



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

**JULIO 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 mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. Dentro de su contenido se cuenta con las siguientes secciones:



## OFERTA

- Suministro por fuente
- Perfil contratación vs Suministro de gas natural
- Contratación vigente por campo y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

## TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria
- Nivel de Uso de los tramos

## DEMANDA

- Energía entregada a usuarios finales – SNT
- Energía entregada por departamento - SNT
- Energía entregada por sector de consumo, región y usuario
- Energía entregada al sector térmico
- Consumo de combustible para generación eléctrica
- Contratación por sector de consumo

## MERCADO SECUNDARIO

- Suministro: Precios, duración y puntos de entrega
- Transporte: Precios, duración y tramos
- Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

## Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** El suministro promedio de gas natural (a través SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un crecimiento del 2.1 % (23 GBTUD) respecto al mes de junio (1,098 GBTUD) ubicándose en los 1,121 GBTUD en julio.  
En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 80% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.26 US\$/MBTU y 4.71 US\$/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Mariquita-Gualanday, Flandes-Guando, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, y Apiay-Usme.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en julio aumentó ubicándose en 973 GBTUD, un 3% por encima de la demanda registrada en el mes de junio (944 GBTUD), explicado principalmente por el aumento del consumo en los sectores industrial, térmico y refinería.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 16.8% pasando de 563 en junio a 468 en julio de 2022; las negociaciones de transporte aumentaron 5.4%, pasando de 347 en junio a 366 en julio de 2022.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en julio, la modalidad Firme registra un valor de 5.74 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 5.22 US\$/MBTU.

# I. OFERTA

## Suministro por fuente

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante el mes de julio.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana /Cupiagua Sur	308	299	4	303	98%
Cupiagua	239	241	-	241	101%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	138	127	-	127	92%
Floreña	73	10	51	61	84%
Nelson	41	16	4	20	50%
Bloque VIM 5***	98	106	1	107	110%
Gibraltar	41	40	-	40	98%
Bonga/Mamey	36	32	-	32	89%
Otras Fuentes	209	106	68	174	83%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,183</b>	<b>980</b>	<b>128</b>	<b>1,108</b>	<b>94%</b>
Planta Regasificación Cartagena **	400	13	-	13	3%
<b>Total</b>	<b>1,583</b>	<b>993</b>	<b>128</b>	<b>1,121</b>	<b>71%</b>

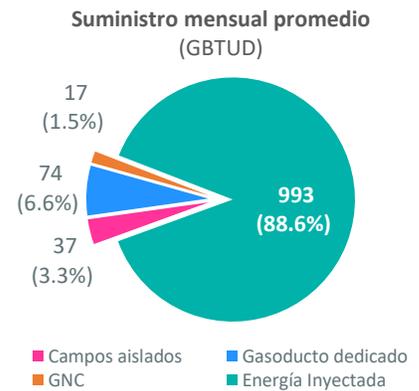
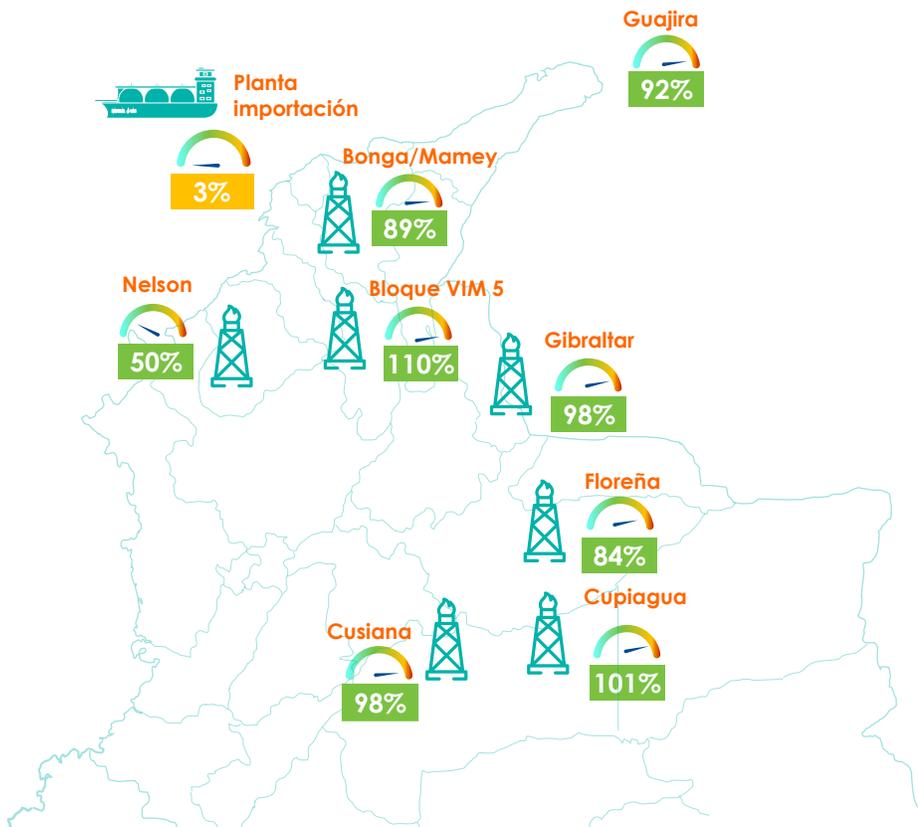
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

\* Corresponde a las cantidades extraídas y entregas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

\*\* Capacidad total de la planta de regasificación

\*\*\* Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía



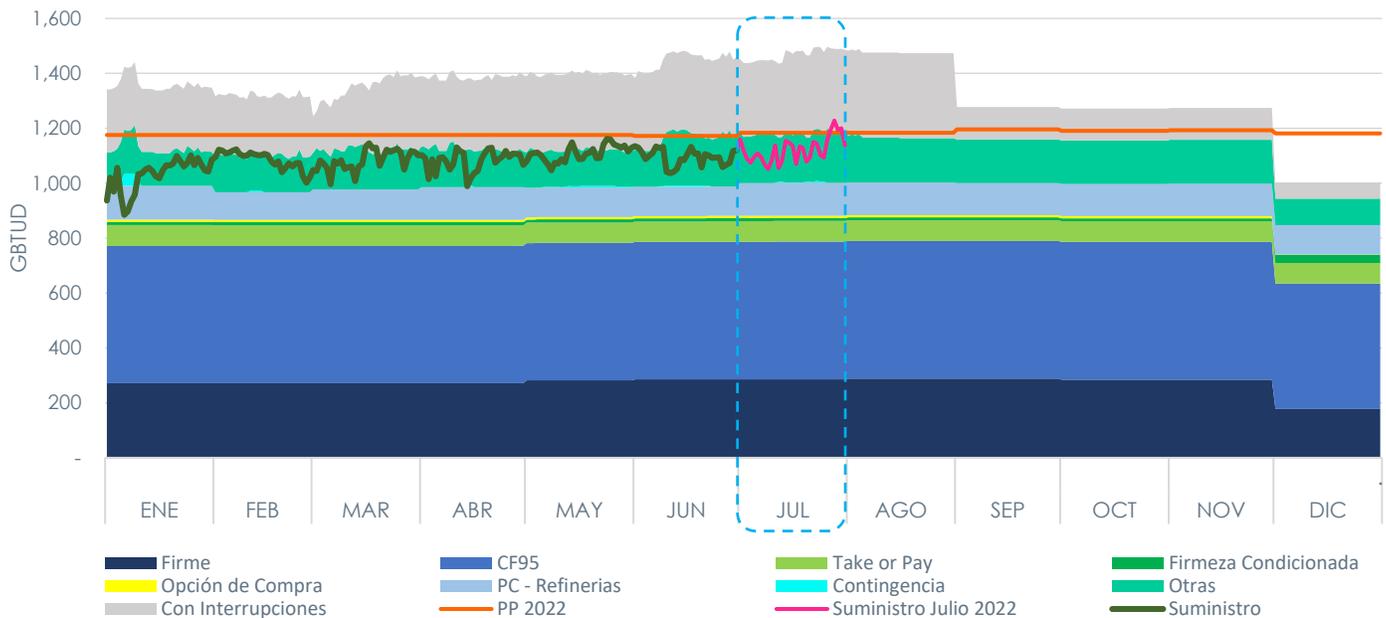
La relación de suministro en el mes de julio versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **94%**.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2022** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta para el mes de julio que la contratación respaldada con firmeza representó 1,062 GBTUD mientras bajo la modalidad “**Con interrupciones**” se registraron 284 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,121 GBUTD<sup>1</sup>**, con oscilaciones entre **1,051 GBTUD (min.)** y **1,228 GBTUD (máx.)<sup>2</sup>**. Durante este mes, se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,183 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,175	1,175	1,175	1,175	1,176	1,172	1,183	1,184	1,196	1,191	1,193	1,181
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037	1,051					
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,098	1,121					
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,202	1,228					
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,062	1,048	1,043	1,040	1,040	838
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	108	107	120	119	116	116	118	106
Con Interrupciones	231	219	227	263	280	284	284	309	118	116	116	57

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

1 Incluye producción de gas natural en campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, gas natural comprimido, y gas proveniente de la planta de regasificación.

2 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>)

## Contratación vigente por campo y por modalidad en julio

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras <sup>1</sup>		Con Interrupciones		Contingencia		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	1	N.D.	207	\$ 4.24													208
	Cupiagua			186	\$ 4.65								2	\$ 4.89				188
	Cupiagua Sur			22	\$ 4.66			8	\$ 3.80	8	N.D.							38
	Floreña	58	\$ 3.45	1	N.D.	12	N.D.							0.01	N.D.			71
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior <sup>2</sup>	17	\$ 4.09	15	\$ 5.40									23	\$ 4.31			55
Costa	Ballena			10	\$ 5.59								18	\$ 5.28				28
	Chuchupa	2	N.D.	34	\$ 5.52								13	\$ 5.65	2	\$ 5.60		51
	Bloque VIM 5 <sup>3</sup>	96	\$ 5.28									48	\$ 8.54	22	\$ 7.09			166
	Bonga Mamey			9	\$ 3.74	26	N.D.							121	\$ 3.80			156
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5	N.D.			124
	Otros Costa <sup>5</sup>	56	\$ 5.93	18	\$ 4.48							48	\$ 4.32	49	\$ 4.23			171
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	8	\$ 2.50			4	N.D.							23	\$ 3.33			35
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	11	\$ 3.45					3	\$ 2.79					8	\$ 1.53			22
<b>Total</b>	<b>285</b>	<b>\$ 4.71</b>	<b>502</b>	<b>\$ 4.56</b>	<b>75</b>	<b>\$ 4.49</b>	<b>11</b>	<b>\$ 3.52</b>	<b>8</b>	<b>N.D.</b>	<b>179</b>	<b>\$ 7.07</b>	<b>284</b>	<b>\$ 4.26</b>	<b>2</b>	<b>\$ 5.60</b>	<b>1346</b>	
<b>Total (%)</b>	<b>21.2%</b>		<b>37.3%</b>		<b>5.6%</b>		<b>0.8%</b>		<b>0.6%</b>		<b>13.3%</b>		<b>21.1%</b>		<b>0.1%</b>		<b>100%</b>	

<sup>1</sup> Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

<sup>2</sup> Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

<sup>3</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga

<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

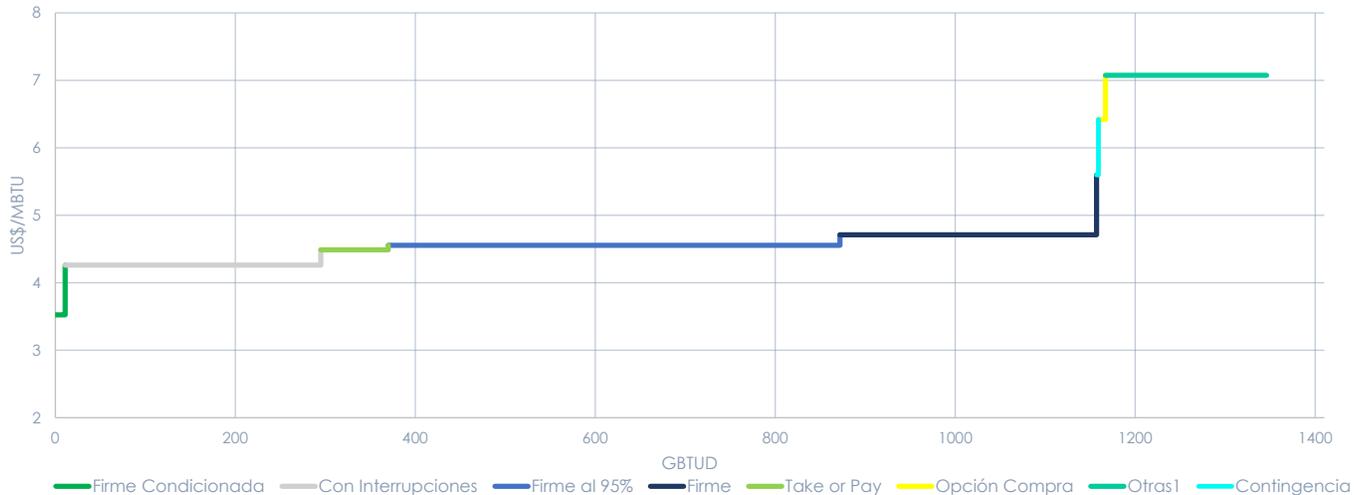
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

**NOTA 3:** N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

Al cierre de julio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,346 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (502 GBTUD), **ii)** Firme (285 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (284 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **80%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 2 GBTUD respectivamente. Los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, ya que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

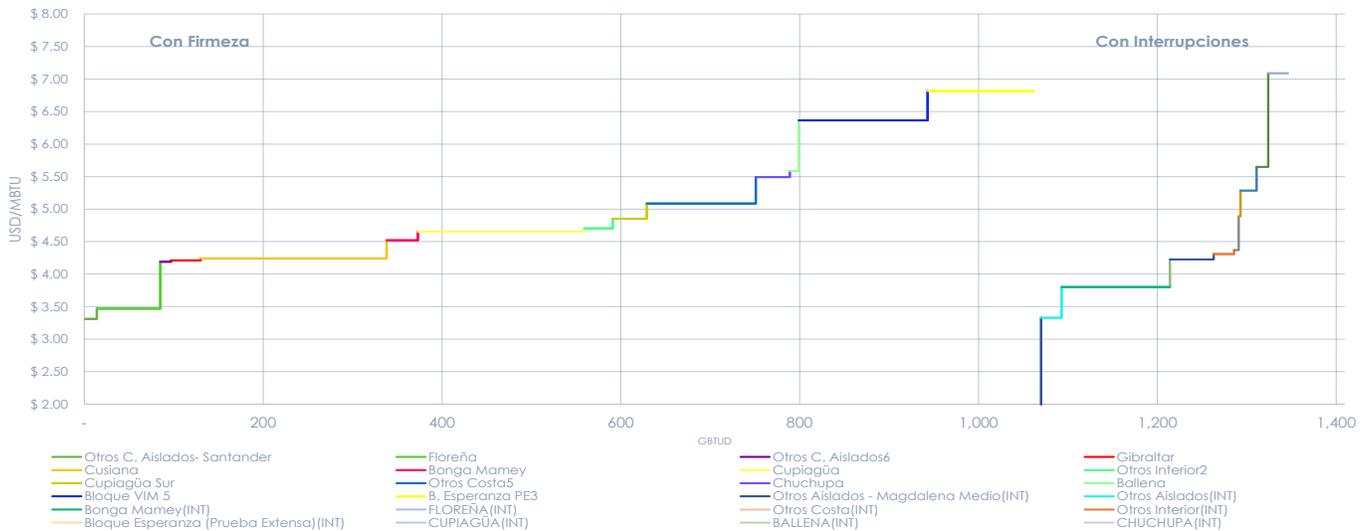
## Curva de precios por modalidad



\*Precios promedio ponderado por modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firmeza Condicionada presenta el valor más bajo con 3.52 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 7.07 US\$/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 80% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.27 US\$/MBTU y 4.71 US\$/MBTU.

## Curva de precios por fuente



\*Precios promedio ponderado de las modalidades para cada fuente de suministro

Las curvas separadas identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,062 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "Con Interrupciones" (284 GBTUD) en la derecha. Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, mas no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una mezcla de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva "Con Interrupciones" se encuentran en su mayoría por debajo de la curva de las modalidades que garantizan "firmeza" (a excepción de Bloque VIM 5 y Chuchupa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-Magdalena Medio en donde el valor de "Con Interrupciones" corresponde a menos de la mitad del valor de las modalidades que garantizan firmeza.

## II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel de contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMMP	Pareja de cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	256,600	108,890	147,710	58%	\$ 0.25	96,344	111,890	128,591
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	535,471	188,232	26%	\$ 0.27	107,945	107,945	197,029
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	461,229	236,774	34%	\$ 0.35	162,289	215,417	315,879
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	127,338	77,171	38%	\$ 0.04	112,095	129,962	141,171
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	247,154	38,791	14%	\$ 0.54	114,452	199,791	228,916
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	169,000	22,745	12%	\$ 0.57	80,656	156,725	180,213
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	39,311	52,689	57%	\$ 0.24	20,100	33,283	36,399
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.04	648	2,110	2,584
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	17,436	4,584	21%	\$ 0.46	10,539	14,012	14,780
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	6,850	11,077	12,629
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.62	53,720	63,603	69,907
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	42,530	217,470	84%	\$ 1.29	12,754	24,750	40,037
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	20,491	16,870	45%	\$ 1.50	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	94,464	238,536	72%	\$ 0.38	62,771	91,326	109,742
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.26	3,922	4,551	5,326
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.51	3,169	4,026	4,727
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	08,276	139,396	153,155
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	57,400	6,759	11%	\$ 0.64	44,696	48,093	53,087
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	458,185	11,815	3%	\$ 0.08	390,323	423,491	439,943
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	448,071	21,929	5%	\$ 0.66	388,736	421,975	438,247
	21	FLANDES-GUANDO	1	5,369	5,000	369	7%	\$ 0.47	378	1,218	1,318
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.97	1,239	1,362	1,553
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,272	1,889	12%	\$ 0.25	9,063	13,500	15,203
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,155	53,589	84%	\$ 0.88	9,885	14,318	21,343
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	30,337	19,583	39%	\$ 2.96	26,943	36,871	38,216
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	11,000	9,805	1,195	11%	\$ 1.86	8,588	9,972	11,203
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.55	603	927	1,031
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	222,430	218,967	3,463	2%	\$ 0.23	110,865	142,268	156,119
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	299,987	282,338	17,649	6%	\$ 0.43	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	15,000	15,503	-	0%	\$ 0.94	14,284	15,821	17,173
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,855	51,145	30%	\$ 0.76	77,997	90,944	98,476
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.86	294	340	403
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.27	63,146	73,659	80,037
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.32	1,615	3,323	3,991
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 1.63	3,109	3,342	3,842
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	54,183	23,817	31%	\$ 1.03	39,026	53,901	61,617
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	179,256	169,744	49%	\$ 0.16	113,011	143,835	164,301
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 5.86	168	197	213
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,221	52,779	27%	\$ 0.31	99,874	114,106	122,009
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.49	2,693	4,991	5,658
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	38,410	47,356	54,135

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo.

\*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

\*\* Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M. Dólares constantes de diciembre de 2009.

\*\*\* No incluye la contratación de la modalidad con interrupciones y la capacidad para transportar de estaciones de compresión.

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

# III. DEMANDA

## Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de julio se observa una demanda promedio de **973** GBTUD, esto es **9%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 891 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **947** GBTUD, superando en un 6.5% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en julio la demanda **térmica** fue 35 GBTUD **Superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** fue **Superior** en 46 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

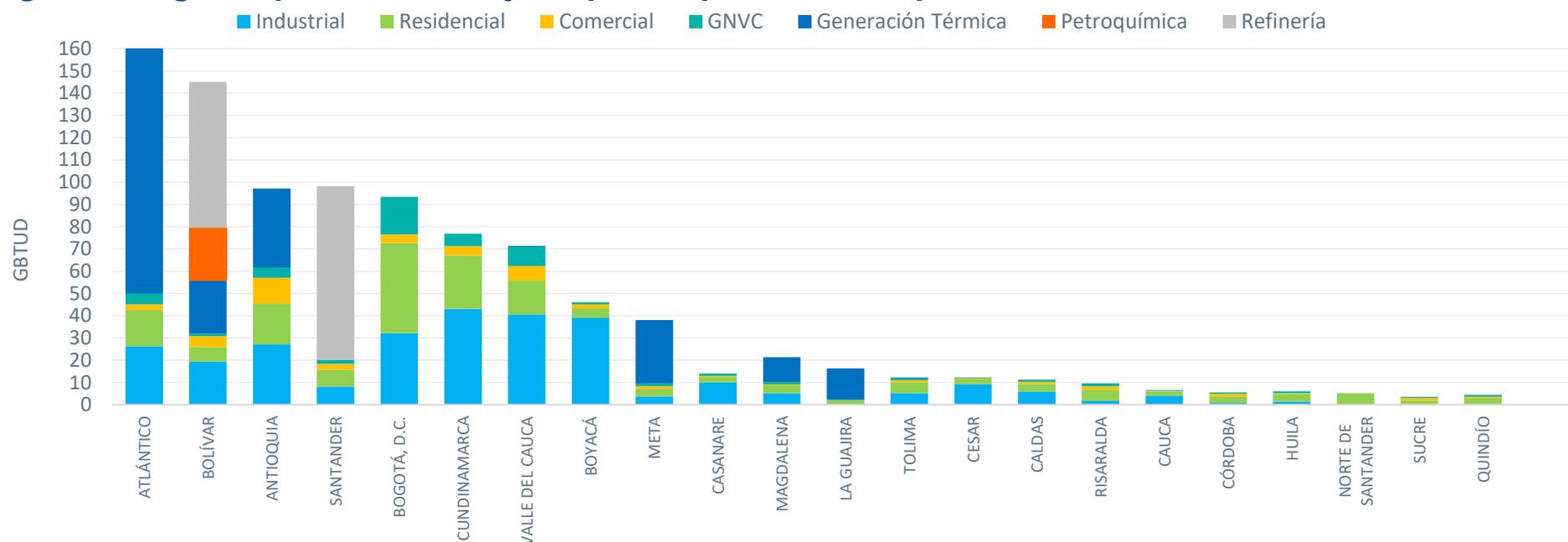
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). \*Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693	198 / 676	197 / 690	206 / 698	208 / 712	220 / 720
2022	197 / 688	229 / 718	230 / 726	210 / 743	215 / 755	206 / 738	234 / 739					

Térmica
  No Térmica

## Energía entregada promedio en julio por departamento y sector de consumo - SNT

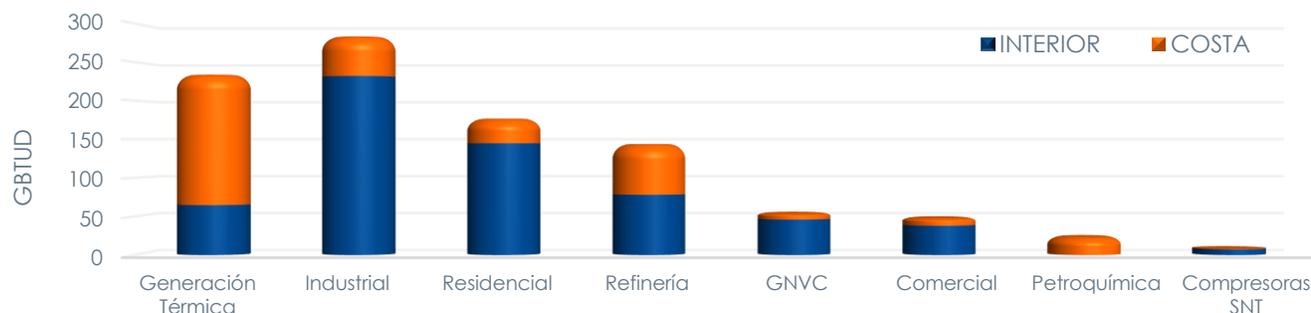


	<b>Residencial</b>	16.3	6.4	18.3	7.6	40.4	24.0	15.1	4.2	3.2	2.5	3.6	2.2	4.9	2.2	3.5	5.0	1.9	2.7	3.4	5.2	1.7	2.6	<b>177</b>
	<b>Comercial</b>	2.5	4.9	11.7	2.6	3.9	4.2	6.7	1.8	1.4	0.5	0.4	0.0	1.0	0.5	0.9	1.5	0.3	1.4	0.3	0.0	1.2	0.8	<b>48</b>
	<b>Industrial</b>	26.3	19.5	27.1	8.1	32.2	43.0	40.6	39.1	3.7	9.9	5.2	0.0	5.2	9.3	5.9	1.7	4.1	0.9	1.4	0.0	0.2	0.3	<b>284</b>
	<b>GNVC</b>	5.0	1.1	4.6	1.8	16.8	5.6	8.7	0.9	1.3	1.0	1.0	0.0	0.8	0.3	0.9	1.4	0.3	0.6	0.9	0.0	0.5	0.8	<b>54</b>
	<b>Generación Térmica</b>	120.1	24.0	35.5	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	28.4	0.0	11.2	14.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>234</b>
	<b>Refinería</b>	0.0	65.6	0.0	78.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>144</b>
	<b>Petroquímica</b>	0.0	23.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>24</b>
	<b>Compresoras</b>	0.0	0.1	0.3	2.3	0.0	0.4	0.0	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	<b>9</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>170</b>	<b>145</b>	<b>97</b>	<b>100</b>	<b>93</b>	<b>77</b>	<b>71</b>	<b>49</b>	<b>38</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>973</b>

Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

## Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de julio de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 284 GBTUD en promedio, de los cuales 232 GBTUD corresponden a la región Interior y 52 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 177 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 145 GBTUD respecto a la costa con 32 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	169	52	32	66	8	10	24	1
<b>INTERIOR</b>	65	232	145	78	46	38	0	7
<b>TOTAL Nacional</b>	234	284	177	144	54	48	24	8
<b>% Segmento</b>	24%	29%	18%	15%	6%	5%	2%	1%

Fuente: SEGAS.

## Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para julio observa un aumento del consumo del sector generación térmica de la costa, debido a restricciones en el Sistema Interconectado Nacional -SNT:

TIPO DE USUARIO			Febrero 22		Marzo 22		Abril 22		Mayo 22		Junio 22		Julio 22	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	<b>Comercial</b>	Costa	0	10	0	10	0	11	0	10	0	10	0	10
		Interior	0	38	0	39	0	38	0	39	0	39	0	38
	<b>Generación Térmica</b>	Costa	165	0	166	0	145	0	153	0	142	0	169	0
		Interior	64	0	64	0	65	0	62	0	64	0	65	0
	<b>GNVC</b>	Costa	9	0	9	0	8	0	8	0	8	0	8	0
		Interior	46	1	47	1	45	1	47	1	46	1	45	1
	<b>Industrial</b>	Costa	57	4	57	4	60	4	60	4	50	4	48	4
		Interior	198	32	195	31	204	32	199	31	195	32	201	31
	<b>Petroquímica</b>	Costa	23	0	22	0	24	0	26	0	25	0	24	0
		Interior	64	0	68	0	74	0	76	0	72	0	78	0
	<b>Residencial</b>	Costa	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	32
		Interior	0	146	0	147	0	143	0	147	0	150	0	145
	<b>Compresoras SNT</b>	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
		Interior	5	0	6	0	6	0	7	0	8	0	7	0
<b>Subtotal UR/UNR</b>			<b>Febrero 22</b>		<b>Marzo 22</b>		<b>Abril 22</b>		<b>Mayo 22</b>		<b>Junio 22</b>		<b>Julio 22</b>	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	305	47	309	48	298	48	314	48	289	47	316	46
		Interior	377	216	381	218	393	213	391	217	386	222	396	215
<b>TOTAL</b>			<b>946</b>		<b>956</b>		<b>953</b>		<b>970</b>		<b>944</b>		<b>973</b>	

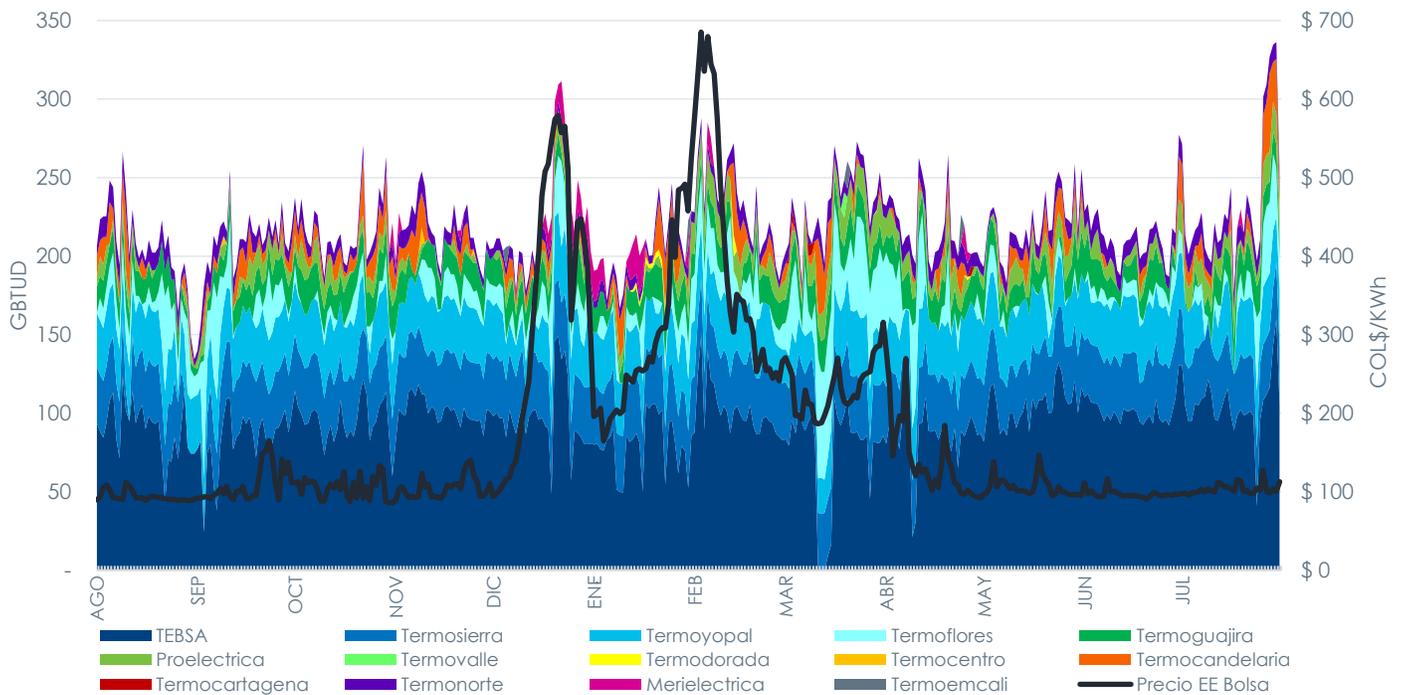
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

## Energía Entregada al sector termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales, no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el **precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema** (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el programa de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de julio fue en promedio 235 GBTUD, incrementando el consumo promedio del mes anterior debido a mayores demandas de este energético por restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional-STN.

### Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



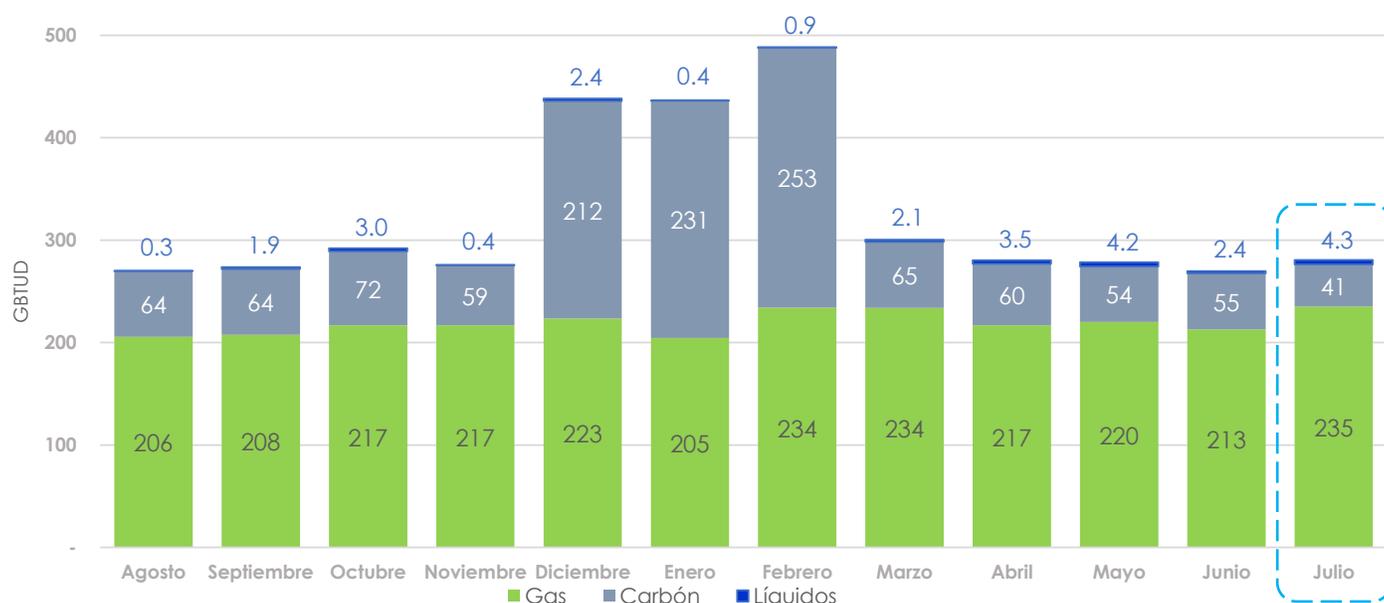
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de julio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 176 GBTUD y 336 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (106 GBTUD), Termosierra (35 GBTUD), Termoyopal (29 GBTUD), Termoflores (14 GBTUD), y Termoguajira (14 GBTUD).

### Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de julio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 235 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 83.8% del total, carbón con 41 GBTUD (14.7%) y los combustibles líquidos consumieron 4.3 GBTUD (1.5%)

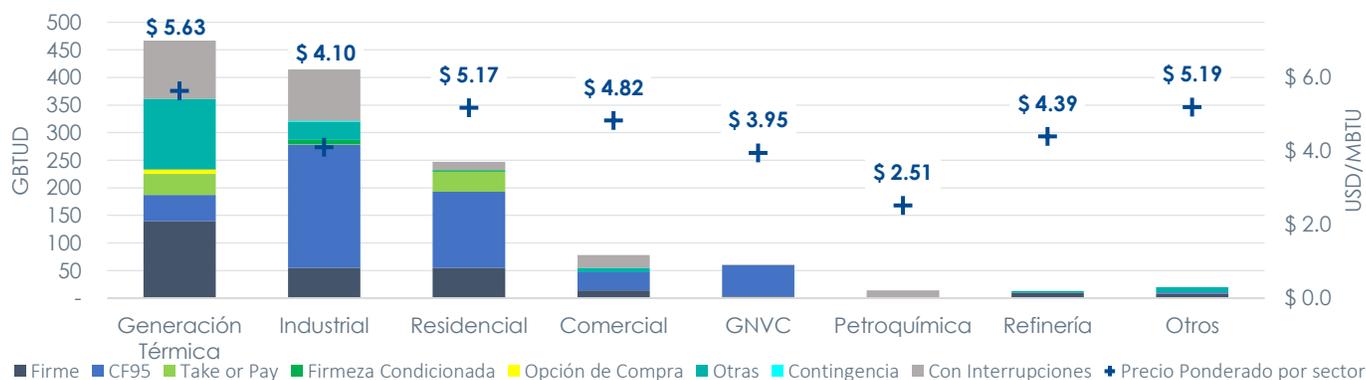
<sup>1</sup> Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

## Contratación vigente en julio por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



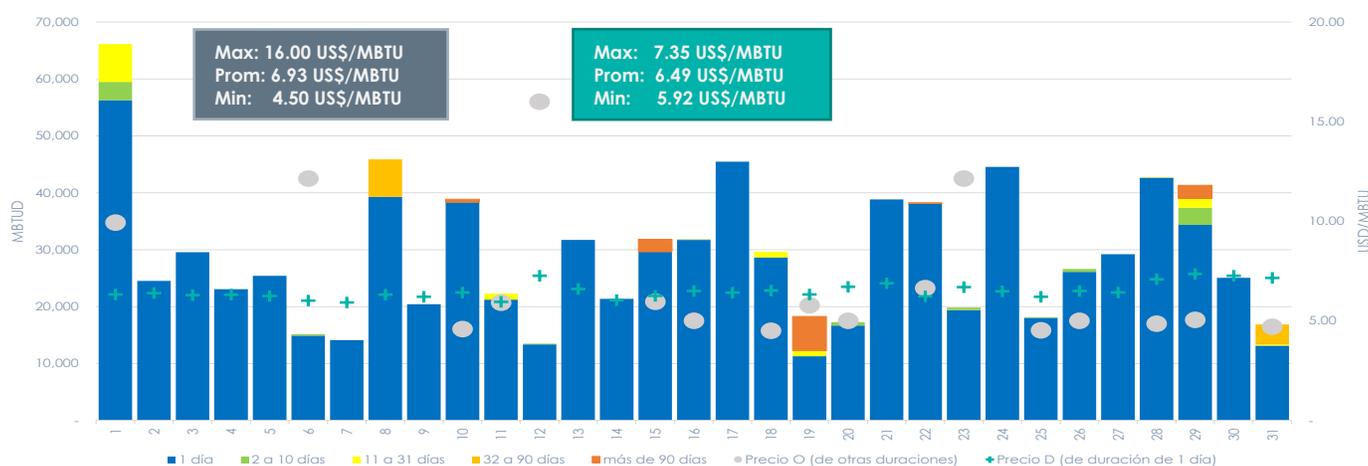
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la que predominan las modalidades que garantizan firmeza, mientras los sectores industrial y comercial incorporan la modalidad "Con interrupciones" en una proporción relevante para complementar la contratación con firmeza. Se destaca la pluralidad de modalidades contractuales asociadas a la generación térmica, que representa el segmento con mayor sofisticación en su contratación, la cual se puede explicar en la diversidad de perfiles de consumos de las diferentes plantas termoeléctricas y sus estrategias para afrontar la probabilidad de ser despatchadas en el mercado eléctrico. El sector refinería registro contratos en modalidades Firme y "Otras".

# IV. MERCADO SECUNDARIO

## Suministro

El mercado secundario en el mes de julio registró 468 operaciones la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (422). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.92 USD\$/MBTU (julio 7) y 7.35 USD\$/MBTU (julio 29) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.51 USD\$/MBTU.

### Transacciones mercado secundario julio – Suministro



Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

### Número de operaciones en julio – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	Día del mes																															TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
<b>1 día</b>	25	12	12	8	13	10	9	18	11	11	14	10	18	16	16	12	17	16	11	12	15	17	8	16	11	14	15	20	16	11	8	<b>422</b>	<b>\$6.51</b>
<b>2 a 10 días</b>	3				1							1			1					2			1		3	1	1	2			<b>16</b>	<b>\$5.81</b>	
<b>11 a 31 días</b>	5										2							2	2								1	4		1	<b>17</b>	<b>\$9.36</b>	
<b>32 a 90 días</b>							2																							1	<b>3</b>	<b>\$6.12</b>	
<b>más de 90 días</b>									1						2				3			1						3			<b>10</b>	<b>\$5.52</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>33</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>468</b>	<b>\$6.52</b>

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** que representan el 90% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de julio con 33 transacciones equivalentes al 7 % del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos a mediano plazo, negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

## Energía asociada a las transacciones realizadas en julio – MBTU



En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **70.7%** (**864,422MBTU**) del volumen total transado para ejecutarse en julio (**1,223,367 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (**1,286,980 MBTU**) se asocian a entregas para todo el año gas (julio 1 de 2022 a noviembre 30 de 2022).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **39.2 %** de las cantidades negociadas.

## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (US\$/MBTU)

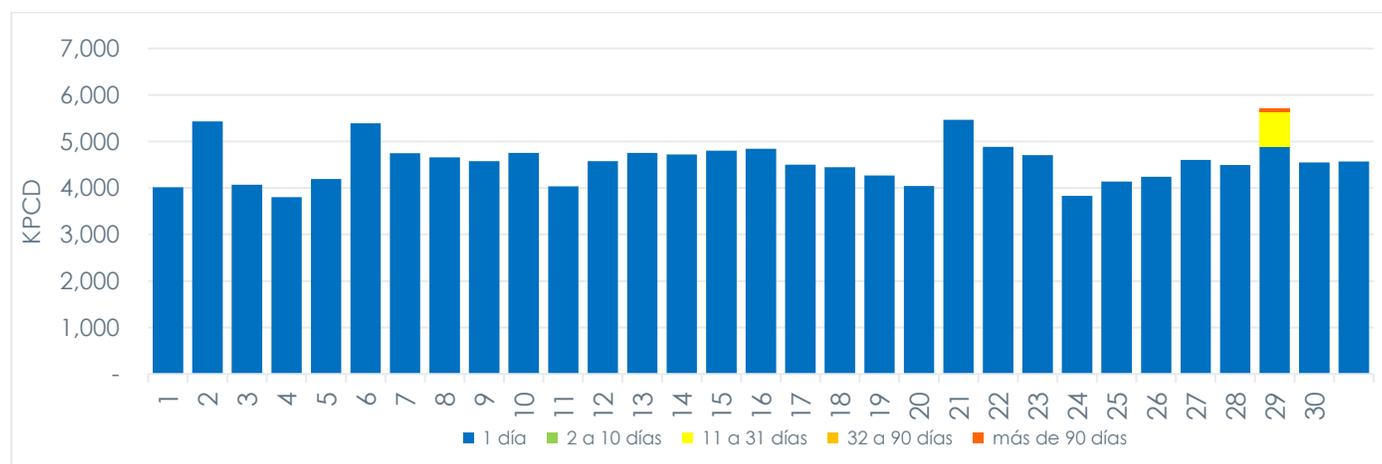
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Mamonal con 488,603 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **Firme** (899,074 MBTUD) equivalente al 99.1% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad "**Con interrupciones**" registró (8,520 MBTUD) equivalente al 0.9 % de las cantidades transadas. Ballena (121) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Mamonal (119) y Cusiana (107). Los puntos No SNT registraron 8 operaciones).

Punto de Entrega	Firme	Con Interrupciones	Contingencia	Precio Promedio
MAMONAL	488,603			\$ 6.82
BALLENA	191,308	3,350		\$ 7.10
CUSIANA	63,670	1,870		\$ 4.74
SEBASTOPOL	57,832			\$ 5.00
BULLERENGUE	44,010			\$ 5.39
BARRANCA	21,650	3,300		\$ 5.29
VASCONIA	22,261			\$ 5.33
No SNT	6,460			\$ 12.65
TUCURINCA	2,780			\$ 10.66
LA CRECIENTE	500			N.D.

## Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 366 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (364).

## Transacciones mercado secundario julio – Transporte

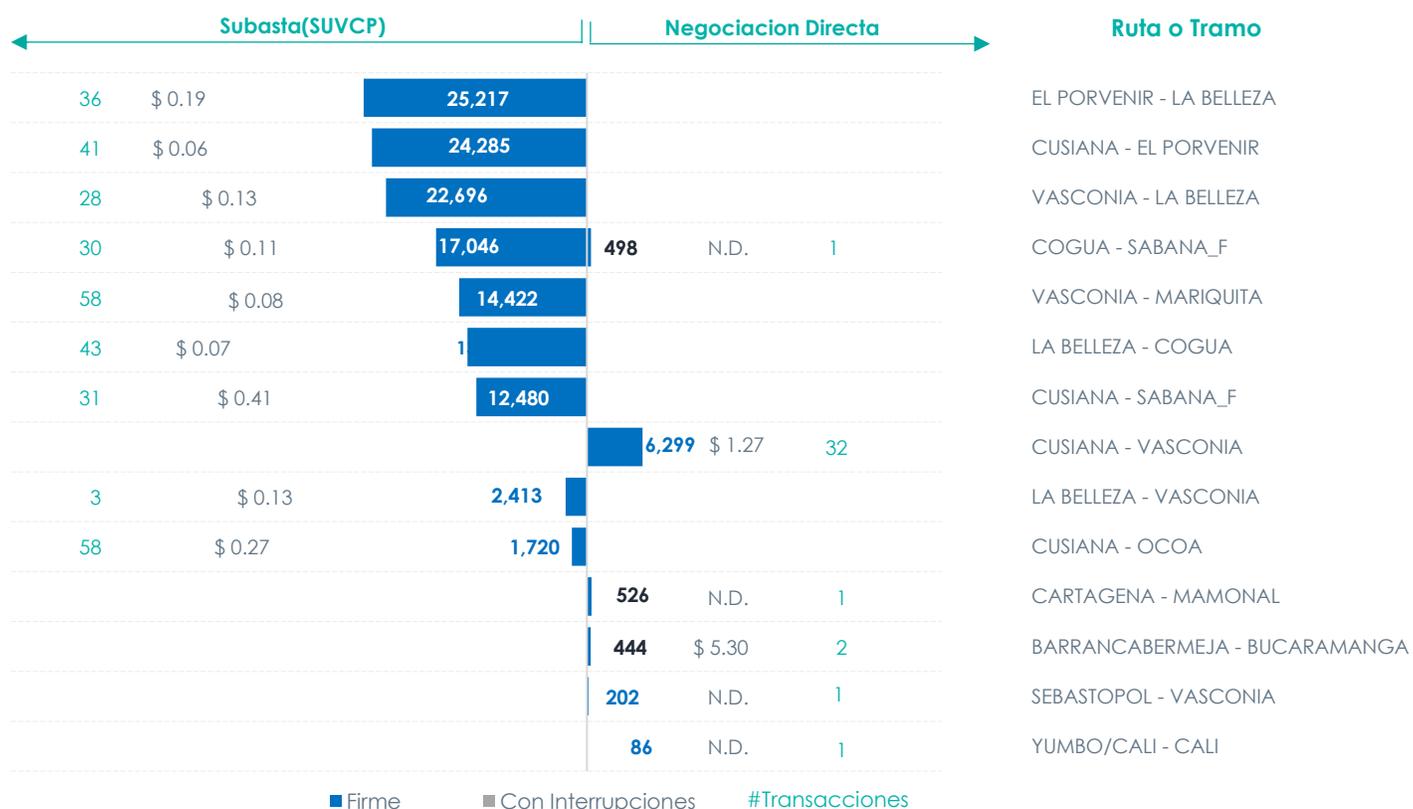


## Número de operaciones en julio – Transporte

Duración contrato	Día del mes																															Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
1 día	8	14	12	9	11	13	12	11	12	11	15	12	12	12	13	11	12	12	9	9	15	12	13	9	12	11	12	13	11	11	15	364
2 a 10 días																																
11 a 31 días																																
32 a 90 días																																
más de 90 días																																
<b>TOTAL</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>366</b>	

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 4,575 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 11, 21 y 31 de julio con 15 transacciones, equivalentes al 12.2% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

## Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – USD\$/KPC



N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

Del total de transacciones, 328 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 38 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (5.7% del total del mes); también se destaca el tramo EL PORVENIR - LA BELLEZA para el cual se transó 25,217 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron VASCONIA - MARIQUITA con 58 transacciones (todas asignadas por subasta SUVCP), seguido por CUSIANA - OCOA con 88 transacciones (todas asignadas por subasta SUVCP). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

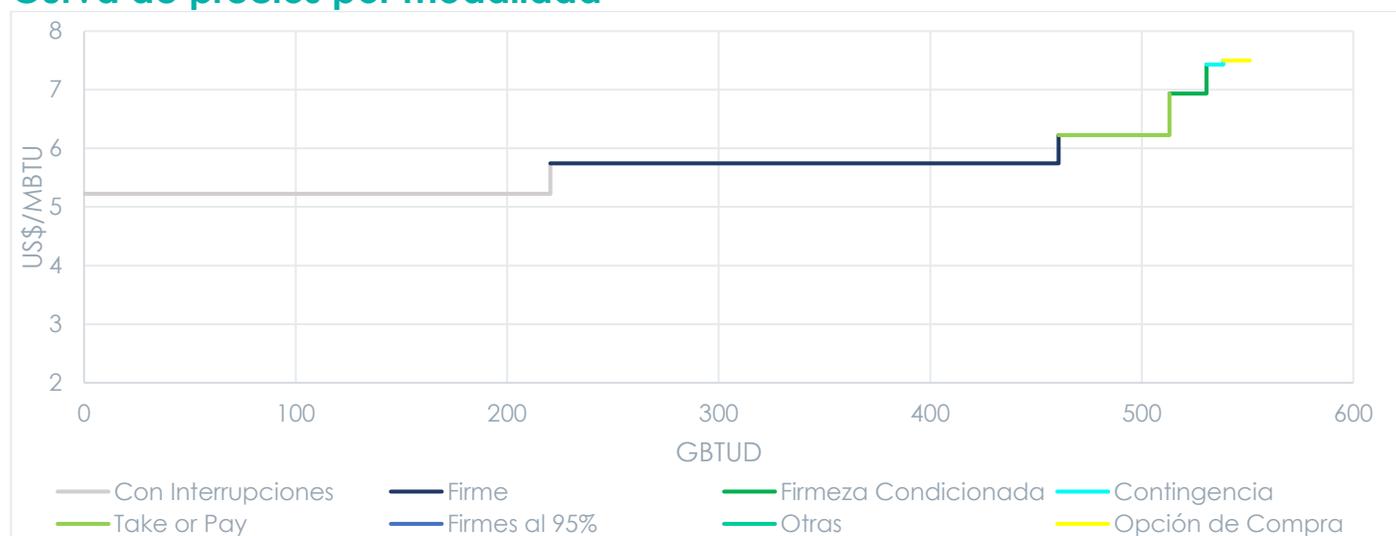
## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en julio

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto SNT	Firme		Con Interrupciones		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Contingencia		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	100.9	\$ 5.02	46.4	\$ 4.57			0.5	N.D.					147.8
	Barranca	0.7	\$ 5.29	2.9	\$ 5.30									3.6
	Vasconia	7.9	\$ 5.24	3.0	\$ 4.89									10.9
	Sebastopol	5.2	\$ 4.76	13.0	\$ 5.93									18.2
	Gibraltar	3.2	\$ 4.72											3.2
	Caramelo	2.2	\$ 6.09	0.2	N.D.									2.4
	Mariquita	0.1	\$ 7.96											0.1
Costa	Jobo			131.0	\$ 5.31									131.0
	Ballena	48.9	\$ 6.28	19.0	\$ 6.00							8.0	\$ 7.43	75.9
	Mamonal	23.9	\$ 6.06					17.0	N.D.	12.5	N.D.			53.4
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurinca	18.0	\$ 7.01											18.0
	La Creciente	0.3	N.D.			26.2	N.D.							26.5
	Hocol	7.7	\$ 5.22											7.7
	Bullerengue	3.0	\$ 4.95											3.0
	No SNT*	18.2	\$ 7.67	4.9	\$ 4.47									23.1
	<b>Total general</b>	<b>240.3</b>	<b>\$ 5.74</b>	<b>220.4</b>	<b>\$ 5.22</b>	<b>52.4</b>	<b>\$ 6.23</b>	<b>17.5</b>	<b>\$ 6.93</b>	<b>12.5</b>	<b>N.D.</b>	<b>8</b>	<b>\$ 7.43</b>	<b>551.1</b>
<b>Total (%)</b>		<b>43.6%</b>		<b>40.0%</b>		<b>9.5%</b>		<b>3.2%</b>		<b>2.3%</b>		<b>1.5%</b>		

\*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte  
N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

### Curva de precios por modalidad



\*Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto Con Interrupciones presenta el valor más bajo con 5.22 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.50 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 83.4% de la contratación total nacional de 460.7 GBTUD vigente en el mercado secundario para el mes.

## Convenciones y Terminología:

**BTU** = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD** = 1.000 MBTUD; **1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día, **KPCD** = 1000 PCD, **1PCD** = pie cúbico por día. **SUVCP** = Subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, **GNVC** = Gas natural vehicular comprimido, **SNT** = Sistema Nacional de Transporte, **OTMM** = Otras Transacciones del mercado mayorista.

## Notas Aclaratorias

### Sección I. OFERTA. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

### Sección III. DEMANDA

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

La información del sector petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe) y Amocar Materia Prima.

#### Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

#### Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

#### Información de Oferta y Demanda.

La información de Oferta referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.

Contáctenos para más información: [gestordegas@bolsamercantil.com.co](mailto:gestordegas@bolsamercantil.com.co)  
Atención de consultas e inquietudes: [informesenergeticos@bolsamercantil.com.co](mailto:informesenergeticos@bolsamercantil.com.co)



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural