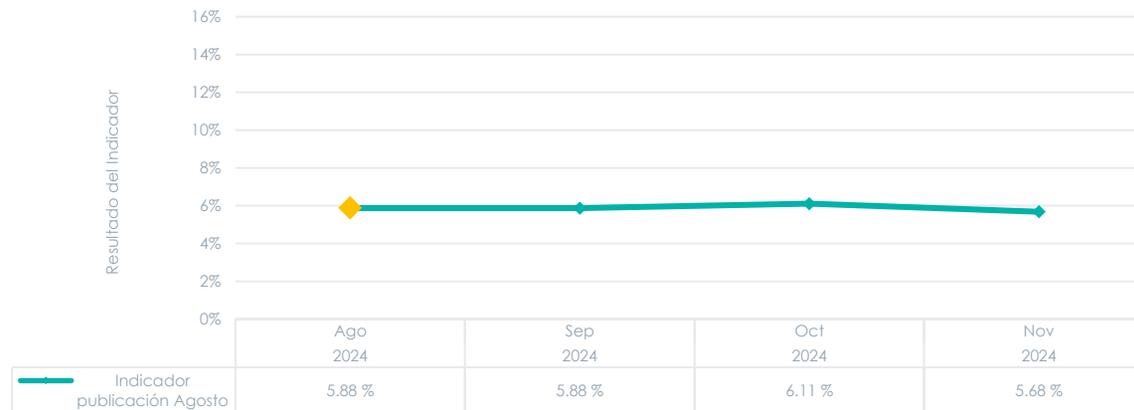
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Periodicidad de publicación Anual, antes del proceso de negociación

Descripción: Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.

$$MP1 = \frac{PTDV}{PP}$$

MP1



Análisis: El valor del indicador para **agosto** de 2024 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 34.30%, como consecuencia de una reducción de 180.308 MBTUD en la variable del PP, y una reducción de 46.780 MBTUD en la variable de PTDV.

Los resultados del indicador desde **agosto** hasta finalizar el año gas oscilan entre el 6.11 % y 5.68 %, representando la disponibilidad del suministro de gas para la venta respecto del total del potencial de las fuentes de producción.

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

PTDV: 58.320 MBTUD

PP: 990.408 MBTUD

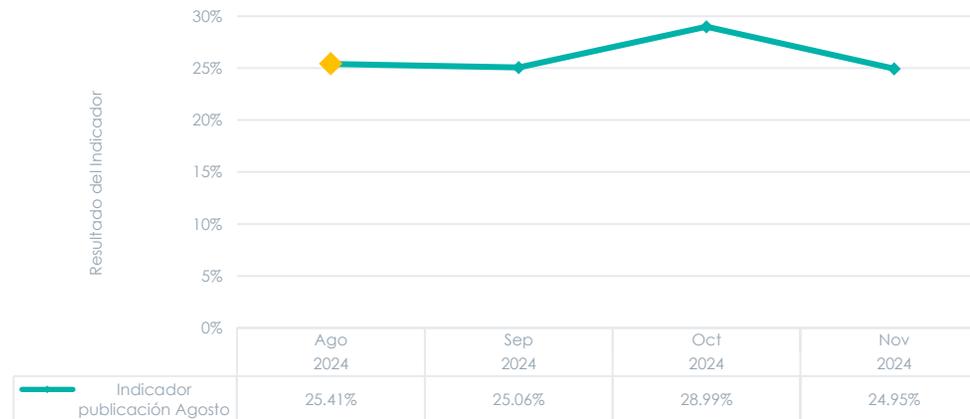
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y PP declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2024, incluyendo las actualizaciones realizadas por los agentes vía correo electrónico con corte 9 de septiembre.

Descripción: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF y cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF en relación con la producción total disponible para la venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 186 de 2020 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya.

$$MP2 = \frac{PTDVF + CIDVF}{PTDV + CIDV}$$

MP2



Análisis: El valor del indicador para agosto de 2024 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación positiva del 86 %, como consecuencia de un aumento de 554 MBTUD en la variable de PTDVF, y una reducción de 46.780 MBTUD en la variable PTDV.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los resultados del indicador desde **agosto** hasta finalizar el año gas oscilan entre el 28.99% y 24.95%, representando la disponibilidad del suministro de gas para la venta bajo modalidades que garantizan firmeza, respecto del total de gas disponible para la venta.

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

PTDV: 58.320 MBTUD

CIDV: 0 MBTUD

PTDVF: 15.242 MBTUD

CIDVF: 0 MBTUD

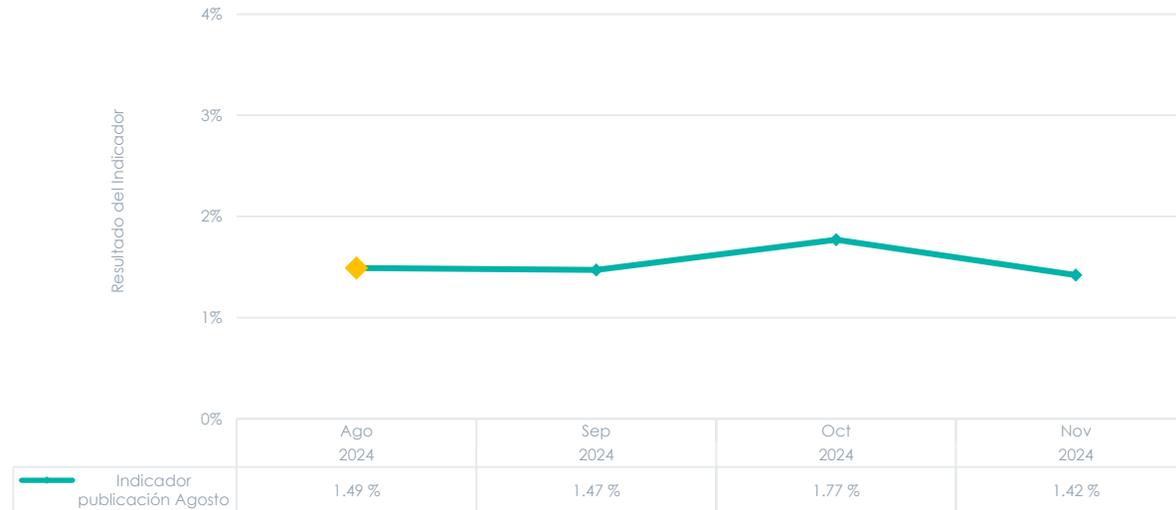
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2024, así como las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2024, incluyendo las actualizaciones realizadas por los agentes vía correo electrónico con corte 9 de septiembre.

MP3

Descripción: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.

$$MP3 = \frac{PTDVF}{PP}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



Análisis: El valor del indicador para **agosto** de 2024 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación positiva del 22.13 %, como consecuencia de un incremento de 554 MBTUD en la variable de PTDVF, y una reducción de 180.308 MBTUD en la variable del PP.

Los resultados del indicador desde agosto hasta finalizar el año gas oscilan entre el 1.42% y 1.77%, representando la disponibilidad del suministro de gas para la venta bajo modalidades que garantizan firmeza, respecto del total del potencial de las fuentes de producción.

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

PTDVF: 15.242 MBTUD

PP: 990.408 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 2024, así como la variable PTDVF declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2024, incluyendo las actualizaciones realizadas por los agentes vía correo electrónico con corte 9 de septiembre.

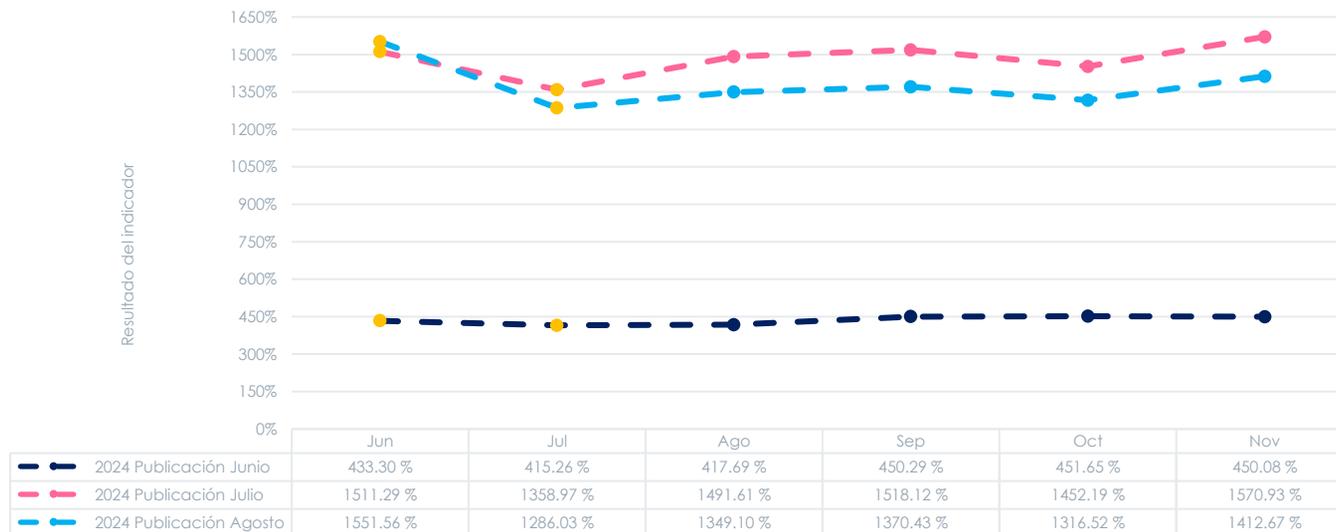
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el periodo junio a noviembre de 2024, entre las publicaciones de **junio y julio**, aumentaron significativamente como consecuencia de un incremento en promedio de 2,870 MBTUD en la oferta comprometida en firme de junio a noviembre, mientras que las variables PTDV disminuyó en un promedio de 77,777 MBTUD de junio a noviembre de 2024. Estas variaciones también obedecen a que en la publicación de junio se realizó con la información de la DPGN 2023 y la publicación de julio se realizó con la nueva DPGN 2024 publicada por el Ministerio de Minas de Energía el 3 de julio de 2024.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de **julio y agosto** disminuyeron en promedio el 6.90% como consecuencia de un incremento en promedio 3,725 MBTUD en la oferta comprometida en firme de junio a noviembre, mientras que las variables PTDV aumento en un promedio de 4,328 MBTUD de junio a noviembre.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto** teniendo en cuenta la publicación del último mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 796,867 MBTUD
PTDV: 57,882 MBTUD
CIDV: 0 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 0 MBTUD.

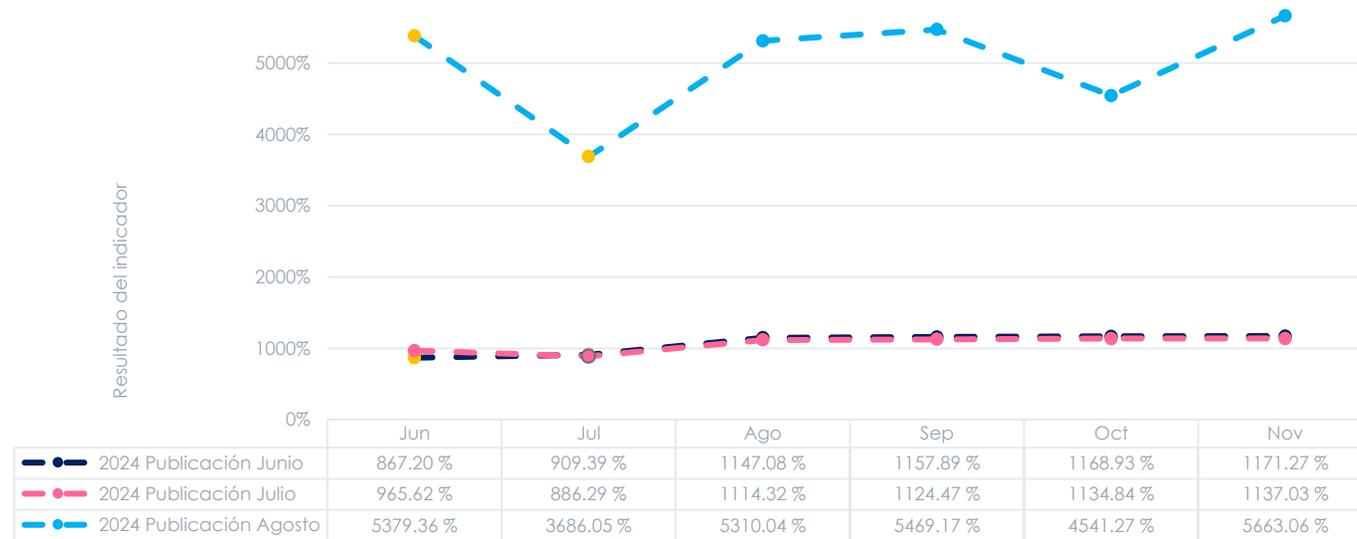
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2024, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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 periodo junio a noviembre de 2024, entre las publicaciones de **junio y julio**, no presentaron una variación significativa. Esto teniendo en cuenta que para las publicaciones de junio y julio se realizaron con base en la información de PTDVF y CIDVF del año 2023.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de **julio y agosto** aumentaron significativamente como consecuencia de un incremento en promedio 3,725 MBTUD en la oferta comprometida en firme de junio a noviembre, mientras que la variable PTDVF disminuyó en promedio 59,256 MBTUD de junio a noviembre. Esto teniendo en cuenta que para las publicaciones de junio y julio se realizaron con base en la información de PTDVF y CIDVF del año 2023 y para la publicación del mes de agosto se realizó con base en la información de PTDVF y CIDVF del año 2024 declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado el 19 de julio de 2024.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio** a **agosto** teniendo en cuenta la publicación del último mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 801,294 MBTUD

PTDVF: 18,240 MBTUD

CIDVF: 0 MBTUD

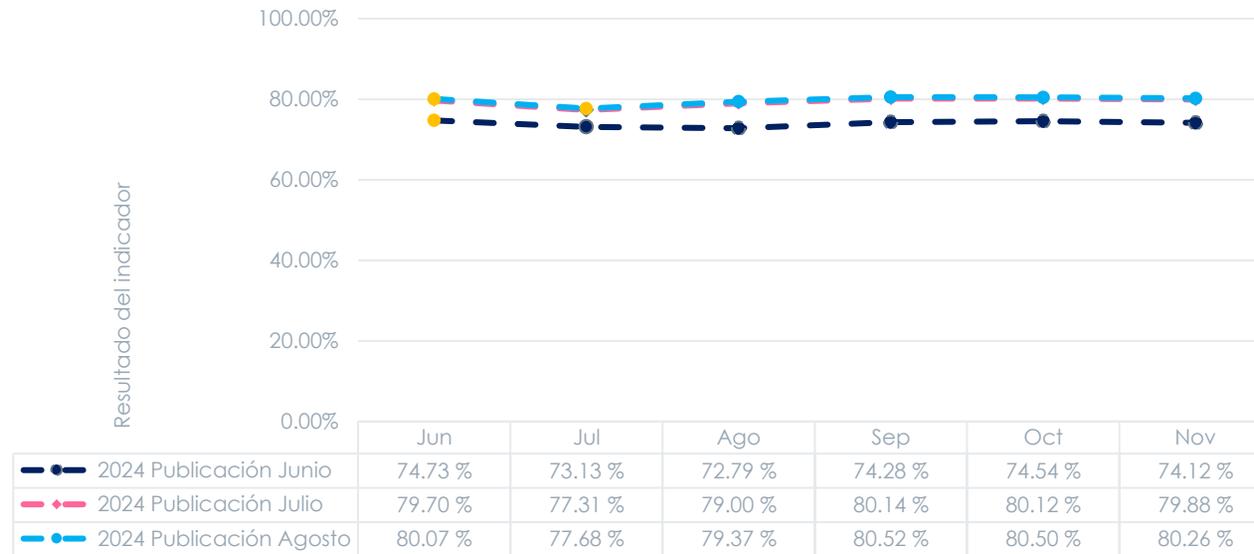
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2024, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

MP6

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

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



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 periodo junio a noviembre de 2024, entre las publicaciones de **junio y julio**, aumentaron en promedio el 7.34% como consecuencia de un incremento en promedio 2,870 MBTUD en la oferta comprometida en firme de junio a noviembre, mientras que la variable PP disminuyó en promedio 69,418 MBTUD de junio a noviembre. Estas variaciones también obedecen a que en la publicación de junio se realizó con la información de la DPGN 2023 y la publicación de julio se realizó con la nueva DPGN 2024 publicada por el Ministerio de Minas de Energía el 3 de julio de 2024.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de **julio y agosto** no presentaron una variación significativa.

Los resultados del indicador evidencian que, para el trimestre analizado, en promedio el 78% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto** teniendo en cuenta la publicación del último mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 796,867 MBTUD

PP: 999,549 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 2024, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

MP17

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

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



Análisis: El valor del indicador para el mes de **agosto** 2024 no presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior; llegando a un total de 298,468 MBTUD en la contratación para la demanda regulada.

La participación por modalidad contractual para **agosto** 2024 fue la siguiente: Firme al 95% (84.60%), Firme (6.63%), Con Interrupciones (3.25%), Firmeza Condicionada (2.77%), opción de Compra de gas (1.38%), ToP (1.37%). 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.

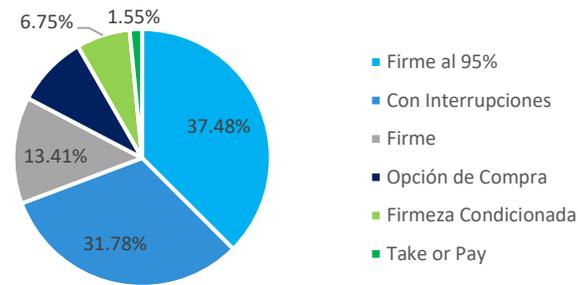
MP18

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

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Participación agosto 2024 - Demanda No Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de **agosto** 2024 presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior disminuyendo 5,700 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones. Llegando a un total de 775,873 MBTUD en la contratación para la demanda no regulada.

La participación por modalidad contractual para **agosto** 2024 fue la siguiente: Firme al 95% (37.48%), Con Interrupciones (31.78%), Firme (13.41%), Opción de compra (9.03%), Firmeza condicionada (6.75%) y ToP (1.55%).

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

6

Convenciones y terminología

1 MBTUD: 1 millón de BTU por día

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

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

SNT: Sistema Nacional de Transporte

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido

SUVCP: Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

SSCI: Subasta de Suministro con Interrupciones

SCFB: Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

PP: Potencial de Producción.

PTDV: Producción Total Disponible para la Venta.

CIDV: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

PTDVF: Producción Total Disponible para la Venta en Firme.

CIDVF: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme.

TRIMESTRE II: Corresponde a los meses marzo, abril, mayo.

CDP: Capacidad Disponible Primaria.

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

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

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