



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL JUNIO A AGOSTO DE 2022

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 - julio - agosto **se registraron en total 15 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

En cuanto a la aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, dado que **se determinó congestión contractual en dos de los tramos del SNT, se activó el mecanismo de asignación de capacidad en los tramos i) Cusiana – El Porvenir y, ii) El Porvenir – La Belleza.**

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 83%; **el 97% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.** La capacidad adjudicada para tramos aumentó cuatro veces más para el trimestre III de 2022 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 95% 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 de gas de 2022 es el **industrial con el 89%** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociado de forma bilateral en el mercado primario durante el tercer trimestre del año gas 2022 **aumentaron en un 14%** con respecto al mismo periodo de 2021, **ubicándose en 19,020 MBTUD**; por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$3.65 y \$8.63 USD/MBTU.**

Las cantidades promedio diarias de suministro negociadas de forma bilateral en el mercado secundario **incrementaron en un 27%** alcanzando en el tercer trimestre de 2022 los **37,615 MBTUD** destacándose el **aumento de las transacciones en el punto Mamonal en más de 11.2 veces, alcanzando los 19,880 MBTUD** en promedio diario.

En el mercado secundario se contrataron en total 286 MBTUD, por medio de 3 operaciones producto de la ejecución del mecanismo Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) – Suministro, a un precio promedio ponderado de 6.50 USD/MBTU.

En las subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI), el total de gas adjudicado fue de 20,708 MBTUD, producto de 11 operaciones. Los precios de adjudicación fluctuaron entre 4.89 USD/MBTUD y 8.92 USD/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 junio-julio-agosto de 2022, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron quince (15) 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

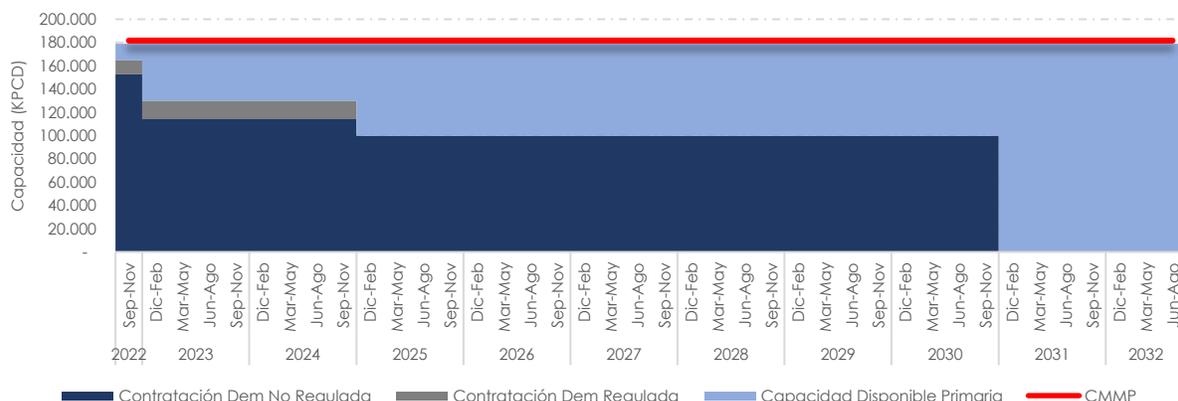
#### Ballena – La Mami



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	159,582	183,633	188,669	206,747	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	6,023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	108,891	78,817	73,781	55,703	48,652	42,608	39,586	29,213	20,100	15,110
<b>Contratación en Firme</b>	108,891	78,817	73,781	55,703	48,652	42,608	39,586	29,213	20,100	15,110
<b>Cont. con Interrupciones</b>	149,227									
<b>CMMP</b>	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
<b>Contratación firme/CMMP</b>	42%	31%	29%	22%	19%	17%	15%	11%	8%	6%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

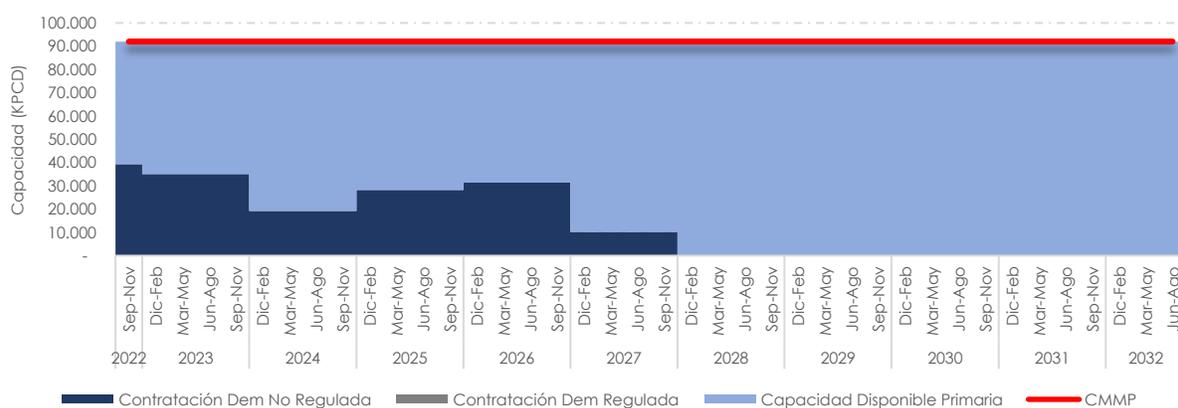
### Jobo – Sincelajo



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	14,045	49,045	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045
<b>Contratación Trím MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	12,270	15,951	15,951	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	152,730	114,049	114,049	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-
<b>Contratación en Firme</b>	165,000	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	14,045									
<b>CMMP</b>	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
<b>Contratación firme/CMMP</b>	91%	72%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

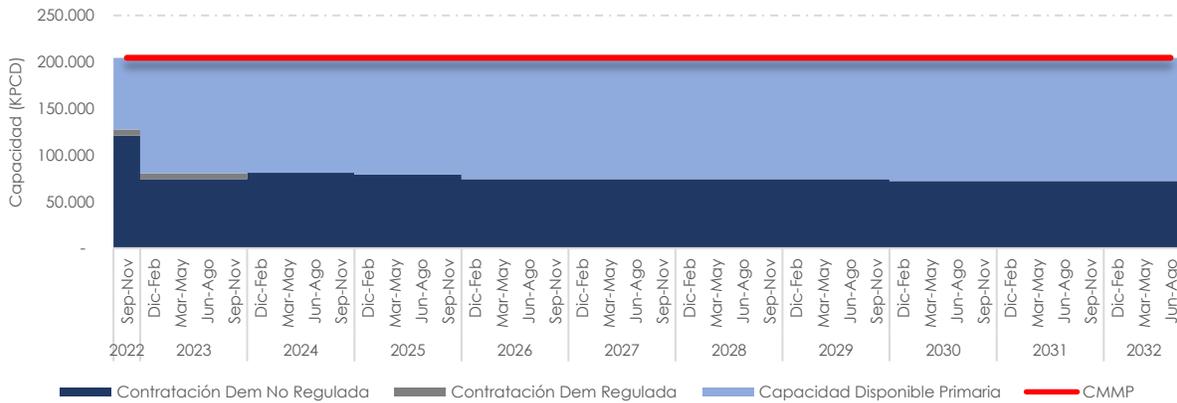
### La Creciente – Sincelajo



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	54,094	55,467	71,343	62,215	59,058	80,357	90,500	90,500	90,500	90,500
<b>Contratación Trím MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	39,311	35,033	19,157	28,285	31,442	10,143	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	39,311	35,033	19,157	28,285	31,442	10,143	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	54,093									
<b>CMMP</b>	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	43%	38%	21%	31%	34%	11%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	83,193	124,079	122,120	127,040	130,509	130,509	130,509	130,509	132,509	132,509
<b>Contratación Trím MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MNR (2)</b>	6,023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	6,430	6,430	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	120,909	74,000	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000
<b>Contratación en Firme</b>	127,339	80,430	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	73,890									
<b>CMMP</b>	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
<b>Contratación firme/CMMP</b>	62%	39%	40%	39%	36%	36%	36%	36%	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

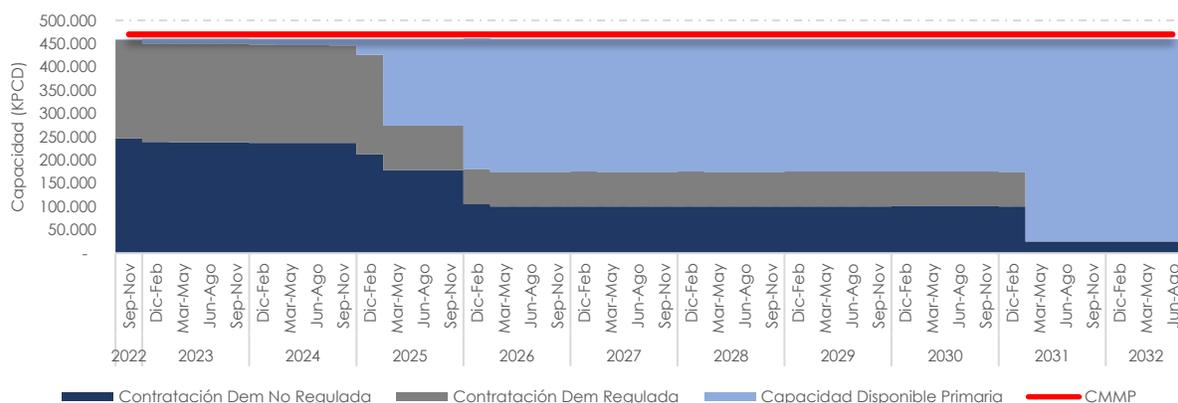
**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

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

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

## 2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

### Cusiana – El Porvenir



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	1,895	10,867	12,763	33,781	280,397	284,981	284,976	284,973	284,408	285,408
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	211,951	210,801	209,820	95,686	75,083	75,087	75,090	75,095	74,660	217
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	246,274	238,625	236,629	177,900	100,000	100,000	100,002	100,000	101,000	25,000
<b>Contratación en Firme</b>	458,225	449,426	446,449	273,586	175,083	175,087	175,092	175,095	175,660	25,217
<b>Cont. con Interrupciones</b>	750									
<b>CMMP</b>	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	97%	96%	95%	58%	37%	37%	37%	37%	37%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

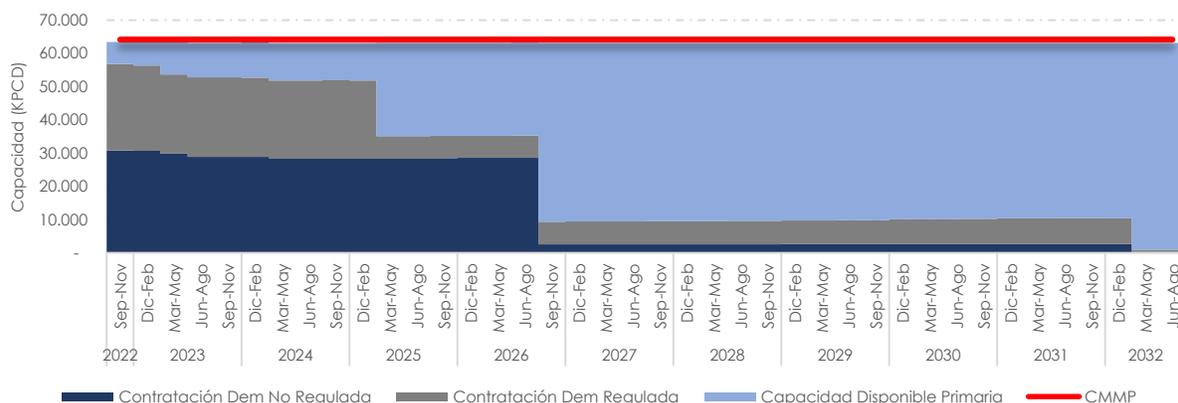
### Cogua – Sabana



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	-	-	-	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	146,497	146,294	126,130	20,961	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	68,542	68,737	68,937	57,642	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	215,039	215,031	195,067	78,603	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	-									
<b>CMMP</b>	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	100%	100%	91%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Cusiana – Apiay



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	6,622	7,137	10,796	11,243	27,913	53,646	53,467	53,285	52,966	52,634
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	26,034	23,849	23,308	6,536	6,684	6,832	6,987	7,108	7,437	7,742
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	30,811	28,858	28,523	28,537	2,559	2,582	2,606	2,667	2,657	2,684
<b>Contratación en Firme</b>	56,845	52,707	51,831	35,073	9,243	9,414	9,593	9,775	10,094	10,426
<b>Cont. con Interrupciones</b>	50									
<b>CMMP</b>	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159
<b>Contratación firme/CMMP</b>	89%	82%	81%	55%	14%	15%	15%	15%	16%	16%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

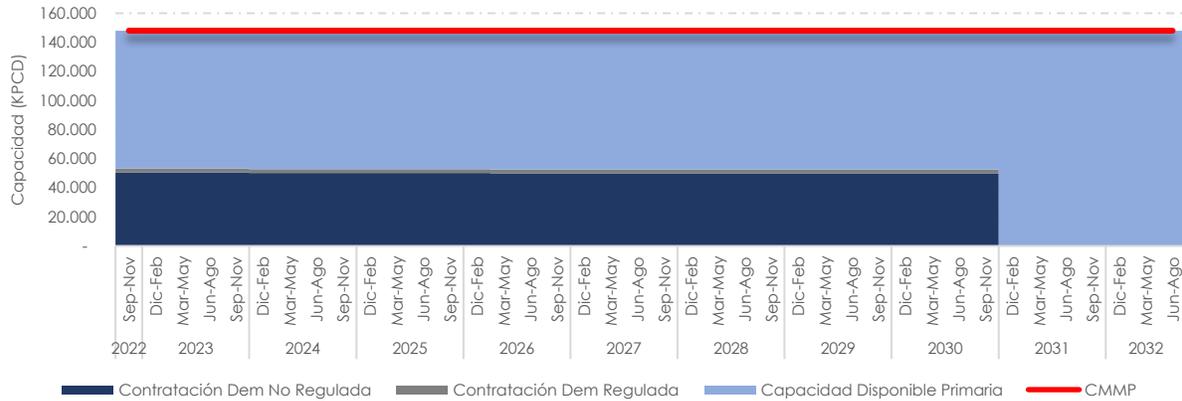
### Ballena - Barrancabermeja



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	214,070	239,803	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	4,600	21,500	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	2%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	42,230	33,697	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	42,530	33,697	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400
<b>Cont. con Interrupciones</b>	20,194									
<b>CMMP</b>	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	16%	13%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
CDP (1)	94,824	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	148,000
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	2,688	2,688	2,688	2,688	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	-
Contratación en Firme MNR (3)	50,488	50,568	50,088	50,088	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	-
Contratación en Firme	53,176	53,256	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratación firme/CMMP	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	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

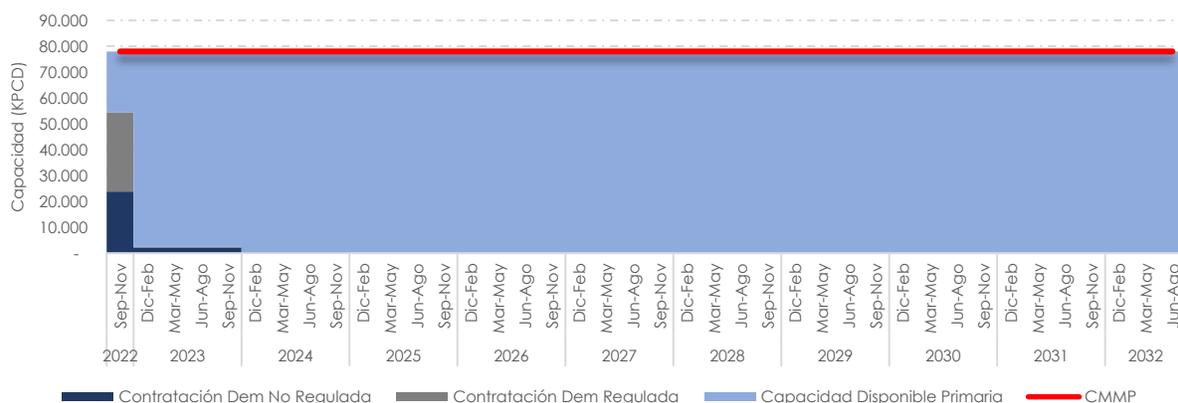
**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

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

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

### 2.1.3 Transmetano

#### Sebastopol - Medellín



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	27,142	75,244	75,310	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	5,750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	21%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	30,480	180	180	180	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	23,880	2,223	262	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	54,360	2,403	442	180	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	9,350										-
<b>CMMP</b>	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	70%	3%	1%	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 junio-julio-agosto, para los mercados regulado y no regulado.

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

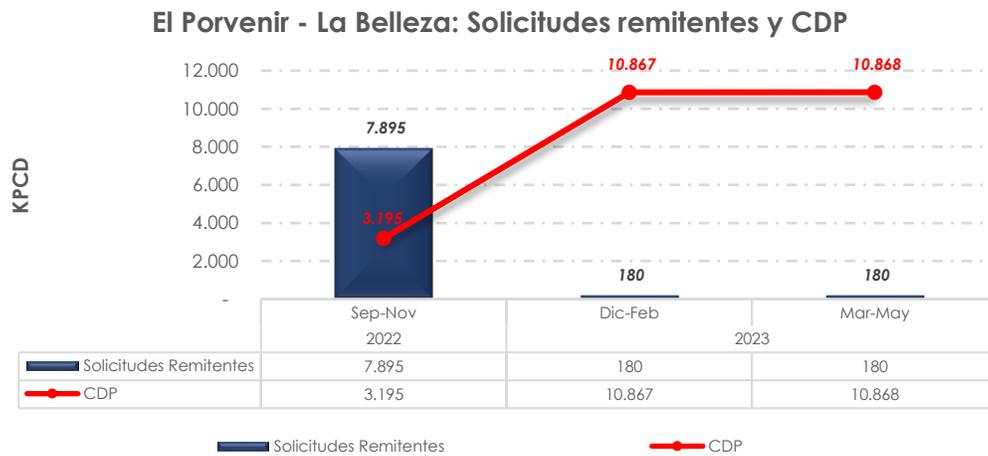
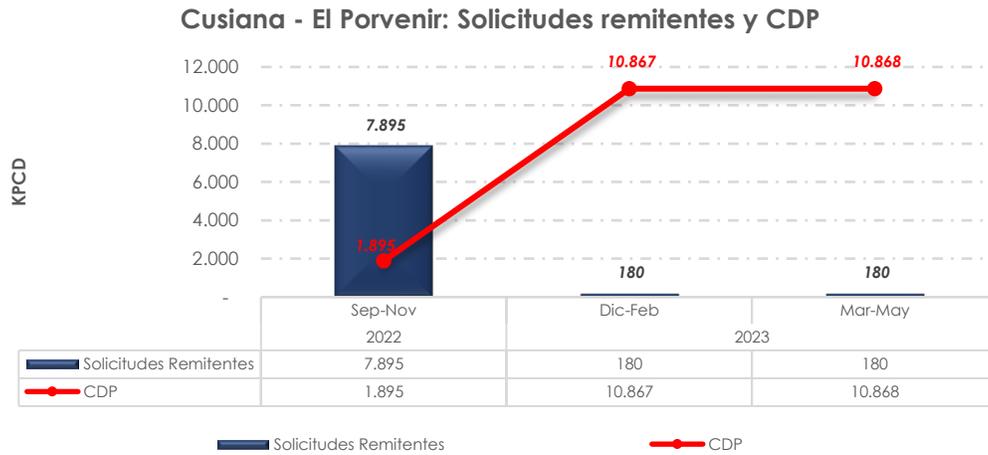
### 2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que en el trimestre estándar de negociación junio-julio-agosto de 2022 se presentó congestión contractual<sup>1</sup> en dos (2) de los tramos del del Sistema Nacional de Transporte - SNT, i) Cusiana – El Porvenir y, ii) El Porvenir – La Belleza; para el trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2022. Por tal razón, se efectuaron

<sup>1</sup> La congestión contractual es definida como la condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 para efectos de la asignación de la capacidad disponible entre los remitentes.

A continuación, se muestra el detalle de las solicitudes agregadas de capacidad de transporte por parte de los remitentes bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales (CCT), en comparación con la Capacidad Disponible Primaria en cada tramo con congestión:



Como se evidencia en las gráficas, en el trimestre septiembre – noviembre de 2022, las solicitudes de los remitentes bajo las diferentes modalidades superaron la CDP de los tramos.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020, en los casos que se presente congestión contractual se debe dar aplicación al mecanismo de asignación implementado con la Resolución CREG 001 de 2021.

Así, el pasado 30 de junio los comercializadores realizaron la declaración a la que hace referencia el Artículo 3 de la Resolución CREG 001 de 2021, mediante la cual los agentes comercializadores<sup>2</sup> con solicitudes de capacidad en los tramos con congestión contractual

<sup>2</sup> En las declaraciones de comercializadores no se incluyen las solicitudes de capacidad de transporte de los usuarios no regulados y generadores térmicos.

informaron el tipo de demanda a atender con el requerimiento de la capacidad (demanda regulada o no regulada).

A continuación, se muestra la tabla con el detalle de las declaraciones de los comercializadores, desagregando las solicitudes de capacidad para el mercado regulado y no regulado, en cada tramo con congestión contractual:

Tramo	Año	Trimestre	Solicitud Demanda CDP (KPCD) Regulada (KPCD)	Capacidad Asignada Mercado No Regulado (KPCD)
CUSIANA – EL PORVENIR	2022	Sep-Nov	-	375
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2022	Sep-Nov	-	375

Fuente: SEGAS

Conforme al mecanismo de asignación establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, en primer lugar, se debe realizar la asignación para los comercializadores que atienden a la demanda regulada. Como se muestra en la tabla, para los dos tramos con congestión contractual, las solicitudes de capacidad para la atención de la demanda regulada fueron igual a cero (0), por lo tanto, no se asignaron capacidades para este tipo de demanda.

Posteriormente, el pasado 19 de julio de 2022 el Gestor del Mercado de Gas Natural procedió con la publicación de la CDP que quedaba disponible para la asignación a la demanda no regulada, como se muestra a continuación:

Tramo	Año	Trimestre	CDP (KPCD)	Capacidad Asignada Mercado Regulado (KPCD)	CDP – Remanente (KPCD)
CUSIANA – EL PORVENIR	2022	Sep-Nov	1,895	-	1,895
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2022	Sep-Nov	3,195	-	3,195

Fuente: SEGAS

De acuerdo con lo anterior, se dio aplicación a lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, con respecto a la asignación de capacidad de transporte para la atención de la demanda no regulada.

En este sentido, ya que la totalidad de las solicitudes para la demanda no regulada superaba la CDP remanente, se determinó la aplicación del mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual, conforme a los lineamientos del Anexo 1 de la Resolución CREG 001 de 2021.

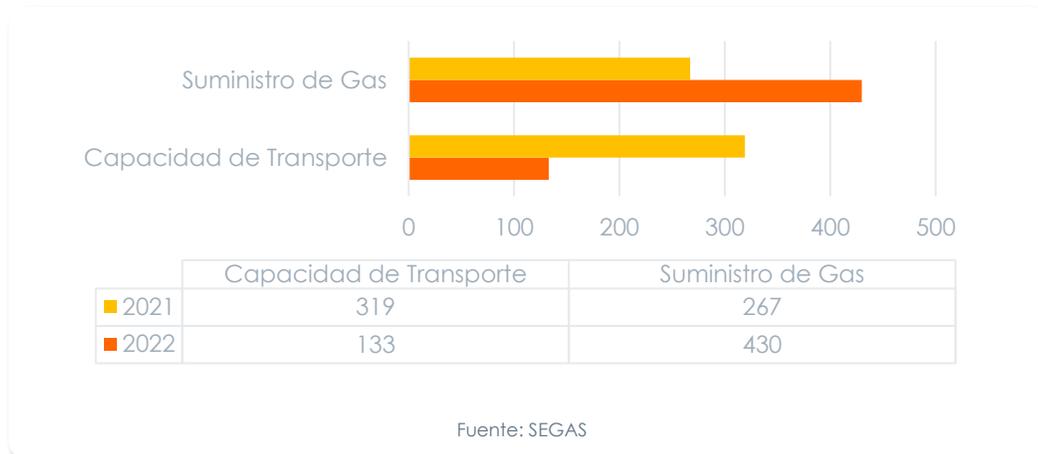
Con base en lo anterior, el vendedor procedió con la constitución de la garantía de participación en la subasta y las declaraciones de oferta y precios de reserva. De igual manera, en el proceso de constitución de garantías de los compradores, uno de los remitentes presentó los mecanismos de cobertura para la participación en las subastas de asignación de la capacidad.

Así, el pasado 16 de agosto, el Gestor del Mercado realizó las subastas de asignación de capacidad de transporte por rutas y tramos, en las cuales no se presentaron adjudicaciones.

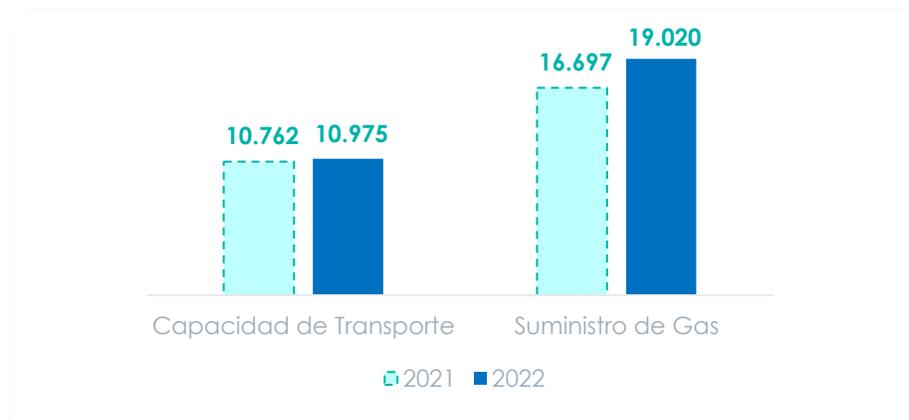
## 2.2 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario en el trimestre III de 2022.

### Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Primario Trimestre III (2022 vs. 2021)



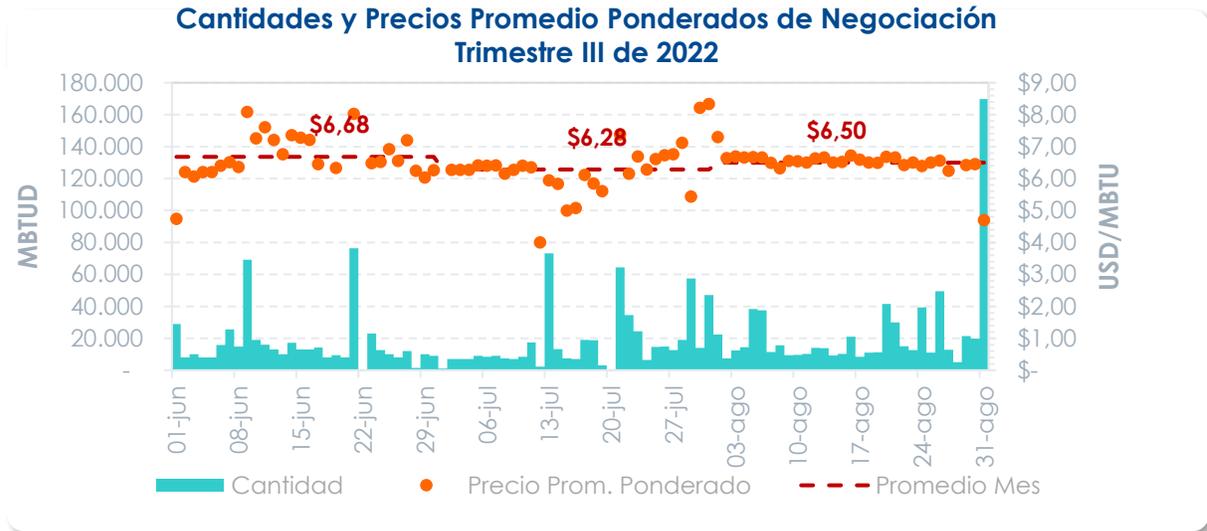
### Cantidades en Promedio Diario Negociado Mercado Primario Trimestre III (2022 vs. 2021)



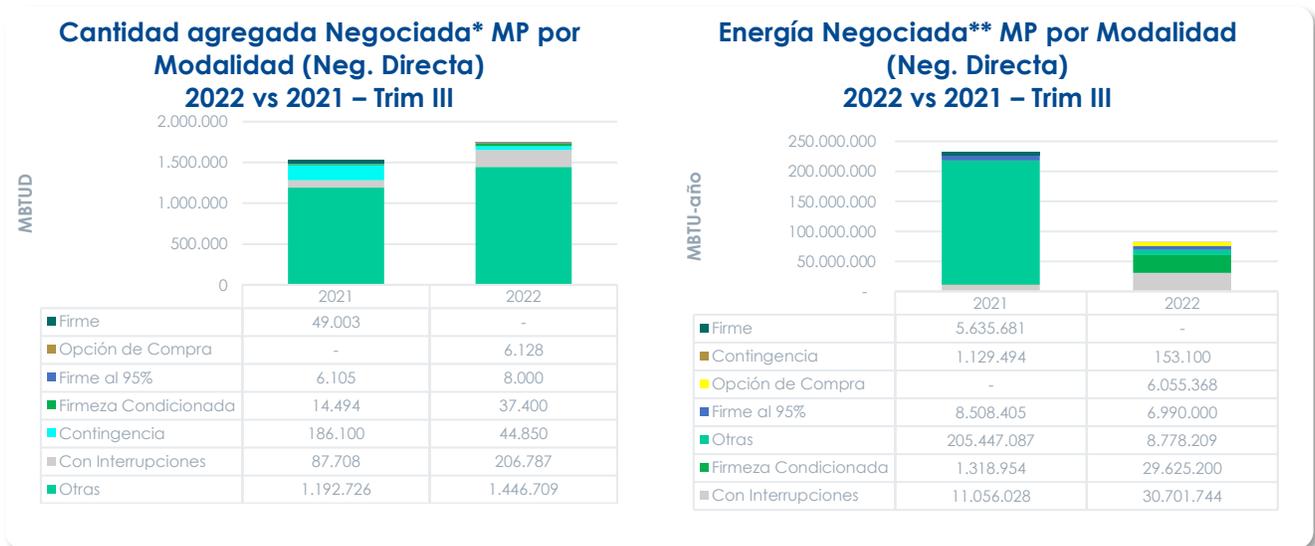
*Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte*

Las cantidades en promedio diario negociadas de manera bilateral en el Mercado Primario durante el tercer trimestre de 2022 de suministro de gas incrementaron en un 14% al pasar de 16,697 a 19,020 MBTUD. Por el contrario, a nivel de negociaciones la capacidad de transporte transada presentó una reducción importante del 58% en las negociaciones, sin embargo, se evidencia un aumento del 2% de las capacidades al pasar de 10,762 a 10,975 KPCD en promedio diario transado.

Suministro



En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas de forma directa por modalidad contractual para el trimestre III de los años 2021 y 2022<sup>3</sup>. Se destaca el importante aumento de cantidades negociadas de las modalidades “Con Interrupciones” y “Otras”, en este trimestre del año 2022; no obstante, se hace notar que en términos de energía las cantidades transadas apenas agregan el 48% de las registradas en el mismo periodo de 2021.



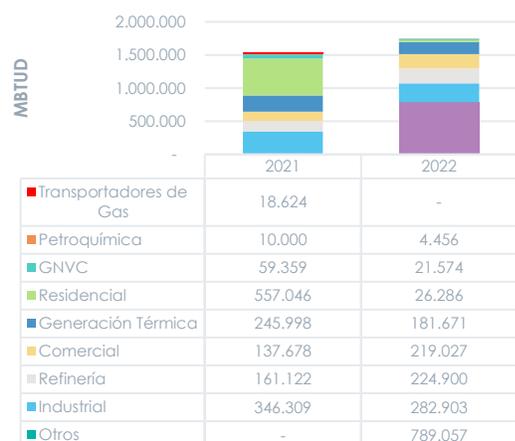
\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

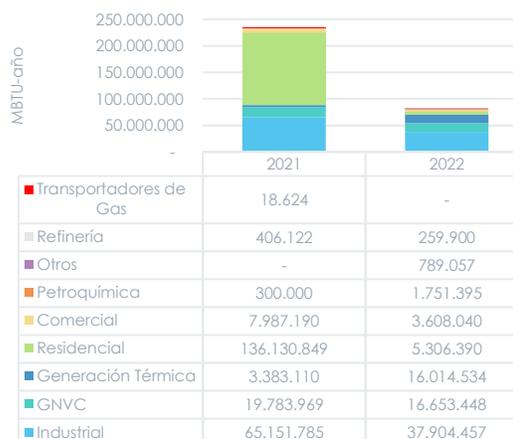
<sup>3</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim III**



**Energía Negociada\*\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – 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 2022

**Precios Promedio \$US/MBTU Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre III de 2022**

Punto de Entrega	2021	2022
AGUAS BLANCAS	\$ 2.00	NA
ARIANNA	\$ 4.65	NA
ARRECIFE	ND	\$ 3.80
BALLENA	\$ 5.17	\$ 5.45
Bloque VIM 5	ND	NA
BREMEN JOBO	\$ 6.30	NA
BULLERENGUE	\$ 4.61	\$ 5.06
CAMPO LA BELLEZA	\$ 4.00	NA
CARAMELO	ND	NA
CARTAGENA	\$ 6.08	\$ 6.84
CHUCHUPA	\$ 3.50	\$ 3.65
CUPIAGUA	\$ 4.70	NA
Cupiagua Sur	\$ 3.99	\$ 4.54

Punto Entrega	2021	2022
CUSIANA	\$ 4.85	NA
EL DIFICIL	\$ 4.03	NA
FLOREÑA	\$ 3.38	NA
HOCOL	\$ 3.80	\$ 4.04
JOBO	\$ 4.34	\$ 8.55
LA CRECIENTE	\$ 4.00	NA
LA MAMI	\$ 5.90	\$ 6.67
MAMONAL	ND	\$ 8.63
MEDELLIN	\$ 7.52	NA
RECETOR WEST	NA	ND
SINCELEJO	\$ 4.62	NA
BLOQUE VIM 21	NA	ND
PK8 CUPIAGUA	NA	ND
LA PUNTA	NA	ND

Fuente: SEGAS

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

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

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$3.65 y \$8.63 USD/MBTU.

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre III de 2022

Modalidad	2021	2022
Con Interrupciones	\$ 3.90	\$ 4.31
Contingencia	\$ 5.05	\$ 5.56
Firme	\$ 5.40	NA
Firme al 95%	\$ 4.70	\$ 5.28
Firmeza Condicionada	\$ 3.00	\$ 4.18
Opción de Compra	NA	\$ 6.75
Otras	\$ 6.49	\$ 6.89

Fuente: SEGAS

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

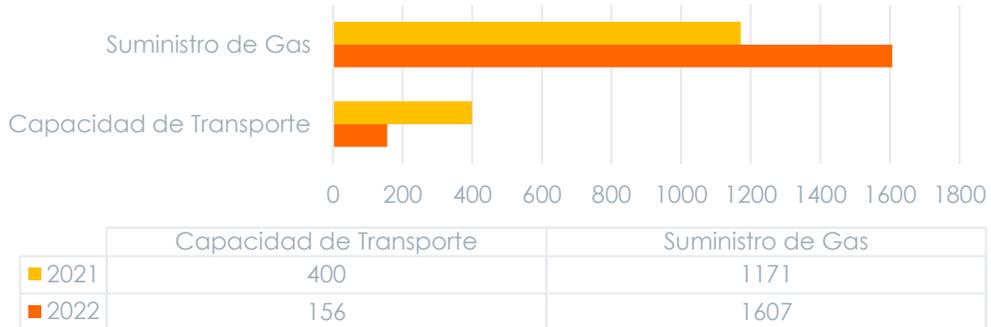
**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

## 2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario en el trimestre III de 2022.

**Número de negociaciones directas de suministro y transporte**

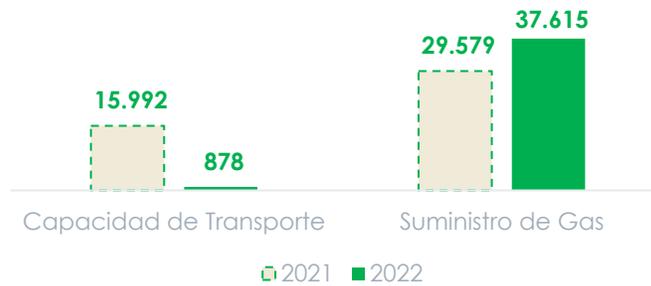
**Mercado Secundario  
Trimestre III (2022 vs. 2021)**



Fuente: SEGAS

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

**Cantidades en Promedio Diario Negociados  
Mercado Secundario  
Trim. III (2022 vs. 2021)**



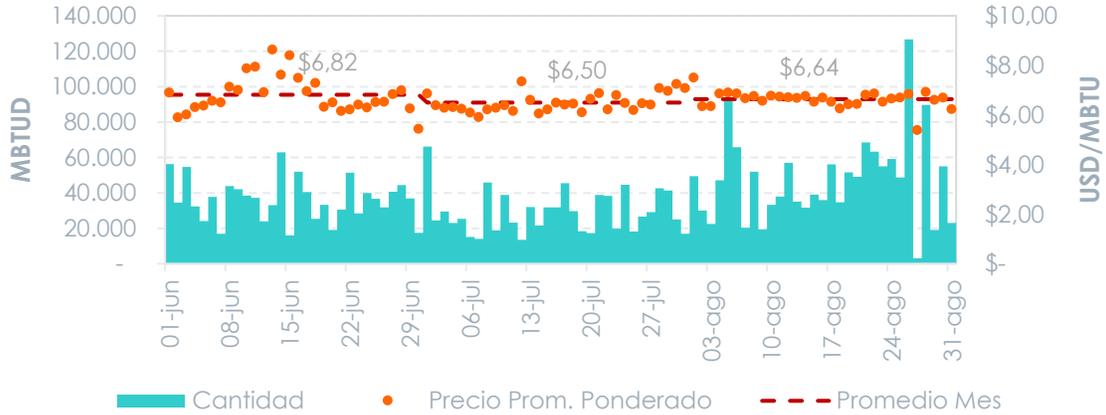
Fuente: SEGAS

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

Tanto la cantidad de negociaciones como la cantidad promedio diario transada de suministro de gas crecieron con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 27% pasando de 29,579 a 37,615 MBTUD; por su parte, la cantidad de negociaciones y la capacidad promedio diario negociadas de capacidad de transporte reflejaron una disminución equivalente al 95% al pasar de 15,992 a 878 KPCD aun cuando el nivel de negociaciones se superó en comparación al 2021.

Suministro

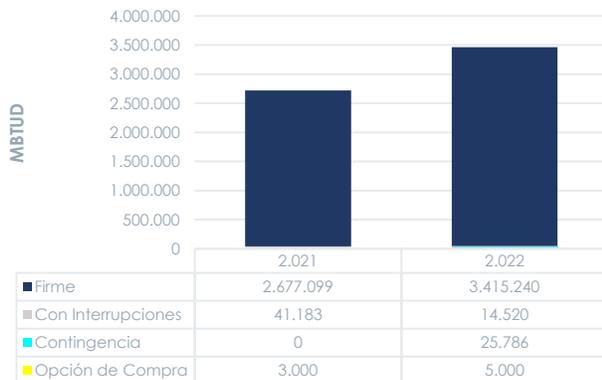
**Cantidades y precios promedio ponderados por cantidad negociados en diariamente en el mercado secundario de suministro trimestre III de 2022**



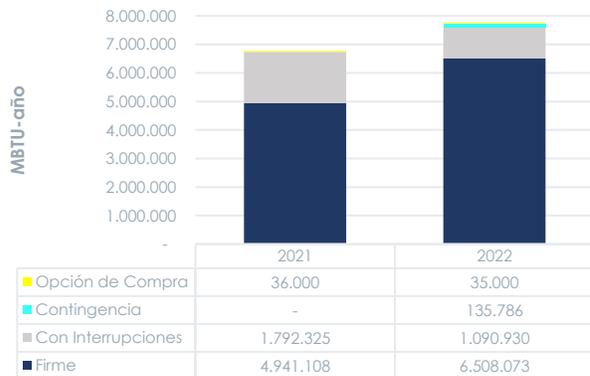
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas por modalidad contractual para el III trimestre de los años 2021 y 2022. 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) 2022 vs 2021 – Trim III**



**Energía Negociada\*\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim III**



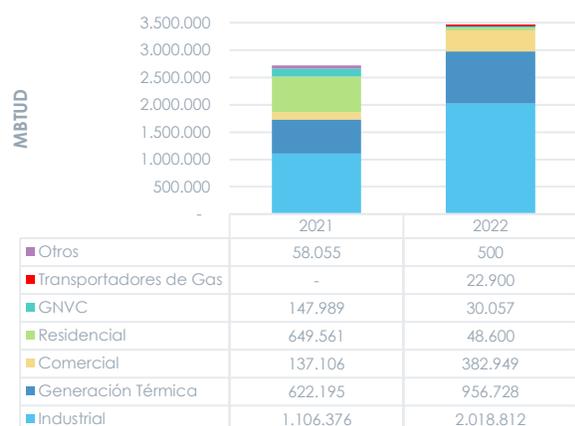
Fuente: SEGAS

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

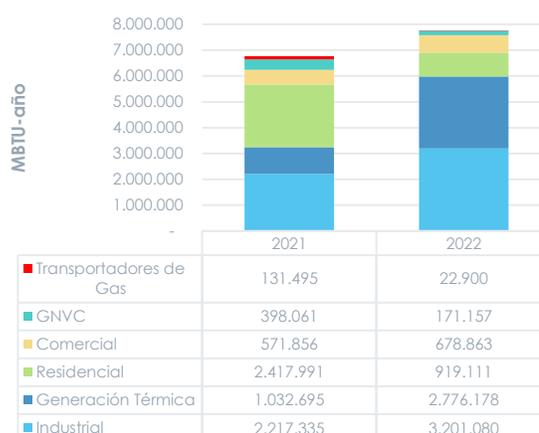
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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 Industrial y Generación Térmica.

**Cantidad agregada Negociada\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trimestre III**



**Energía Negociada\*\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – 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

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre III de 2022 (USD/MBTU)**

Punto Entrega	2021	2022
AGUAS BLANCAS	NA	ND
ARJONA	ND	NA
BALLENA	\$ 5.93	\$ 7.15
BARRANCABERMEJA	\$ 5.21	\$ 5.82
BULLERENGUE	NA	\$ 5.35
CARAMELO	ND	NA
CUSIANA	\$ 4.31	\$ 4.88
EL DIFICIL	\$ 10.32	NA
HOCOL	NA	ND
JOBO	\$ 6.40	\$ 6.60
LA CAÑADA NORTE	\$ 8.17	NA

Punto Entrega	2021	2022
LA CRECIENTE	NA	ND
MAMONAL	\$ 5.55	\$ 6.89
SAN ROQUE	ND	NA
SEBASTOPOL	\$ 5.78	\$ 5.15
TUCURINCA	\$ 6.14	\$ 7.17
VASCONIA	\$ 7.91	\$ 5.46
NO SNT	\$ 11.01	\$ 12.65

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 2022 (USD/MBTU)

Modalidad	2021	2022
Con Interrupciones	\$ 3.84	\$ 6.65
Contingencia	NA	\$ 8.50
Firme	\$ 5.45	\$ 6.70
Opción de Compra	ND	ND

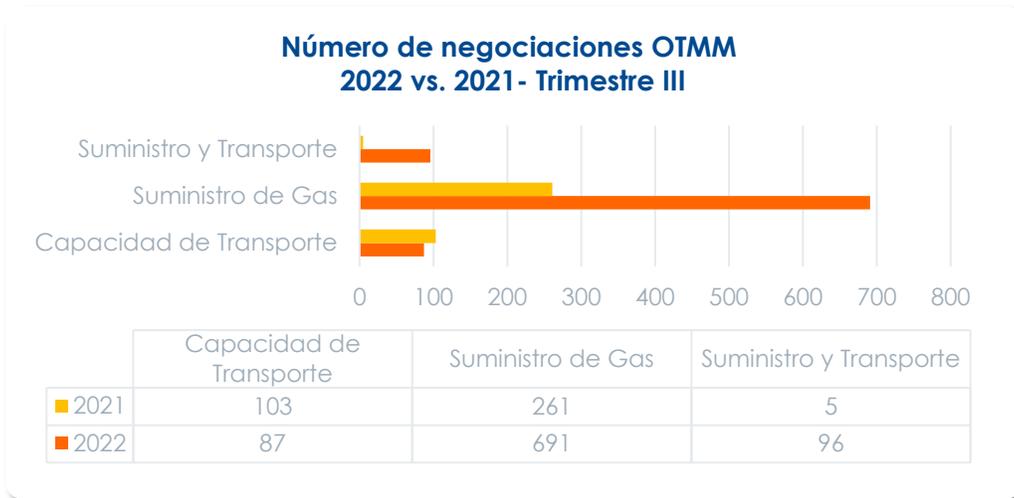
Fuente: SEGAS

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

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

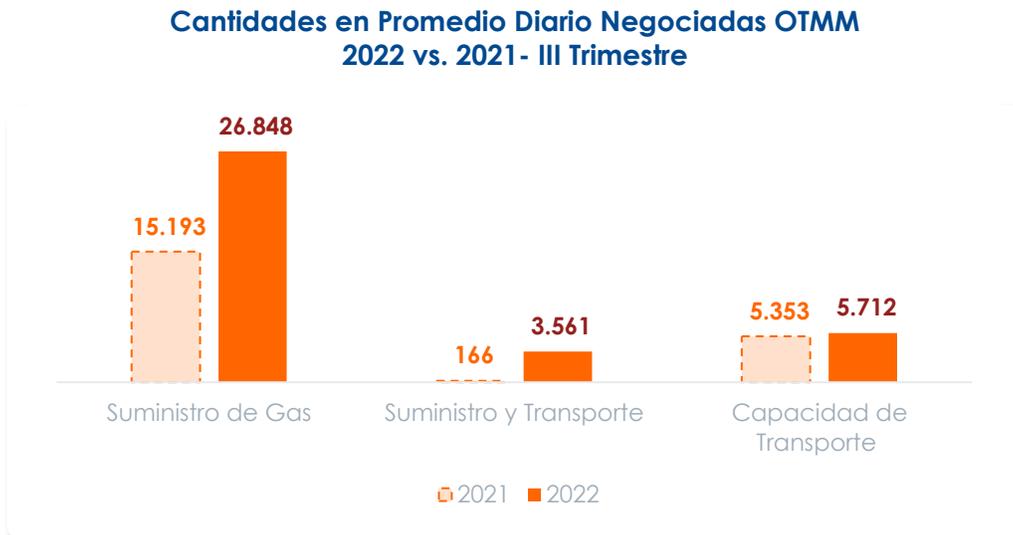
## 2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre III de 2022 con respecto al mismo periodo de 2021, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto "suministro" y "suministro y transporte", mientras en el producto de "capacidad de transporte" se redujo la cantidad de negociaciones.



Fuente: SEGAS

### Cantidades en promedio diario negociadas.



Fuente: SEGAS

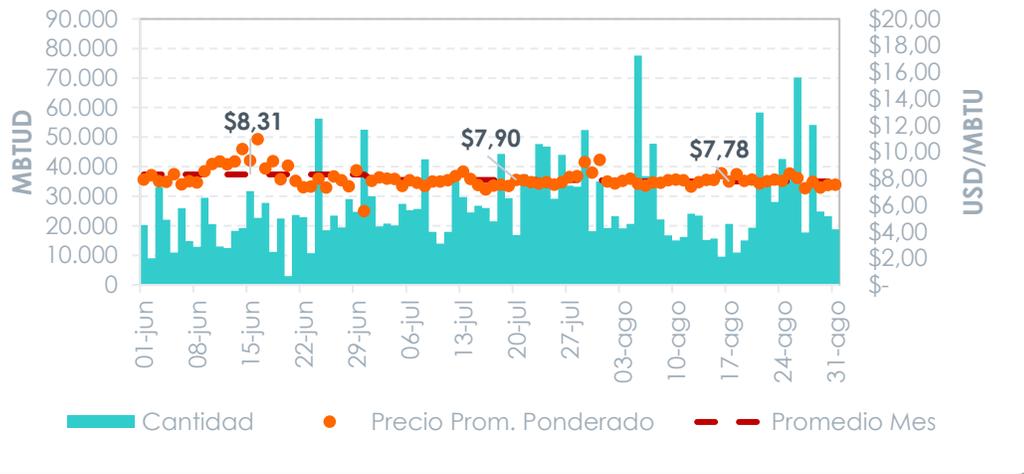
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

Las negociaciones de OTMM presentaron un crecimiento generalizado: la cantidad promedio diario transada de suministro de gas creció con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 77% pasando de 15,193 a 26,848 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diario negociada aumentó en un 7% pasando de 5,353 a 5,712 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte fue el que registró el mayor crecimiento ubicándose en un 2,051% al pasar de 166 a 3,561 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios

Cantidades y precios promedios ponderados por cantidades negociadas diariamente en OTMM  
Trimestre III de 2022

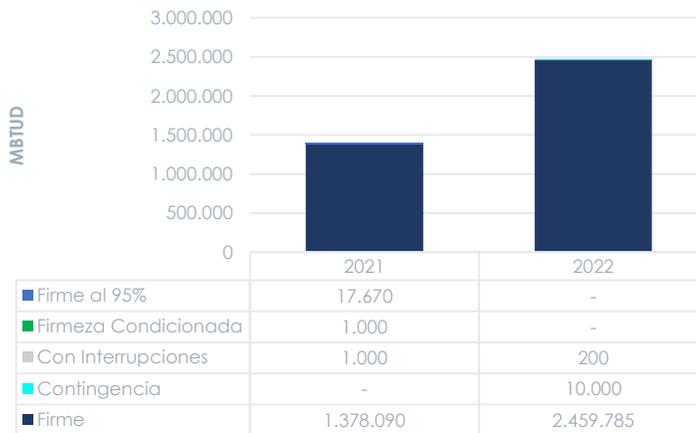


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre III de 2022 se transaron predominantemente cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representó cerca del 99.6% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Contingencia” y “Con Interrupciones” que agregaron el 0.4% de las cantidades promedio diaria negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro  
2022 vs. 2021 – Trimestre III



Fuente: SEGAS

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM  
Suministro – Trimestre III de 2022**

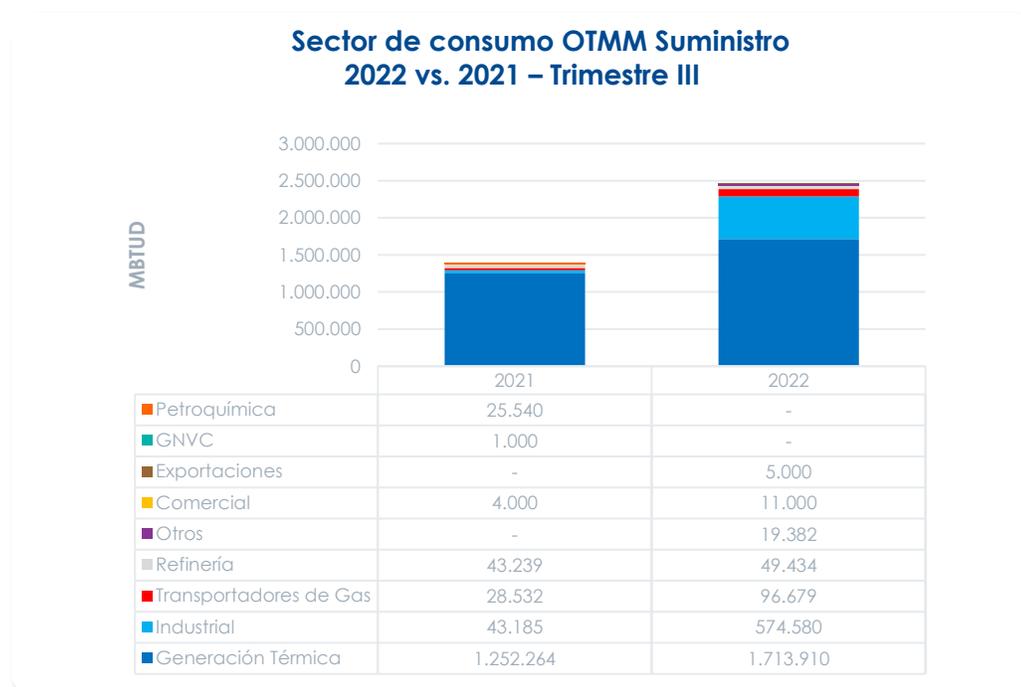
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	ND
Contingencia	ND
Firme	\$ 7.92

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

La siguiente tabla presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre III de 2022, el cual se compara con el mismo periodo del año 2021. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 69% y el sector Industrial del 23%.



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 III de 2022 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM  
Suministro –Trimestre III de 2022**

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	\$ 8.35
Exportaciones	ND
Generación Térmica	\$ 8.33
Industrial	\$ 7.33
Otros	ND
Refinería	\$ 8.40
Transportadores de Gas	\$4.83

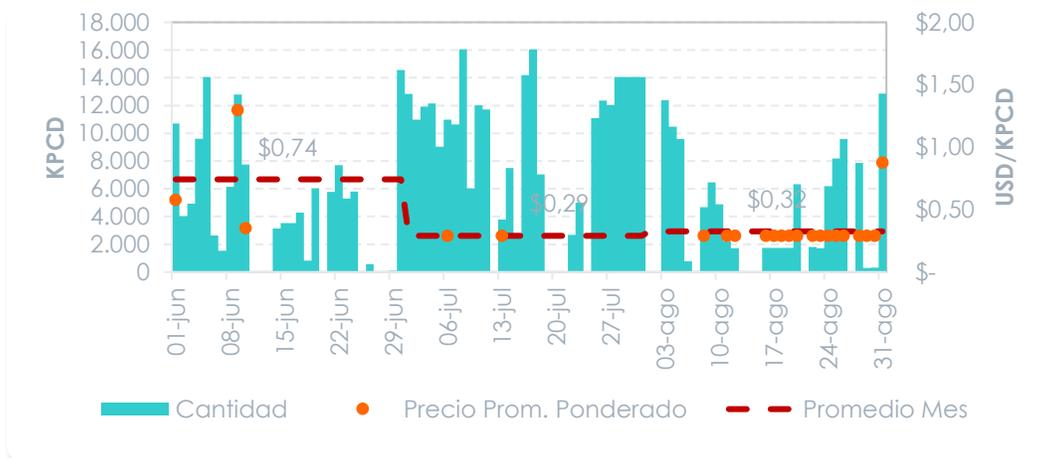
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**Transporte – OTMM**

**a. Cantidades y precios**

**Capacidades y precios promedios ponderados por capacidades negociadas diariamente en OTMM - Trimestre III de 2022**

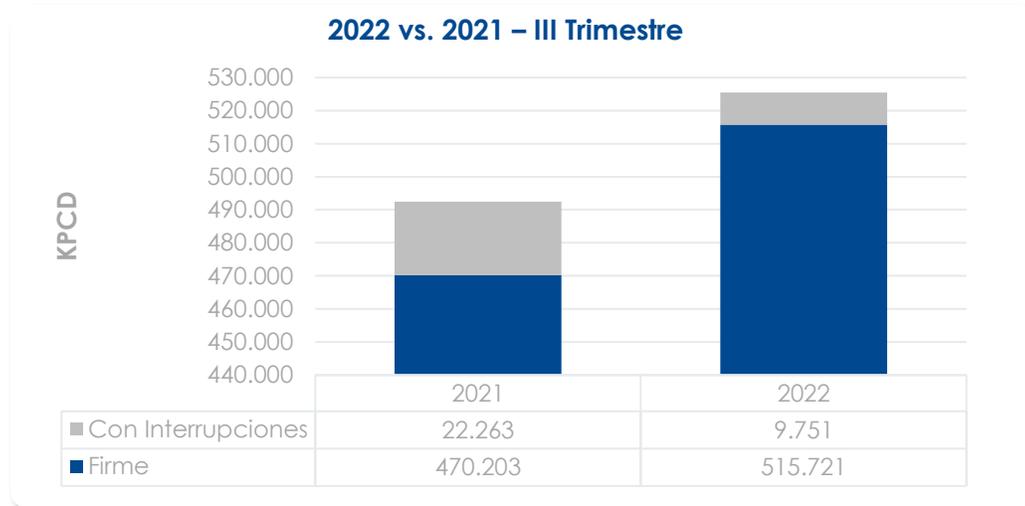


Fuente: SEGAS

**b. Modalidad contractual OTMM – Transporte**

Para el trimestre III de 2022, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2021 representando un crecimiento en cerca de un 7% representadas principalmente por la modalidad firme.

**Modalidad contractual OTMM Transporte**



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por capacidades estimados por modalidad y registrados durante el trimestre III de 2022:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM  
Capacidad de Transporte –Trimestre III de 2022**

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/KPC)
Con Interrupciones	\$ 1.84
Firme	\$ 0.32

Fuente: SEGAS

**Precios registrados por rutas –trimestre III 2022**

A continuación, se presenta los precios de negociación promedio ponderados por capacidades estimados por ruta y registrados durante el trimestre:

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Ruta OTMM  
Capacidad de Transporte –trimestre III de 2022**

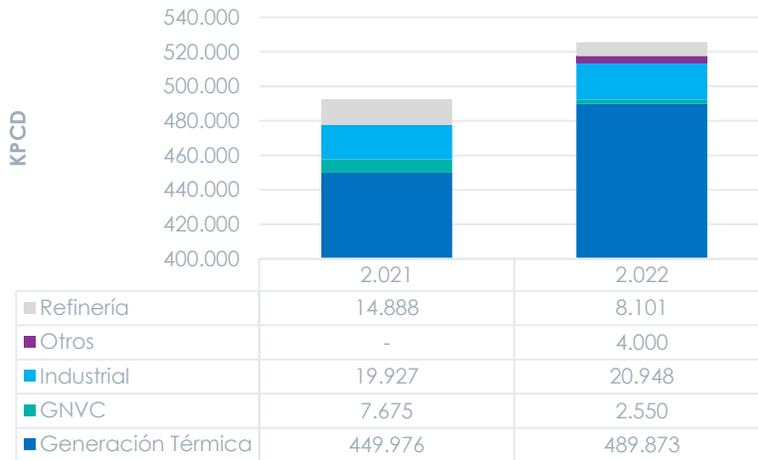
Ruta	Precio Promedio Ponderado (USD/KPC)
BALLENA - BARRANCABERMEJA	ND
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	\$ 1.84
CARTAGENA - LA MAMI	ND
CARTAGENA - MAMONAL	\$ 0.29
CUSIANA - SEBASTOPOL	\$ 1.40
CUSIANA - VASCONIA	\$1.30
SEBASTOPOL - MEDELLIN	\$1.32
SINCELEJO - CARTAGENA	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

**Sector de consumo OTMM Transporte  
Trimestre III (2022 vs. 2021)**



Fuente: SEGAS

3

## Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

**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.

A continuación, se presentan los principales resultados de los mecanismos de subasta administrados por el Gestor del Mercado de Gas Natural en 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, en el trimestre III estándar de gas de 2022 se llevaron a cabo 92 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 1 Subasta de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

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

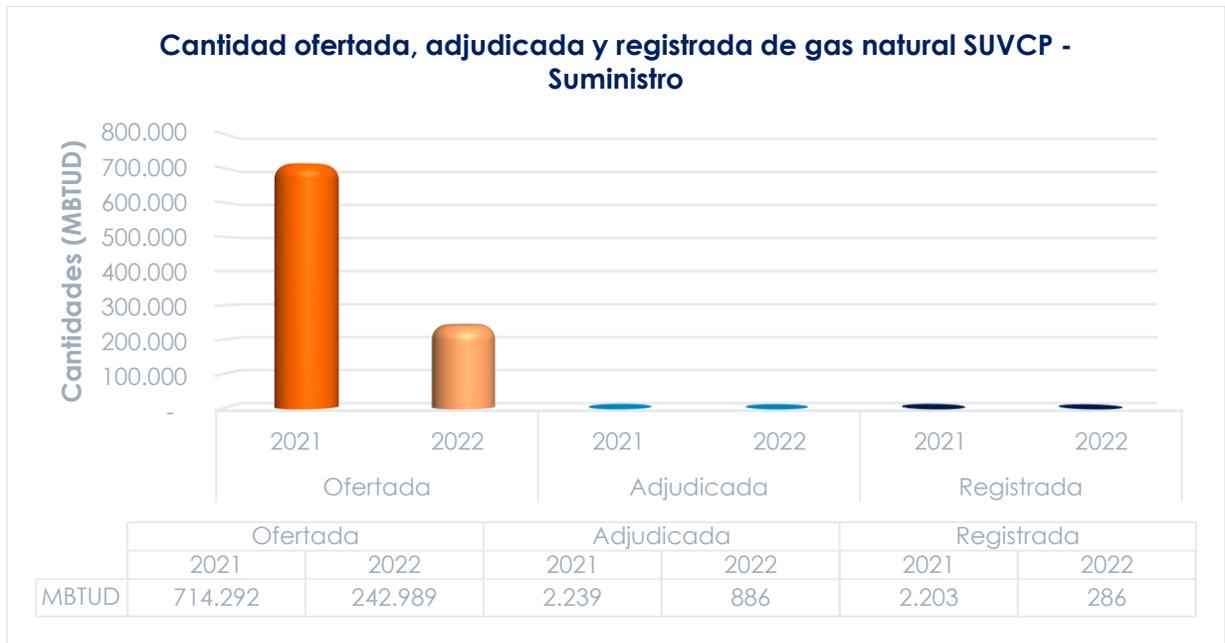
A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme<sup>4</sup> en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, sus productos son contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el trimestre III de 2022 vs 2021<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2).

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



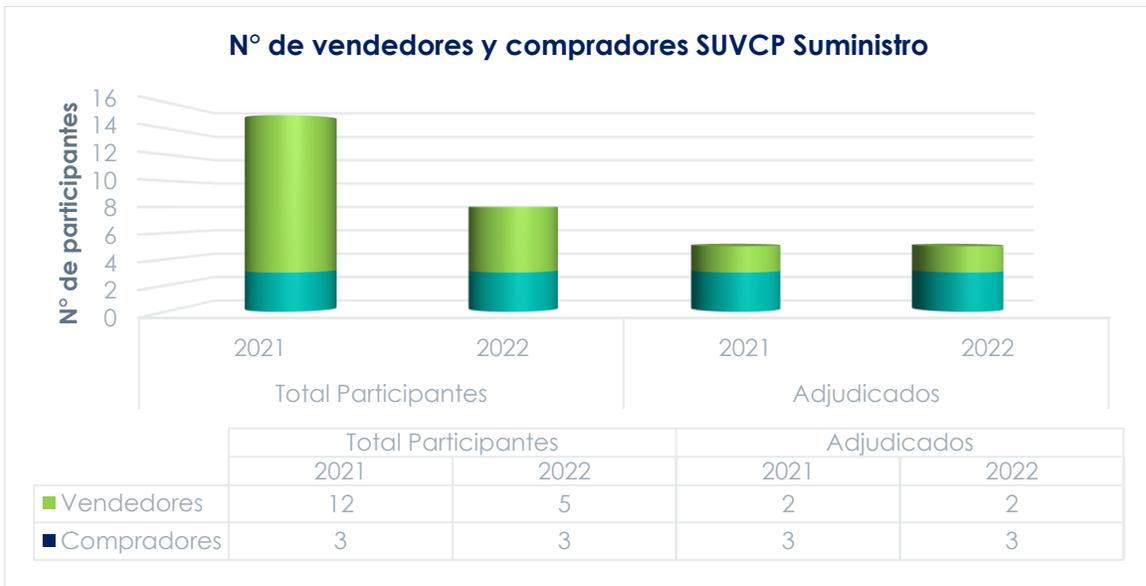
Fuente: SEGAS

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
BULLERENGUE	180	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	112,240	81,809	698	-	662	-
CUSIANA	600,187	150,267	1,541	886	1,541	286
FLOREÑA	225	738	-	-	-	-
GIBRALTAR	257	-	-	-	-	-
HOCOL	103	-	-	-	-	-
PROVINCIA	1,100	770	-	-	-	-
BALLENA	-	9,405	-	-	-	-
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>714,292</b>	<b>242,989</b>	<b>2,239</b>	<b>886</b>	<b>2,203</b>	<b>286</b>

Fuente: SEGAS

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

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



Fuente: SEGAS

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

Las negociaciones en la SUVCP - Suministro en el trimestre III gas de 2022 se registraron con destino a abastecer la demanda de los sectores industrial y comercial. Para el mismo periodo del año anterior, la contratación de gas natural con este mecanismo de comercialización se destinó a los sectores industrial y GNVC.

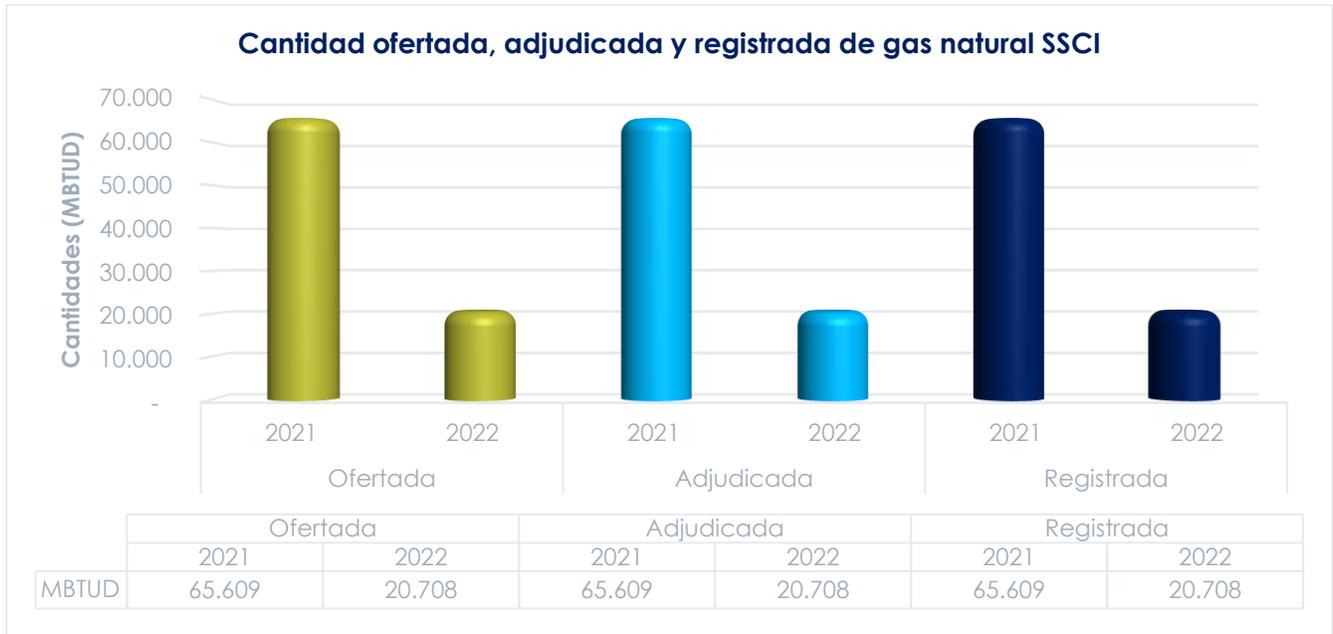


Fuente: SEGAS

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

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

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural transadas mediante el mecanismo SSCI para el trimestre III gas de 2022 vs 2021.<sup>6</sup>



Fuente: SEGAS

#### a. Cantidades ofertadas SSCI

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el trimestre III de 2022, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	16,000	10,000
CHUCHUPA	11,882	-
CUPIAGUA	4,262	7,282
CUSIANA	33,465	3,426
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>65,609</b>	<b>20,708</b>

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

Fuente: SEGAS

### b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el trimestre III de 2022, se presentaron adjudicaciones por un total de 20,708 MBTUD, disminuyendo frente a lo adjudicado en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	16,000	10,000
CHUCHUPA	11,882	-
CUPIAGUA	4,262	7,282
CUSIANA	33,465	3,426
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>65,609</b>	<b>20,708</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SSCI

En el trimestre III tanto de 2021 como de 2022, se registraron todas las cantidades adjudicadas producto de las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	16,000	10,000
CHUCHUPA	11,882	-
CUPIAGUA	4,262	7,282
CUSIANA	33,465	3,426
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>65,609</b>	<b>20,708</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SSCI

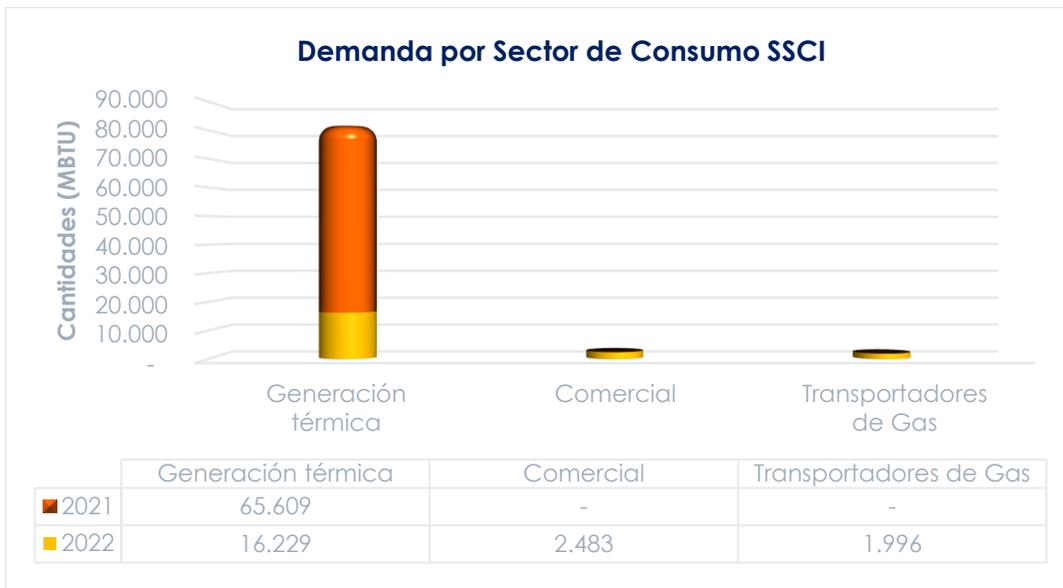
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

#### e. Demanda por sector de consumo SSCI

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SSCI en el trimestre III de 2022 fue registrada con destino a abastecer a los sectores: Generación Térmica, Comercial y Transportadores de gas. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación se destinó al sector de Generación térmica.



Fuente: SEGAS

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

La Subasta de Contratos Firmes Bimestrales es un mecanismo de negociación de suministro de gas natural, bajo la modalidad de contrato firme y con duración de dos meses calendario. Es una subasta de sobre cerrado y se realiza el décimo segundo día hábil del mes previo al inicio del bimestre de consumo. Contempla participantes del mercado primario y secundario de

gas natural en las puntas de venta y compra. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en las Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

Para el trimestre III de 2022 se ejecutó el mecanismo en julio, en donde fueron puestos a disposición del mercado un total de 8,570 MBTUD, presentándose adjudicaciones por 3,510 MBTUD. En el mismo periodo de 2021 aunque este mecanismo estuvo disponible, no se reportó oferta.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el trimestre III de 2022 vs 2021<sup>7</sup>.



Fuente: SEGAS

**a. Cantidades ofertadas SCFB**

La siguiente tabla muestra los puntos de entrega en los cuales se ofertaron las cantidades para este mecanismo en el trimestre III gas de 2022 y de 2021.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	-	1,000
CUPIAGUA	-	5,020
CUSIANA	-	2,550
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>-</b>	<b>8,570</b>

Fuente: SEGAS

<sup>7</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

### b. Cantidades adjudicadas SCFB

En el trimestre III de 2022, se presentaron adjudicaciones por un total de 3,510 MBTUD. En el mismo periodo del año anterior no se reportaron adjudicaciones. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	-	510
CUPIAGUA	-	2,000
CUSIANA	-	1,000
<b>TOTAL</b>	-	<b>3,510</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SCFB

En el trimestre III de 2022 se registró el total de las cantidades adjudicadas. Para el mismo periodo del año anterior no se registraron operaciones.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	-	510
CUPIAGUA	-	2,000
CUSIANA	-	1,000
<b>TOTAL</b>	-	<b>3,510</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SCFB

El número de participantes de este mecanismo para el trimestre III gas de 2022 aumentó. Para el mismo periodo del año anterior, no hubo participación por parte de los agentes.



Fuente: SEGAS

#### a. Demanda por sector de consumo SCFB

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SCFB en el trimestre III de 2022 fue registrada con destino a abastecer al sector Industrial. Para el mismo periodo del año anterior, no se reportó actividad.



Fuente: SEGAS

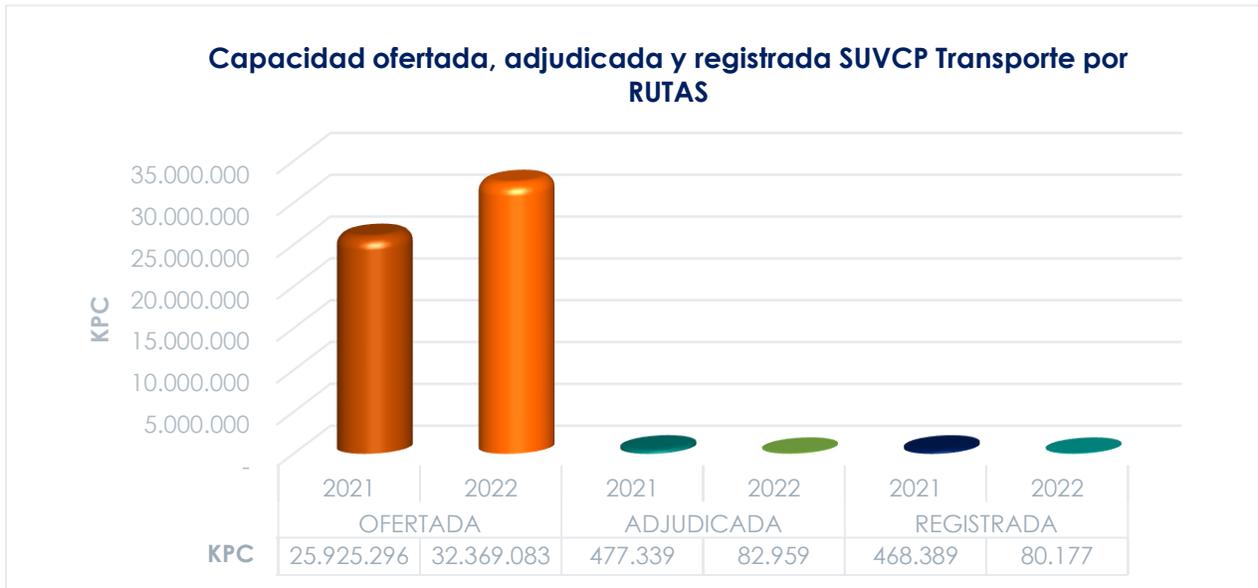
### 3.2 TRANSPORTE

Para capacidad de transporte en el tercer trimestre de gas de 2022 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2021, 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 III de gas de 2022 vs el mismo periodo de 2021.



Fuente: SEGAS

#### a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre III de gas de 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada es un 25% mayor comparada con el mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
LA MAMI – BARRANQUILLA	2,137,086	5,374,395
CARTAGENA - SINCELEJO	2,148,518	4,985,718
BARRANQUILLA - CARTAGENA	1,412,961	3,905,820
CUSIANA - SABANA_F	3,497,531	3,041,782
YUMBO/CALI – CALI	3,347,467	2,895,754
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	2,055,093	2,075,078
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,778,101	1,702,786
VASCONIA – PEREIRA	428,873	1,661,164
BARRANCABERMEJA - SABANA_F	1,310,073	1,415,728
SINCELEJO - JOBO	1,107,398	1,235,104
<b>Otras Rutas</b>	6,648,195 (*)	4,075,754 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>25,925,296</b>	<b>32,369,083</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 37 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 39 rutas.

### b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre III de gas de 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2021. La capacidad adjudicada disminuyó en un 83% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	31,022	33,137
CUSIANA - OCOA	23,825	17,535
SEBASTOPOL - VASCONIA	179,176	7,837
CUSIANA - VASCONIA	61,941	7,483
LA BELLEZA - VASCONIA	-	4,641
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	4,015
CUSIANA - EL PORVENIR	-	3,488
<b>Otras Rutas</b>	181,375 (*)	4,823 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>477,339</b>	<b>82,959</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 6 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 2 rutas.

### c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre III de gas 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 83% respecto al mismo periodo del año 2021.

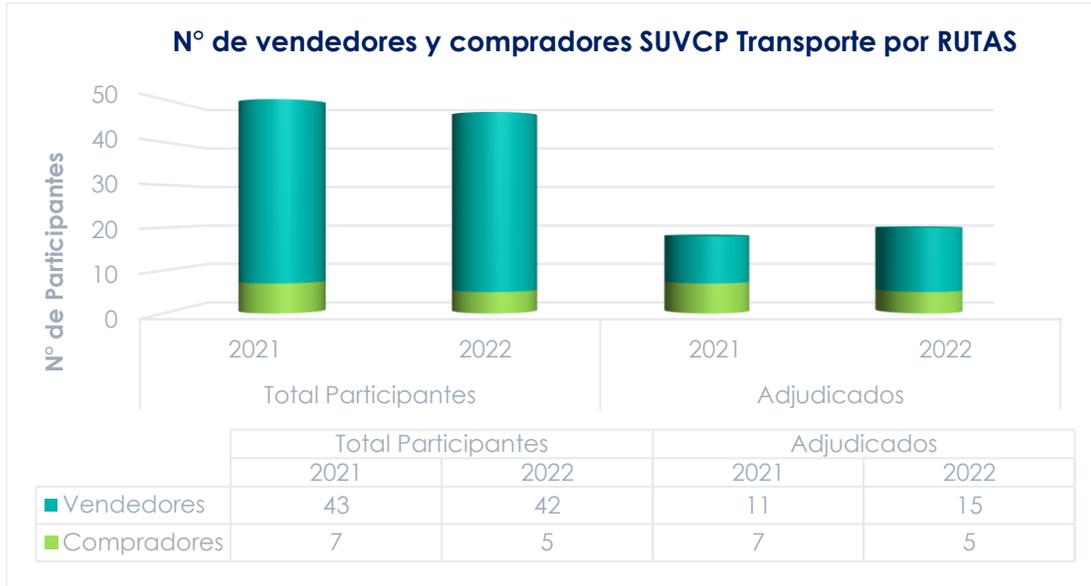
RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	31,022	33,020
CUSIANA - OCOA	23,792	16,832
SEBASTOPOL - VASCONIA	176,881	7,837
CUSIANA - VASCONIA	61,939	6,683
LA BELLEZA - VASCONIA	-	4,641
CUSIANA - EL PORVENIR	-	3,488
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	3,178
<b>Otras Rutas</b>	174,755 (*)	4,498 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>468,389</b>	<b>80,177</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 5 rutas.  
 \*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 2 rutas.

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

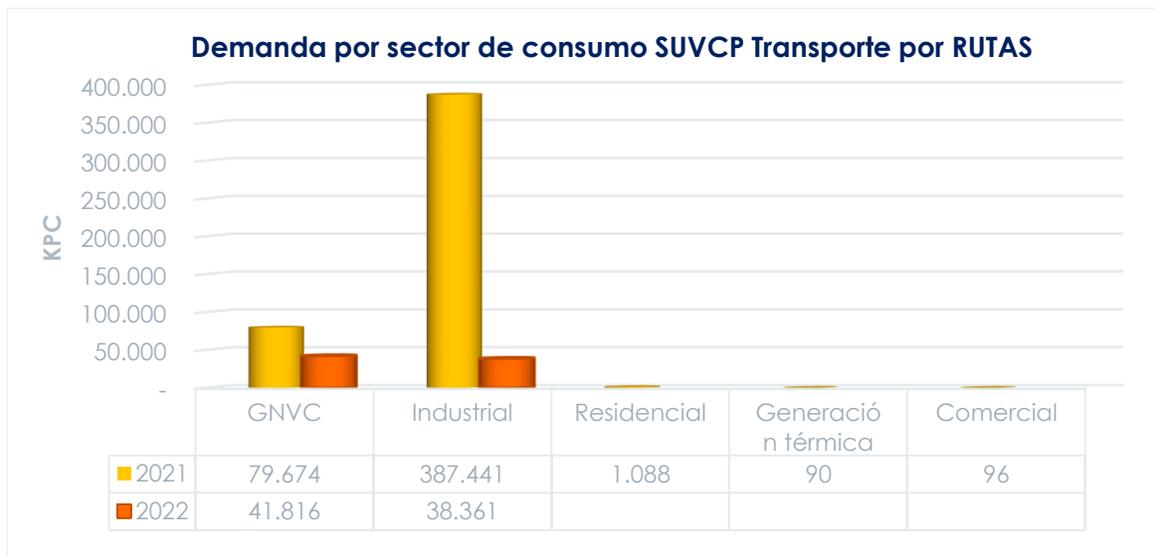
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre III de gas de 2022 vs 2021.



Fuente: SEGAS

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

En la siguiente imagen se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre III de gas de 2022 vs 2021. Se resalta una importante reducción en la demanda del sector industrial en el 2022 con respecto al mismo periodo del año anterior.

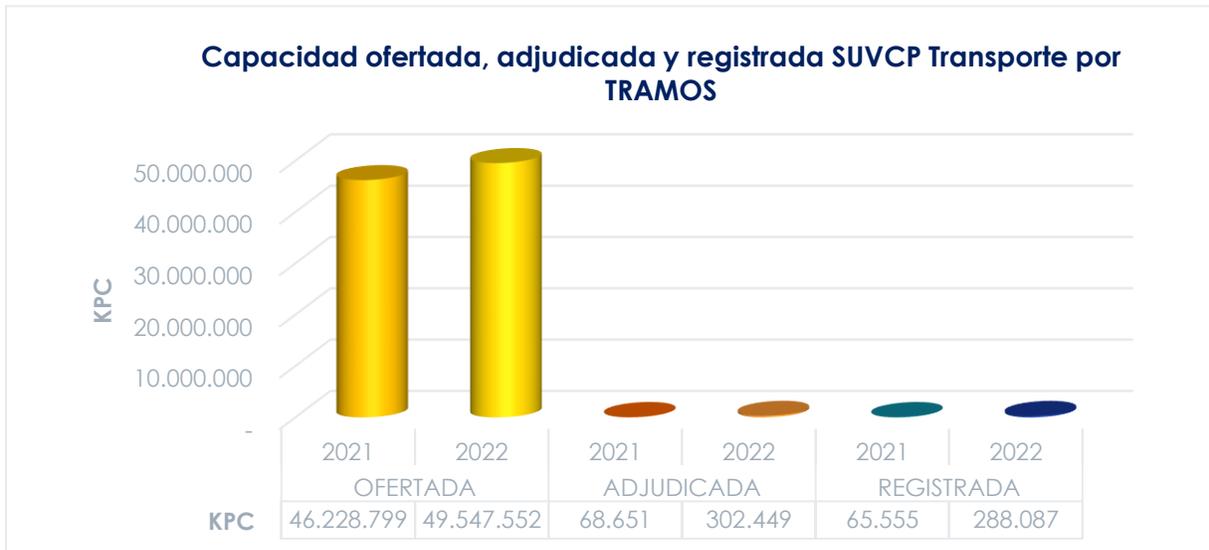


Fuente: SEGAS

### 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 III de gas de 2022.



Fuente: SEGAS

#### a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre III de gas de 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 7% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	2,137,086	5,374,395
CARTAGENA - SINCELEJO	2,148,518	4,895,718
LA BELLEZA - COGUA	4,780,424	4,432,677
COGUA - SABANA_F	4,776,582	4,424,373
BARRANQUILLA - CARTAGENA	1,412,961	3,905,820
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	3,241,246	3,490,806
CUSIANA - EL PORVENIR	4,945,890	3,177,073
EL PORVENIR - LA BELLEZA	4,931,591	3,115,478
YUMBO/CALI - CALI	3,347,467	2,895,754
VASCONIA - MARIQUITA	908,386	2,351,447
<b>Otros Tramos</b>	13,598,648 (*)	11,394,011 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>46,228,799</b>	<b>49,547,552</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 27 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 28 tramos.

## b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre III de gas de 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2021. La capacidad adjudicada aumentó cuatro veces más con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - EL PORVENIR	3,936	65,005
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,936	64,699
VASCONIA - LA BELLEZA	-	62,537
VASCONIA - MARIQUITA	11,862	48,606
COGUA - SABANA_F	18,102	34,743
LA BELLEZA - COGUA	33	26,064
LA BELLEZA - VASCONIA	3,668	430
<b>Otros Tramos</b>	27,114 (*)	365 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>68,651</b>	<b>302,449</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 3 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 1 tramos.

### c. Capacidad registrada - Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre III de gas 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia un aumento en la capacidad registrada de tres veces más respecto al mismo periodo del año 2021.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,665	63,887
VASCONIA - LA BELLEZA	-	62,537
CUSIANA - EL PORVENIR	3,665	62,225
VASCONIA - MARIQUITA	9,310	37,842
COGUA - SABANA_F	18,102	34,743
LA BELLEZA - COGUA	33	26,058
LA BELLEZA - VASCONIA	3,668	430
<b>Otros Tramos</b>	27,112 (*)	365 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>65,555</b>	<b>288,087</b>

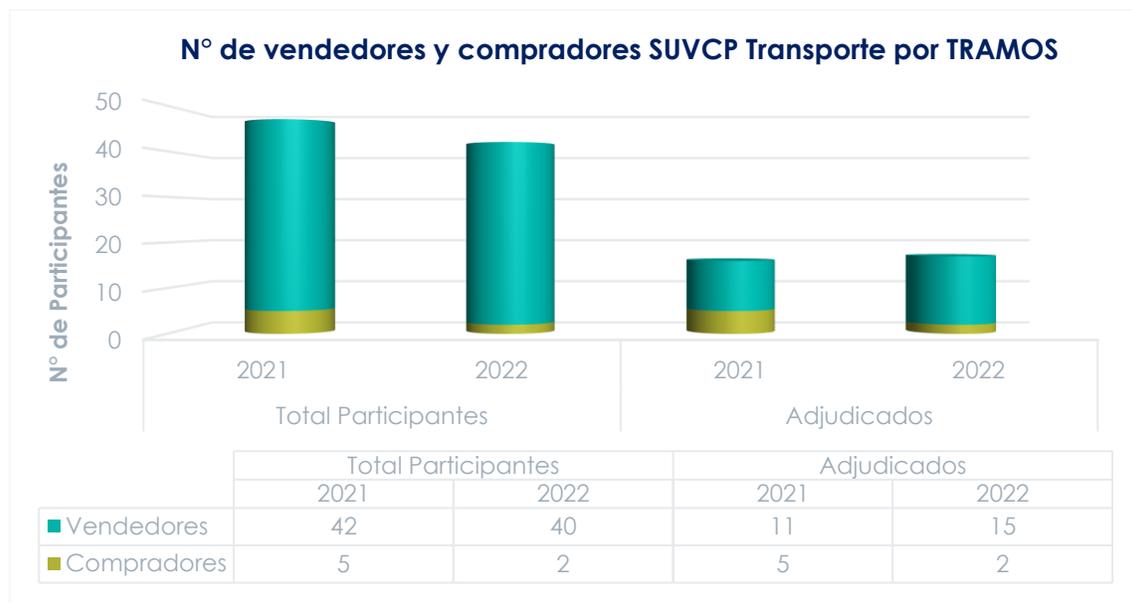
Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 3 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 1 tramos.

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

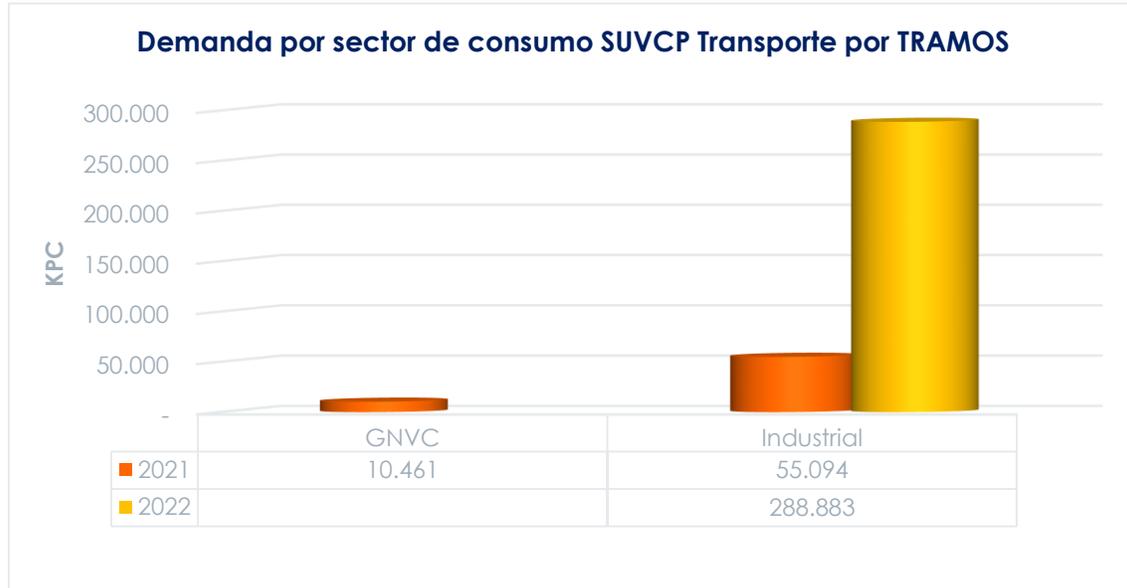
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre III de gas de 2022.



Fuente: SEGAS

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

Para el trimestre III de gas de 2022, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos con único destino al sector industrial. Con respecto al mismo periodo del año anterior, en este sector demandó y registró cinco veces más capacidad.



Fuente: SEGAS

## 4

## Reporte de Información sobre Cuentas de Balance

A partir de la obligación establecida por la Comisión al Gestor del Mercado mediante la Resolución CREG 076 de 2019, de monitorear el mercado mayorista de gas natural, se estableció en el numeral v del Artículo 4.3, realizar "Reportes de información sobre Cuentas de Balance". Consecuentemente, para la recopilación de esta información, el Gestor desarrolló un reporte bajo el INSTRUCTIVO PARA DECLARACIONES DE INFORMACIÓN DE TRANSPORTADORES – RESOLUCIÓN CREG 076 DE 2019 mediante el cual los transportadores registran las cuentas de balance mensuales como resultado de los desbalances que se presentan en sus sistemas de transporte, contemplando lo establecido en la regulación.

### CONTEXTO REGULATORIO

El concepto asociado al desbalance o variación de salida ha presentado cambios desde su implementación en el Reglamento Único de Transporte -RUT-, como lo son: i) la modificación en la resolución de la medición y ii) la implementación de compensaciones para límite establecidos a los desbalances en los sistemas de transporte. A continuación, se presenta un breve resumen de los principales conceptos de la regulación vigente.

Por un lado, se definen los **desbalances** y las **variaciones de salida** de la siguiente forma:

- **Desbalance**, se define como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas<sup>8</sup>.
- **Variación de salida**, se define como diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente, medida de forma horaria o diaria<sup>9</sup>.

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

<sup>8</sup> CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. DESBALANCE DE ENERGÍA: Se define como la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas.

<sup>9</sup> Resolución CREG 185 de 2020 Art. 1. Definiciones. Variación de Salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD).

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes<sup>10</sup>.
- **Desbalance positivo**, se presenta cuando la energía tomada es superior a la energía entregada por un remitente. Se contabiliza según lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución CREG 008 de 2018<sup>11</sup>.
- **Desbalance negativo**, se presenta cuando la energía tomada es inferior a la energía entregada por un remitente. En la actualidad el desbalance negativo está definido en el Artículo 36 de la Resolución CREG 185 de 2020<sup>12</sup>.

De acuerdo con lo estipulado en la regulación y la información reportada y registrada por los Transportadores al Gestor del mercado, para el siguiente análisis de los datos, se contemplan las siguientes consideraciones:

- La información es reportada a partir del instructivo mencionado anteriormente por parte de los siguientes transportadores del SNT: Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. y COINOGAS S.A. E.S.P.
- La información de cuentas de balance es reportada por los agentes al Gestor, considerando tramos regulatorios y puntos de salida del SNT con resolución diaria y agregado mensual.
- Las cuentas asociadas a los remitentes agregan desbalances de los agentes comercializadores y usuarios no regulados que nominan gas natural en los puntos de salida del SNT.
- Las cifras presentadas en esta sección corresponden a:
  - Cuentas de balance que superan los límites establecidos por la regulación ( $\pm 5\%$ ) agregadas de forma mensual.
  - Gasoductos de los sistemas Costa e Interior.
  - Puntos con consumos mayores a 500 KPCD y menores a 500 KPCD.
  - Agregación de los desbalances de los remitentes en todos los gasoductos del SNT.

La siguiente tabla resume el comportamiento agregado mensual del trimestre junio – agosto 2022 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

<sup>10</sup> CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. CUENTA DE BALANCE: Es la diferencia acumulada entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente durante un mes.

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

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

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Junio	-	888,958	-	-	-512,868	-
Julio	-	878,192	-	-	-466,603	-
Agosto	-	390,191	-	-	-1,044,849	-

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
<b>Transportador - Productor</b>	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
<b>Transportador - Remitente</b>	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 719,114 MBTU, para el mes de agosto se presentó una reducción absoluta de 55.6% respecto a julio.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -674,773 MBTU, para el mes de agosto se presentó un incremento absoluto de 123% respecto a julio.
<b>Transportador - Transportador</b>	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.

5

## Indicadores CREG del Mercado Primario

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

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

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

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario MP1, MP2, MP3, MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre junio a agosto de 2022. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado<sup>13</sup>.

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

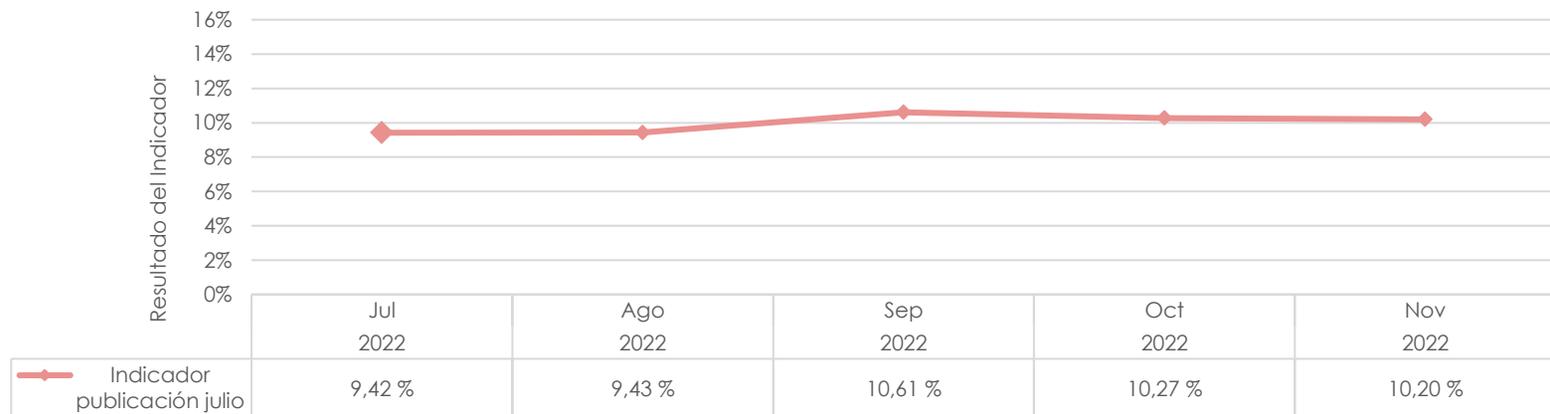
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### 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 julio de 2022 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 55%, como consecuencia de un incremento de 14,746 MBTUD en la variable de PP llegando a los 1,183,862 en julio de 2022, y una reducción de 136,339 MBTUD en la variable de PTDV pasando a los 111,487 MBTUD en julio del año en curso.

Los resultados del indicador desde julio hasta finalizar el año gas oscilan entre el 9.42% y 10.61%, 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 **julio** y para lo restante del año gas 2022 es:

PTDV: 118,770 MBTUD

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

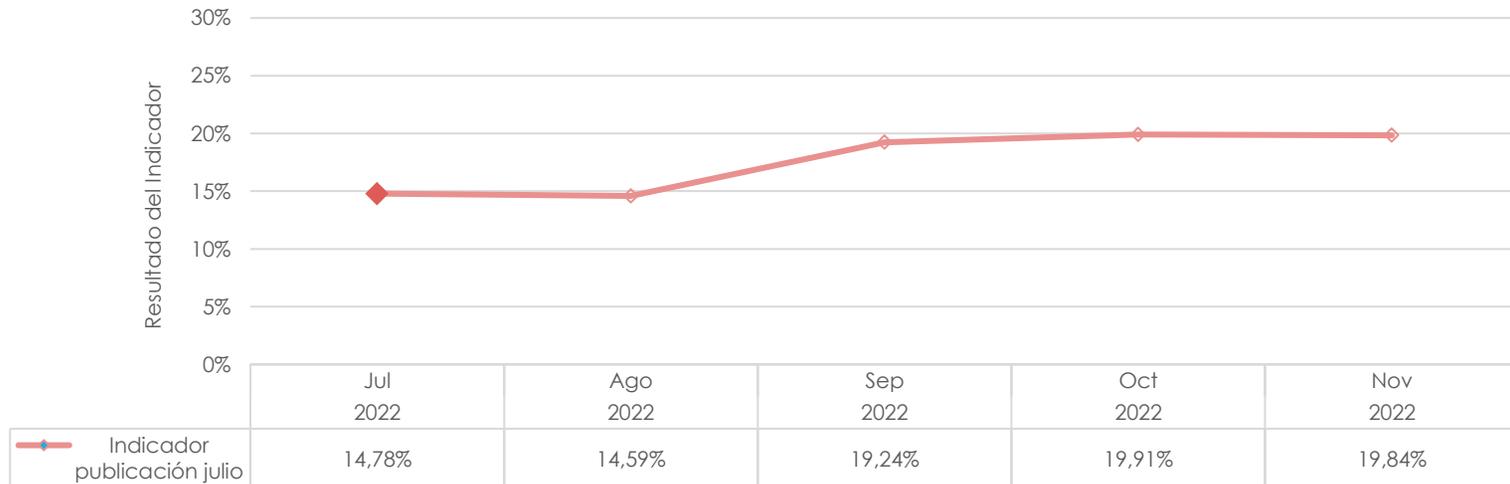
PP: 1.189,513 MBTUD

**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 2022, considerando también las actualizaciones realizadas a la información con corte 11 de julio de 2022.

**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 julio de 2022 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 77%, como consecuencia de una reducción de 171,134 MBTUD en la variable de PTDVF, 136,339 MBTUD en la variable PTDV y 50,000 en la variable de CIDV.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los resultados del indicador desde julio hasta finalizar el año gas oscilan entre el 14% y 20%, 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 **julio** y para lo restante del año gas 2022 es:

**PTDV:** 118,770 MBTUD

**CIDV:** 0 MBTUD

**PTDVF:** 21,132 MBTUD

**CIDVF:** 0 MBTUD

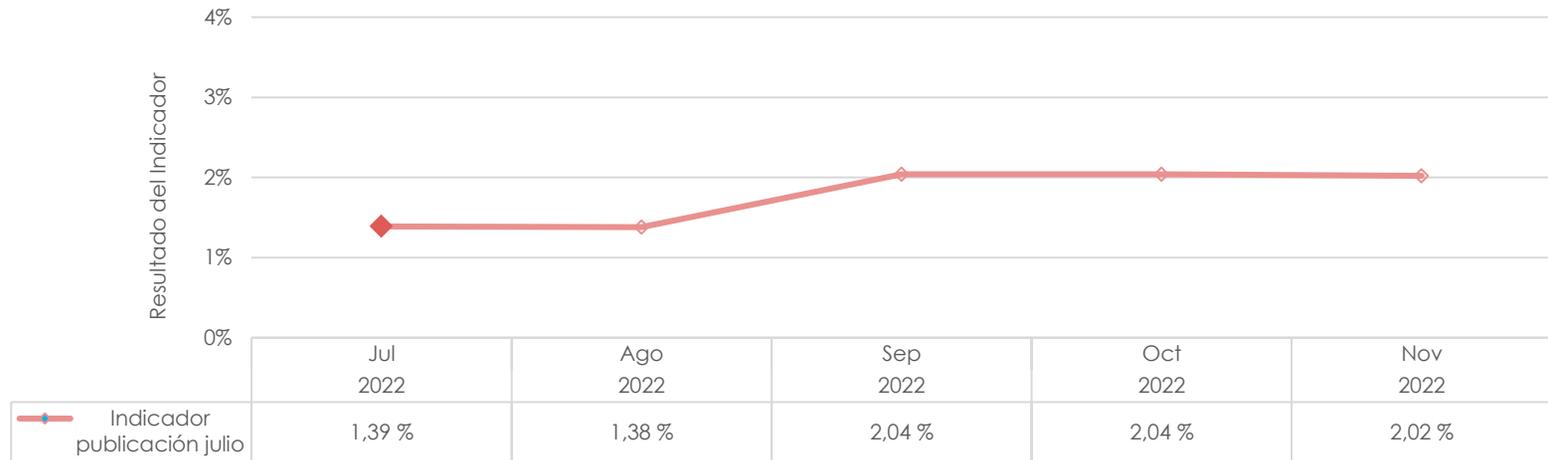
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, así como las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2022, considerando también las actualizaciones realizadas a la información con corte 11 de julio de 2022.

**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 julio de 2022 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 91.34%, como consecuencia de un incremento de 14,746 MBTUD en la variable de PP, y una reducción de 171,134 MBTUD en la variable de PTDV.

Los resultados del indicador desde julio hasta finalizar el año gas oscilan entre el 1% y 2%, 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 **julio** y para lo restante del año gas 2022 es:

**PTDVF:** 21,132 MBTUD

**PP:** 1,189,513 MBTUD

**Nota:** en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, así como la variable PTDVF declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2022, considerando también las actualizaciones realizadas a la información con corte 11 de julio de 2022.

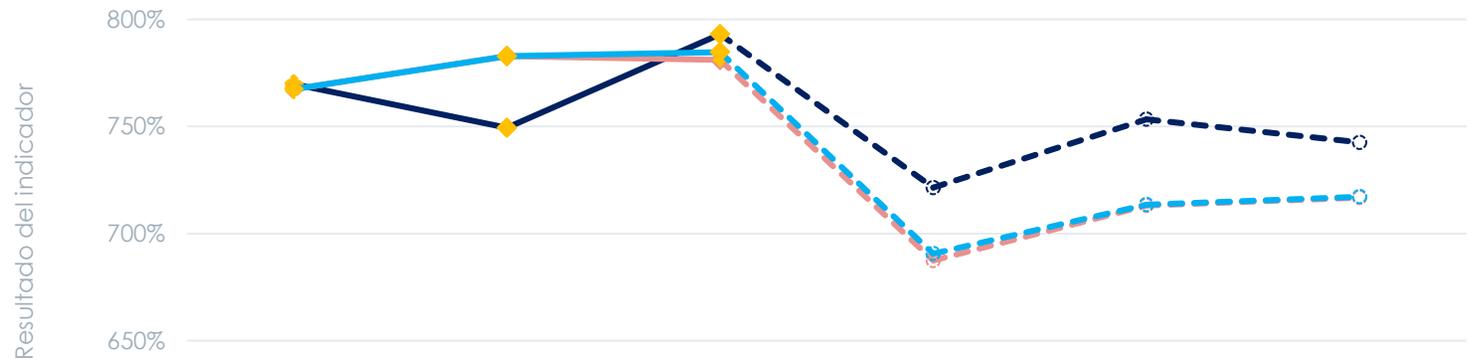
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### 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



	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
2022 Publicación Junio	769,77 %	749,38 %	793,03 %	721,45 %	753,32 %	742,57 %
2022 Publicación Julio	767,39 %	782,81 %	781,07 %	687,43 %	713,07 %	716,76 %
2022 Publicación Agosto	767,39 %	782,81 %	784,66 %	690,59 %	713,48 %	717,17 %

**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

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

cálculo del indicador, mientras que la PTDV y CIDV representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

El valor del indicador para julio de 2022 entre las publicaciones de junio y julio presentó una variación positiva del 4.46%, como consecuencia del incremento en 1,000 MBTUD en la oferta comprometida en firme, y la reducción de 4,840 MBTUD en la variable de PTDV. Así mismo, los valores del indicador para el periodo septiembre a noviembre de 2022 entre las publicaciones de junio y julio presentaron una variación negativa en promedio del 4.51% como consecuencia del incremento en 1,000 MBTUD en la oferta comprometida en firme y el incremento en promedio de 5,716 MBTUD en la variable de PTDV.

A partir de agosto de 2022 se denota un comportamiento descendiente en el resultado del indicador, causado por el aumento de la oferta comprometida y la reducción de la variable de PTDV para los meses restantes del año de gas 2022.

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

**Oferta Comprometida:** 871,414 MBTUD

**PTDV:** 113,126 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.

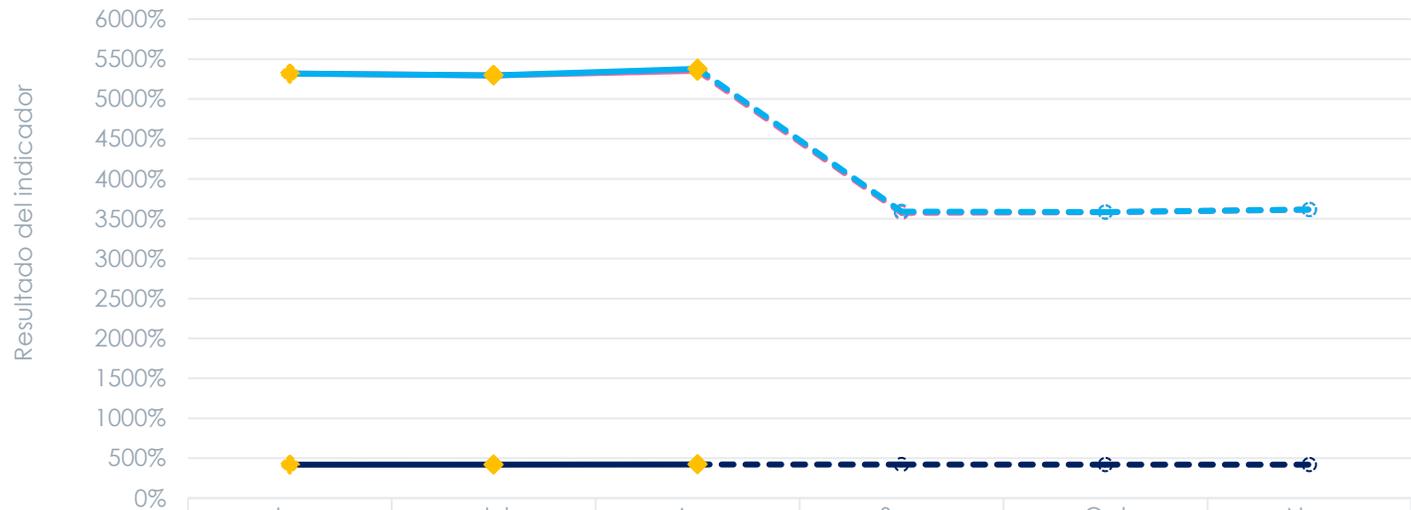
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**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.

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

MP5



	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
2022 Publicación Junio	418,95 %	419,80 %	421,33 %	420,67 %	419,55 %	419,23 %
2022 Publicación Julio	5318,15 %	5294,75 %	5352,14 %	3572,04 %	3581,14 %	3612,60 %
2022 Publicación Agosto	5318,15 %	5294,75 %	5376,76 %	3588,47 %	3583,19 %	3614,67 %

**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.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de junio y julio presentaron una variación significativa, dado que para la publicación de junio se tuvo en cuenta la declaración de las variables de PTDVF y CIDVF del año 2021, mientras que en las publicaciones de julio y agosto de 2022 se tuvo en cuenta la declaración de las variables de PTDVF y CIDVF del año 2022, de conformidad con los tiempos establecidos regulatoriamente para el registro de información por parte de los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado.

Dicha variación en los resultados del indicador entre junio y agosto-septiembre, representa una reducción de 191,080 MBTUD en promedio para la variable de PTDVF, conforme la nueva declaración de los agentes del mercado.

A partir de agosto de 2022 se denota un decrecimiento en el resultado del indicador, causado por el aumento en la variable de PTDVF para los meses restantes del año de gas 2022.

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

**Oferta Comprometida:** 871,414 MBTUD

**PTDVF:** 207,468 MBTUD

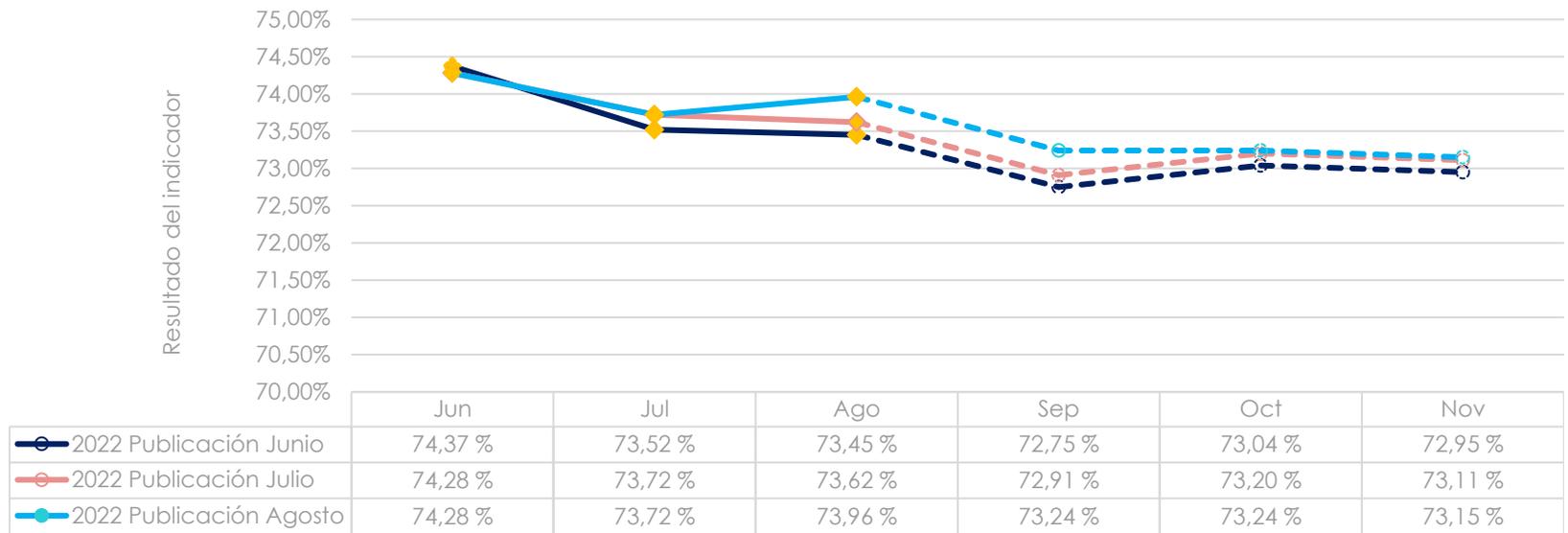
**CIDVF:** 0 MBTUD

**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:** Este indicador presenta una visión más general comparado con los indicadores MP4 y MP5, puesto que en su formulación contempla el potencial de producción total, por lo tanto, sus valores no pueden ser superiores al 100%.

El valor del indicador para agosto de 2022 entre las publicaciones de junio y julio presentó una variación positiva del 0.23%, como consecuencia del incremento en 1,000 MBTUD en la oferta comprometida en firme, y la reducción de 1,374 MBTUD en la variable de PP. Así mismo, el valor del indicador para agosto de 2022 entre las publicaciones de julio y agosto presentó una variación positiva del 0.46%, como consecuencia del incremento en 4,010 MBTUD en la oferta comprometida en firme.

A partir de agosto de 2022 se denota un decrecimiento en el resultado del indicador, causado por el aumento en la oferta comprometida en firme y en la variable de PTDFV para los meses restantes del año de gas 2022.

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

**Oferta Comprometida:** 871,414 MBTUD

**PP:** 1,181,117 MBTUD

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los resultados del indicador evidencian que en promedio el 73% del potencial de producción, está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

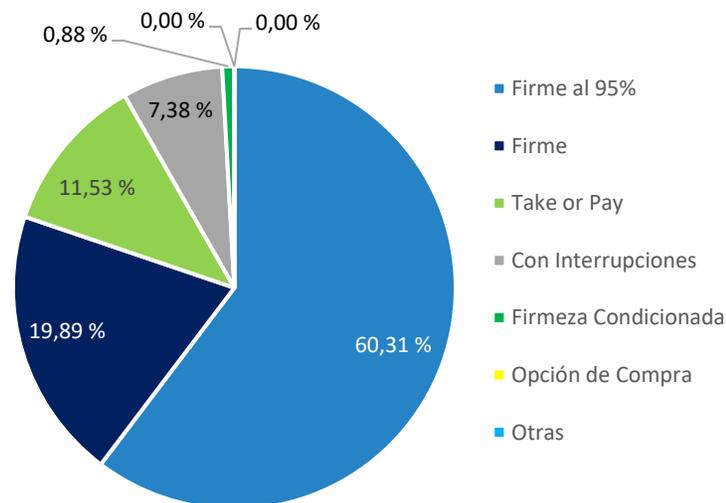
**Nota:** en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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

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

MP17

Participación Agosto - Demanda Regulada



## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Análisis:** El valor del indicador para el mes de agosto de 2022 presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, disminuyendo 869 MBTUD en la modalidad Firme, llegando así a un total de 311,254 MBTUD en la contratación para la demanda regulada. Dicha reducción en la contratación se dio como consecuencia de la finalización de contratos entre los agentes del mercado.

Las demás modalidades contractuales permanecieron constantes para el periodo analizado.

La participación por modalidad contractual para agosto de 2022 fue la siguiente: Firme al 95% (60.31%), Firme (19.89%), ToP (11.53%), Con Interrupciones (7.38%) y Firmeza Condicionada (0.88%).

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

**Nota:** los valores tomados para el resultado del indicador del mes de julio 2022 fueron de la publicación de junio 2022, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de agosto 2022 fueron de la publicación de julio 2022.

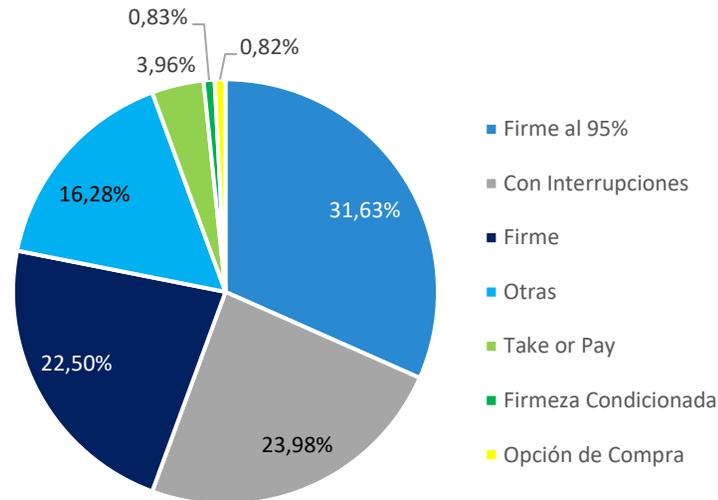
**MP18**

**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 - Demanda No Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de agosto de 2022 presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 40,000 MBTUD en la modalidad Otras, 7,600 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones y 1,000 MBTUD en la modalidad Firme al 95%; llegando así a un total de 990,611 MBTUD de contratación para la demanda no regulada. Dichos aumentos en la contratación de las diferentes modalidades se dieron como consecuencia de la suscripción de nuevos contratos entre los agentes del mercado.

Las demás modalidades contractuales permanecieron constantes para el periodo analizado.

La participación por modalidad contractual para agosto de 2022 fue la siguiente: Firme al 95% (31.63%), Con Interrupciones (23.98%), Firme (22.50%), Otras (16.28%), ToP (3.96%), Firmeza condicionada (0.83%) y Opción de compra (0.82%).

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.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Nota:** los valores tomados para el resultado del indicador del mes de julio 2022 fueron de la publicación de junio 2022, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de agosto 2022 fueron de la publicación de julio 2022.

## 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 III:** Corresponde a los meses junio, julio y agosto.

**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.