



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 2024 - NOVIEMBRE 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 septiembre a noviembre de 2024 **se registraron en total 250 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 aumentaron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 28 %. **El 95 % de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos aumentó en un 209 % para el trimestre IV 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 IV del año gas 2024 es la **Industria, con el 99 % 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 **disminuyeron en 5,034 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2023, **ubicándose en 2,168 MBTUD**. Por su parte, los **precios de negociación se ubicaron entre los \$4.52 y \$18.39 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 16,929 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2023, **ubicándose en 50,118 MBTUD**.

Durante el **cuarto trimestre estándar del año gas 2024, no se ejecutó la Subasta de Suministro Con Interrupciones – SSCI**, en cumplimiento del Artículo 16 de la Resolución CREG 102 009 de 2024 que **derogó este mecanismo de asignación**. Con la finalización de transitoriedad de la *Resolución CREG 102 007 de 2024*, se ejecutaron nuevamente las **subastas de Contratos Firmes Bimestrales**, sin embargo, no se presentó participación. Las **Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo**, presentaron participación mínima y **asignaron en total 1,321 MBTUD**.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

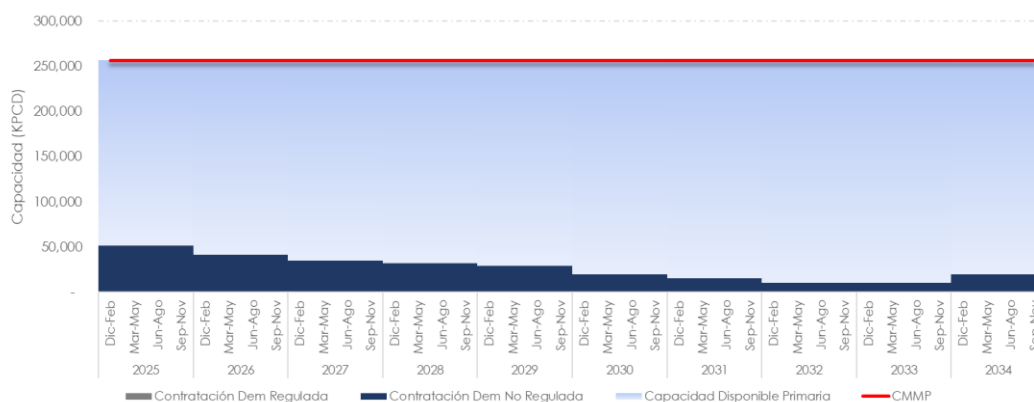
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación de septiembre a noviembre de 2024, con la aplicación del esquema establecido por las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron doscientos cincuenta (250) contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza.

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

2.1.1 Promigas

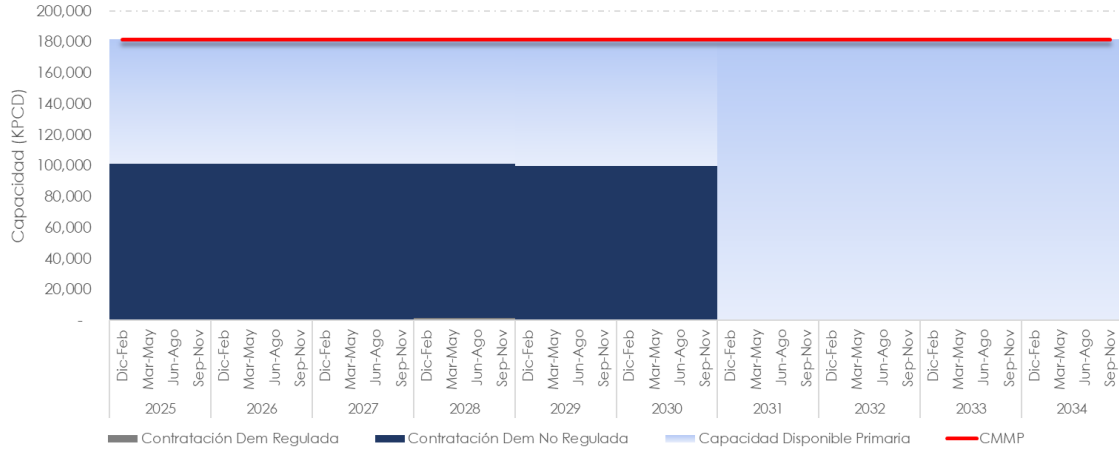
Ballena – La Mami



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

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

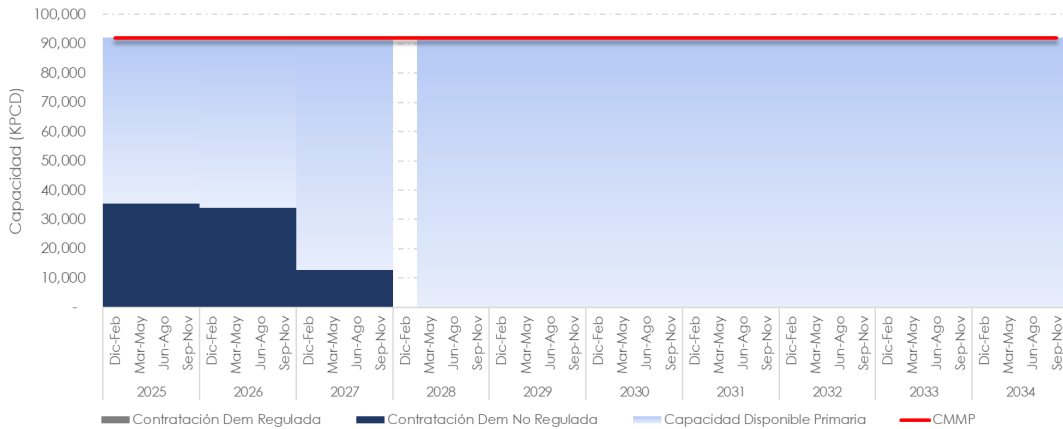
Jobo – Sincelajo



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	67,545	67,545	67,545	67,545	79,045	79,045	179,045	179,045	179,045	179,045
Contratación Trim MNR (2)	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Contratación Trim MR (2)	15,000	15,000	15,000	15,000	5,000	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	30%	30%	30%	30%	13%	6%	3%	3%	3%	3%
Contratación en Firme MR (3)	-	-	-	1,500	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	101,500	101,500	101,500	101,500	100,000	100,000	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	57,545									
CMMP	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
Contratación firme/CMMP	56%	56%	56%	56%	55%	55%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

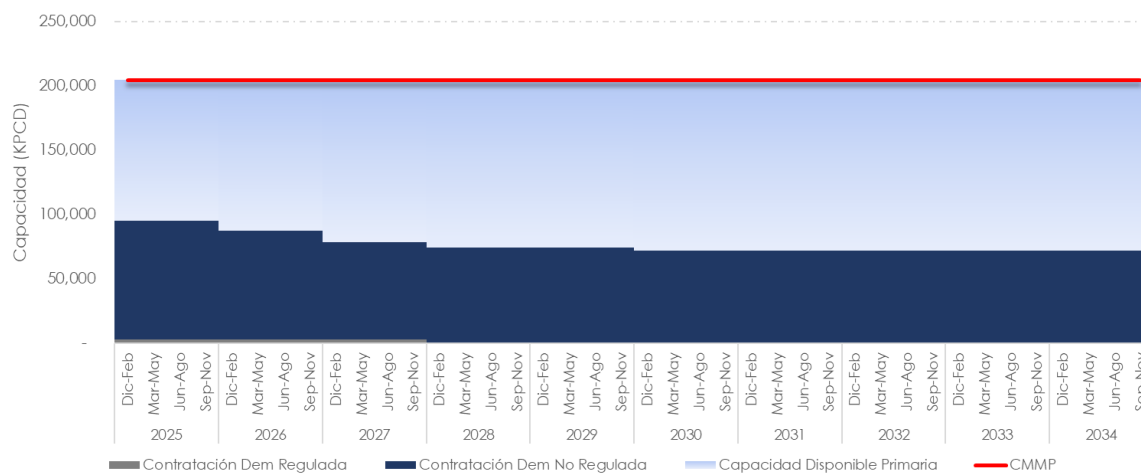
La Creciente – Sincelajo



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	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%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	35,485	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	55,015									
CMMP	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
Contratación firme/CMMP	39%	37%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	109,616	117,009	126,009	130,509	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trim MNR (2)	15,466	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	3,000	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	91,893	84,500	75,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	94,893	87,500	78,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Cont. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratación firme/CMMP	46%	43%	38%	36%	36%	35%	35%	35%	35%	35%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

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

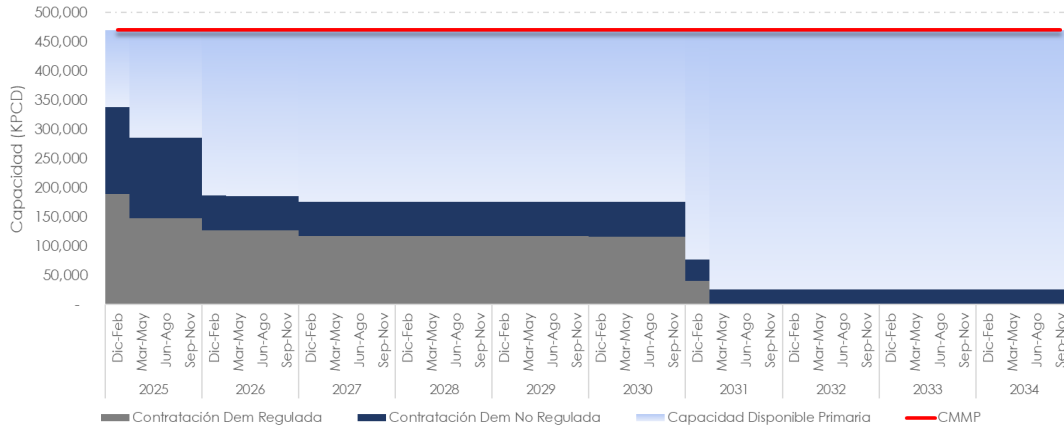
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

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

2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

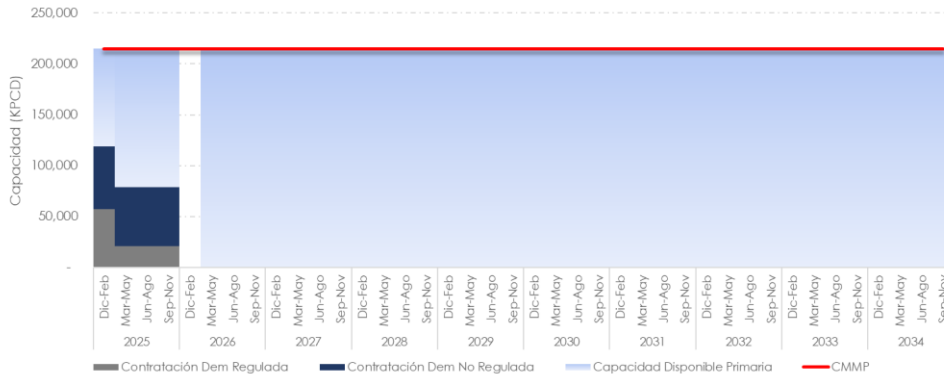
Cusiana – El Porvenir



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	21,919	270,366	284,753	284,748	284,912	284,408	285,408	434,856	434,856	435,078
Contratación Trim MNR (2)	6,688	5,990	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	1,064	236	236	61	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	35%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	147,484	126,613	116,867	116,867	116,790	116,366	40,455	217	222	-
Contratación en Firme MNR (3)	137,805	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	285,289	185,053	175,254	175,256	175,090	175,666	65,455	25,217	25,222	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
Contratación firme/CMMP	61%	39%	37%	37%	37%	37%	14%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

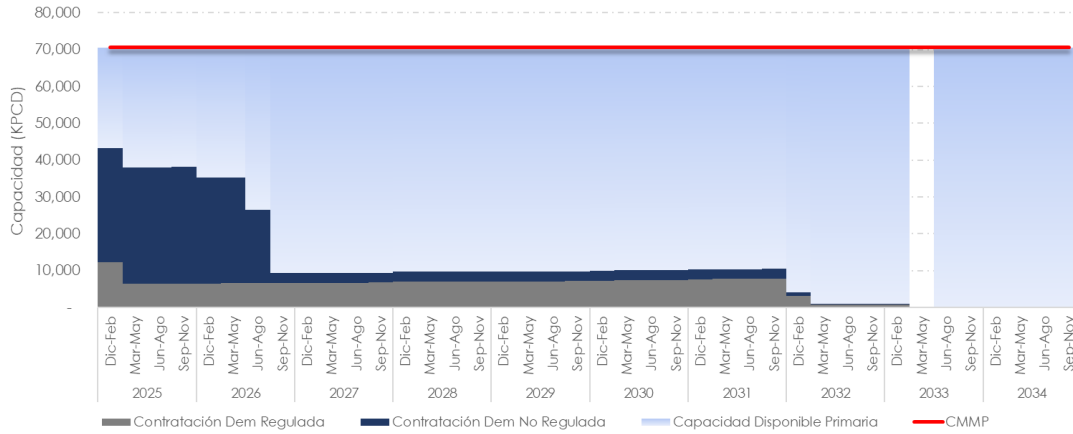
Cogua – Sabana



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	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%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	20,961	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	57,642	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	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
Contratación firme/CMMP	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

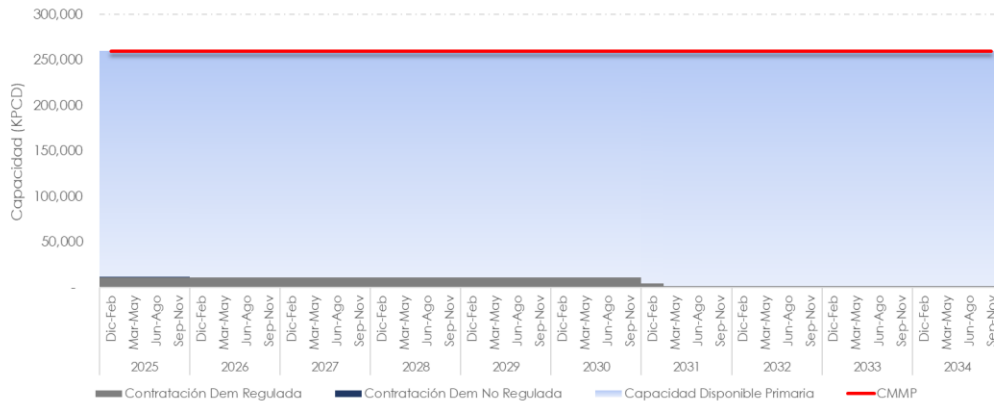
Cusiana – Apiay



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	17,027	34,289	60,082	59,619	59,695	59,376	59,044	59,138	68,586	69,569
Contratación Trim MNR (2)	235	35	35	35	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	453	464	482	503	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	4%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	6,436	6,532	6,673	6,718	6,986	7,107	7,436	3,124	735	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,945	2,699	2,661	2,685	2,646	2,657	2,675	248	-	-
Contratación en Firme	37,381	9,231	9,334	9,403	9,632	9,764	10,111	3,372	735	-
Cont. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569
Contratación firme/CMMP	53%	13%	13%	13%	14%	14%	14%	5%	1%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

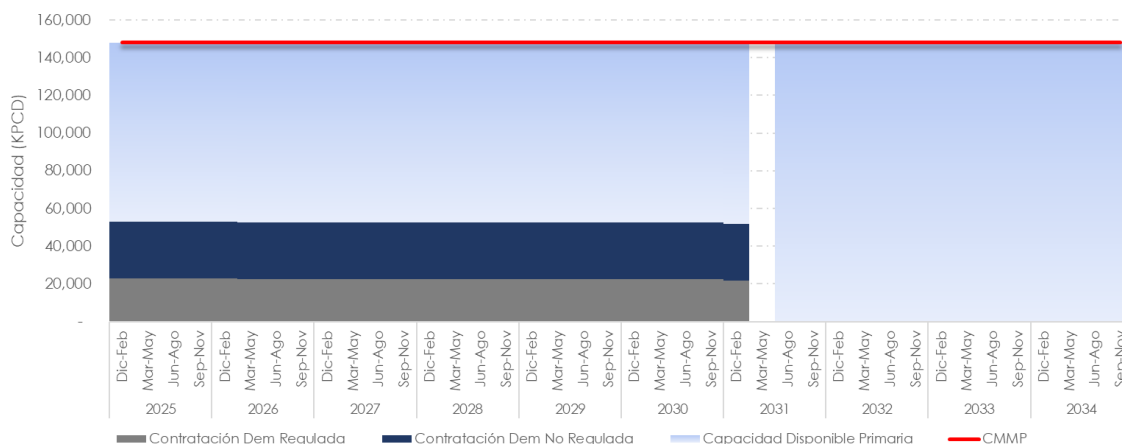
Ballena – Barrancabermeja



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	189,950	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trim MNR (2)	232	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	39,124	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	21%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	4,844	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR (3)	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	11,650	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	4,844	1,400	1,400	1,400
Cont. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
Contratación firme/CMMP	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000	148,000	148,000
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	21,600	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	21,600	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	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%	15%	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

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

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MNR (2)	333	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	170	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratación firme/CMMP	0%	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

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

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

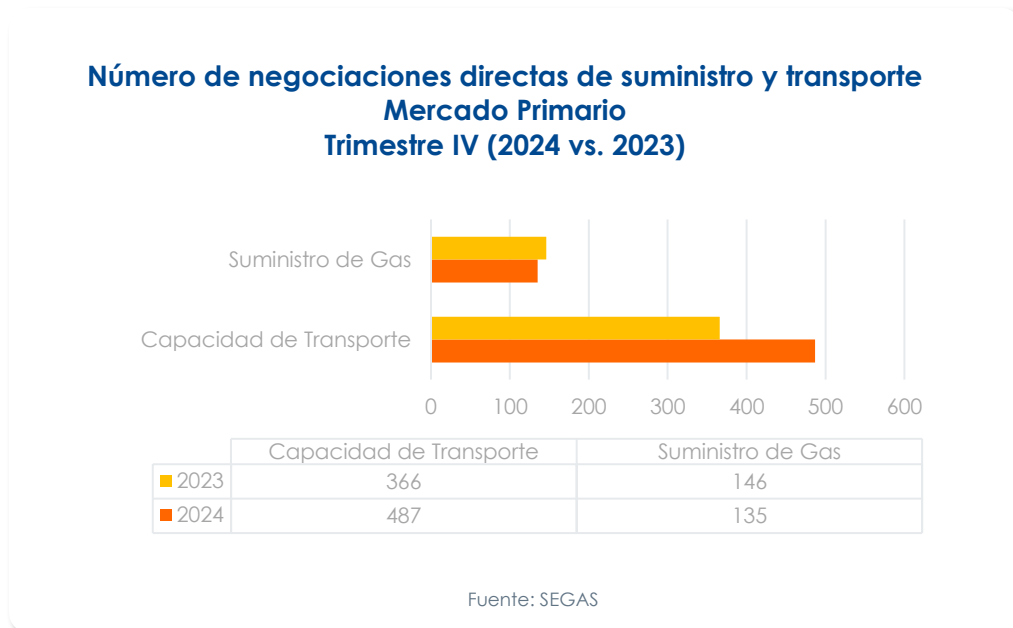
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones,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

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.

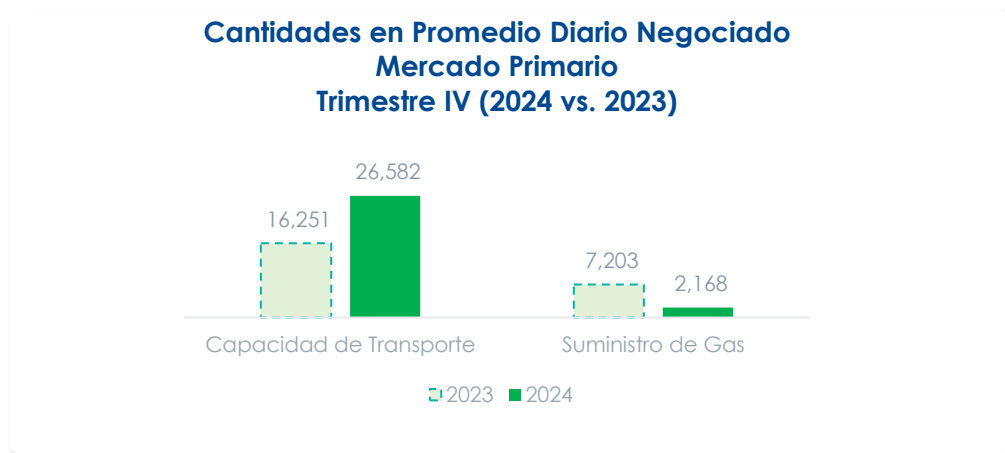
mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual.

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 IV de 2024.



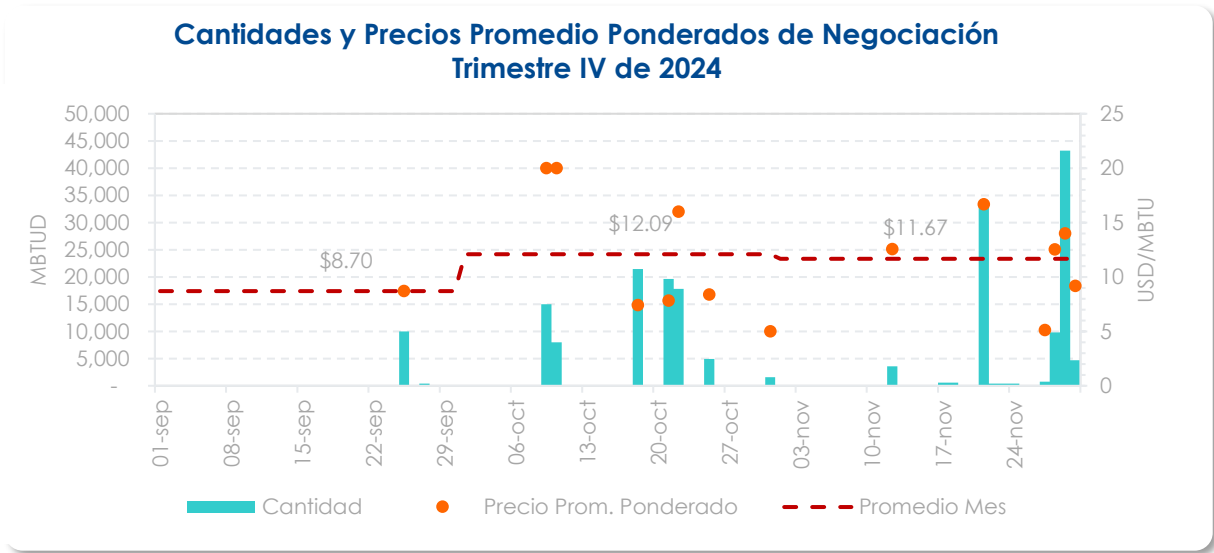
En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado primario.



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 de 70 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 7,203 a 2,168 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 33 % a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 64 % de las capacidades al pasar de un promedio diario transado de 16,251 a 26,582 KPCD.

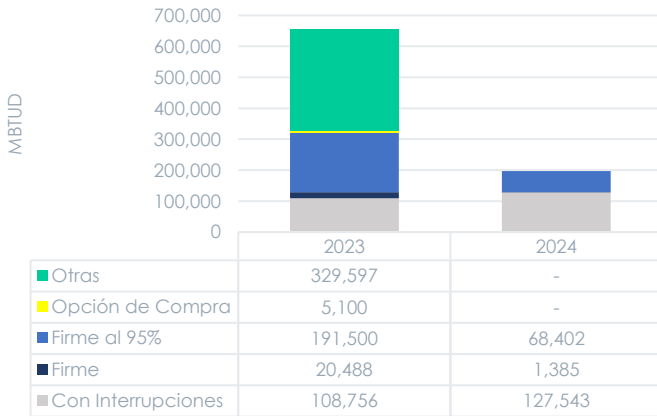
Suministro



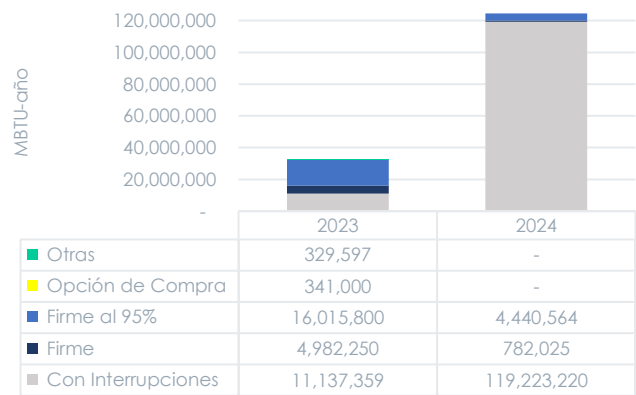
Fuente: SEGAS

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 “Con Interrupciones” y “Firme al 95%” para el trimestre de análisis del año 2024.

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



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



Fuente: SEGAS

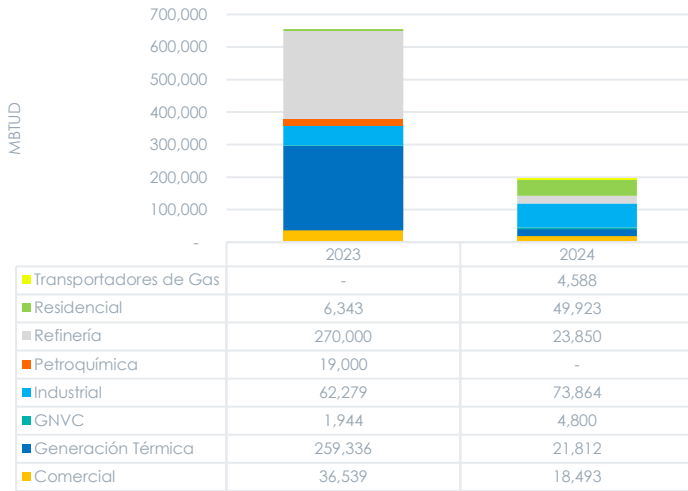
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

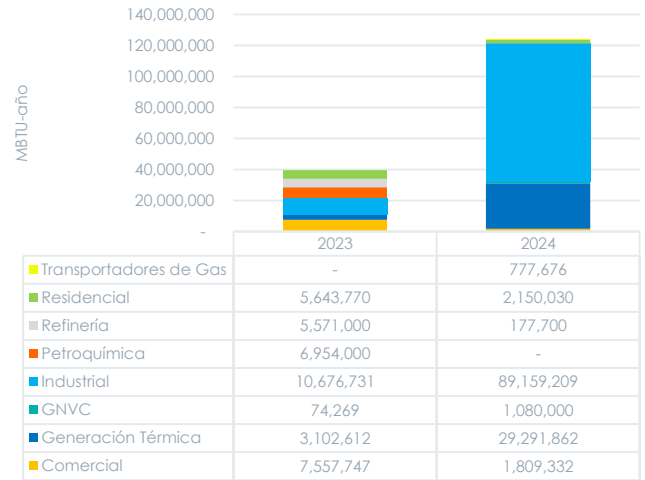
Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores de Generación Térmica e Industrial.

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

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



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



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 \$4.52 y \$18.39 USD/MBTU.

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

Punto de Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	\$ 6.29	\$ 10.76
ANDINA	\$ 2.49	NA
ARJONA	\$ 5.72	ND
ARRECIFE	\$ 6.67	\$ 8.30
Bloque VIM 5	ND	NA
BONANZA	NA	\$ 6.13
BRUJO	NA	\$ 7.34
CANTAGALLO	\$ 3.51	NA
CARAMELO	NA	ND

Punto de Entrega	2023	2024
CARTAGENA	\$ 10.05	\$ 16.39
CERRO GORDO	\$ 7.50	ND
CORRALES	\$ 5.69	\$ 6.47
CUCUTA	NA	\$ 12.55
Cupiagua Sur	\$ 5.58	NA
DINA ECOPETROL	ND	\$ 13.56
DIVIDIVI	NA	\$ 5.00
FLOREÑA	\$ 5.40	\$ 5.66
JOBO	\$ 8.09	NA
LA CAÑADA NORTE	ND	\$ 4.52
La Cira Infantas	ND	NA
LA MAMI	ND	NA
LISAMA	ND	ND
LLANITO	\$ 4.46	\$ 5.87
MÁGICO	NA	\$ 7.53
MANA	ND	ND
MARÍA CONCHITA PK 33+130	\$ 7.44	\$ 9.24
PALAGUA	\$ 5.20	NA
PROVINCIA	\$ 5.60	NA
RECETOR WEST	ND	NA
SAN ROQUE	NA	ND
TISQUIRAMA	NA	ND
TOQUI TOQUI	ND	ND
Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU)	NA	\$ 18.39
YARIGUI-CANTAGALLO	NA	\$ 5.87

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 IV de 2024 (USD/MBTU)

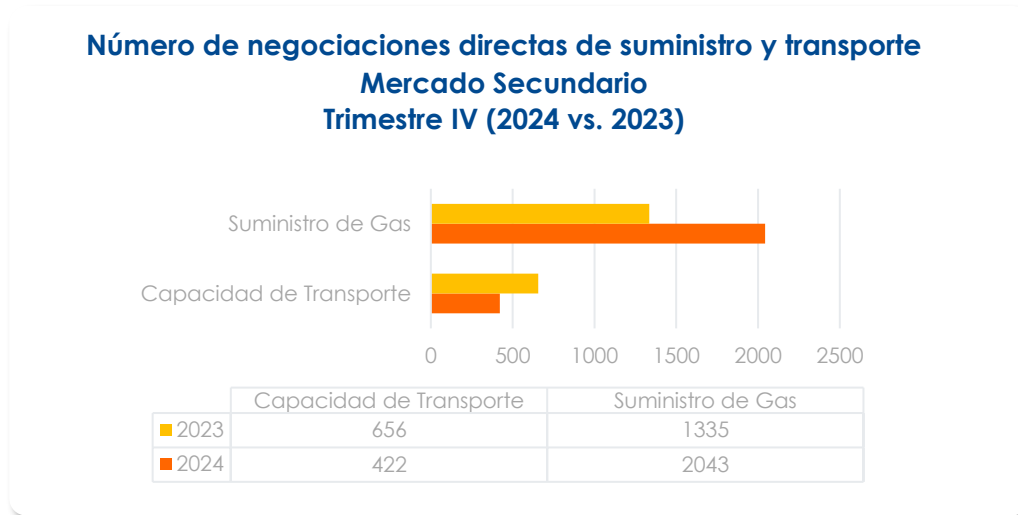
Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 6.96	\$ 11.80
Firme	\$ 4.99	\$ 4.51
Firme al 95%	\$ 10.11	\$ 16.13
Opción de Compra	\$ 6.50	NA
Otras	\$ 8.60	NA

Fuente: SEGAS

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

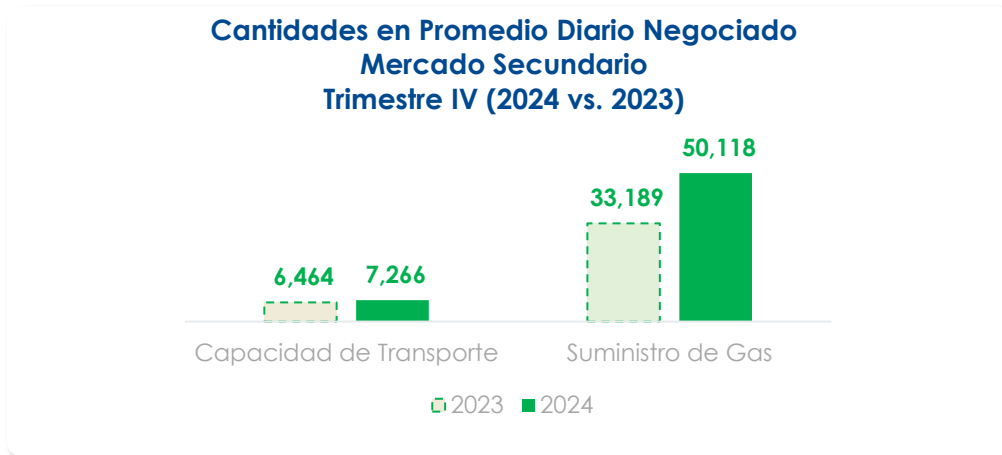
2.3 Mercado secundario

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



Fuente: SEGAS

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



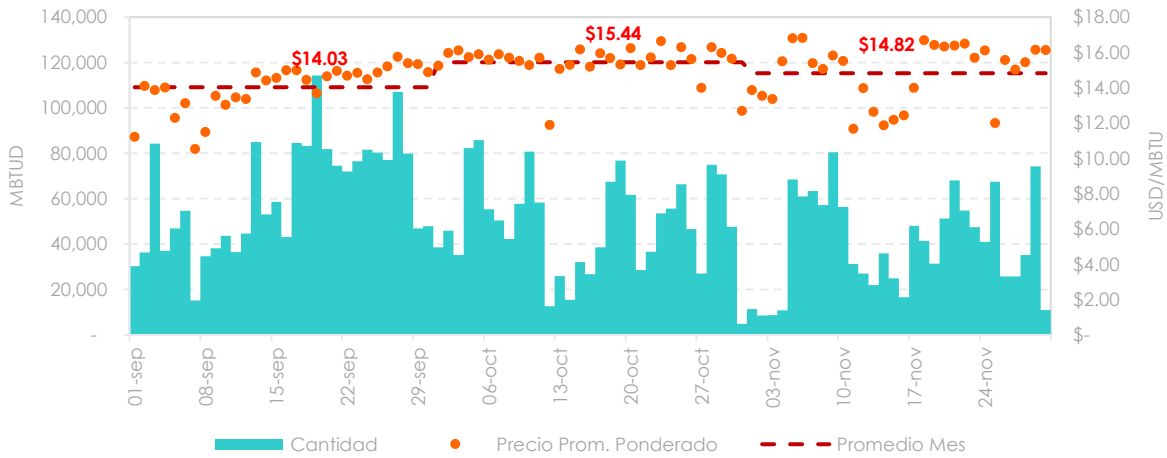
Fuente: SEGAS

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 51 %, pasando de 33,189 a 50,118 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó un aumento al pasar de 6,464 a 7,266 KPCD.

Suministro

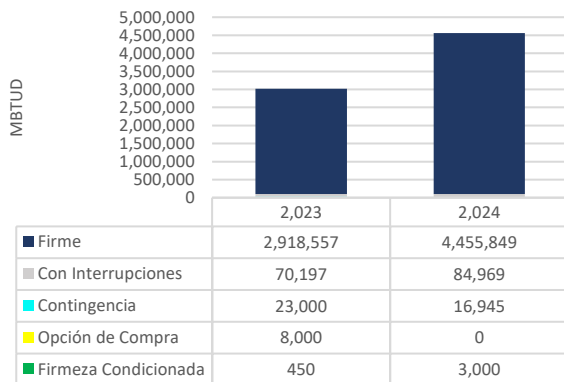
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre IV de 2024



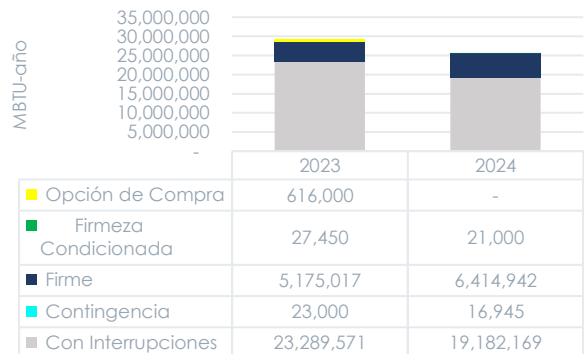
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar IV 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 IV



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



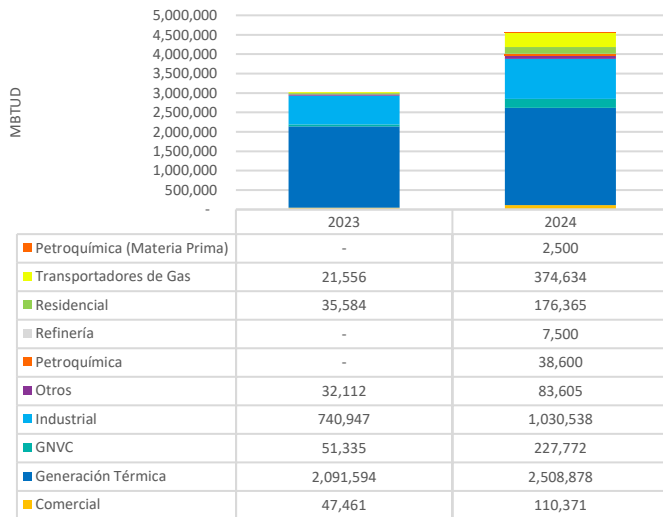
Fuente: SEGAS

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

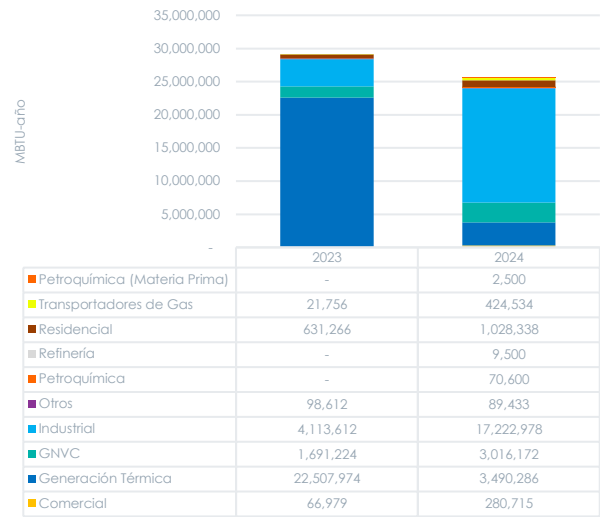
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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 Transportadores de gas.

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



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



Fuente: SEGAS

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

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

Precios del mercado secundario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$5.27 y \$18.08 USD/MBTU.

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

Punto Entrega	2023	2024
AGUAS BLANCAS	ND	\$ 8.00
BALLENA	\$ 12.00	\$ 16.58
BARRANCABERMEJA	\$ 10.44	\$ 16.29
BULLERENGUE	\$ 10.38	\$ 11.22
CARAMELO	ND	NA
CUSIANA	\$ 7.09	\$ 10.77
FLOREÑA	\$ 6.05	\$ 5.27
GIBRALTAR	ND	NA

Punto Entrega	2023	2024
HOCOL	ND	NA
JOBO	\$ 13.85	\$ 11.97
LISAMA	NA	ND
MAMONAL	\$ 12.98	\$ 15.38
MARIQUITA	ND	NA
SEBASTOPOL	\$ 12.20	\$ 13.90
TUCURINCA	\$ 13.82	\$ 11.71
VASCONIA	\$ 8.17	\$ 15.03
NO SNT	\$ 12.53	\$ 18.08

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 IV de 2024 (USD/MBTU)

Modalidad	2023	2024
Con Interrupciones	\$ 9.95	\$ 11.50
Contingencia	ND	\$ 18.61
Firme	\$ 11.89	\$ 15.06
Firmeza Condicionada	ND	ND
Opción de Compra	\$ 6.81	NA

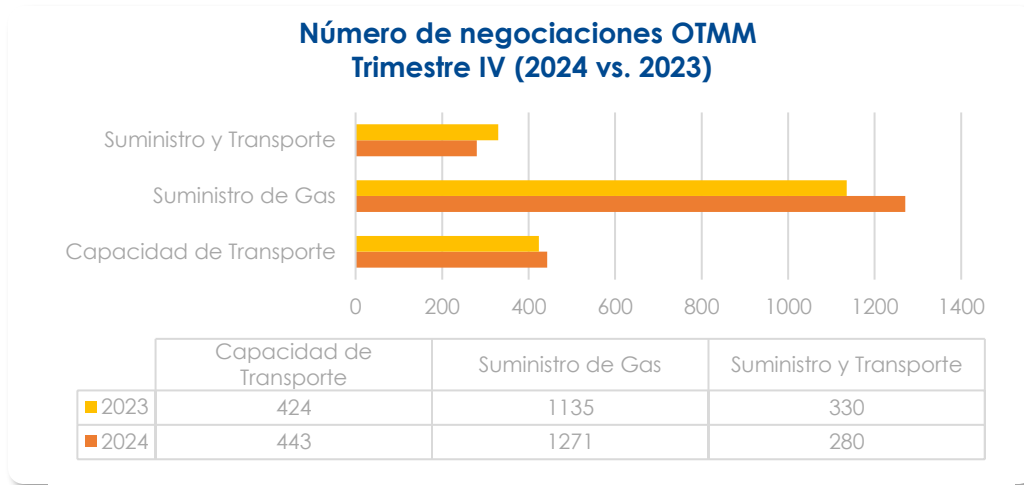
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

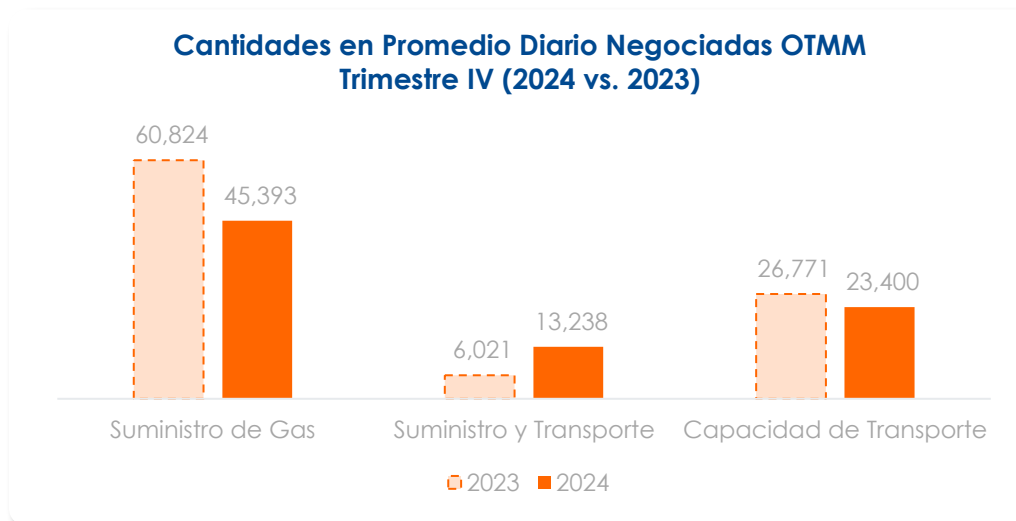
2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar IV 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

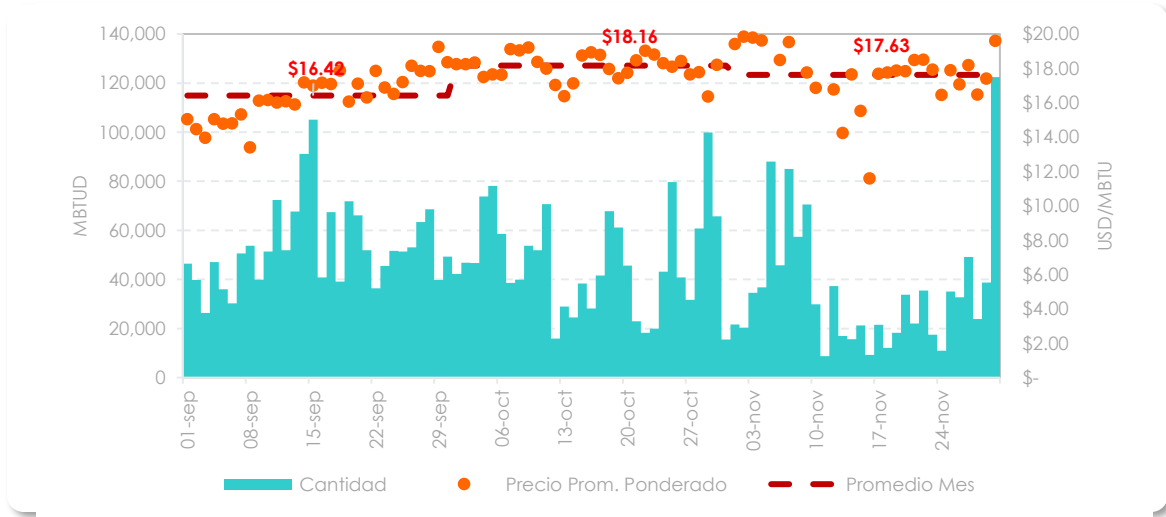
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

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 25 %, pasando de 60,824 a 45,393 MBTUD; por su parte, el producto conjunto de suministro y transporte disminuyó pasando de 6,021 a 13,238 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria fue la única que registró crecimiento al pasar de 6,021 a 13,238 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

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

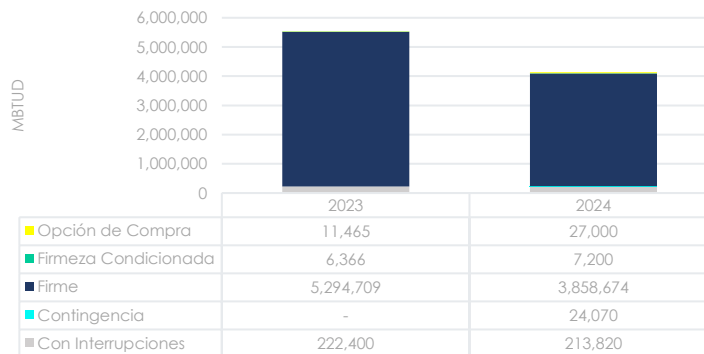


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar IV de 2024 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 93.4% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 5.2% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro
2024 vs. 2023 – Trimestre IV



Fuente: SEGAS

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

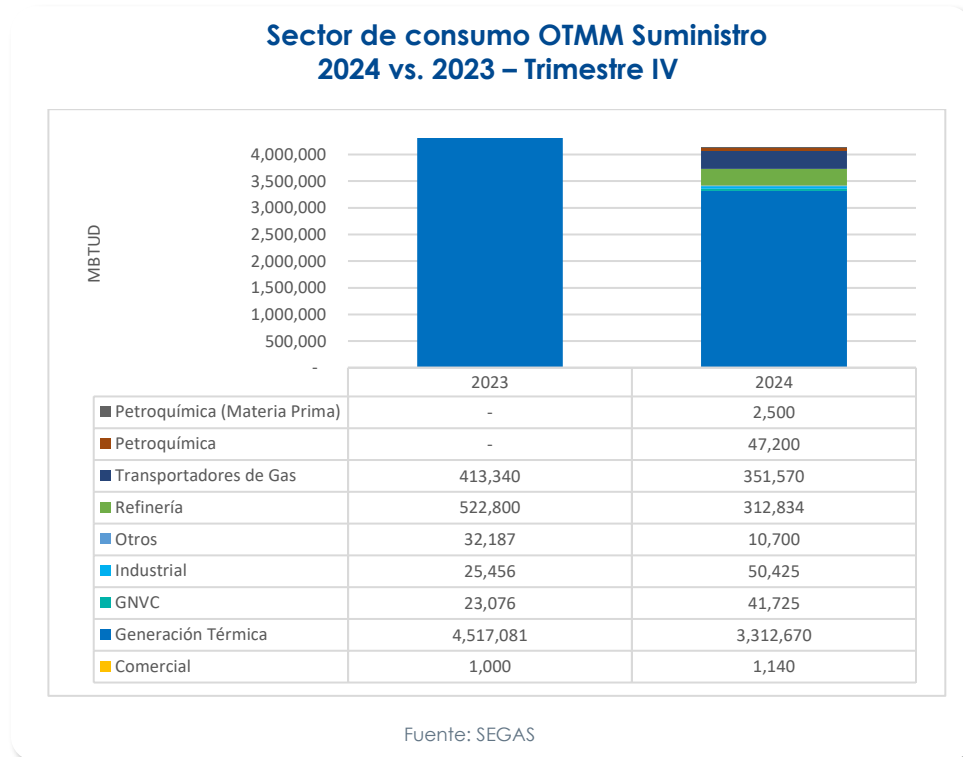
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 19.67
Contingencia	\$ 16.88
Firme	\$ 17.35
Firmeza Condicionada	\$ 16.63
Opción de Compra	ND

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 IV 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 80 % y el sector transportador de gas con el 9 %.



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 IV de 2024 (USD/MBTU)**

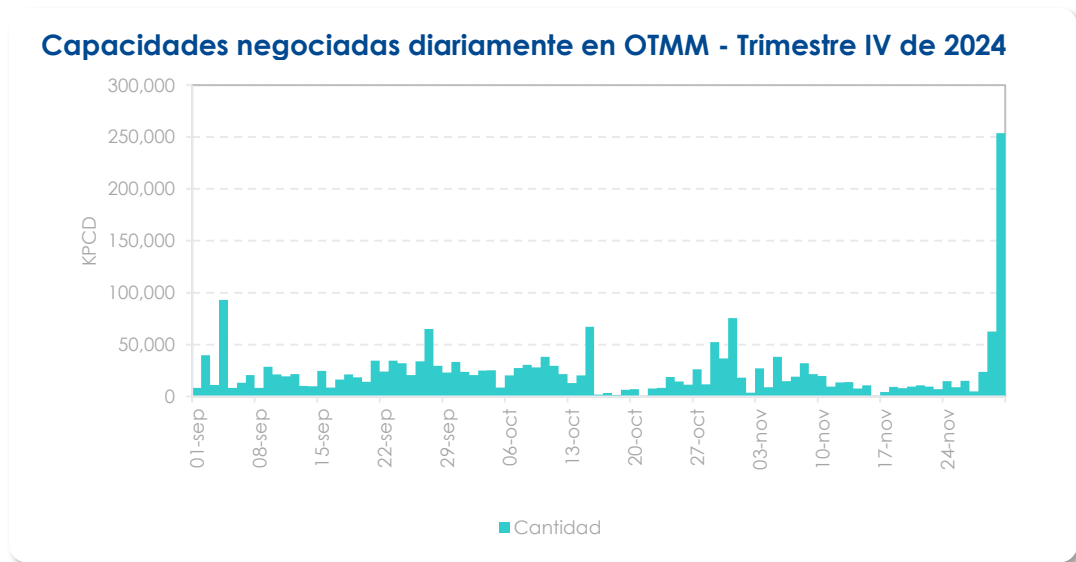
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	ND
Generación Térmica	\$ 17.74
GNVC	\$ 17.07
Industrial	\$ 15.74
Otros	\$ 21.43
Refinería	\$ 17.05
Transportadores de Gas	\$ 15.73
Petroquímica	\$ 15.94
Petroquímica (Materia Prima)	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

a. Capacidades OTMM – Transporte

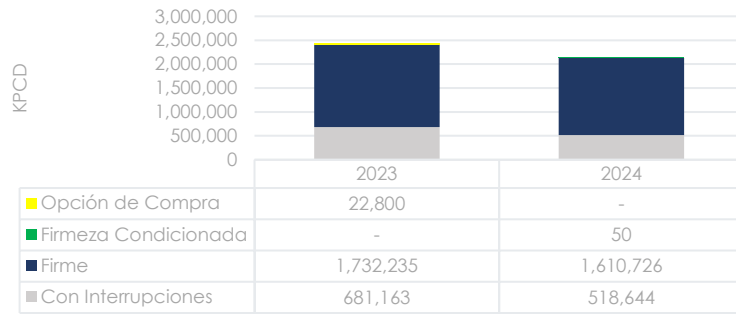


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre IV 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 IV (2024 vs. 2023)

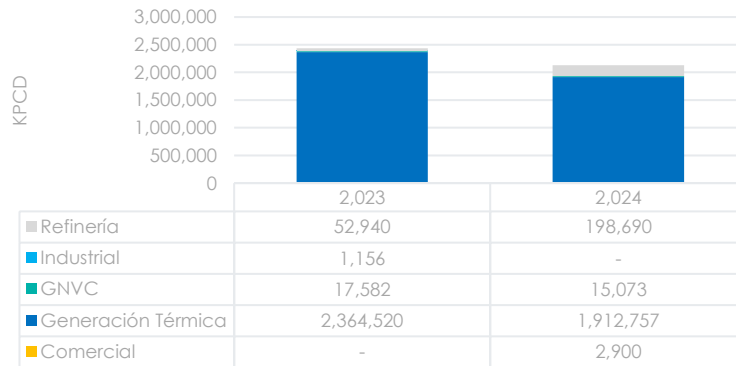


Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar IV 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 90 % y el sector refinería con el 9%.

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



Fuente: SEGAS

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

3

Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

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

3.1 SUMINISTRO

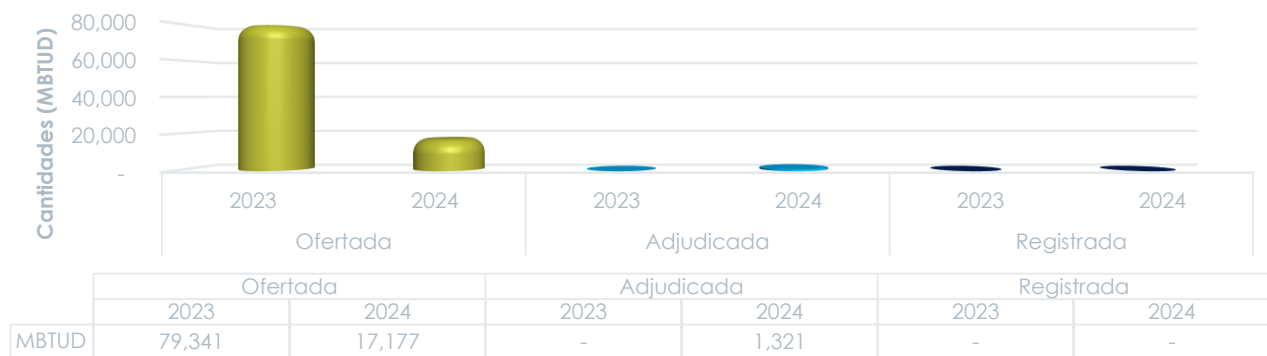
Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el IV trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo Noventa y una (91) Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), Cero (0) Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI)³ y dos (2) Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)⁴.

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 IV trimestre de 2024 vs 2023⁶.

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



³ Para el Cuarto trimestre estándar de gas natural 2024, se suspendió de manera permanente la ejecución de las subastas de suministro con interrupciones - SSCI, considerando la expedición y entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 009 de 2024 "Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020", en la que, por medio de su artículo 16 se Modificó el literal A. del artículo 40 de la Resolución CREG 186 de 2020, derogando así el mecanismo.

⁴ La subasta de Contratos Firmes Bimestrales presentó disponibilidad en la ejecución del mecanismo para los meses de septiembre y noviembre, sin embargo, no se reportó participación por parte del mercado.

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.

Fuente: SEGAS

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

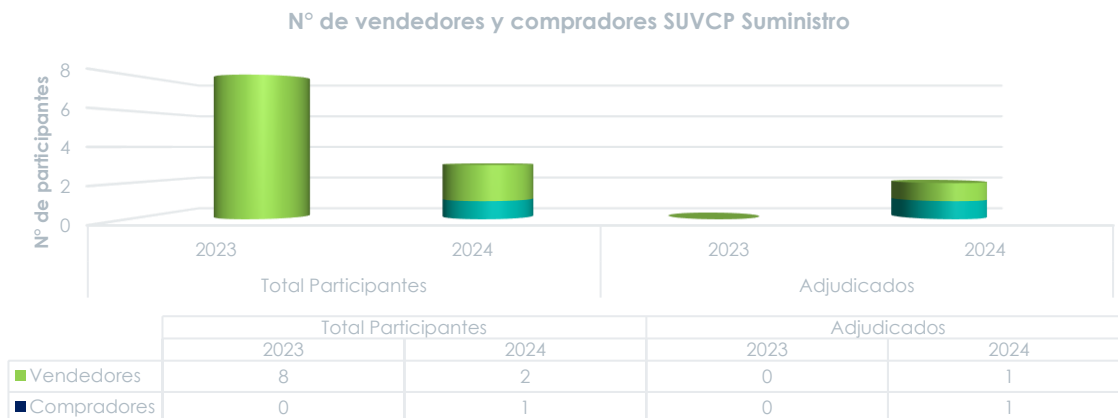
1. Para el IV Trimestre gas de 2024, se tiene que las cantidades adjudicadas frente a lo ofertado representan tan sólo el 7.7 % del gas puesto como disponible en el mercado secundario por medio del mecanismo Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro.
2. En 2024, el gas puesto a disposición del mercado bajo este mecanismo de comercialización en relación con 2023, disminuyó en 62,164 MBTUD, equivalentes al 78.35 %.
3. Los 1,321 MBTUD adjudicados en 2024 para el IV Trimestre gas, se encuentran es estado "Sin registro".

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
CUPIAGUA	71,678	-	-	-	-	-
CUSIANA	7,663	-	-	-	-	-
BALLENA	-	2,642	-	1,321	-	-
HOCOL	-	14,535	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	79,341	17,177	-	1,321	-	-

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP – Suministro

En comparación del IV trimestre de gas de los años 2023 y 2024, se evidencia una disminución del 75% en el total de participantes en calidad de vendedores y un incremento del 100 % en la participación de los agentes compradores; Sintéticamente, ambos años contaron con una participación mínima en el mecanismo.



g

Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

En referencia a las cifras presentadas en el numeral 3.1.1. de esta sección, para el IV Trimestre gas de los años 2023 y 2024 no presentaron contratos en estado “Contrato registrado”, por lo que no se dispone de información de los sectores de consumo.

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

Para el trimestre estándar Septiembre- Noviembre de 2024, las subastas de suministro con Interrupciones no se ejecutaron considerando que fueron derogadas por medio del Artículo 16 de la Resolución CREG 102 009 de 2024, que entró en vigencia el pasado 22 de agosto de 2024.

De otra parte y con la finalización del periodo de transitoriedad de la Resolución CREG 102 007 de 2024, que por medio de su Artículo 12 había suspendido la ejecución del mecanismo de asignación de Contratos Firmes Bimestrales entre junio y agosto de 2024, se dispuso de estas subastas en su periodicidad normal, ejecutándose para los meses de septiembre y noviembre, sin embargo, no se reportó participación por parte del mercado en ninguno de estos dos momentos.

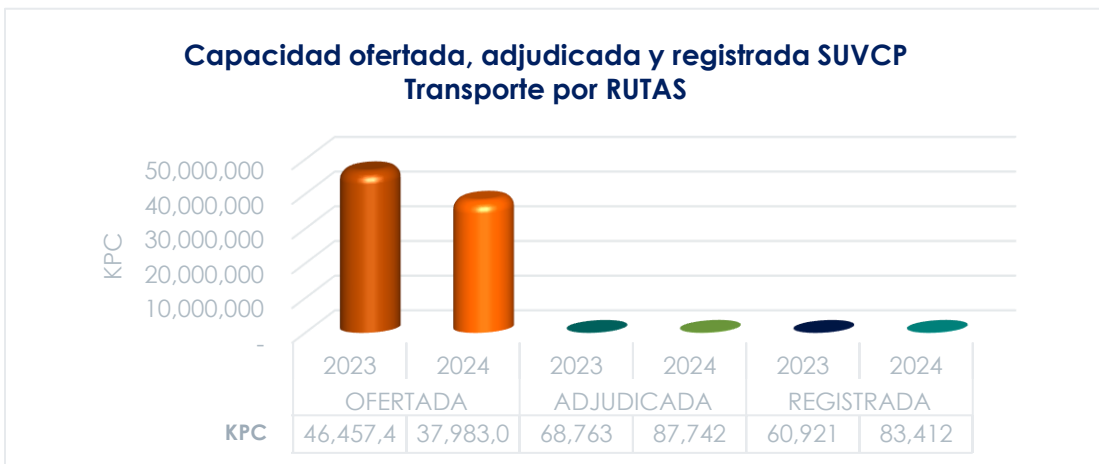
3.2 TRANSPORTE

Para capacidad de transporte en el cuarto trimestre estándar de 2024 se llevaron a cabo 91 subastas de corto plazo para rutas y 91 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2023, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

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

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

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



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar IV de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó en un 18 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	9,930,751	8,930,725
CARTAGENA - SINCELEJO	8,281,626	6,381,526
BARRANQUILLA - CARTAGENA	6,855,755	4,645,790
YUMBO/CALI - CALI	3,380,386	3,886,537
CUSIANA - SABANA_F	2,352,256	2,500,035
SINCELEJO - JOBO	3,598,140	2,076,251
VASCONIA - PEREIRA	1,727,611	1,649,724
CARTAGENA - MAMONAL	717,176	1,017,991
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,748,712	896,849
SEBASTOPOL - MEDELLIN	396,486	840,304
Otras Rutas	6,468,550 (*)	5,157,324 (**)
TOTAL (KPC)	46,457,449	37,983,056

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 42 rutas.

** Otras Rutas año 2024. Cantidad 40 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

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

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
VASCONIA – MARIQUITA	-	82,666
SEBASTOPOL – VASCONIA	-	2,981
CUSIANA – SABANA_F	46,412	1,305
SEBASTOPOL – MEDELLIN	-	500
CUSIANA – OCOA	2,373	290
LA MAMI – BARRANQUILLA	-	-
FLANDES – RICAURTE	-	-
Otras Rutas	19,978 (*)	- (**)
TOTAL (KPC)	68,763	87,742

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2023. Cantidad 12 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 IV de 2024, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 37 % respecto al mismo periodo del año 2023.

RUTAS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
VASCONIA – MARIQUITA	-	81,813
CUSIANA – SABANA_F	46,411	1,305
CUSIANA – OCOA	753	253
SEBASTOPOL – MEDELLIN	-	41
CUSIANA – VASCONIA	3,342	-
CUSIANA – LA BELLEZA	614	-
EL PORVENIR - LA BELLEZA	222	-
Otras Rutas	9,579 (*)	- (**)
TOTAL	60,921	83,412

Fuente: SEGAS

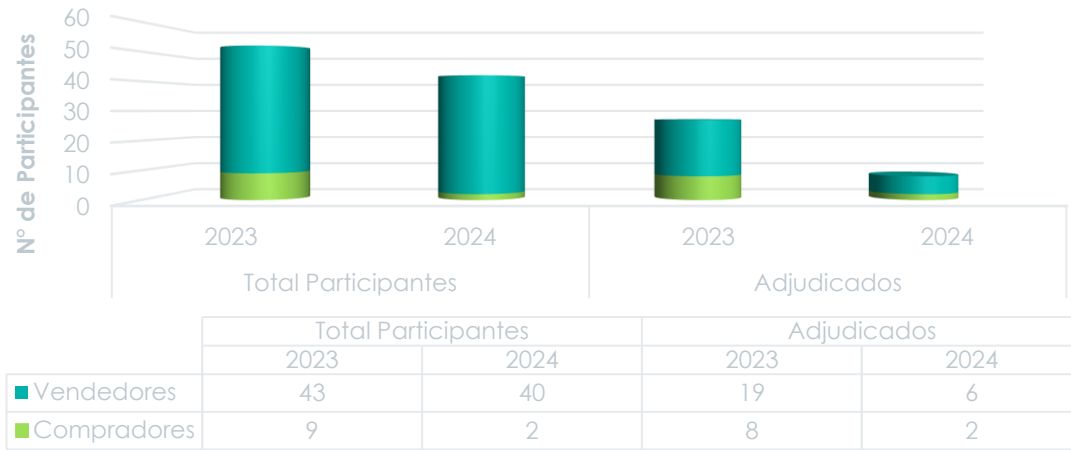
* Otras Rutas año 2023. Cantidad 6 rutas.

** 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 IV de 2024 vs 2023.

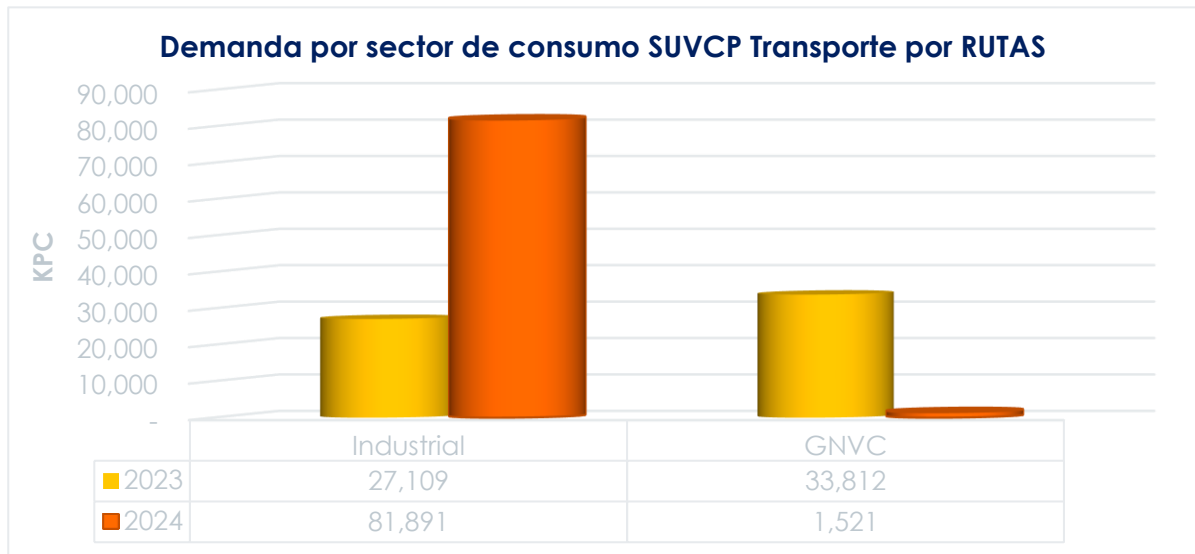
Nº de vendedores y compradores SUVCP Transporte por RUTAS



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar IV de 2024 vs 2023. Para el sector Industrial se presentó un aumento en la demanda del 202 % respecto al año anterior. Por otra parte, para el sector GNVC disminuyó la demanda en un 96 % respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

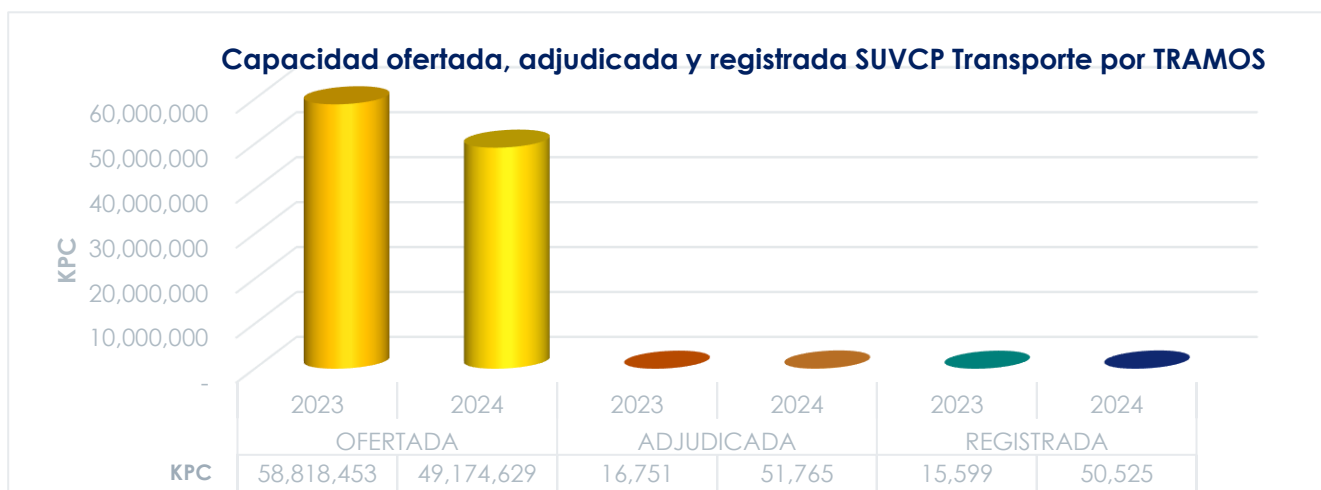


Fuente: SEGAS

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 IV de 2024.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar IV de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó un 16 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	9,930,751	8,930,725
CARTAGENA - SINCELEJO	8,281,626	6,381,526
BARRANQUILLA - CARTAGENA	6,855,755	4,645,790
YUMBO/CALI - CALI	3,380,386	3,886,537
CUSIANA - EL PORVENIR	2,500,689	3,210,792
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2,428,172	3,198,806
LA BELLEZA - COGUA	3,084,727	2,513,860
COGUA - SABANA_F	3,049,682	2,498,730
VASCONIA - MARIQUITA	2,390,082	2,357,702
SINCELEJO - JOBO	3,598,140	2,076,251
Otros Tramos	13,318,443 (*)	9,473,910 (**)
TOTAL (KPC)	58,818,453	49,174,629

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2023. Cantidad 28 tramos.

** Otros Tramos año 2024. Cantidad 27 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar IV de 2024, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2023. La capacidad adjudicada disminuyó en un 209 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
LA BELLEZA - COGUA	142	25,426
COGUA - SABANA_F	142	25,339
SEBASTOPOL - VASCONIA	-	1,000
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	-
MARIQUITA - PEREIRA	-	-
LA BELLEZA - VASCONIA	266	-
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	-	-
Otros Tramos	16,201 (*)	- (**)
TOTAL	16,751	51,765

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2023. Cantidad 3 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 IV, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una reducción del 224 % en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2023.

TRAMOS	2023 (KPC)	2024 (KPC)
COGUA - SABANA_F	142	25,338
LA BELLEZA - COGUA	142	25,187
VASCONIA - LA BELLEZA	3,078	-
CUSIANA - EL PORVENIR	6,040	-
EL PORVENIR - LA BELLEZA	6,197	-
LA BELLEZA - VASCONIA	-	-
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	-
Otros Tramos	- (*)	- (**)
TOTAL	15,599	50,525

Fuente: SEGAS

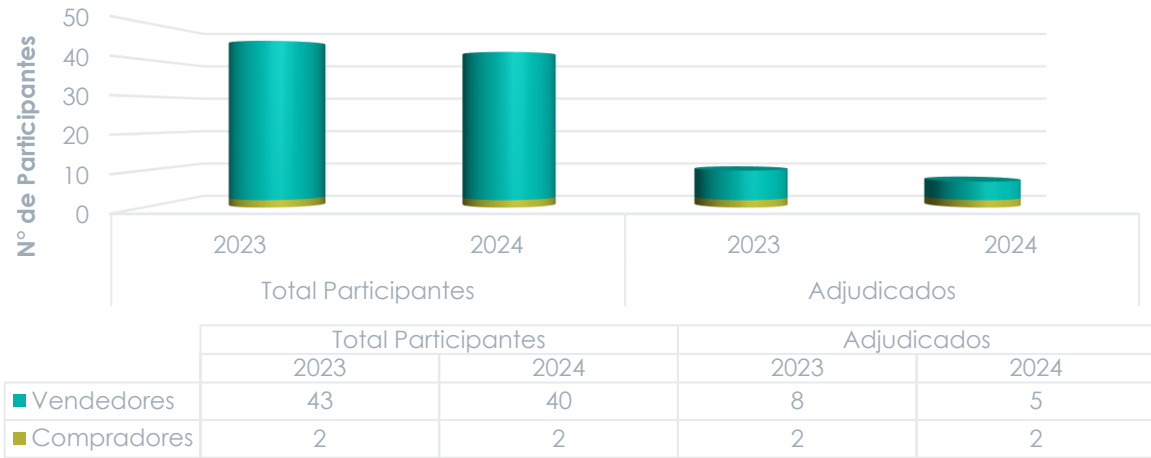
* Otros Tramos año 2023. Cantidad 0 tramos.

** Otros Tramos año 2024. Cantidad 0 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

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

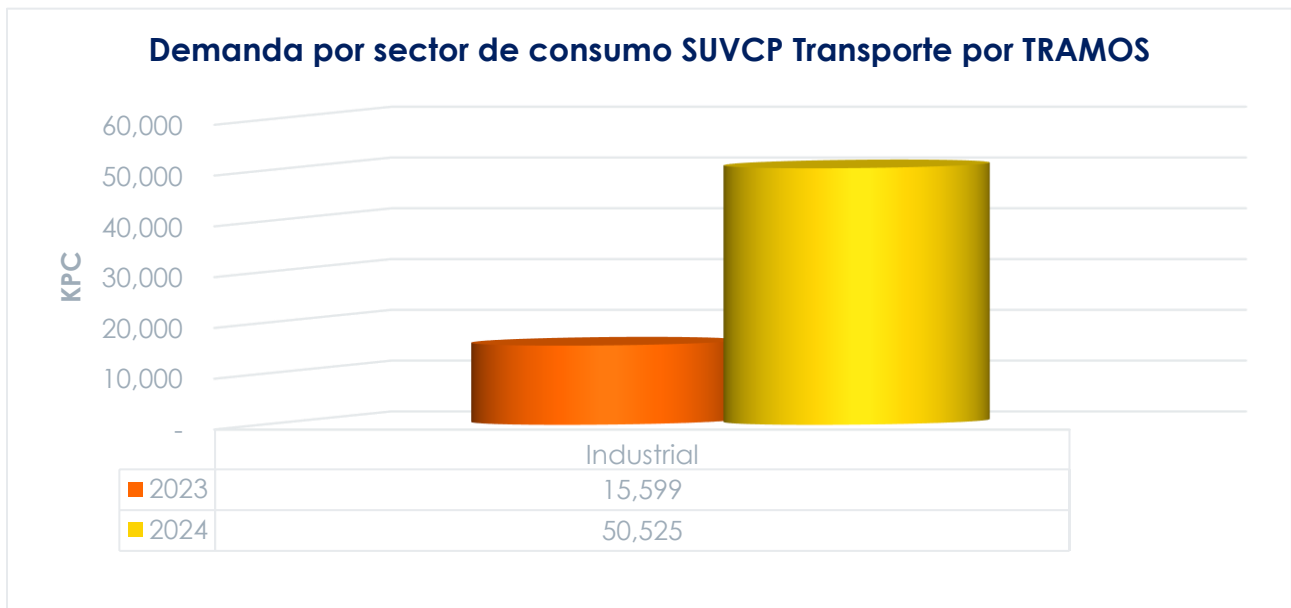
N° de vendedores y compradores SUVCP Transporte por TRAMOS



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar IV de 2024, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Industrial. La demanda del sector Industrial disminuyó en un 224 % 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:

- **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.

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).

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 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 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
Septiembre	-	868,252	-	-	-625,641	-
Octubre	-	1,058,678	-	-	-611,093	-
Noviembre	-	691,555	-	-	- 695,824	-

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 (...)"

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 (...)"

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 906,162 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -644,186 MBTU
Transportador - Transportador	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.

5

Indicadores CREG del Mercado Primario

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

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

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

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre septiembre a noviembre 2024. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado¹².

¹² <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

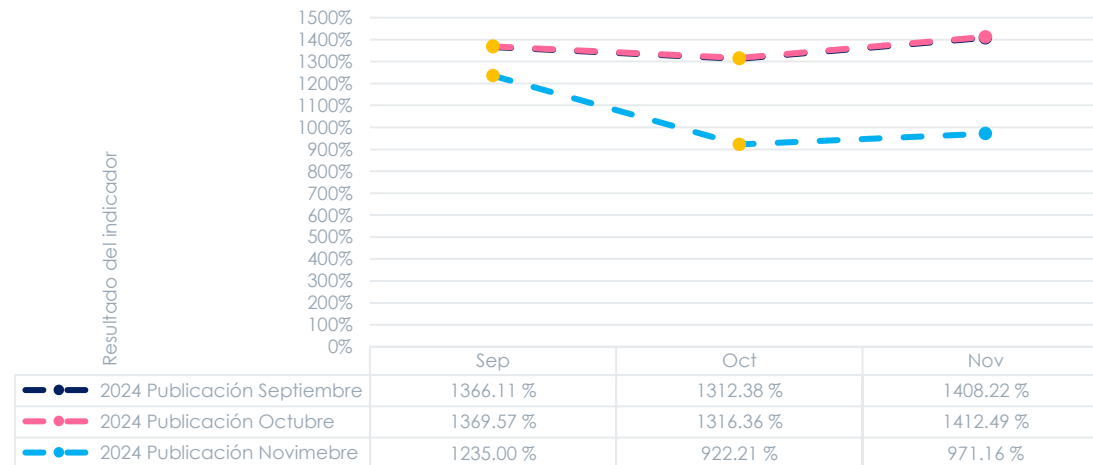
Periodicidad de publicación Anual, antes del proceso de negociación

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 septiembre a noviembre de 2024, entre las publicaciones de **septiembre y octubre**, aumentaron significativamente como consecuencia de un incremento en promedio de 2,267 MBTUD en la oferta comprometida en firme de septiembre a noviembre.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de **octubre y noviembre** disminuyeron en promedio el 23.67% como consecuencia de un incremento en la PTDV aumento en un promedio de 8,115 MBTUD de septiembre a noviembre.

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

Oferta Comprometida: 793,771 MBTUD

PTDV: 77,363 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.

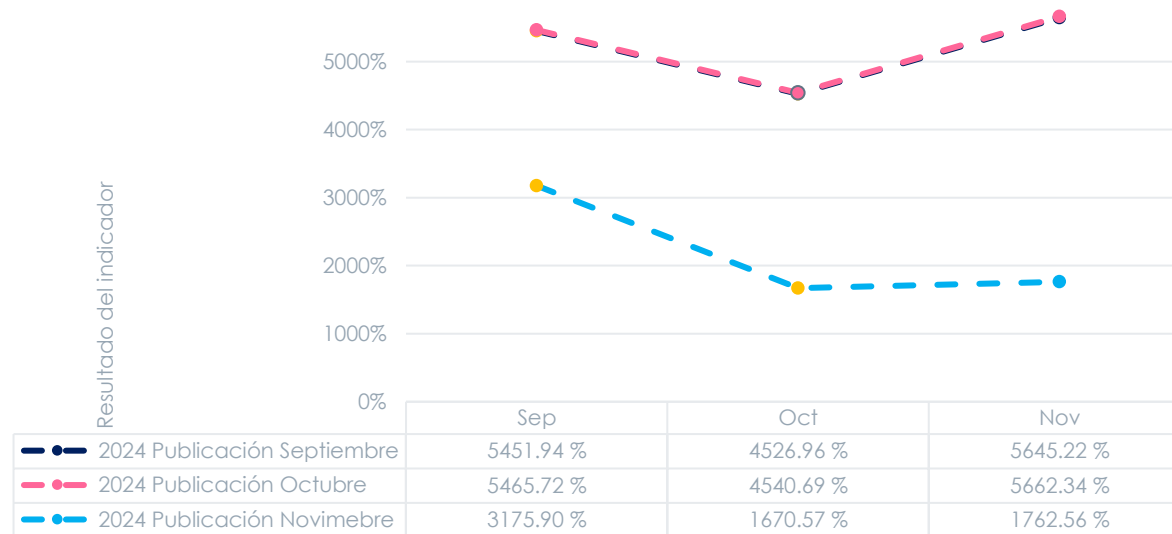
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2024, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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 septiembre a noviembre de 2024, entre las publicaciones de **septiembre y octubre**, no presentaron una variación significativa.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de **octubre y noviembre** disminuyeron como consecuencia que la variable PTDVF aumentó en promedio 23,845 MBTUD de septiembre a noviembre.

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

Oferta Comprometida: 793,771 MBTUD
PTDVF: 39,184 MBTUD
CIDVF: 0 MBTUD

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

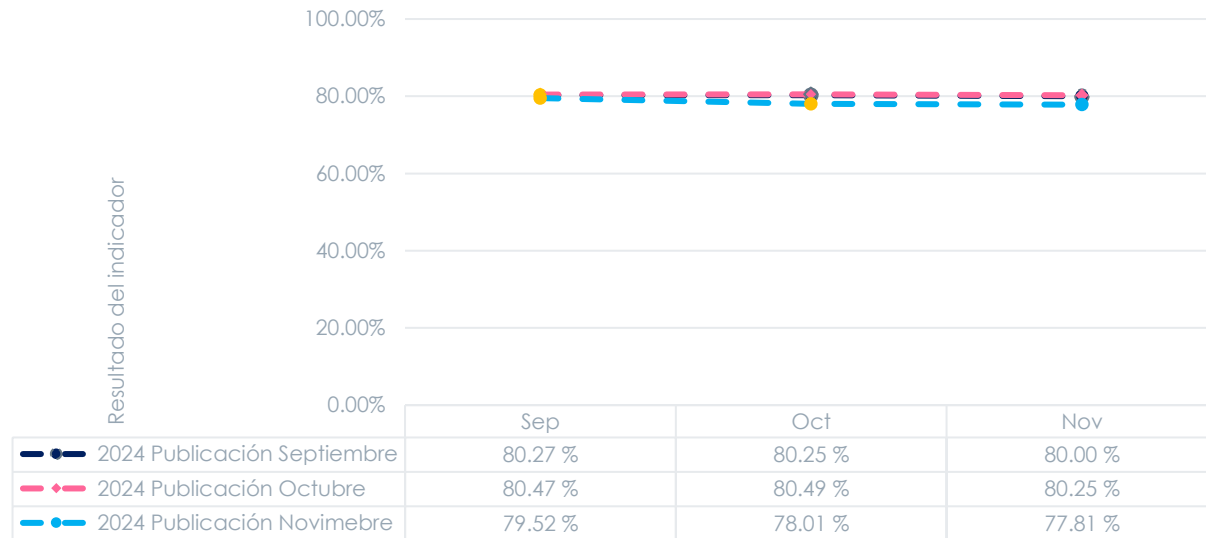
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2024, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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 septiembre a noviembre de 2024, entre las publicaciones de **septiembre y octubre**, aumentaron en promedio el 0.27% como consecuencia de un incremento en promedio 2,267 MBTUD en la oferta comprometida en firme de septiembre a noviembre.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de **octubre y noviembre** disminuyeron en promedio el 1.22% como consecuencia de un incremento en promedio 22,801 MBTUD en el potencial de Producción de septiembre a noviembre.

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.

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Oferta Comprometida: 793,771 MBTUD

PP: 1,011,933 MBTUD

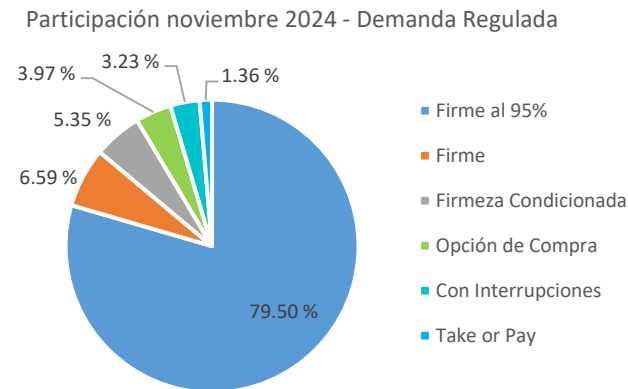
Nota: en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2024, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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 **noviembre** 2024 no presentó variación representativa con respecto al mes inmediatamente anterior.

La participación por modalidad contractual para noviembre 2024 fue la siguiente: Firme al 95% (79.52%), Firme (6.59%), Firmeza Condicionada (5.35%), opción de Compra de gas (3.97%), Con Interrupciones (3.23%), ToP (1.36%).

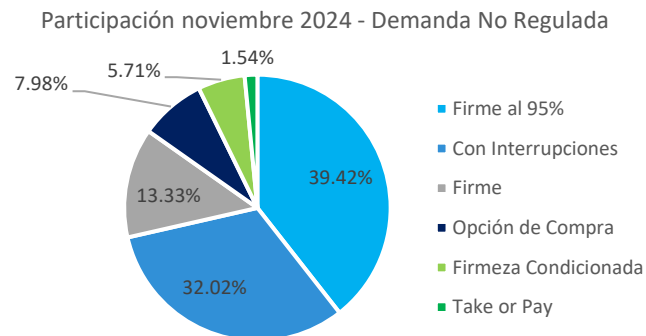
De esta manera, se evidencia que la demanda regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

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

MP18



Análisis: El valor del indicador para el mes de **noviembre 2024** no presentó variación representativa con respecto al mes inmediatamente anterior.

La participación por modalidad contractual para noviembre 2024 fue la siguiente: Firme al 95% (39.42%), Con Interrupciones (32.02%), Firme (13.33%), Opción de compra (7.98%), Firmeza condicionada (5.71%) y ToP (1.54%).

6

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.