



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 2021 A FEBRERO DE 2022

La **BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A** en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta a los agentes del mercado el informe trimestral de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia.

## CONTENIDO

1

**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

## Destacados del trimestre

Con la **implementación del esquema de comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario** establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021, en el trimestre estándar de negociación diciembre - enero - febrero **se registraron en total 16 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

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

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 72%; **el 97% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos aumentó en un 23% para el I trimestre de 2022 y **el 90% de las capacidades adjudicadas para tramos se registraron**.

Los sectores con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte de rutas y tramos para el I trimestre de gas de 2022 son el **industrial con el 80% y gas natural vehicular con el 20%** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociado de forma bilateral en el mercado primario durante el primer trimestre del año gas 2022 **aumentaron en un 6% con respecto al mismo periodo** de 2021 **ubicándose en 16,166 MBTUD**; por su parte, **los precios** de negociación se ubicaron entre los **\$4.49 y \$7.95 USD/MBTU**.

Las cantidades promedio diarias de suministro negociadas de forma bilateral en el mercado secundario **incrementaron en un 51% alcanzando en el I Trimestre de 2022 los 25,482 MBTUD** **destacándose el aumento de las transacciones en el punto Mamonal** que aumentó en un 1,202% alcanzando los 8,271 MBTUD en promedio diario.

La oferta declarada para las **subastas de suministro con interrupciones** se mantuvo alrededor de los 57,500 MBTUD con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior. No obstante, se destacó una **mayor oferta desde los campos de Ballena y Cupiagua** superiores en 4,700 y 8,700 MBTUD con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, respectivamente.

En el mercado secundario **se contrataron en total 212 MBTUD**, por medio de 2 operaciones producto de la ejecución del mecanismo **Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) – Suministro**, a un precio que osciló entre 3.0 USD/MBTU y 3.8 USD/MBTU.

2

## Información transaccional

### 2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

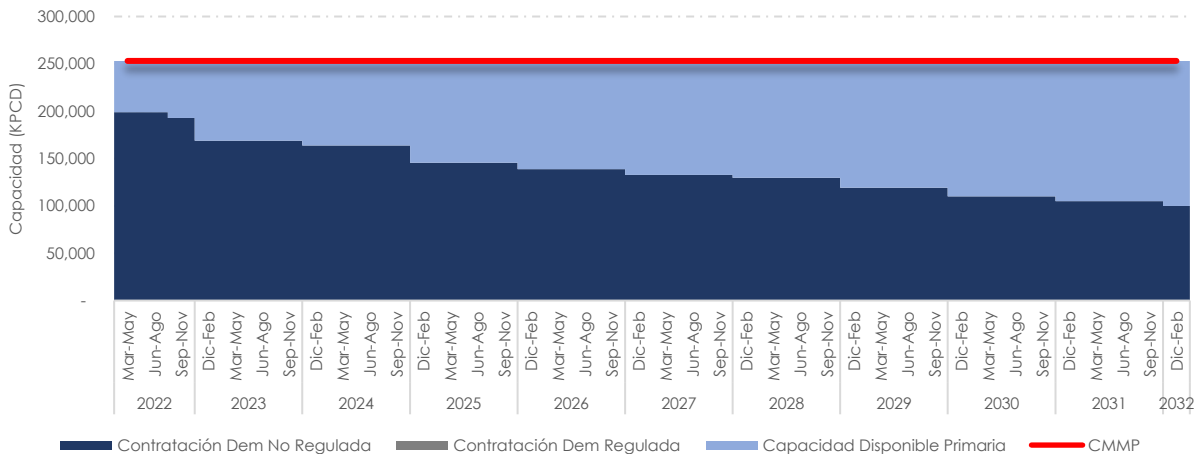
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación diciembre-enero-febrero de 2022, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020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

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron dieciséis (16) 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

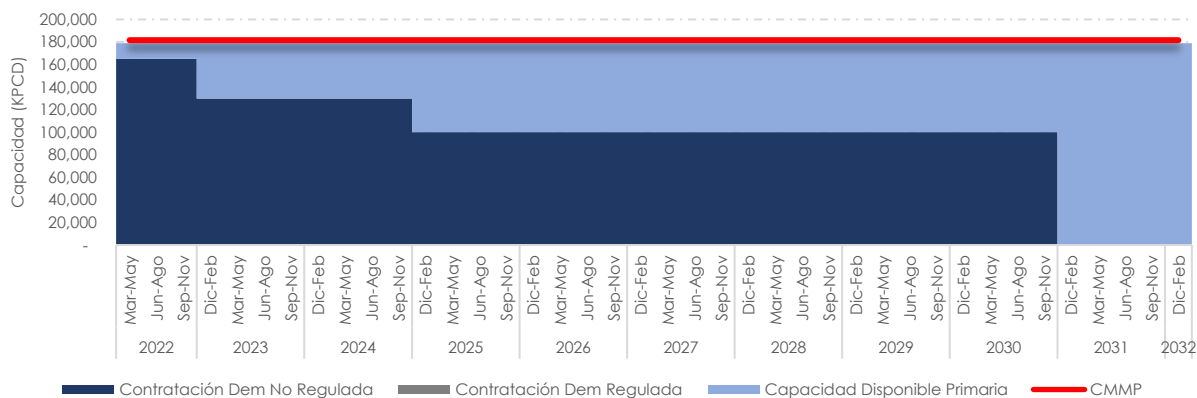
#### Ballena – La Mami



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP (1)	132,681	152,580	152,580	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR (2)	72,530	62,456	57,420	48,353	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110
% CDP comprometida	55%	41%	38%	30%	26%	22%	20%	18%	12%	9%
Contratación en Firme MR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	198,890	168,817	163,781	145,703	138,652	132,608	129,586	119,213	110,100	105,110
Contratación en Firme	198,890	168,817	163,781	145,703	138,652	132,608	129,586	119,213	110,100	105,110
Conf. con Interrupciones	153,550									
CMMP	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091
Contratación firme/CMMP	79%	67%	65%	58%	55%	52%	51%	47%	44%	42%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

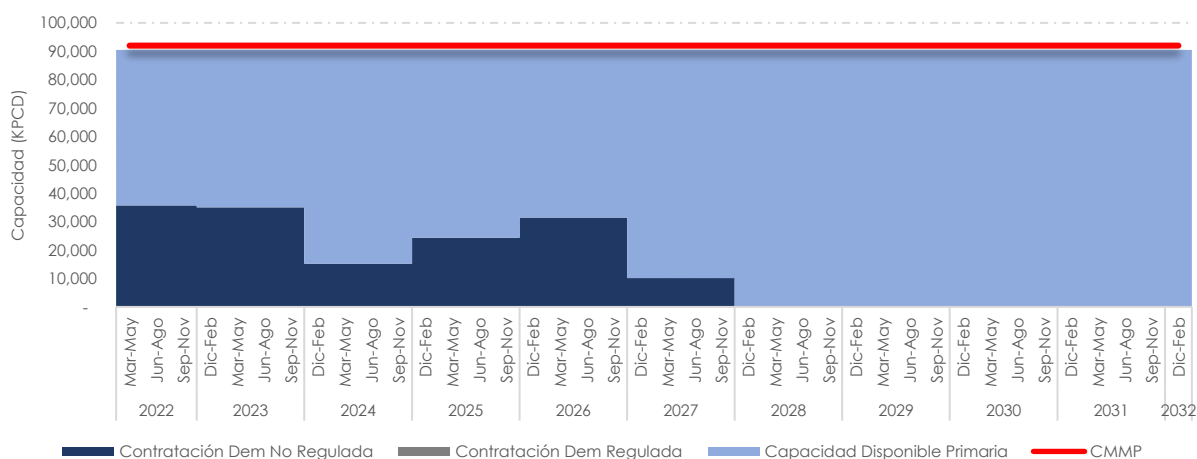
### Jobo – Sincelejo



	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 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>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	165,000	130,000	130,000	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>	14,044									
<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

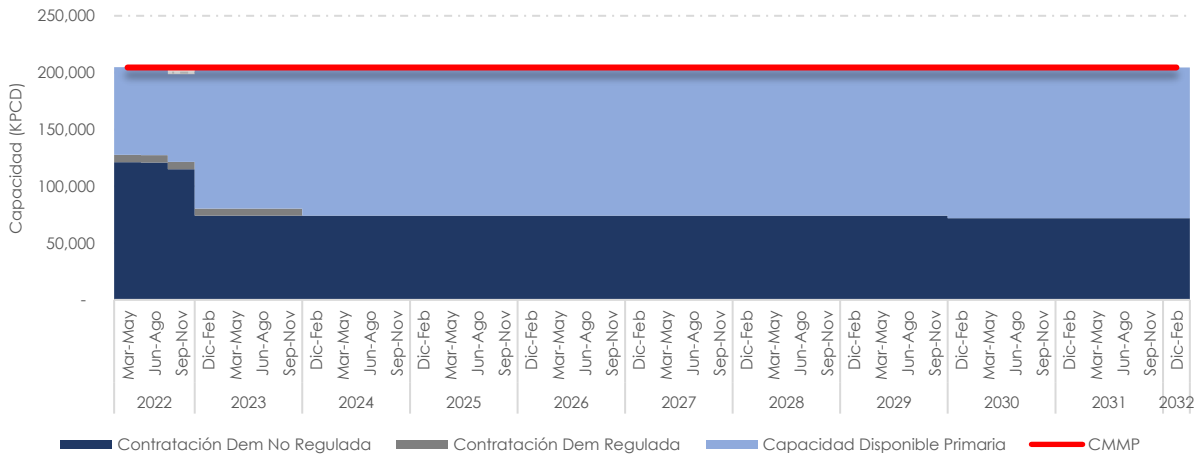
### La Creciente – Sincelejo



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP (1)</b>	54,718	35,585	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	10,143	15,214	24,342	31,442	10,143	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	29%	17%	27%	35%	11%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	35,757	35,033	15,214	24,342	31,442	10,143	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	35,757	35,033	15,214	24,342	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>	39%	38%	17%	26%	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>	61,171	108,079	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509
<b>Contratación Trím MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MNR (2)</b>	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000
<b>% CDP comprometida</b>	121%	68%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	63%	63%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	6,430	6,430	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	121,084	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000
<b>Contratación en Firme</b>	127,514	80,430	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	77,171									
<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%	36%	36%	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

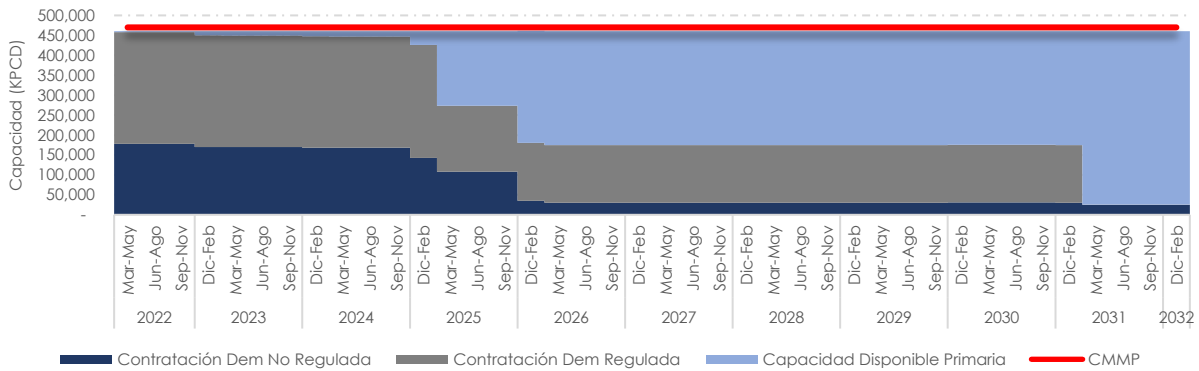
**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

**(2)** Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2021, 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

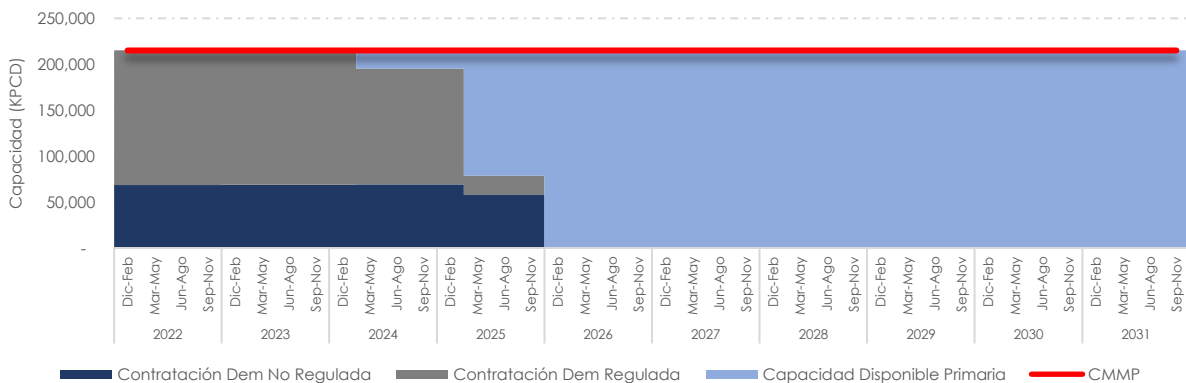
### Cusiana – El Porvenir



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP (1)	1,883	10,867	12,763	33,781	280,397	284,981	284,976	284,973	284,408	285,408
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	280,458	279,378	279,138	283,704	145,356	145,097	145,100	145,105	144,670	144,670
Contratación en Firme MNR (3)	177,789	170,203	168,178	142,594	35,088	30,000	30,002	30,002	31,000	30,000
Contratación en Firme	458,247	449,581	447,316	426,298	180,444	175,097	175,102	175,107	175,670	174,670
Cont. con Interrupciones	1,853									
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
Contratación firme/CMMP	97%	96%	95%	91%	38%	37%	37%	37%	37%	37%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

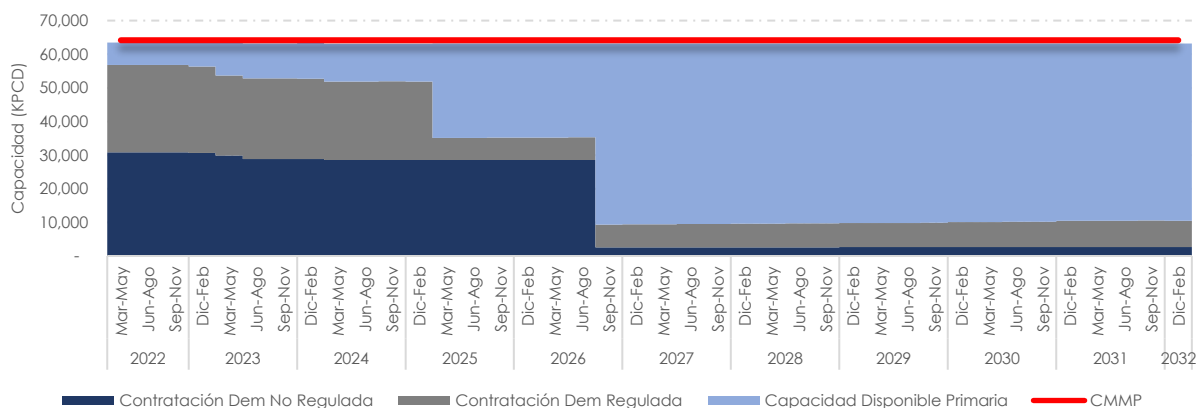
### Cogua – Sabana



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP (1)	-	-	-	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	146,691	146,495	146,291	126,127	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	68,615	68,823	69,196	69,196	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	215,306	215,318	215,487	195,323	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	-									
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación firme/CMMP	100%	100%	100%	91%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

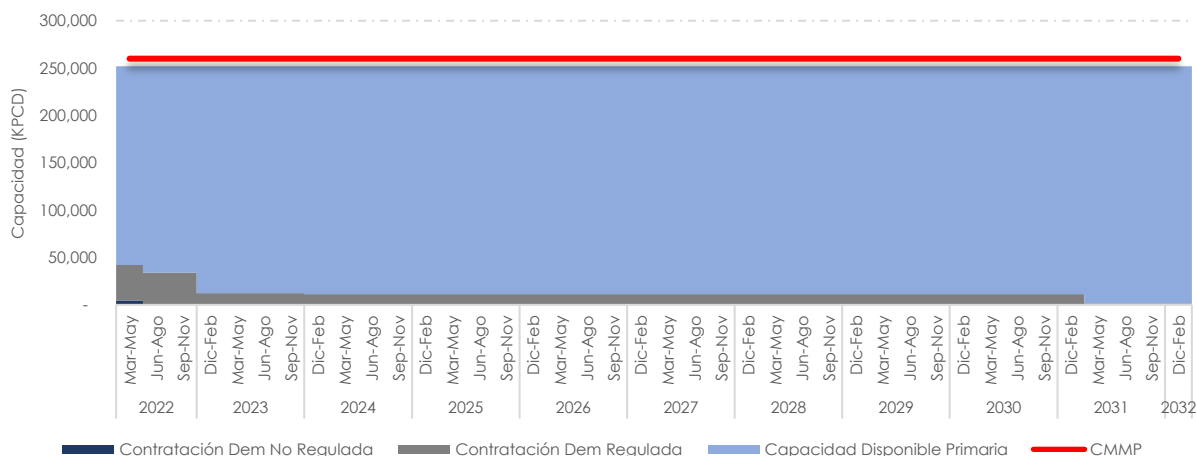
### Cusiana – Apiay



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP (1)	6,631	7,137	10,796	11,243	27,913	53,646	53,467	53,285	52,966	52,634
Contratación Trím MR (2)	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0.1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	26,034	25,648	23,855	23,313	6,783	6,931	7,086	7,207	7,536	7,841
Contratación en Firme MNR (3)	30,811	30,682	28,858	28,537	28,559	2,582	2,606	2,667	2,667	2,684
Contratación en Firme	56,845	56,330	52,713	51,850	35,342	9,513	9,692	9,874	10,203	10,525
Conf. con Interrupciones	100									
CMMP	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159
Contratación firme/CMMP	89%	88%	82%	81%	55%	15%	15%	15%	16%	16%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

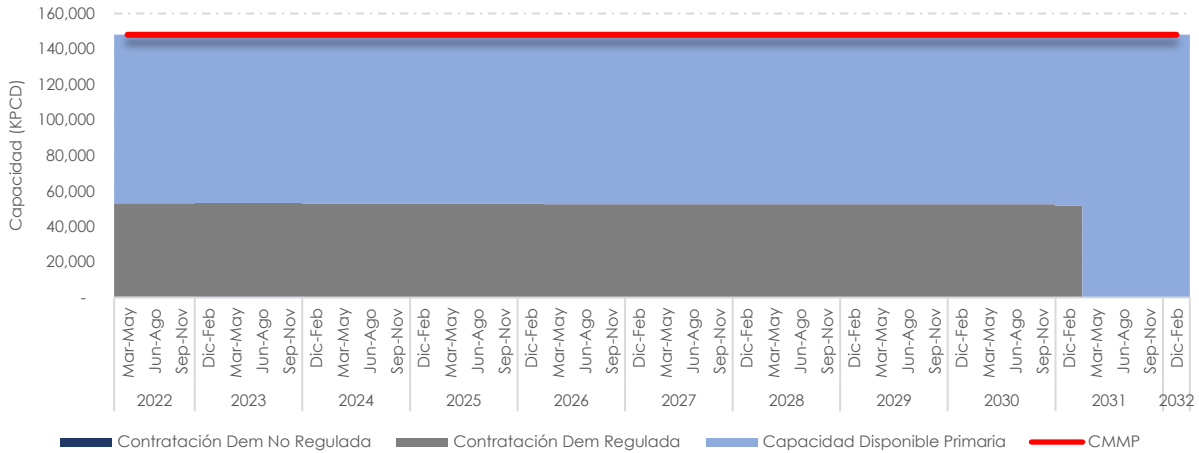
### Ballena - Barrancabermeja



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP (1)	218,094	239,803	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600
Contratación Trím MR (2)	4,300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR (2)	4,024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	37,630	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400
Contratación en Firme MNR (3)	4,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	42,230	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400
Conf. con Interrupciones	20,000									
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
Contratación firme/CMMP	16%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP (1)	94,824	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	52,688	52,688	52,688	52,688	52,688	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600
Contratación en Firme MNR (3)	488	568	88	88	88	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	53,176	53,256	52,776	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratación firme/CMMP	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	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

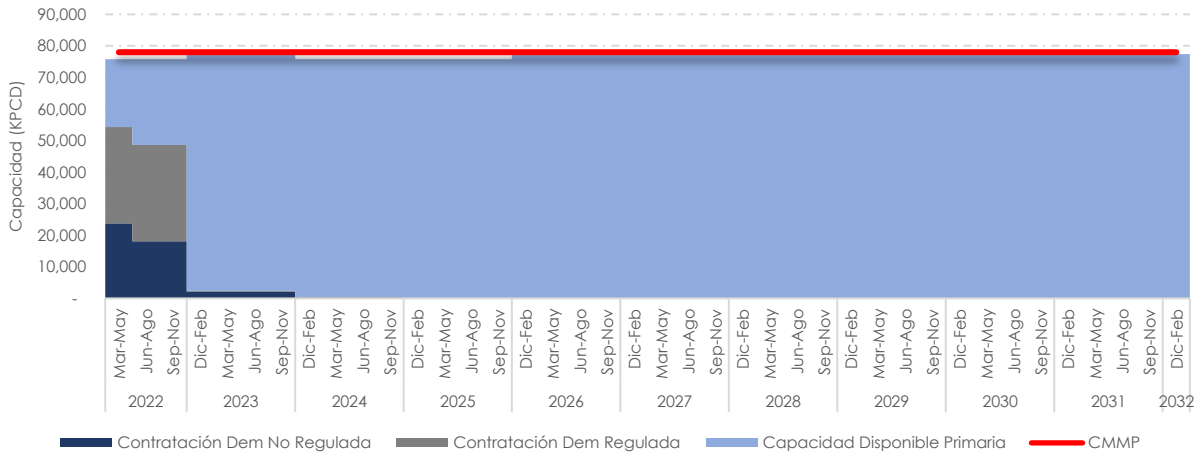
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre septiembre-octubre-noviembre, para los mercados regulado y no regulado.

(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
CDP (1)	27,114	75,310	75,310	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR (2)	5,644	66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	21%	0.1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	30,480	180	180	180	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	23,802	2,223	262	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	54,282	2,403	442	180	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	9,000										
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratación firme/CMMP	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 septiembre-octubre-noviembre, para los mercados regulado y no regulado.

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

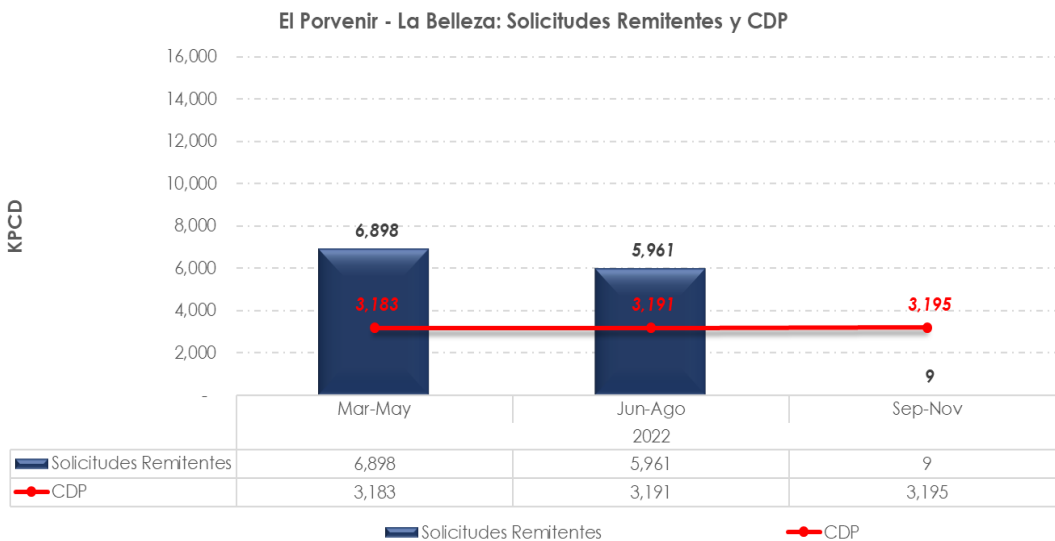
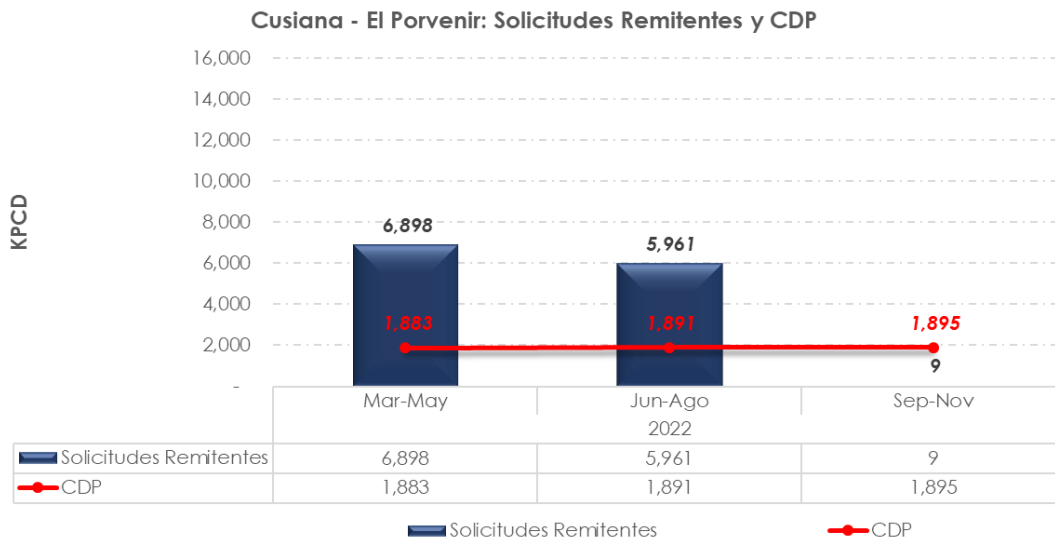
### 2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

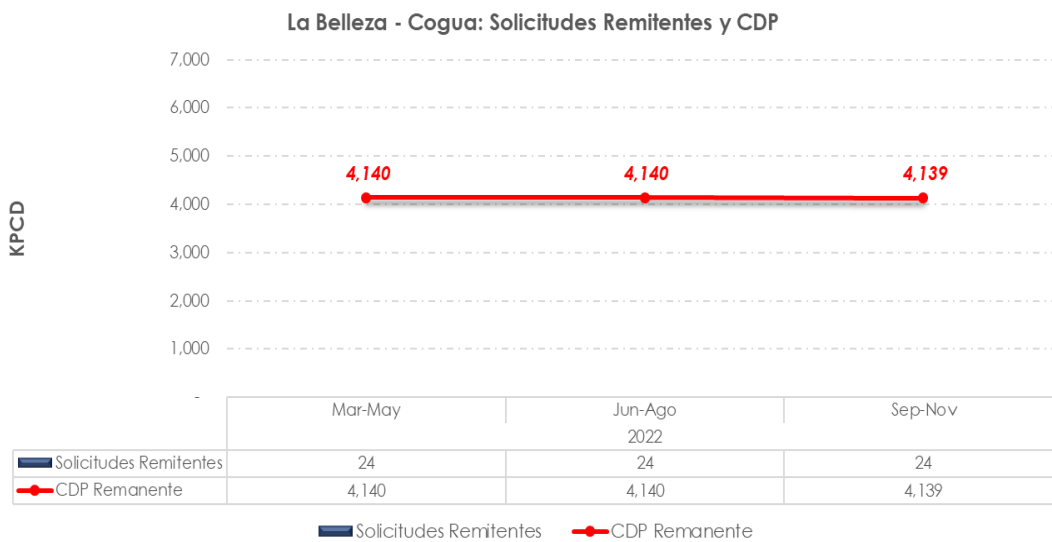
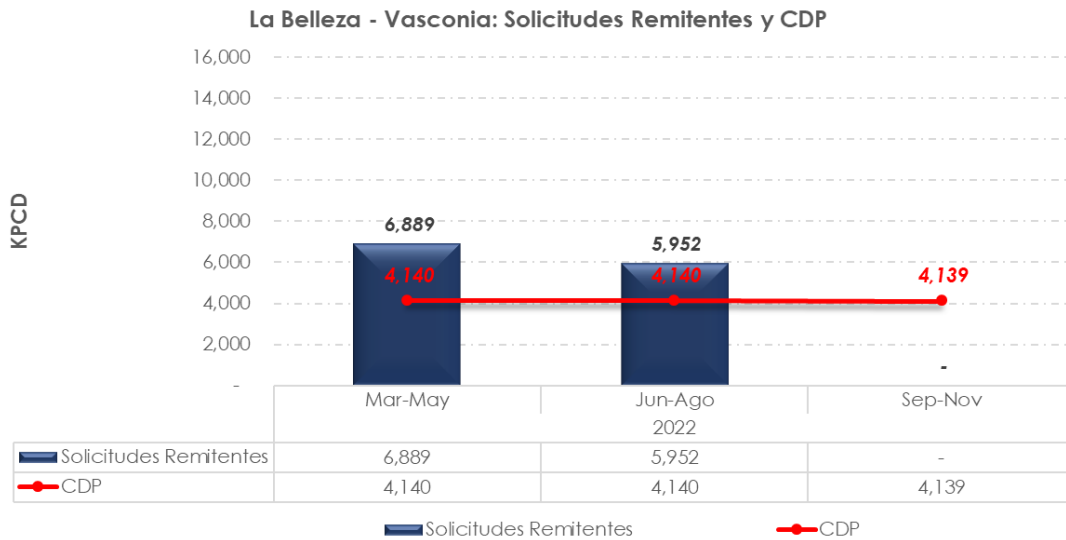
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que en el trimestre estándar de negociación diciembre-enero-febrero de 2022 se presentó congestión contractual<sup>1</sup> en cuatro (4) de los

<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.

tramos del Sistema Nacional de Transporte - SNT, i) Cusiana – El Porvenir, ii) El Porvenir – La Belleza, iii) La Belleza – Vasconia y, iv) La Belleza - Cogua; para los trimestres comprendidos entre marzo de 2022 y agosto de 2022. Por tal razón, se efectuaron 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:





Fuente: SEGAS

Como se evidencia en las gráficas, en los trimestres marzo – mayo y junio – agosto de 2022, las solicitudes de los remitentes bajo las diferentes modalidades superaron la CDP de los tramos<sup>2</sup>.

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.

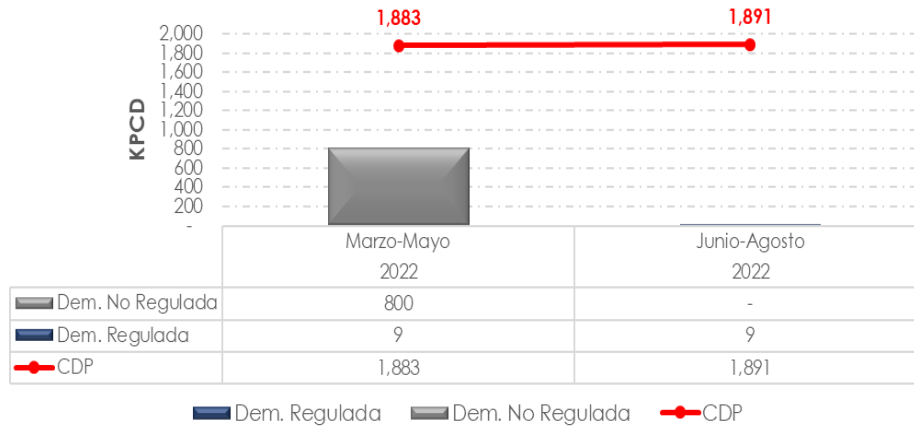
Así, el pasado 29 de diciembre los comercializadores realizaron la declaración a la que hace referencia el Artículo 3 de la Resolución CREG 001 de 2021, mediante la cual los agentes comercializadores<sup>3</sup> con solicitudes de capacidad en los tramos con congestión contractual informaron el tipo de demanda a atender con el requerimiento de la capacidad (demanda regulada o no regulada).

<sup>2</sup> La inclusión de tramo La Belleza – Cogua se realiza por las indicaciones del transportador.

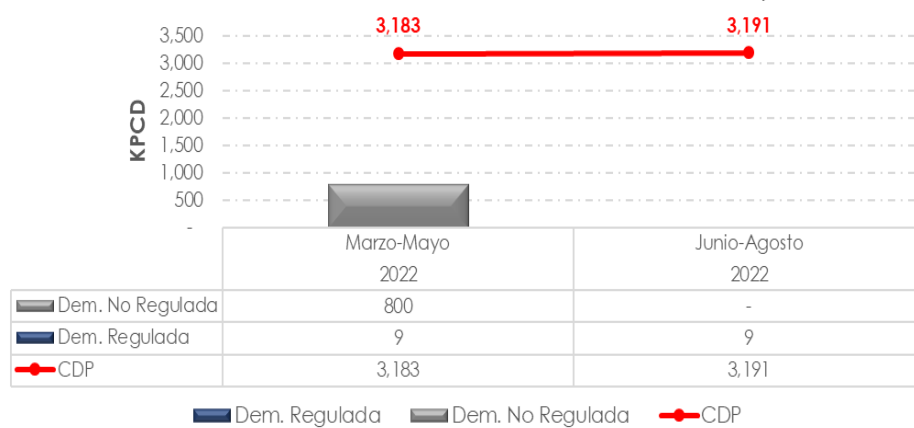
<sup>3</sup> En las declaraciones de comercializadores no se incluyen las solicitudes de capacidad de transporte de los usuarios no regulados y generadores térmicos.

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

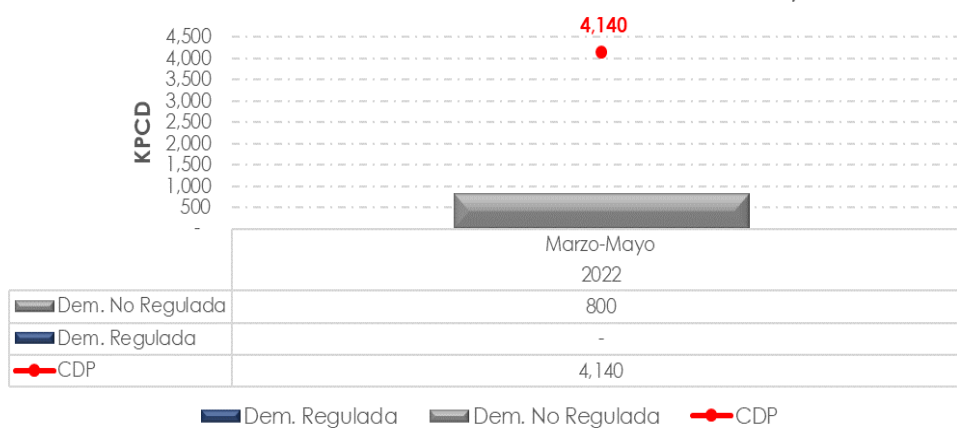
**Cusiana - El Porvenir: Declaración de Comercializadores / CDP**



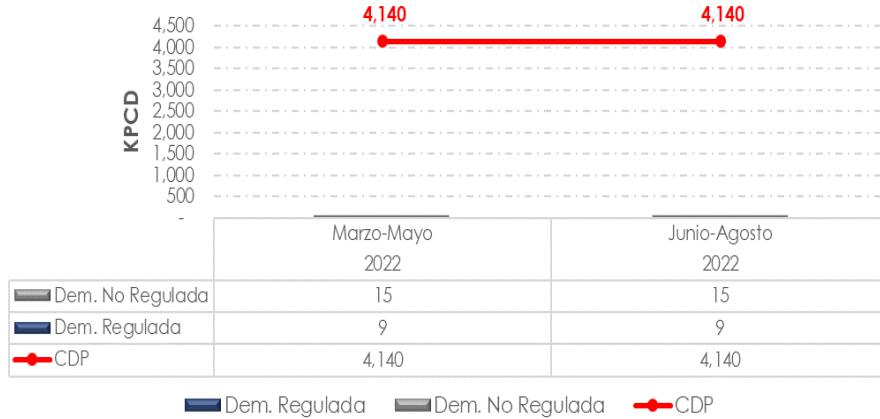
**El Porvenir - La Belleza: Declaración de Comercializadores / CDP**



**La Belleza - Vasconia: Declaración de Comercializadores / CDP**



La Belleza - Cogua: Declaración de Comercializadores / CDP



Fuente: SEGAS

Conforme al mecanismo de asignación establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, los transportadores realizaron la asignación para los comercializadores que atienden a la demanda regulada. Como se muestra en las gráficas, en todos los trimestres con congestión contractual, las solicitudes de capacidad para la atención de la demanda regulada fueron menores a la capacidad disponible en el tramo.

Posteriormente, una vez transcurrido el plazo de registro de los contratos resultantes de la asignación para la demanda regulada, no hubo declaración de transacciones. Posteriormente, el pasado 17 de enero 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	Mar-May	1,883	-	1,883
CUSIANA – EL PORVENIR	2022	Jun-Ago	1,891	-	1,891
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2022	Mar-May	3,183	-	3,183
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2022	Jun-Ago	3,191	-	3,191
LA BELLEZA – VASCONIA	2022	Mar-May	4,140	-	4,140
LA BELLEZA – VASCONIA	2022	Jun-Ago	4,140	-	4,140
LA BELLEZA – COGUA	2022	Mar-May	4,140	-	4,140
LA BELLEZA – COGUA	2022	Jun-Ago	4,140	-	4,140

Fuente: SEGAS

De acuerdo con lo anterior, dado que una vez asignadas las capacidades para el mercado regulado aún quedaba CDP remanente, 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.

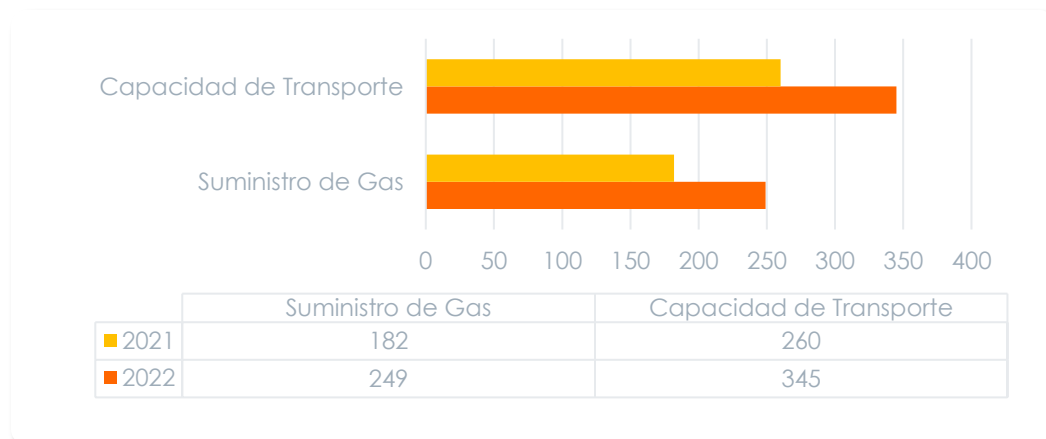
En este sentido, el vendedor procedió con la constitución de la garantía de participación en la subasta y las declaraciones de oferta y precios de reserva. En contraste, en el proceso de constitución de garantías de los compradores, ninguno de los remitentes sobre los que se declararon solicitudes en los tramos con congestión, presentaron los mecanismos de cobertura para la participación en las subastas de asignación de la capacidad.

Así, el pasado 10 de febrero, el Gestor del Mercado realizó las subastas de asignación de capacidad de transporte por rutas y tramos, en las cuales, al no haber compradores habilitados, no se presentaron adjudicaciones.

## 2.1 Mercado primario

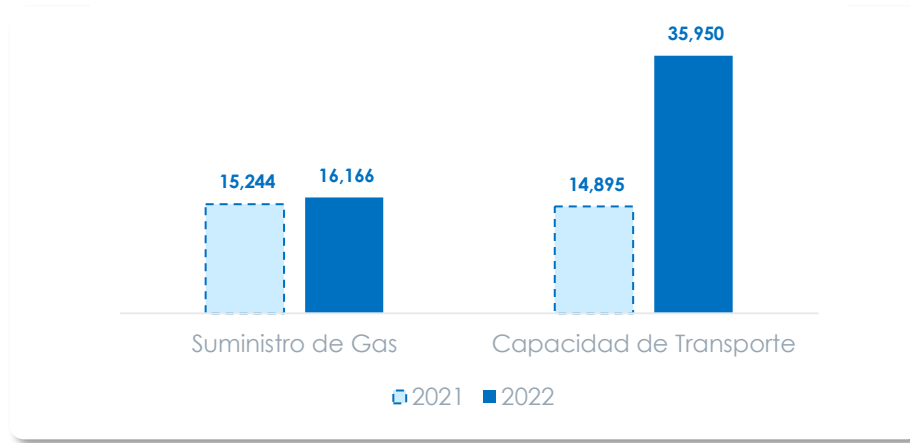
A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario en el I trimestre de 2022.

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



Fuente: SEGAS

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



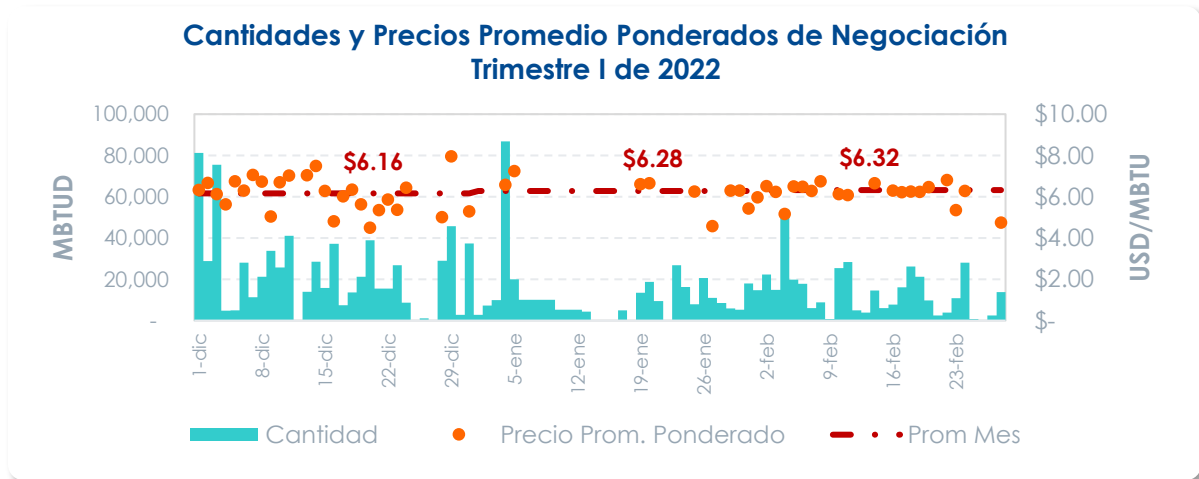
Fuente: SEGAS

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

Tanto la cantidad de negociaciones como las cantidades/capacidades en promedio diario transadas de suministro y capacidad de transporte presentaron un crecimiento con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior. En el caso de suministro de gas, reflejando un crecimiento en las cantidades promedio transadas del 6% al pasar de 15,244 a 16,166 MBTUD y en capacidad de transporte un crecimiento en las capacidades promedio transadas del 141% al pasar de 14,895 a 35,950 KPCD.

### Suministro

#### Cantidades y Precios Promedio Ponderados de Negociación Trimestre I de 2022

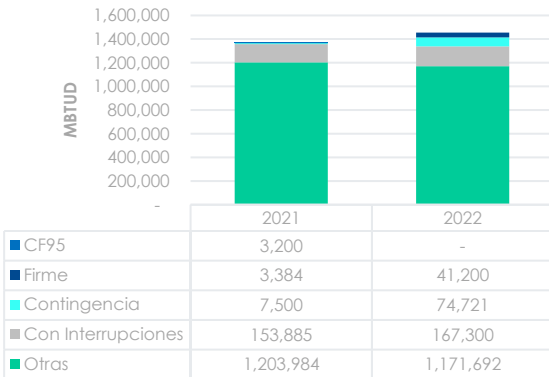


Fuente: SEGAS

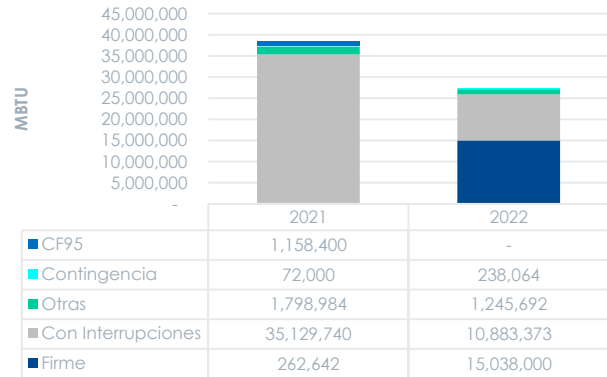
En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas de forma directa por modalidad contractual para el I trimestre de los años 2021 y 2022<sup>4</sup>. Se destaca el importante aumento de cantidades y energía negociada de la modalidad "Firme", en este trimestre del año 2022.

<sup>4</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim I**



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



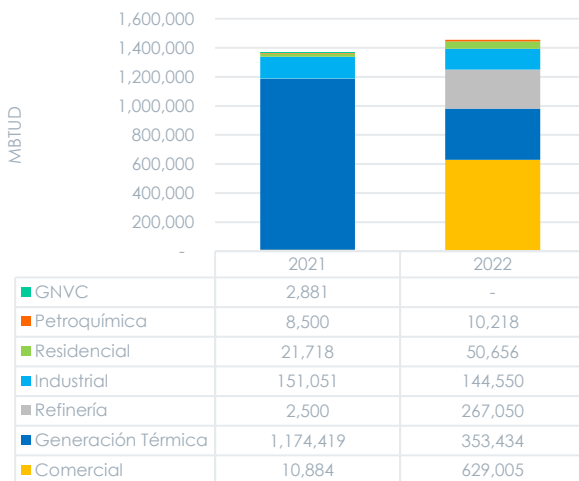
Fuente: SEGAS

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

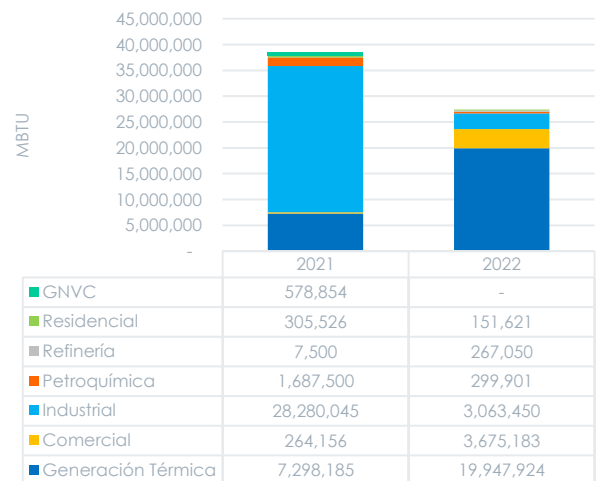
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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

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



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



Fuente: SEGAS

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

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



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

JOBO	\$ 5.92	\$ 5.06
LA CAÑADA NORTE	NA	ND
LA CRECIENTE	ND	NA
LA MAMI	\$ 6.90	\$ 5.93
MAMONAL	NA	\$ 5.56
RECETOR WEST	ND	NA
SINCELEJO	NA	\$ 4.78
AGUAS BLANCAS	<b>ND</b>	<b>\$ 2.22</b>
ANDINA	ND	NA
ARJONA	NA	\$ 3.82
ARRECIFE	\$ 3.80	ND
BALLENA	\$ 5.00	\$ 4.74
BONGA MAMEY	ND	NA
BULLERENGUE	\$ 4.47	\$ 4.38
CAPACHOS	ND	NA
CARTAGENA	\$ 6.51	\$ 5.96
CHUCHUPA	\$ 3.65	ND
CUPIAGUA SUR	NA	\$ 2.66
CUSIANA	ND	\$ 2.66
FLOREÑA	ND	NA
HOCOL	\$ 3.75	\$ 3.40

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 \$6.90 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad  
Mercado Primario – Trimestre I de 2022**

Modalidad	2022	2021
Con Interrupciones	\$ 4.11	\$ 3.86
Firme	\$ 6.13	\$ 5.51
Firme al 95%	NA	\$ 4.80
Otras	\$ 6.52	\$ 5.92
Contingencia	\$ 5.35	\$ 4.80

Fuente: SEGAS

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

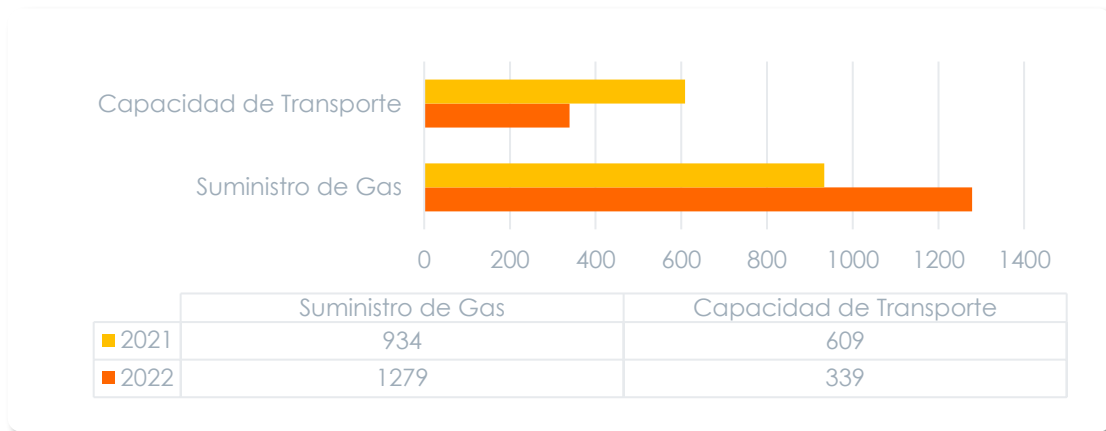
**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

## 2.2 Mercado secundario

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

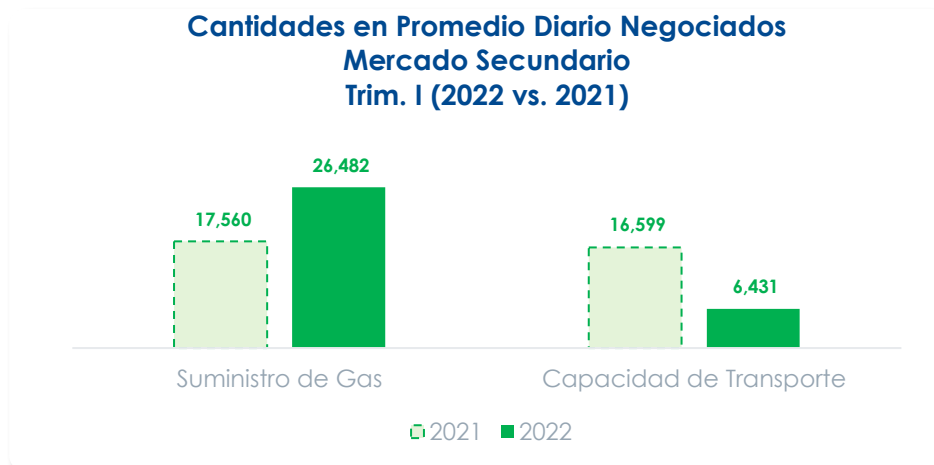
### Número de negociaciones directas de suministro y transporte

#### Mercado Secundario I Trimestre (2022 vs. 2021)



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

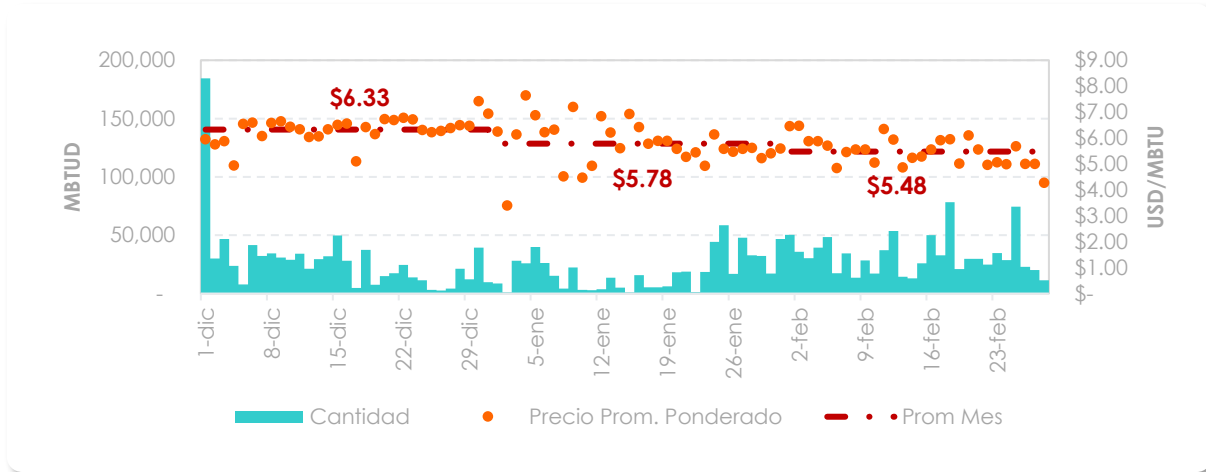
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

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 6% pasando de 17,560 a 26,482 MBTUD; por su parte, la cantidad de negociaciones y la

capacidad promedio diario negociadas de capacidad de transporte reflejaron una disminución del 61% al pasar de 16,599 a 6,431 KPCD.

**Suministro**

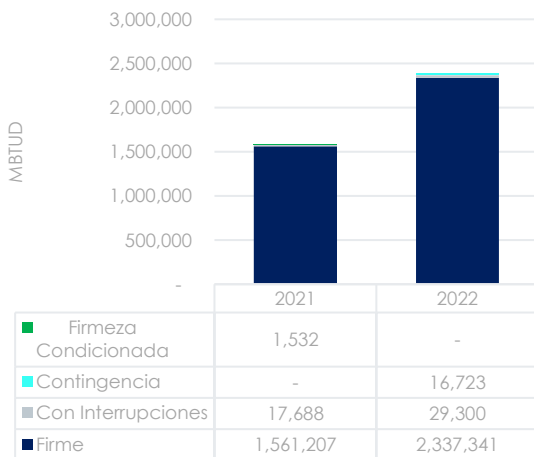
**Cantidades y precios promedios ponderados por cantidad negociados en diariamente en el mercado secundario de suministro I trimestre de 2022**



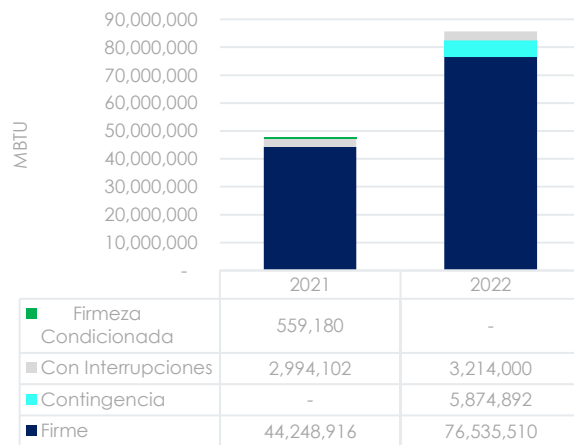
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas por modalidad contractual para el I 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 I**



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



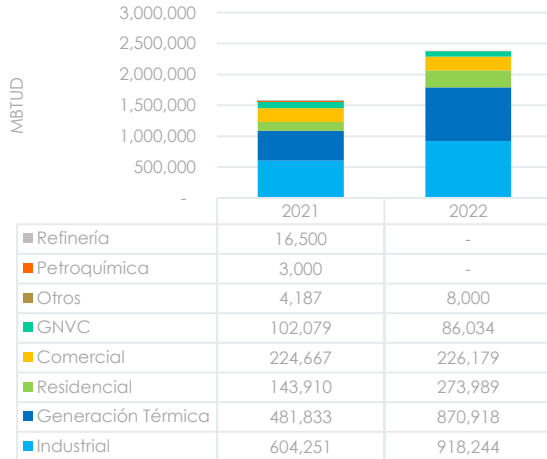
Fuente: SEGAS

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

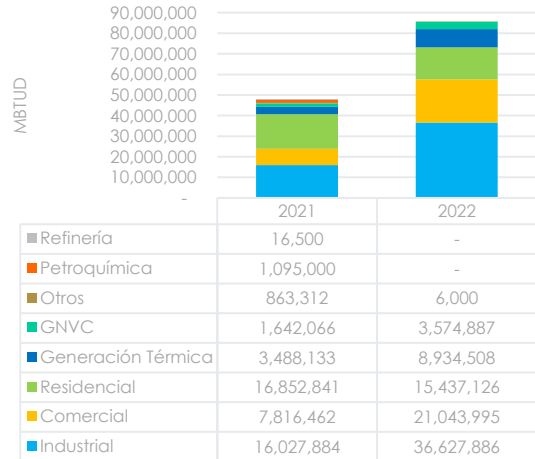
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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

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



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



Fuente: SEGAS

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

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

## Precios del mercado secundario

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

Punto Entrega	2022
AGUAS BLANCAS	\$ 2.90
BALLENA	\$ 5.40
BARRANCABERMEJA	\$ 6.57
BULLERENGUE	\$ 5.22
CAMPO LA BELLEZA	\$ 9.50
CARAMELO	\$ 6.09
CUSIANA	\$ 4.40
EL CENTRO	NA
EL DIFICIL	NA
GIBRALTAR	\$ 4.89
HOCOL	\$ 5.23

Punto Entrega	2022
JOBO	\$ 9.08
LA CRECIENTE	ND
LISAMA	NA
MAMONAL	\$ 6.50
MARIQUITA	\$ 7.96
SEBASTOPOL	\$ 4.60
TUCURINCA	\$ 6.79
VASCONIA	\$ 5.18
NO SNT	\$10.85

Fuente: SEGAS

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

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

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Secundario – Trimestre I de 2022 (USD/MBTU)

Modalidad	2022
Con Interrupciones	\$ 5.74
Firme	\$ 5.94
Firmeza Condicionada	NA
Contingencia	\$ 6.40

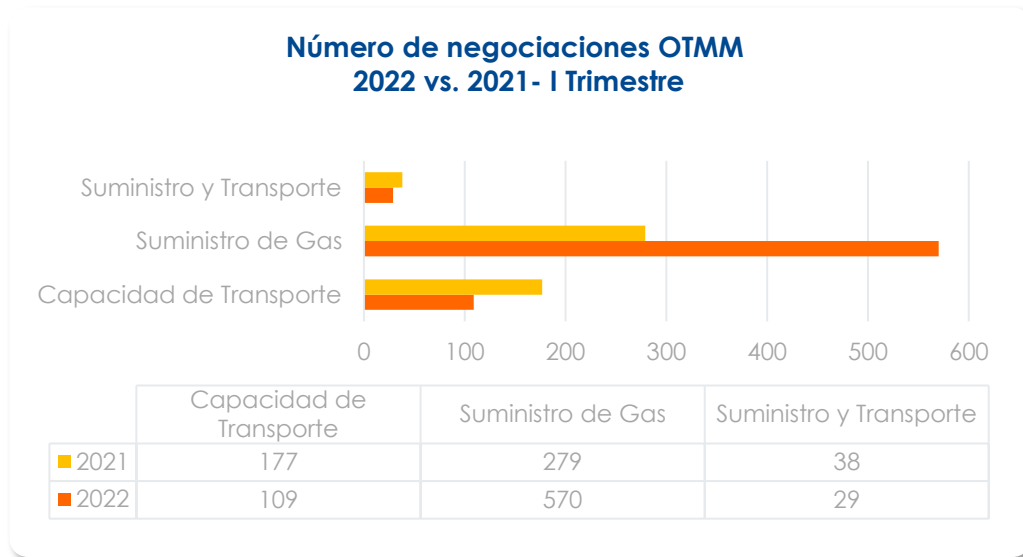
Fuente: SEGAS

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

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

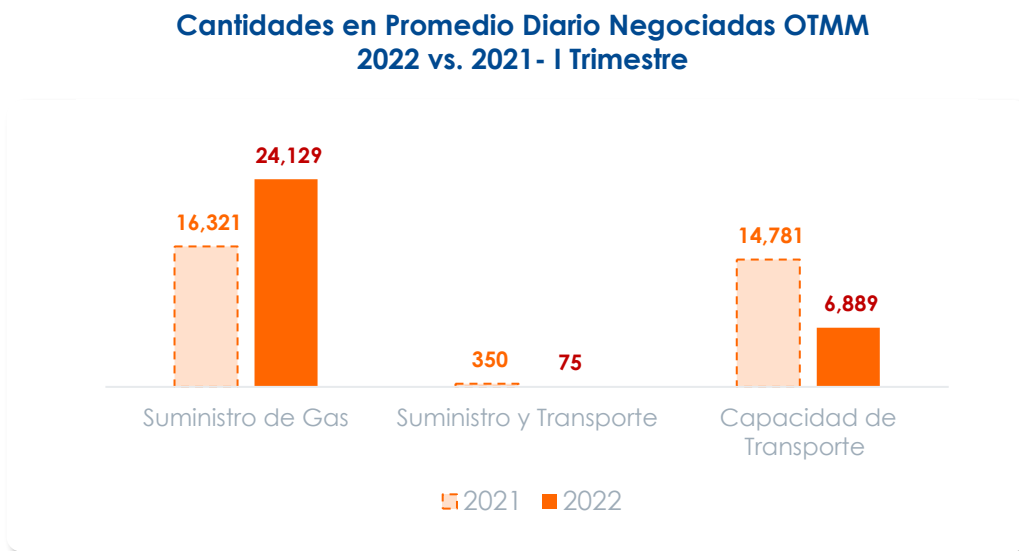
## 2.3 Mercado OTMM

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



Fuente: SEGAS

### Cantidades en promedio diario negociadas.



Fuente: SEGAS

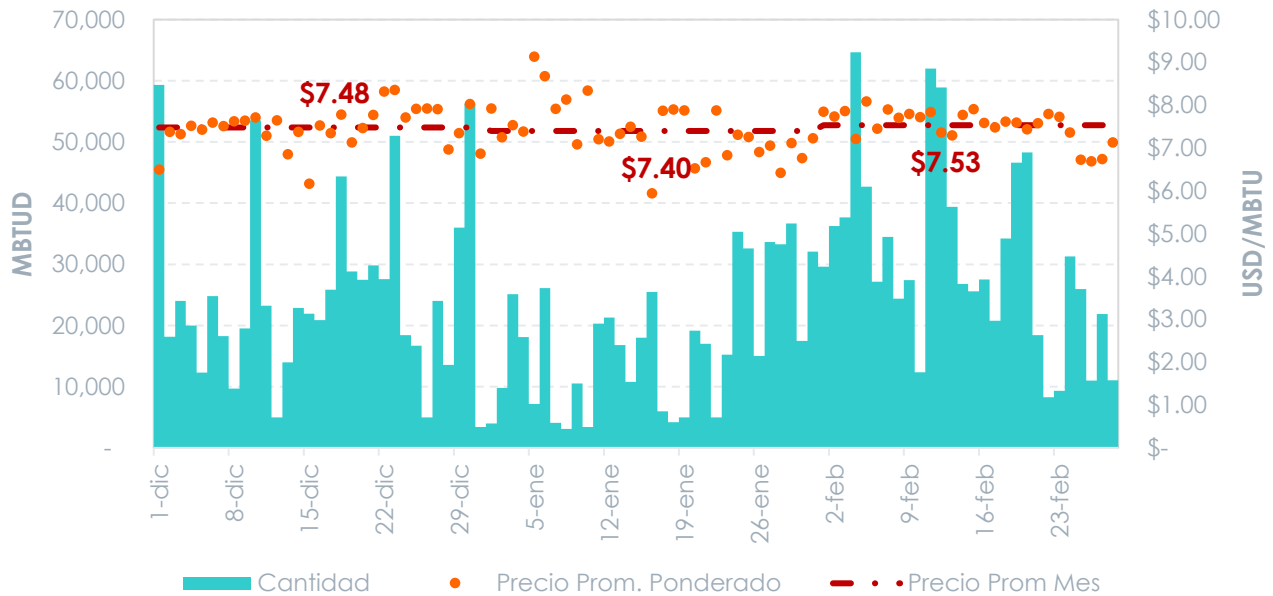
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad promedio diario transada de suministro de gas creció con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 48% pasando de 16,321 a 24,129 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diario negociada presentó una disminución del 53% pasando de 14,781 a 6,889 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte fue el que registro una cantidad promedio diaria negociada en el I trimestre de 2022 ubicándose por debajo de los 100 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios

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

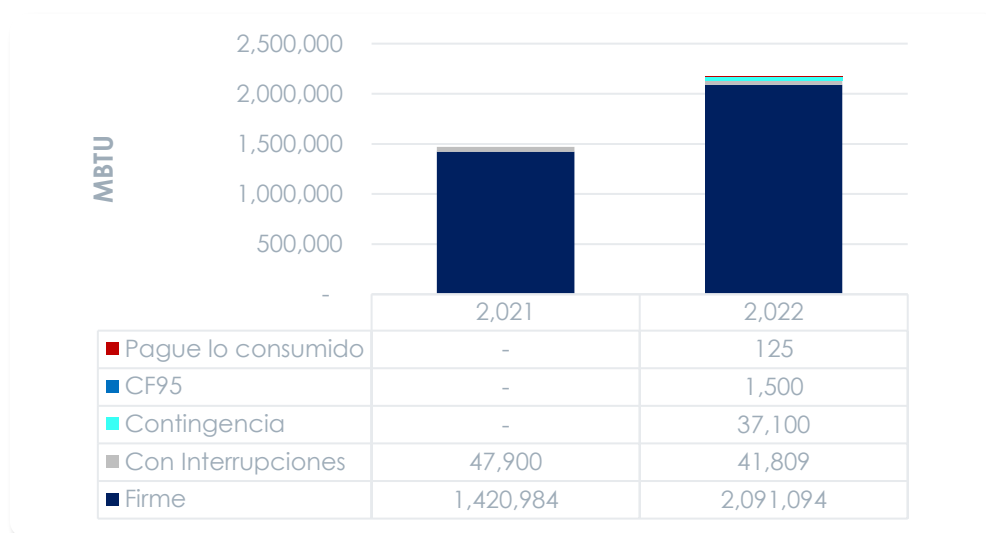


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el I trimestre de 2022 se transaron predominantemente cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representó cerca del 96% de la contratación promedio diaria registrada seguida de las modalidades “Con Interrupciones” y “Contingencia” que agregaron el 3.6% de las cantidades promedio diaria negociadas.

**Modalidad contractual OTMM Suministro  
2022 vs. 2021 – I Trimestre**



Fuente: SEGAS

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

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 7.26
Firme	\$ 7.44
Firme al 95%	ND
Contingencia	ND
Pague lo Consumido	ND

Fuente: SEGAS

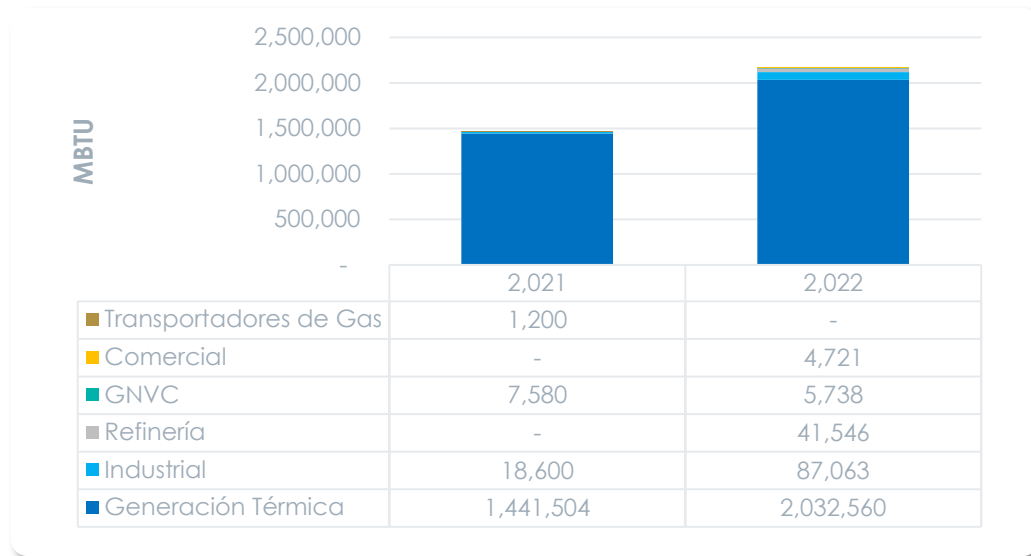
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

La siguiente tabla presenta la cantidad de suministro registrado por sector de consumo en OTMM del I trimestre de 2022, el cual se compara con el mismo periodo del año 2020. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representan cerca del 94%, de igual forma el registro de negociaciones con destino a los sectores industrial y refinería.



### Sector de consumo OTMM Suministro 2022 vs. 2021 – I Trimestre



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 I de 2022 en OTMM:

### Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM Suministro – I Trimestre de 2022

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 7.45
GNVC	\$ 4.66
Industrial	\$ 7.46
Refinería	\$ 8.03
Comercial	\$ 6.65

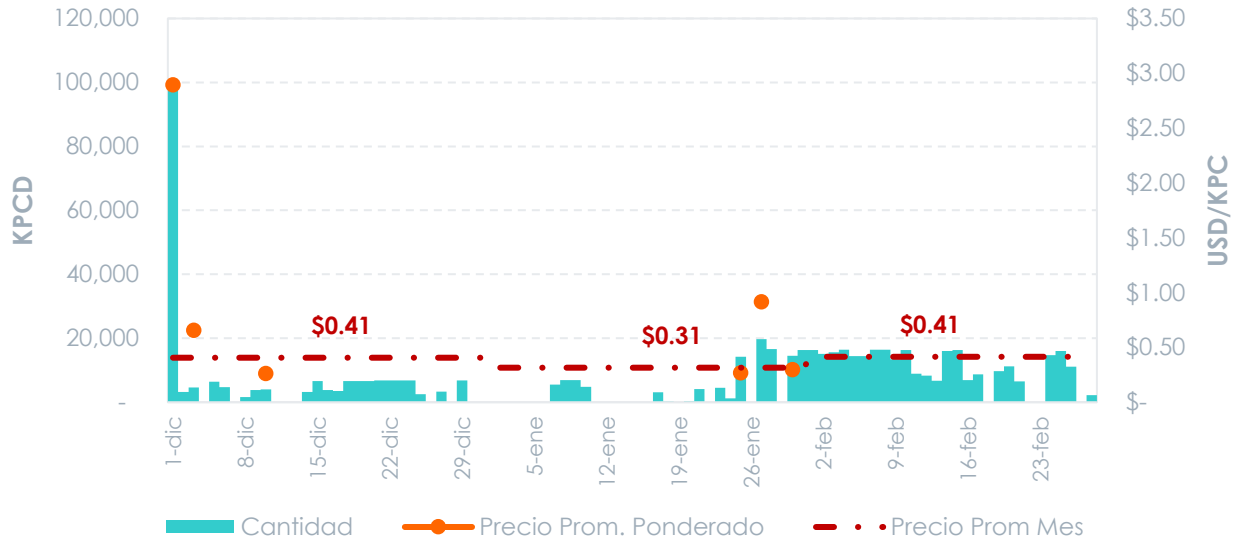
Fuente: SEGAS

**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 - I Trimestre de 2022**

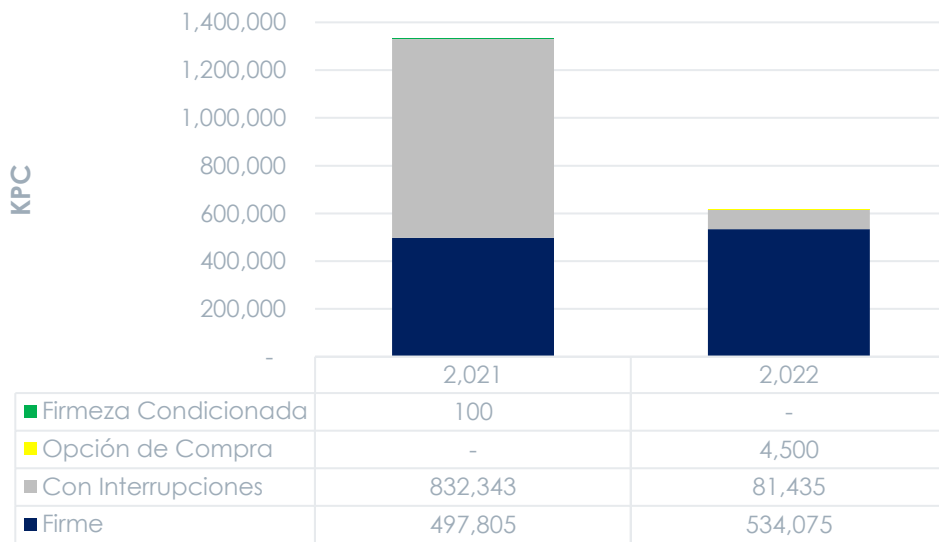


Fuente: SEGAS

**b. Modalidad contractual OTMM – Transporte**

Para el I trimestre de 2022, disminuyó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2021; se resalta la disminución en cerca de un 90% de las capacidades negociadas bajo la modalidad Con Interrupciones.

**Modalidad contractual OTMM Transporte 2022 vs. 2021 – I Trimestre**



Fuente: SEGAS

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

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

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/KPCD)
Con Interrupciones	\$ 3.18
Firme	\$ 0.33
Opción de Compra	ND

Fuente: SEGAS

**Precios registrados por rutas – I trimestre 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 – I trimestre de 2022**

Ruta	Precio Promedio Ponderado (USD/KPCD)
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	\$ 1.71
CARTAGENA - MAMONAL	\$ 0.28
CUSIANA - BARRANCABERMEJA	ND
CUSIANA - COGUA	\$ 1.17
CUSIANA - GBS_F	\$ 1.88
CUSIANA - GUALANDAY	ND
CUSIANA - IBAGUE	\$ 2.80
CUSIANA - NEIVA	\$ 3.87
CUSIANA - OCOA	ND
CUSIANA - RICAURTE	ND
CUSIANA - SABANA_F	ND
CUSIANA - SEBASTOPOL	\$ 1.58
CUSIANA - VASCONIA	\$ 1.26
GIBRALTAR - BARRANCABERMEJA	\$ 5.30
GUALANDAY - NEIVA	ND

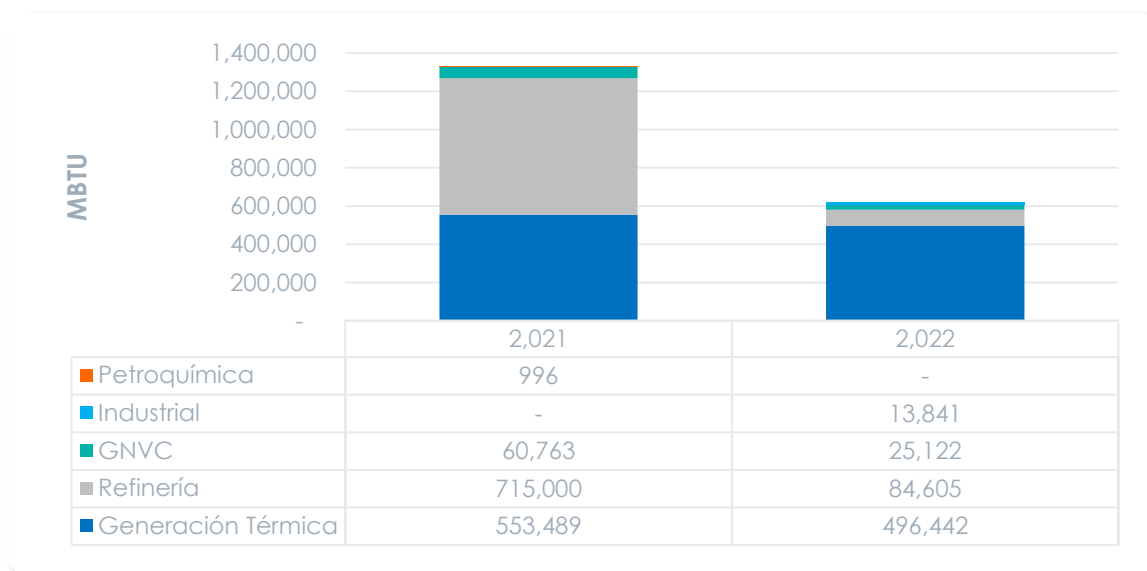
Ruta	Precio Promedio Ponderado (USD/KPDC)
LA BELLEZA - VASCONIA	ND
PRADERA - POPAYAN	ND
SEBASTOPOL - MEDELLIN	\$ 1.35
VASCONIA - ARMENIA	ND
VASCONIA - BARRANCABERMEJA	ND
VASCONIA - CALI	ND
VASCONIA - PEREIRA	ND
VASCONIA - SEBASTOPOL	\$ 0.15
YUMBO/CALI - CALI	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

### c. Sector de consumo OTMM – Transporte

Sector de consumo OTMM Transporte  
Trimestre I (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 I trimestre estándar de gas de 2022 se llevaron a cabo 90 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 1 Subasta de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

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

A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme<sup>5</sup> en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

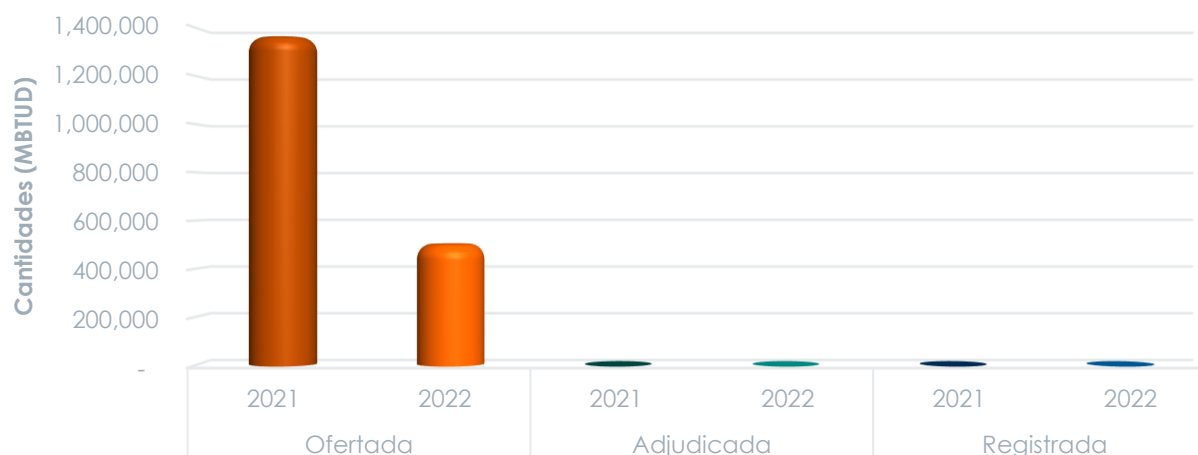
Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, sus productos son contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el I trimestre de 2022 vs el I trimestre de 2021<sup>6</sup>.

<sup>5</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>6</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

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



MBTUD	Ofertada		Adjudicada		Registrada	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
	1,363,922	502,473	675	212	575	-

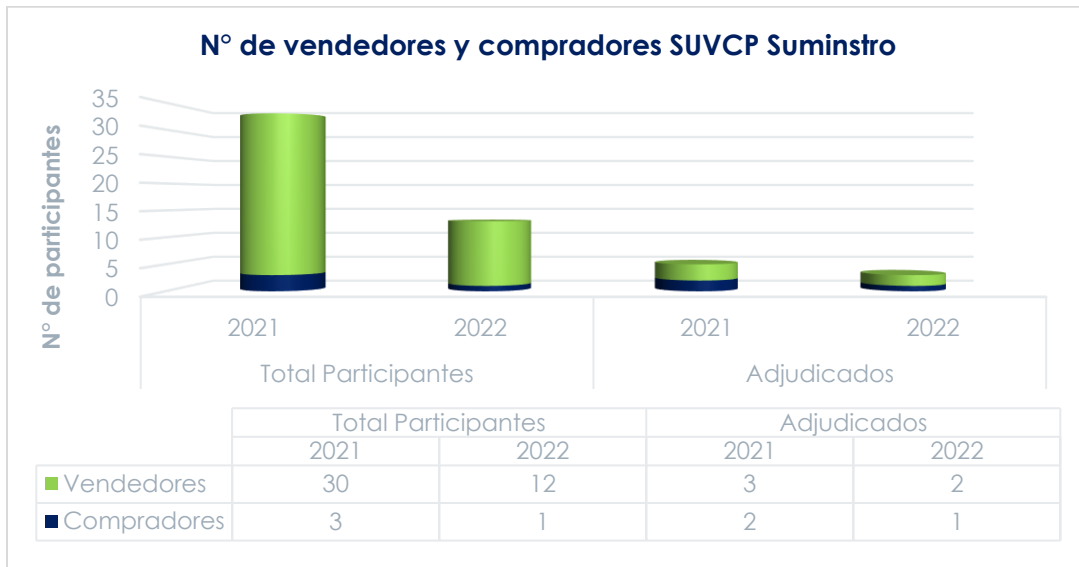
Fuente: SEGAS

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
AGUAS BLANCAS	5,725	-	-	-	-	-
BALLENA	44,019	18,810	-	-	-	-
BULLERENGUE	779	3,515	-	-	-	-
CAPACHOS	1,620	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	400,534	92,236	-	-	-	-
CUSIANA	896,643	369,262	675	212	575	-
FLOREÑA	11,384	-	-	-	-	-
GIBRALTAR	514	-	-	-	-	-
HOCOL	800	-	-	-	-	-
SARDINATA	1,904	-	-	-	-	-
ARJONA	-	3,000	-	-	-	-
ARRECIFE	-	1,050	-	-	-	-
BONGA MAMEY	-	13,100	-	-	-	-
MERECUMBE	-	1,500	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1,363,922</b>	<b>502,473</b>	<b>675</b>	<b>212</b>	<b>575</b>	<b>-</b>

Fuente: SEGAS

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

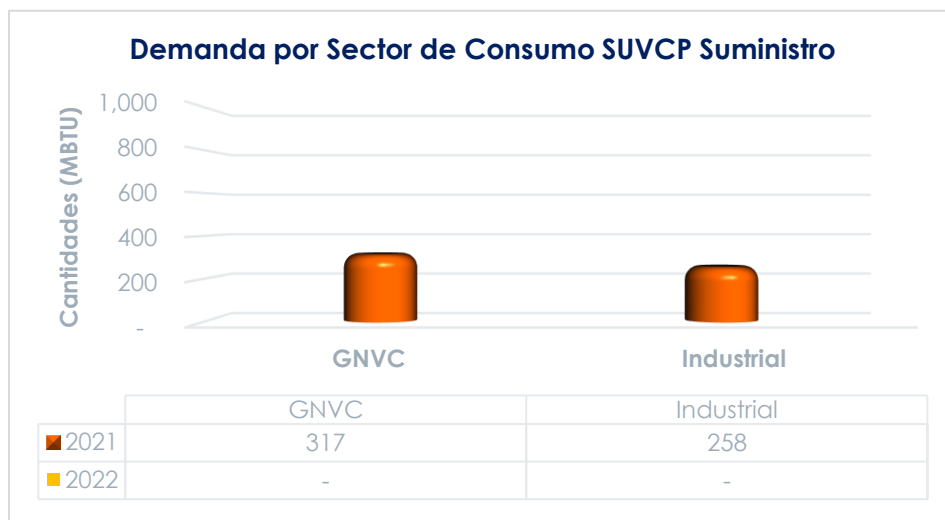
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

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

Las negociaciones de la SUVCP - Suministro en el I trimestre gas de 2022 presentaron 2 adjudicaciones, sin embargo, no se registraron en el Sistema Electrónico del Gas - SEGAS, por lo que no se dispone de información de entrega a usuarios finales. Para el mismo periodo del año anterior se reportó abastecimiento al sector GNVC e industrial.



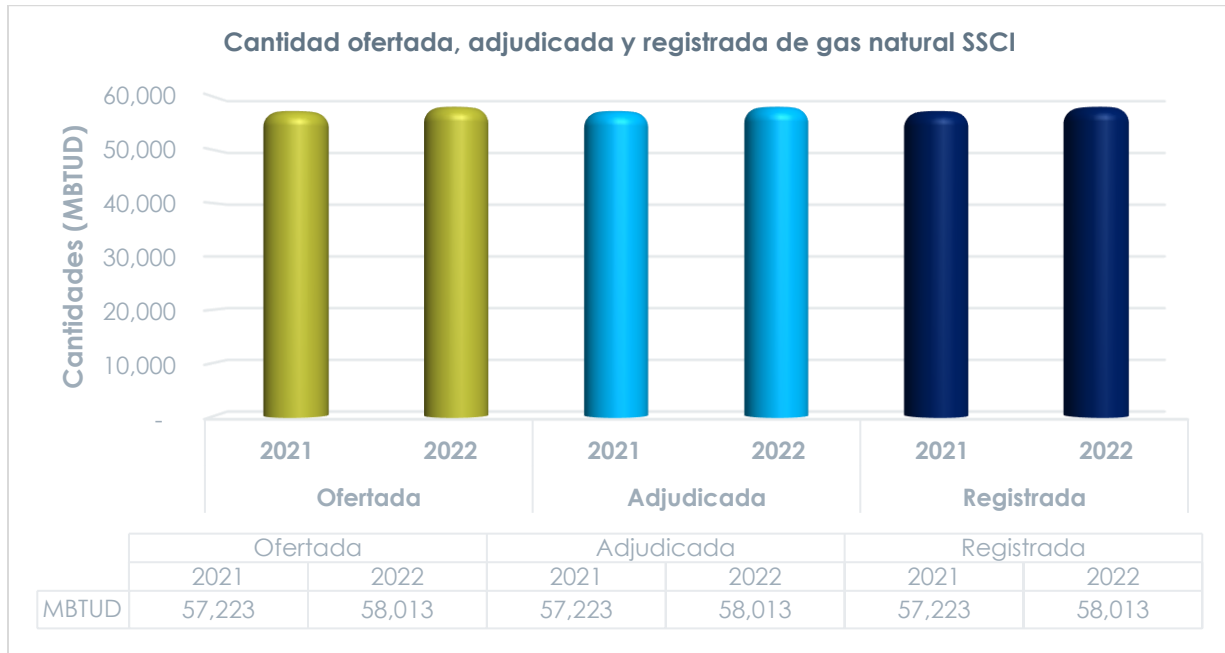
Fuente: SEGAS

**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. Normativa aplicable: Resolución CREG 186 de 2020.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural transadas mediante el mecanismo SSCI para el I trimestre gas de 2022 vs el I trimestre de 2021.<sup>7</sup>



Fuente: SEGAS

**a. Cantidades ofertadas SSCI**

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

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
Ballena	12,300	17,082
Chuchupa	11,186	-
Cupiagua	10,264	18,943
Cusiana	23,473	21,988
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>57,223</b>	<b>58,013</b>

Fuente: SEGAS

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



### b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el I trimestre de 2022, se presentaron adjudicaciones por un total de 58,013 MBTUD, aumentando frente a las presentadas en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla muestra las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
Ballena	12,300	17,082
Chuchupa	11,186	-
Cupiagua	10,264	18,943
Cusiana	23,473	21,988
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>57,223</b>	<b>58,013</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SSCI

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

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	12,300	17,082
Chuchupa	11,186	-
Cupiagua	10,264	18,943
Cusiana	23,473	21,988
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>57,223</b>	<b>58,013</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 I trimestre de 2022 fue registrada con destino a abastecer mayoritariamente a la Generación Térmica y a la demanda comercial. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación se destinó a los sectores de Generación térmica, Industrial y otros.



Fuente: SEGAS

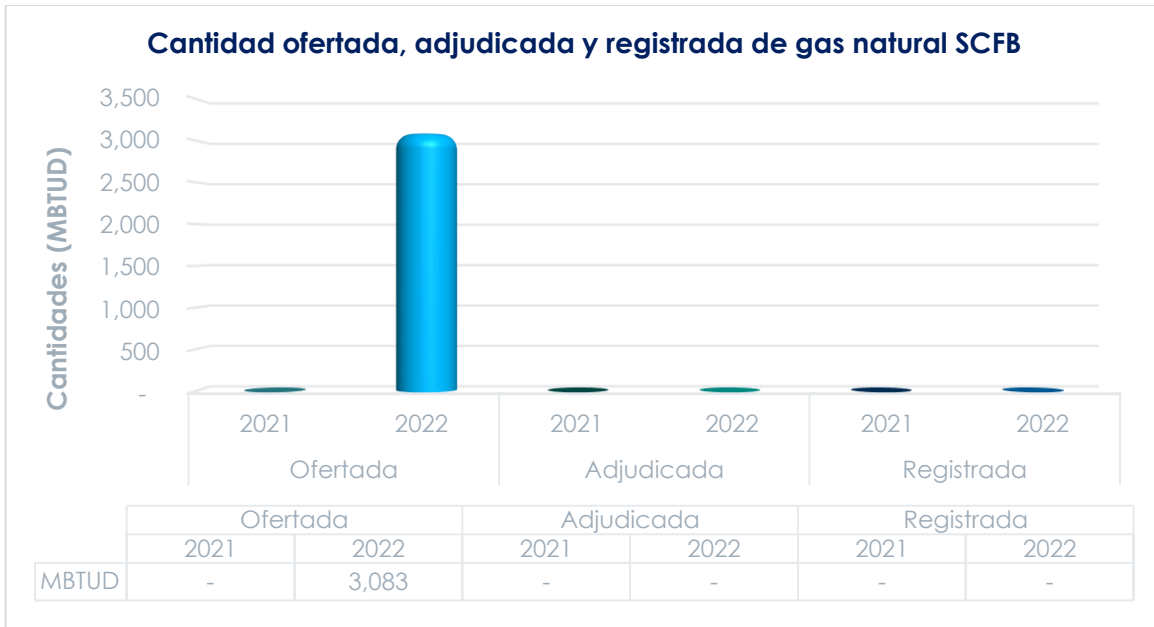
### 3.1.3 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

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. Normativa aplicable: Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

Para el trimestre I de 2022 se ejecutó el mecanismo en enero, en donde fueron puestos a disposición del mercado 3,083 MBTUD, sin embargo, no se presentaron adjudicaciones. En el mismo periodo de 2021 aunque este mecanismo estuvo disponible, no reportó actividad.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el I trimestre de 2022 vs 2021<sup>8</sup>.



Fuente: SEGAS

**a. Cantidades ofertadas SCFB**

La siguiente tabla muestra el punto de entrega en el que se ofertaron las cantidades para este mecanismo en el I trimestre gas de 2022. En el mismo periodo del año anterior no hubo actividad.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
Ballena	0	3,083
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>0</b>	<b>3,083</b>

Fuente: SEGAS

<sup>8</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

**b. Número de vendedores y compradores SCFB**

La oferta de Gas Natural presentada en este mecanismo para el I trimestre de gas de 2022, provino de 1 sólo participante, en calidad de vendedor.

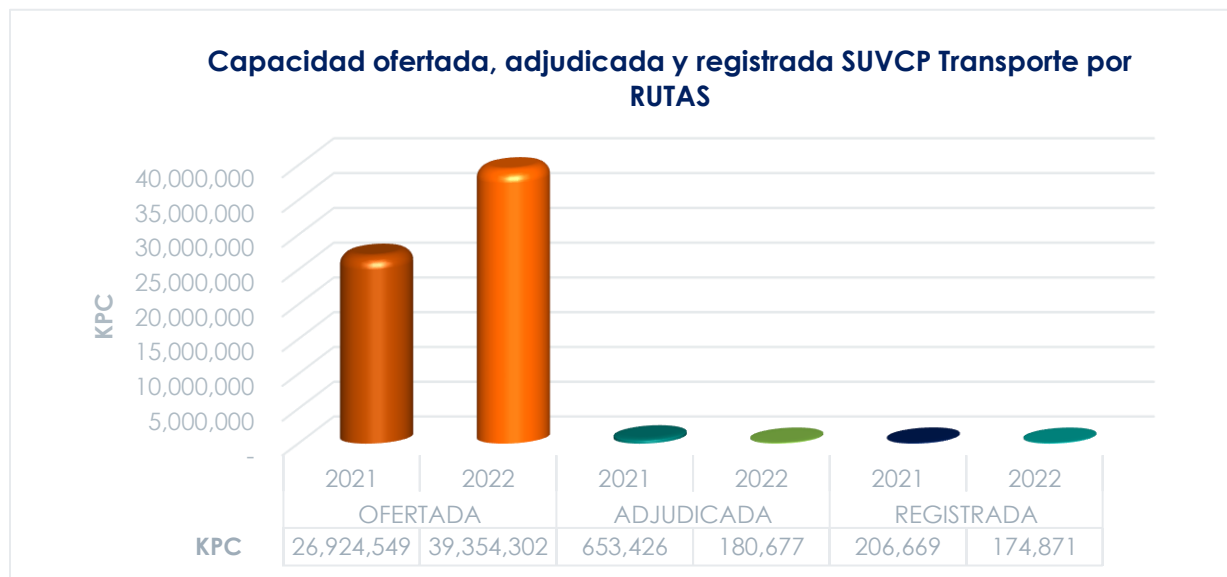
**3.2 TRANSPORTE**

Para capacidad de transporte en el primer trimestre de gas de 2022 se llevaron a cabo 90 subastas de corto plazo para rutas y 90 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 1 día.

A continuación, se observa la comparación de la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del I trimestre 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 I trimestre de gas de 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada es un 46% mayor comparada con el mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CARTAGENA - SINCELEJO	2,414,422	6,167,132
LA MAMI – BARRANQUILLA	2,783,477	5,924,869
BARRANQUILLA - CARTAGENA	2,520,102	4,723,098
CUSIANA - SABANA_F	2,376,742	4,659,270
YUMBO/CALI – CALI	3,239,611	3,257,063
SINCELEJO – JOBO	1,460,522	1,933,281
VASCONIA – PEREIRA	315,587	1,703,036
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	986,345	1,702,575
BALLENA - BARRANCABERMEJA	2,806,764	1,427,396
BARRANCABERMEJA - SABANA_F	1,120,020	1,053,394
<b>Otras Rutas</b>	6,900,957(*)	6,803,188 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>26,924,549</b>	<b>39,354,302</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 47 rutas.

\*\* Otras Rutas 2022. Cantidad 45 rutas.

### b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el I trimestre de gas de 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2021. La capacidad adjudicada disminuyó en un 72% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	52,032	59,383
CUSIANA - SABANA_F	43,060	50,049
CUSIANA - OCOA	27,403	34,109
SEBASTOPOL - VASCONIA	-	30,841
CUSIANA - LA BELLEZA	-	1,543
CUSIANA - SEBASTOPOL	2,240	1,367
LA BELLEZA - VASCONIA	-	1,112
<b>Otras Rutas</b>	528,691 (*)	2,273(**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>653,426</b>	<b>180,677</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 10 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 7 rutas.

### c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el I trimestre de gas 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 15% respecto al mismo periodo del año 2021.

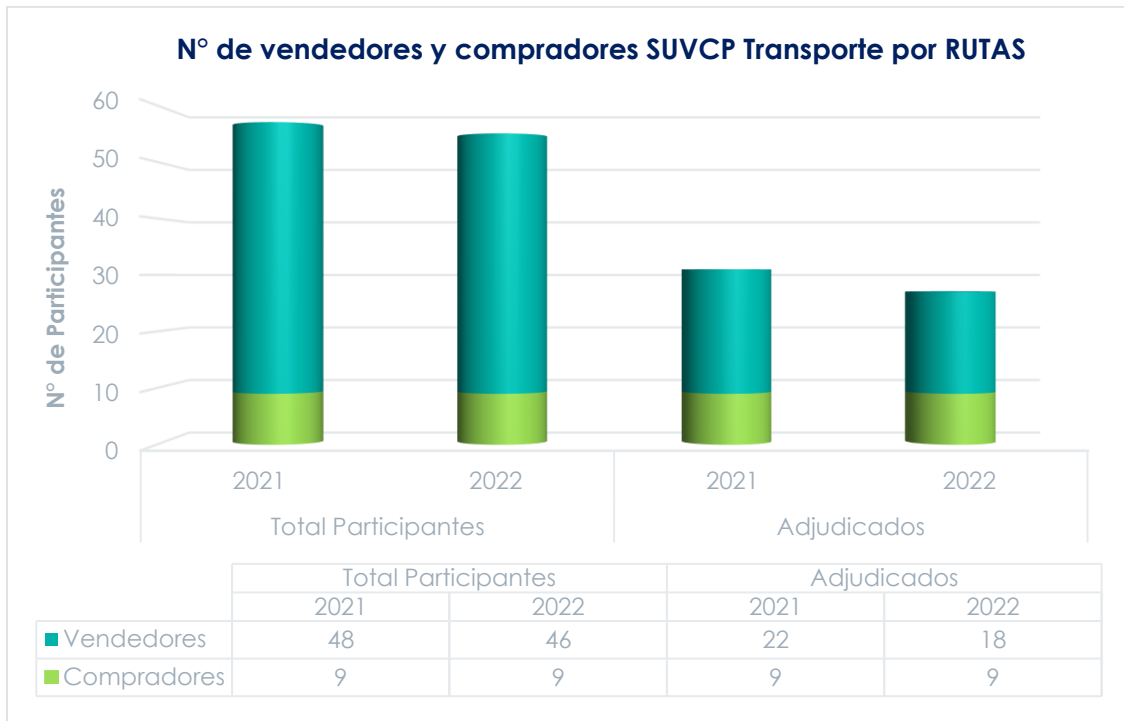
RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	49,297	56,072
CUSIANA - SABANA_F	43,060	49,332
CUSIANA - OCOA	27,385	33,392
SEBASTOPOL - VASCONIA	0	30,841
CUSIANA - LA BELLEZA	0	1,449
CUSIANA - SEBASTOPOL	2,032	1,367
LA BELLEZA - VASCONIA	0	1,111
<b>Otras Rutas</b>	84,895 (*)	1,307 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>206,669</b>	<b>174,871</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 7 rutas.  
 \*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 4 rutas.

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

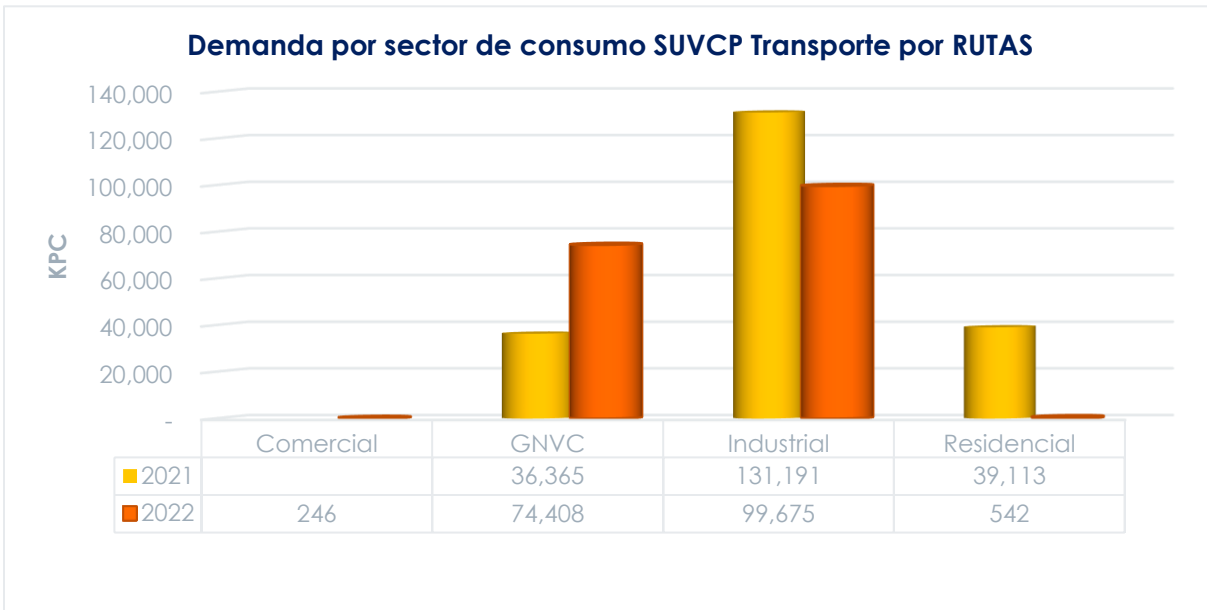
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP – Rutas del I trimestre de gas de 2022 vs 2021.



Fuente: SEGAS

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

En la siguiente imagen se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el I trimestre de gas de 2022 vs 2021. Se resalta la participación de los sectores industrial y GNVC en ambos periodos; adicionalmente, se observa una disminución considerable en la demanda del sector residencial a través de la SUVCP por rutas para el I trimestre gas del 2022.

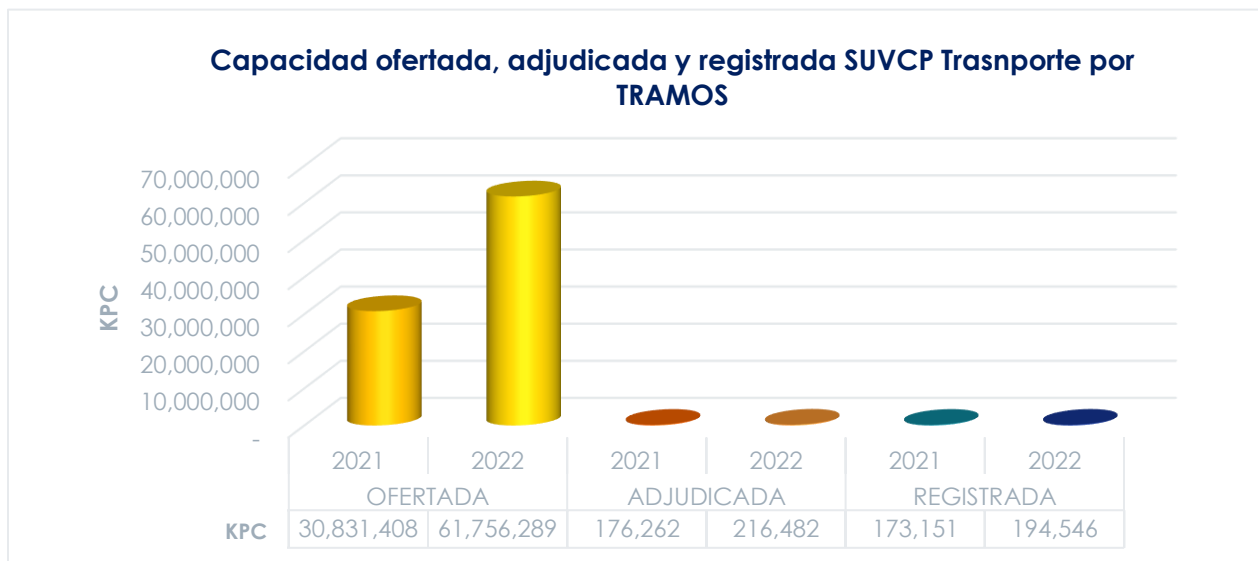


Fuente: SEGAS

### 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 1 día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del I trimestre de gas de 2022.



Fuente: SEGAS



### a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el I trimestre de gas de 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada es un 100% mayor comparada con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CARTAGENA - SINCELEJO	1,890,177	6,167,132
LA MAMI - BARRANQUILLA	1,942,201	5,924,869
LA BELLEZA – COGUA	2,817,392	5,699,188
COGUA - SABANA_F	2,815,747	5,662,615
CUSIANA - EL PORVENIR	3,150,107	5,571,558
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,126,196	5,457,767
BARRANQUILLA – CARTAGENA	1,674,004	4,723,098
YUMBO/CALI – CALI	2,234,104	3,257,063
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	1,752,701	2,782,405
VASCONIA - MARIQUITA	580,727	2,414,667
<b>Otros Tramos</b>	8,848,079 (*)	14,095,927 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>30,831,408</b>	<b>61,756,289</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 30 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 30 tramos.

### b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el I trimestre de gas de 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2021. La capacidad adjudicada aumentó en un 23% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
VASCONIA - MARIQUITA	1,721	99,239
LA BELLEZA - COGUA	0	37,325
COGUA - SABANA_F	3,993	37,282
EL PORVENIR - LA BELLEZA	527	13,393
CUSIANA - EL PORVENIR	527	13,383
VASCONIA - LA BELLEZA	0	9,894
LA BELLEZA - VASCONIA	527	3,405
<b>Otros Tramos</b>	<b>168,967 (*)</b>	<b>2,561 (**)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>176,262</b>	<b>216,482</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 5 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 3 tramos.

### c. Capacidad registrada - Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre de gas 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia un aumento en la capacidad registrada del 12% respecto al mismo periodo del año 2021.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
VASCONIA - MARIQUITA	631	77,513
COGUA - SABANA_F	3,993	37,282
LA BELLEZA - COGUA	0	37,279
EL PORVENIR - LA BELLEZA	521	13,355
CUSIANA - EL PORVENIR	0	13,304
VASCONIA - LA BELLEZA	0	9,894
LA BELLEZA - VASCONIA	473	3,404
<b>Otros Tramos</b>	<b>167,533 (*)</b>	<b>2,515 (**)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>173,151</b>	<b>194,546</b>

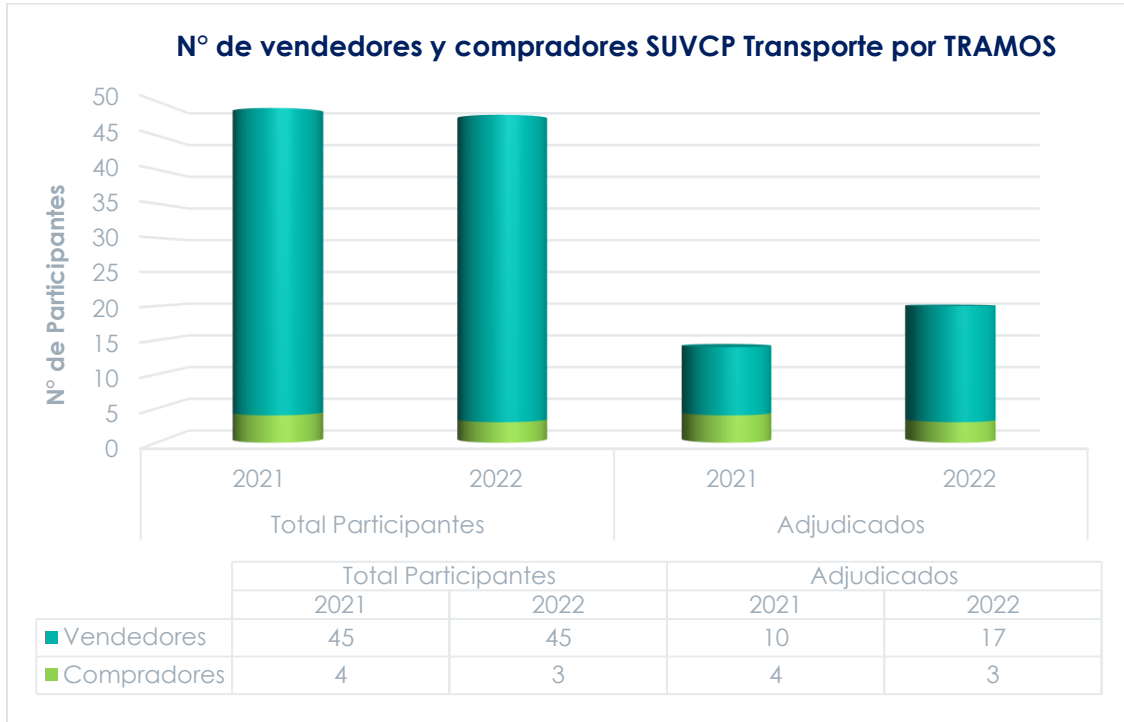
Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 5 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

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

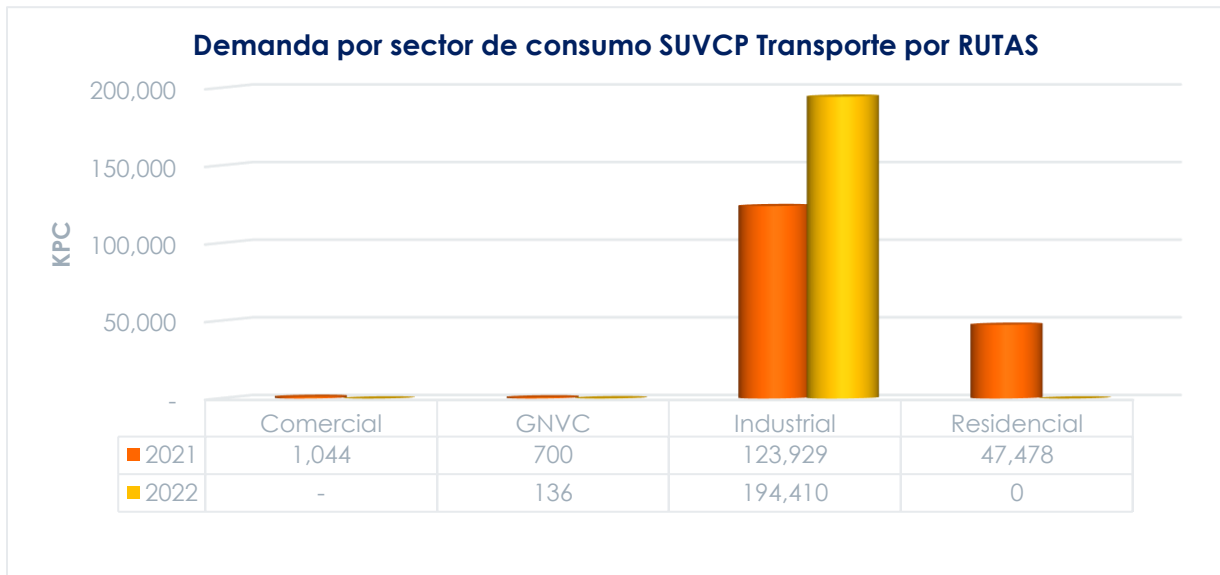
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del I trimestre de gas de 2022.



Fuente: SEGAS

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

Para el I trimestre de gas de 2022, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos con destino a los sectores GNVC, residencial e industrial; se resalta la participación del sector industrial para el I trimestre de gas de 2022.



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>9</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>10</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>9</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>10</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>11</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>12</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>13</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 E.S.P S.A., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. y COINOGAS S.A. E.S.P.
- La información de cuentas de balance es reportada por los agentes al Gestor, considerando tramos regulatorios y puntos de salida del SNT con resolución diaria y agregado mensual.
- Las cuentas asociadas a los remitentes agregan desbalances de los agentes comercializadores y usuarios no regulados que nominan gas natural en los puntos de salida del SNT.
- Las cifras presentadas en esta sección corresponden a:
  - Cuentas de balance que superan los límites establecidos por la regulación ( $\pm 5\%$ ) agregadas de forma mensual.
  - Gasoductos de los sistemas Costa e Interior.
  - Puntos con consumos mayores a 500 KPCD y menores a 500 KPCD.
  - Agregación de los desbalances de los remitentes en todos los gasoductos del SNT.

La siguiente tabla resume el comportamiento agregado mensual del trimestre diciembre 2021– febrero 2022 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

<sup>11</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>12</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>13</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
Diciembre	-	410,174	-	-	-430,595	-
Enero	-	507,805	-	-	-407,189	-
Febrero	-	458,783	-	-	-420,705	-

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 458,921 MBTU, para el mes de febrero se presentó una reducción absoluta de 9.65% respecto a enero.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -419,496 MBTU, para el mes de noviembre se presentó un incremento absoluto de 3.32% respecto a enero.
<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 MP4, MP5, MP6, MP7, MP8, MP9, MP10, MP11, MP12, MP13, MP17, MP18 y MP23 en su versión agregada, para el trimestre diciembre 2021 a febrero 2022. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

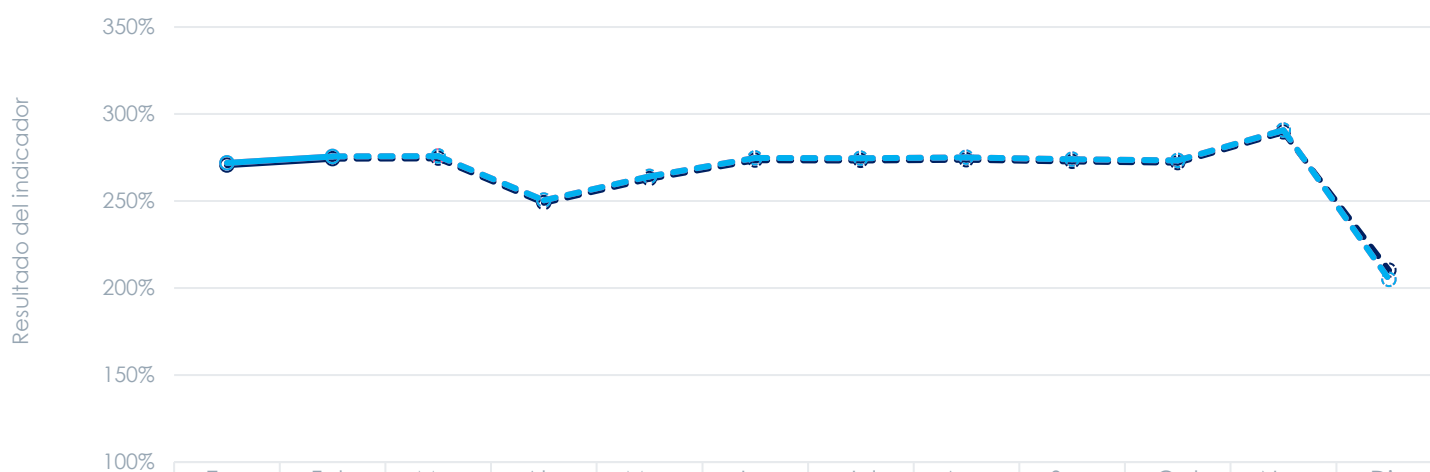
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### Periodicidad de publicación Mensual

**Descripción:** Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV.

$$MP4 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{\text{PTDV} + \text{CIDV}}$$

MP4



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2021 Publicación Diciembre	270.55 %	274.35 %	274.50 %	248.98 %	262.79 %	273.44 %	273.28 %	273.74 %	272.73 %	272.05 %	289.57 %	210.13 %
2022 Publicación Enero	271.89 %	275.67 %	275.81 %	250.43 %	264.17 %	274.76 %	274.61 %	275.06 %	274.01 %	273.34 %	290.78 %	204.96 %
2022 Publicación Febrero	271.89 %	275.67 %	275.81 %	250.43 %	264.17 %	274.76 %	274.61 %	275.06 %	274.01 %	273.34 %	290.78 %	204.96 %

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



## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de diciembre y enero, aumentaron en promedio el 0,5% como consecuencia de un aumento de 13.500 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2022 y un aumento de 3.428 MBTUD en la variable de PTDV; para diciembre 2022, el indicador disminuye en un 2,5% al disminuir la oferta comprometida en 8.100 MBTUD. Por otro lado, los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de enero y febrero no presentaron variación alguna.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2021 a febrero 2022** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 846.034 MBTUD

**PTDV:** 264.715 MBTUD

**CIDV:** 50.000 MBTUD

El valor de la CIDV corresponde con la cantidad disponible para la venta puesto por el agente comercializador de gas natural importado que para la publicación del periodo a analizar fue de 50.000 MBTUD.

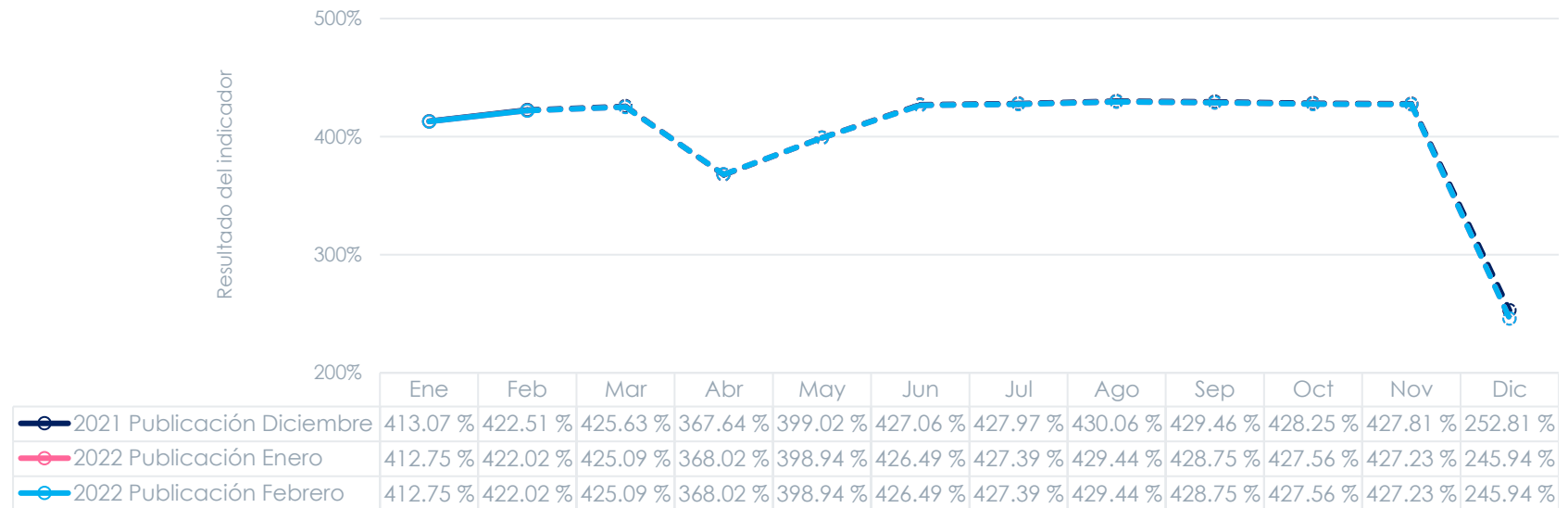
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2021, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**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 PTDFV. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDFV y CIDVF representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

Los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de diciembre y enero, disminuyeron en promedio el 0,3% como consecuencia de un aumento de 13.500 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2022 y un aumento de 3.427 MBTUD en la variable de PTDFV; para diciembre 2022, el indicador disminuye en un 2,7% al disminuir la oferta comprometida en 8.100 MBTUD. Por otro lado, los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de enero y febrero no presentaron variación alguna.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2021 a febrero 2022** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 846.034 MBTUD  
**PTDFV:** 205.518 MBTUD

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

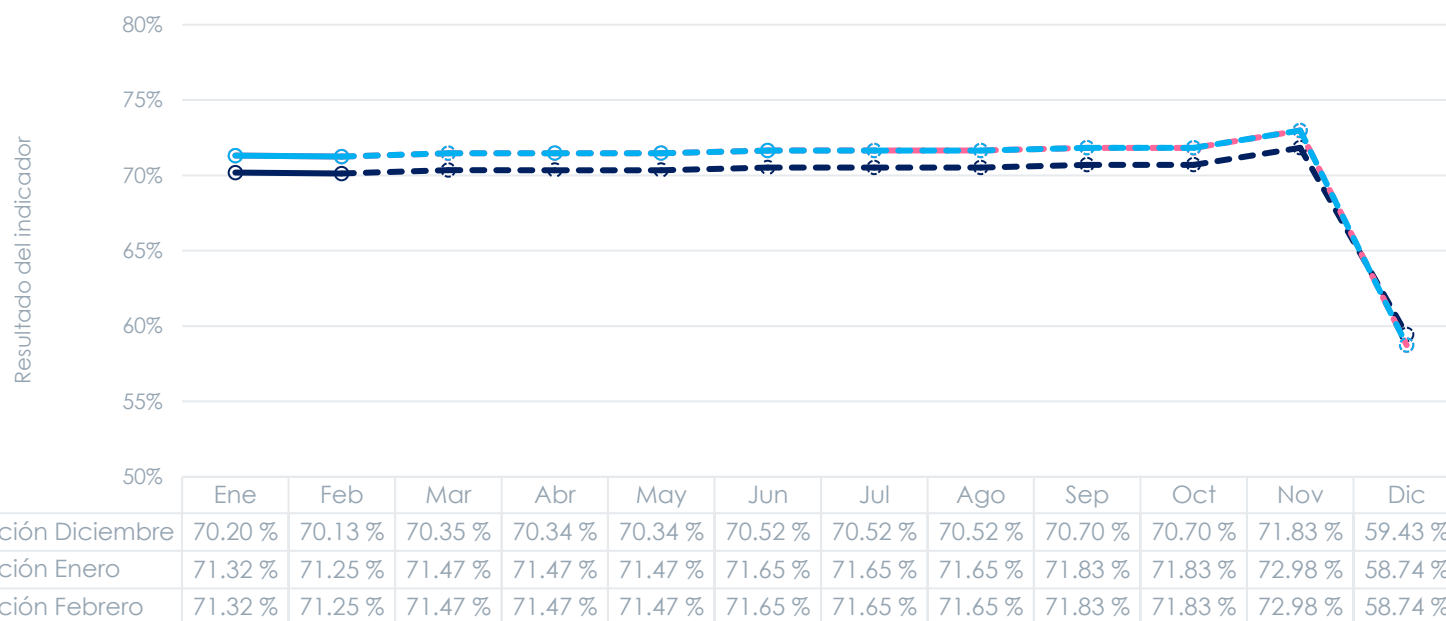
**CIDVF:** 0 MBTUD

**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2021, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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

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

**MP6**



**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%.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de diciembre y enero, aumentaron en promedio el 1,6% como consecuencia de un aumento de 13.500 MBTUD en la oferta comprometida en firme hasta noviembre 2022; para diciembre 2022, el indicador disminuye en un 1,2% al disminuir la oferta comprometida en 8.100 MBTUD. Por otro lado, los valores del indicador para el año 2022 entre las publicaciones de enero y febrero, no presentaron variación alguna.

Los resultados del indicador evidencian que en promedio el 71% del potencial de producción, está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **diciembre 2021 a febrero 2022** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 846.034 MBTUD

**PP:** 1.204.231 MBTUD

A medida que el horizonte de tiempo aumenta dicho indicador disminuye, pues el valor de la oferta comprometida agregada también se reduce.

**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 2021, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

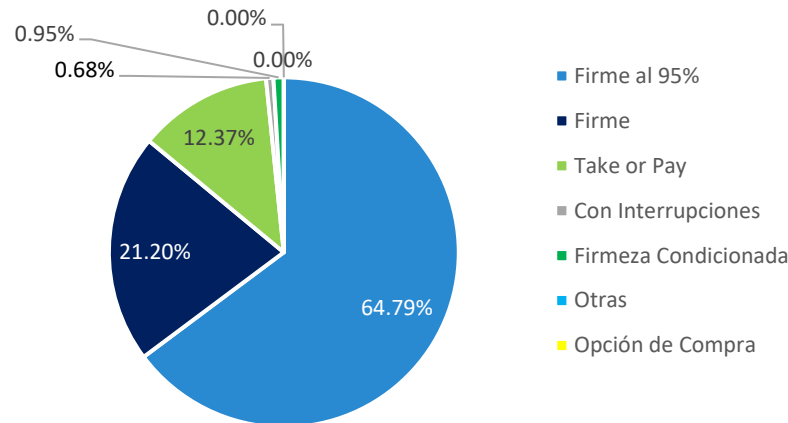
**MP17**

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

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

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Participación Febrero - Demanda Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **febrero 2022** presentó una variación positiva con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 29.039 MBTUD en la contratación para la demanda regulada, llegando a un total de 289.717 MBTUD. Dicho aumento se dio como consecuencia del incremento de contratación en las modalidades Firme al 95%, Firmeza Condicionada, Firme y Con Interrupciones.

La participación por modalidad contractual para **febrero de 2022** fue la siguiente: Firme al 95% (64,79%), Firme (21,20%), ToP (12,37%), Firmeza Condicionada (0,95%) y Con Interrupciones (0,68%).

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

**Nota:** los valores tomados para el resultado del indicador del mes de enero 2022 fueron de la publicación de diciembre 2021, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de febrero 2022 fueron de la publicación de enero 2022.

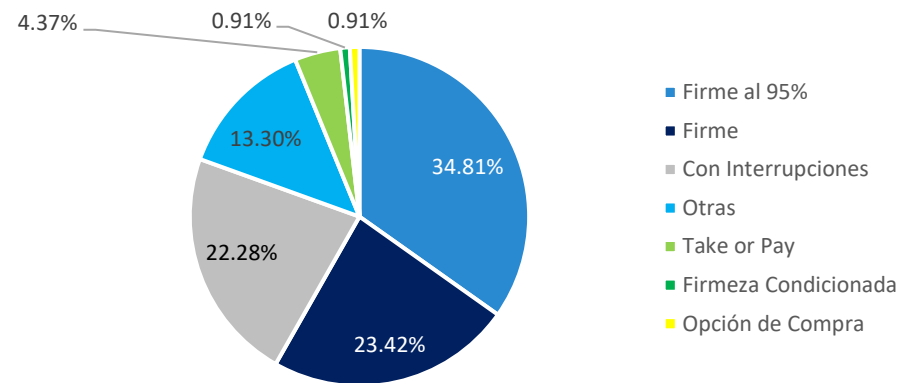
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

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

MP18

Participación Febrero - Demanda No Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **febrero 2022** presentó una variación positiva con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 333.537 MBTUD en la contratación para la demanda no regulada, llegando a un total de 897.133 MBTUD. Dicho aumento se dio como consecuencia del incremento de contratación en todas las modalidades.

La participación por modalidad contractual para **febrero de 2022** fue la siguiente: Firme al 95% (34,81%), Firme (23,42%), Con Interrupciones (22,28%), Otras (13,30%), ToP (4,37%), Firmeza condicionada (0,91%) y Opción de compra (0,91%).

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, tiene una participación mayor de modalidades con interrupciones que lo reportado por la demanda regulada.

**Nota:** los valores tomados para el resultado del indicador del mes de enero 2022 fueron de la publicación de diciembre 2021, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de febrero 2022 fueron de la publicación de enero 2022.

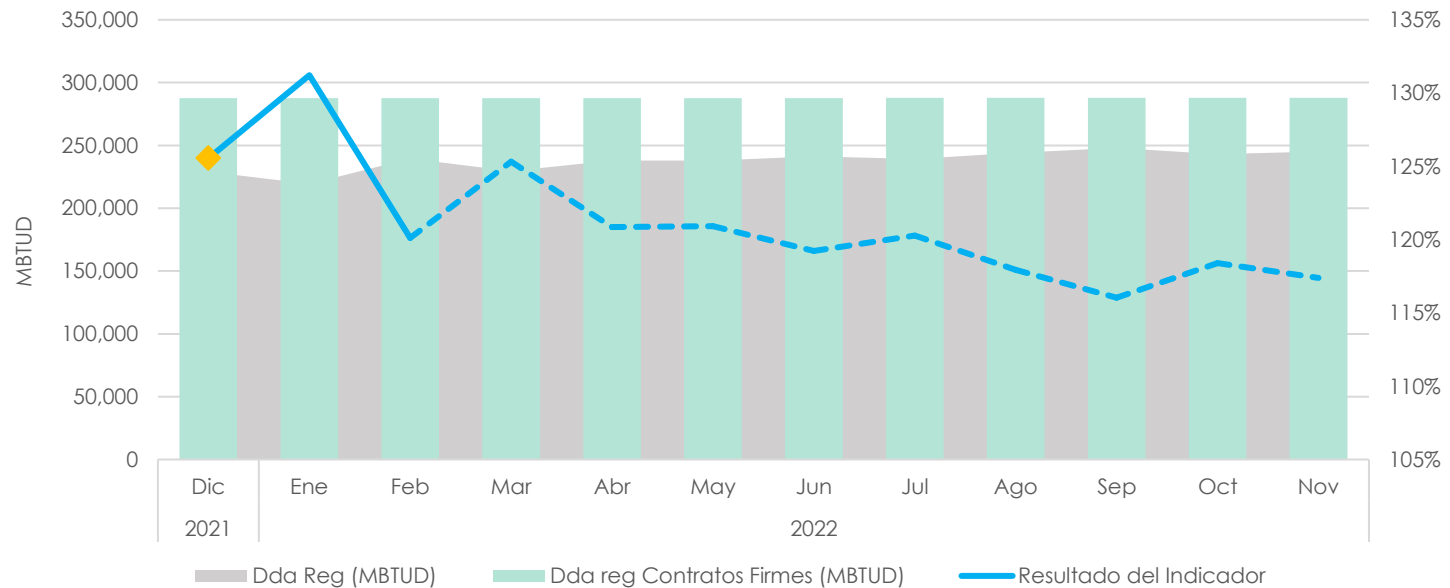
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### Periodicidad de publicación Anual, después del proceso de negociación

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

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

MP7



**Análisis:** El valor del indicador para la publicación de **diciembre 2021** se ubicó en valores superiores al 100% para todo el año de gas 2022, ubicándose en promedio en 121,11% un 9,09% adicional comparado con la publicación del año inmediatamente anterior. El resultado de este indicador muestra que la proyección de la demanda regulada reportada por los comercializadores distribuidores es inferior a la contratación a partir de modalidades que garantizan firmeza, lo cual permite concluir que de manera general, el suministro para el mercado regulado se puede abastecer a partir de gas firme.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El promedio de las variables calculadas para el mes de diciembre y para lo restante del año gas 2022 es:

**Demanda regulada en contratos firmes:** 287.739 MBTUD

**Proyección de la demanda regulada:** 237.853 MBTUD

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

(Sólo se tiene en cuenta la información de contratación durante el proceso de negociación 2021)

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

**MP8**

**Análisis:** En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2021**, se evidenció una tendencia constante para el año de gas 2022, iniciando en enero 2021 con el 0,59% y finalizando en noviembre 2022 con el 0,61%. Estos resultados son producto de la reducción en la PTDVF declarada por los agentes, la cual inicia en el mes de enero 2021 con un valor de 204.594 MBTUD y finaliza el año gas con 197.300 MBTUD, mientras que la contratación de la demanda regulada permanece constante durante el año gas 2022 en 1.200 MBTUD.

El valor del indicador promedio para el año de gas 2022 disminuyó un 85% en comparación con el valor promedio para el indicador publicado en el año 2020 (año de gas 2021), el cual se ubicó en 6,87%.

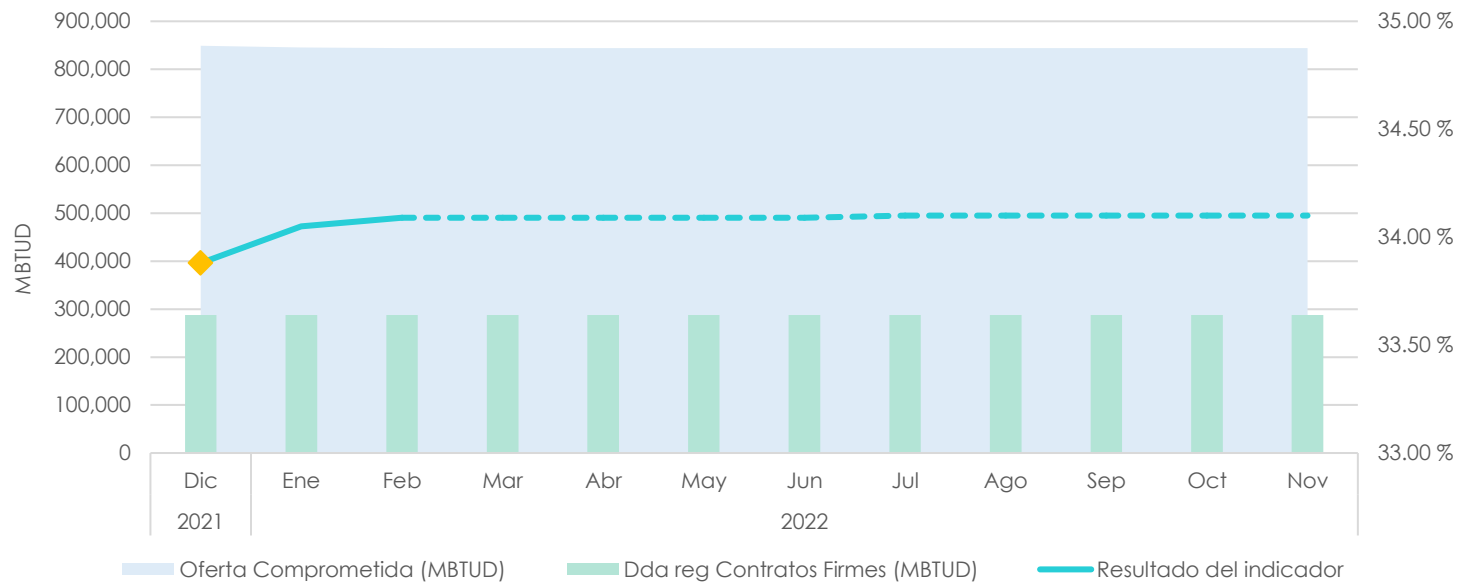


## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

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

MP9



**Análisis:** En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2021**, se evidenció una tendencia constante para el año de gas 2022, iniciando en diciembre 2021 con el 33,38% y finalizando en noviembre 2022 con el 34,10%, porcentajes que representan la contratación en firme para la demanda regulada en relación con la oferta comprometida. Estos resultados son producto de la reducción en la Oferta Comprometida, la cual inicia en diciembre con un valor de 848.978 MBTUD y finaliza el año gas con 844.066 MBTUD, mientras que la contratación en firme de la demanda regulada se ubicó en promedio para el año gas 2022 en 287.739 MBTUD.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El valor del indicador promedio para el año de gas 2022 disminuyó un 3% en comparación con el valor promedio para el indicador publicado en el año 2020 (año de gas 2021), el cual se ubicó en 35,20%.

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

(Sólo se tiene en cuenta la información de contratación durante el proceso de negociación 2021)

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

**MP10**

**Análisis:** En los resultados del indicador para la publicación de diciembre 2021, se evidenció una tendencia creciente para el año de gas 2022, iniciando en diciembre con el 7,98% y finalizando en noviembre 2022 con el 8,58%. Estos resultados son producto de la reducción en la PTDVF declarada por los agentes, la cual inicia en el mes de diciembre con un valor de 212.198 MBTUD y finaliza el año gas con 197.300 MBTUD, mientras que la contratación de la demanda no regulada permanece constante durante el año gas 2022 en 16.926 MBTUD.

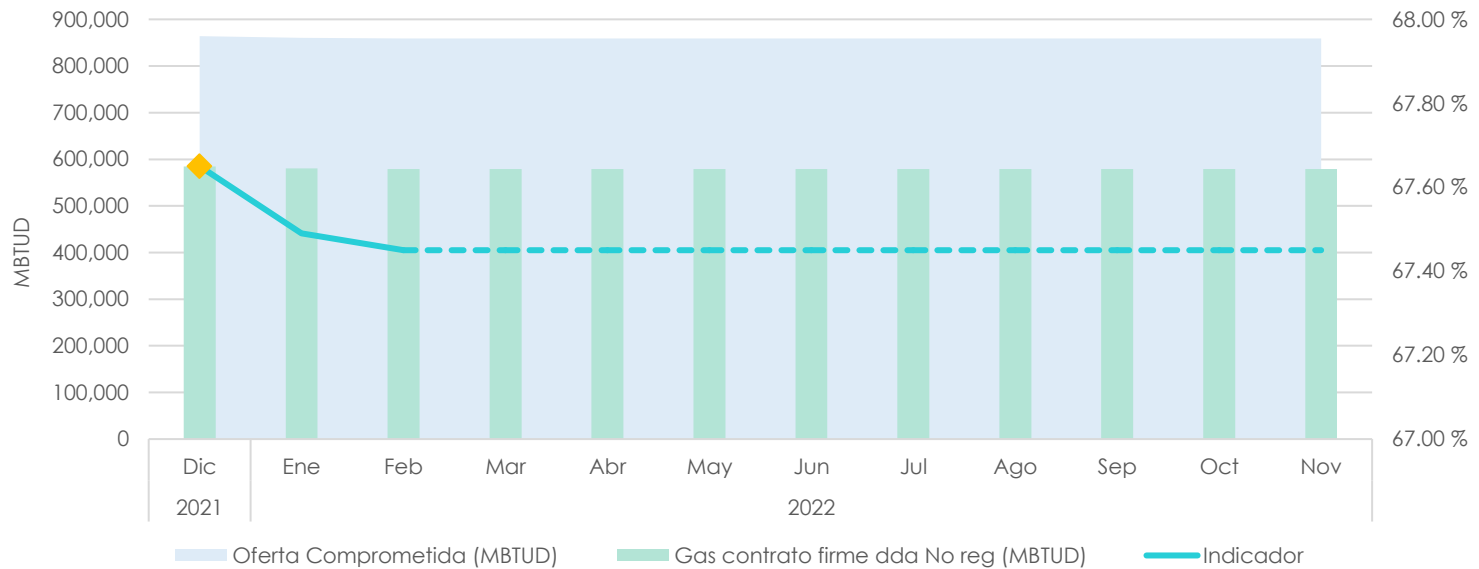
El valor del indicador promedio para el año de gas 2022 disminuyó un 42% en comparación con el valor promedio para el indicador publicado en el año 2020 (año de gas 2021), el cual se ubicó en 14,32%.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

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

MP11



**Análisis:** En los resultados del indicador para la publicación de **diciembre 2021**, se evidenció una tendencia constante para el año de gas 2022, iniciando en diciembre 2021 con el 67,65% y finalizando en noviembre 2022 con el 67,45%, porcentajes que representan la contratación en firme para la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida. Estos resultados son producto de la reducción en la Oferta Comprometida, la cual inicia en diciembre con un valor de 863.978 MBTUD y finaliza el año gas con 859.066 MBTUD, mientras que la contratación en firme de la demanda no regulada se ubicó en promedio para el año gas 2022 en 579.925 MBTUD.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El valor del indicador promedio para el año de gas 2022 disminuyó un 4% en comparación con el valor promedio para el indicador publicado en el año 2020 (año de gas 2021), el cual se ubicó en 64,81%.

**Descripción:** Cuánto representa la demanda regulada con contratos firmes en relación con el total contratado por la demanda regulada (incluye todas las modalidades).

$$MP12 = \frac{Dda \text{ reg contratos firmes}}{Dda \text{ reg total contratada}}$$

MP12

**Análisis:** En la publicación del indicador realizada en **diciembre 2021** para el año 2022, se observó que entre los meses de enero y noviembre, la contratación en firme para la demanda regulada representó alrededor del 99,34% del total contratado para dicho tipo de demanda. Por otro lado, para diciembre, dicha cobertura a partir de contratos en firme se incrementa al 99,77%. Lo anterior, permite concluir que la energía restante está contratada a partir de la modalidad con interrupciones.

El valor del indicador promedio para el año 2022 aumentó un 5% en comparación con el valor promedio del año inmediatamente anterior, el cual se ubicó en 94,56%.

**Descripción:** Cuánto representa la demanda no regulada con contratos firmes en relación con el total contratado por la demanda no regulada (incluye todas las modalidades).

$$MP13 = \frac{Dda \text{ no reg contratos firmes}}{Dda \text{ no reg total contratada}}$$

MP13

**Análisis:** En la publicación del indicador realizada en **diciembre 2021** para el año 2022, se observó que entre los meses de enero y noviembre, la contratación en firme para la demanda no regulada representó alrededor del 73% del total contratado para dicho tipo de demanda. Por otro lado, para diciembre dicha cobertura a partir de contratos en firme se incrementa al 87,88% como consecuencia de una reducción en el valor total de la contratación para la demanda no regulada, que pasa de 783.328 MBTUD a 499.564 MBTUD.

El valor del indicador promedio para el año 2022 disminuyó un 9% en comparación con el valor promedio del año inmediatamente anterior, el cual se ubicó en 81,14%.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

MP23	<p><b>Descripción:</b> Precios promedios por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda.</p> <p>(Sólo se tiene en cuenta la información de contratación durante el proceso de negociación 2021)</p>	$MP23 = \text{Precio de los contratos}$
	<p><b>Análisis:</b> El presente indicador busca identificar los precios promedio una vez finalizado el proceso de negociación al inicio de cada año gas. El precio promedio ponderado de los contratos de suministro de gas natural suscritos durante el proceso de comercialización 2021 fue de 5,54 USD/MBTU para la fuente de producción CHUCHUPA.</p>	

## 6

## Convenciones y terminología

**1 MBTUD:** 1 millón de BTU por día

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

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

**SNT:** Sistema Nacional de Transporte

**OTMM:** Otras Transacciones del Mercado Mayorista

**GNVC:** Gas Natural Vehicular Comprimido

**SUVCP:** Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

**SSCI:** Subasta de Suministro con Interrupciones

**SCFB:** Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

**PP:** Potencial de Producción.

**PTDV:** Producción Total Disponible para la Venta.

**CIDV:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

**PTDVF:** Producción Total Disponible para la Venta en Firme.

**CIDVF:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme.

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

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria.

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

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

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