



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

**JULIO 2021**

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:** La inyección de gas natural (a través del Sistema Nacional de Transporte SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un aumento del 3,4% (34 GBTUD) respecto al mes de junio alcanzando los 1.034 GBTUD. El 71% del suministro nacional es inyectado desde los campos de Cusiana, Cupiagua (y Cupiagua Sur), Guajira, Clarinete y Pandereta.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Floreña-Yopal, Guando-Fusagasuga, La Belleza-Cogua, La Belleza-Vasconia, Pradera-Popayan Y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda (atendida a través del SNT) en julio creció hasta 892 GBTUD aumentando cerca del 2% respecto al mes de junio, debido al aumento de consumo principalmente del sector Térmico (180 a 199 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron un 77% pasando de 211 en junio a 373 en julio, con una cantidad diaria promedio transada de 16 GBTUD, comportamiento influenciado en parte por el incremento en la demanda térmica. En transporte, se destaca la disminución general en el número de transacciones para las rutas negociadas durante el mes.

# 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	278	267	4	271	98%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	239	-	239	89%
Guajira (Chucupa/Ballena)	126	117	-	117	92%
Floreña	71	10	46	56	80%
Nelson	65	36	9	45	69%
Bloque VIM 5***	106	105	1	106	100%
Gibraltar	41	30	-	30	74%
Bonga/Mamey	35	34	-	34	96%
Otras Fuentes	188	86	51	137	73%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,178</b>	<b>924</b>	<b>111</b>	<b>1,034</b>	<b>88%</b>
Planta regasificación Cartagena **	400	4	-	4	1%
<b>Total</b>	<b>1,578</b>	<b>928</b>	<b>111</b>	<b>1,038</b>	<b>66%</b>

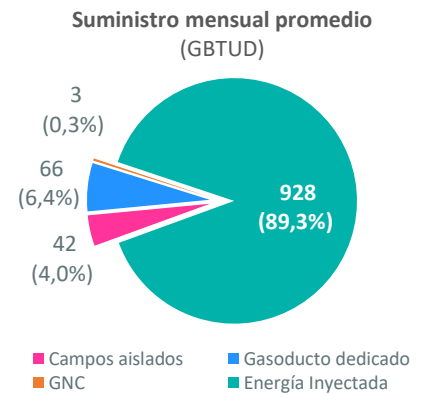
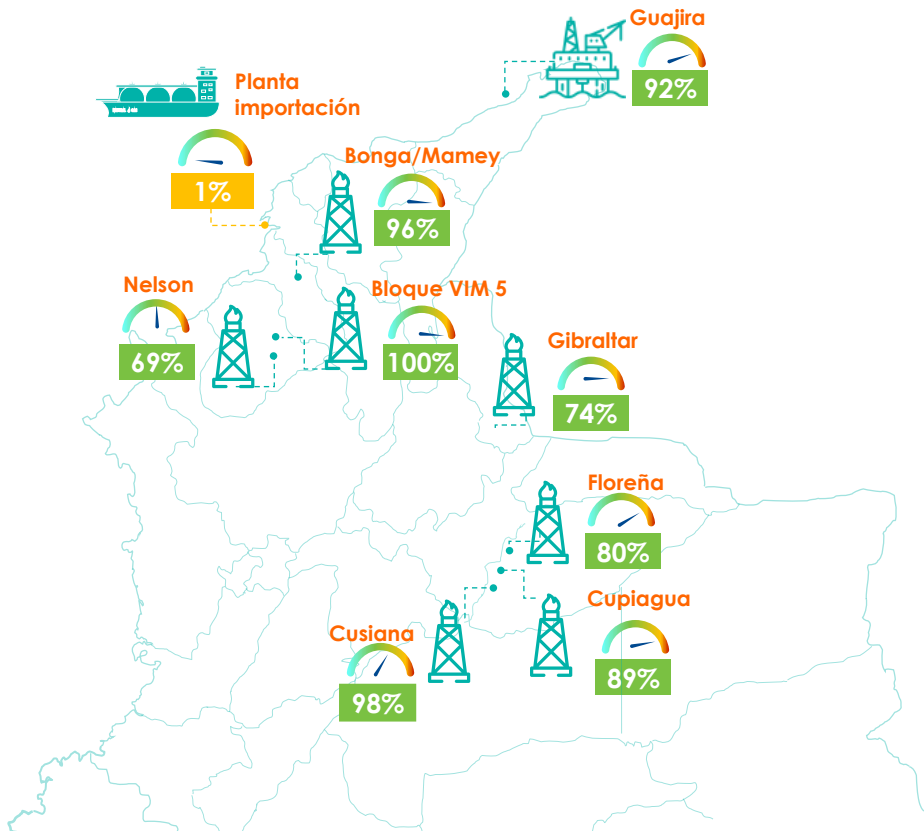
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

\* 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: Clarinete, Pandereta y Oboe.

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



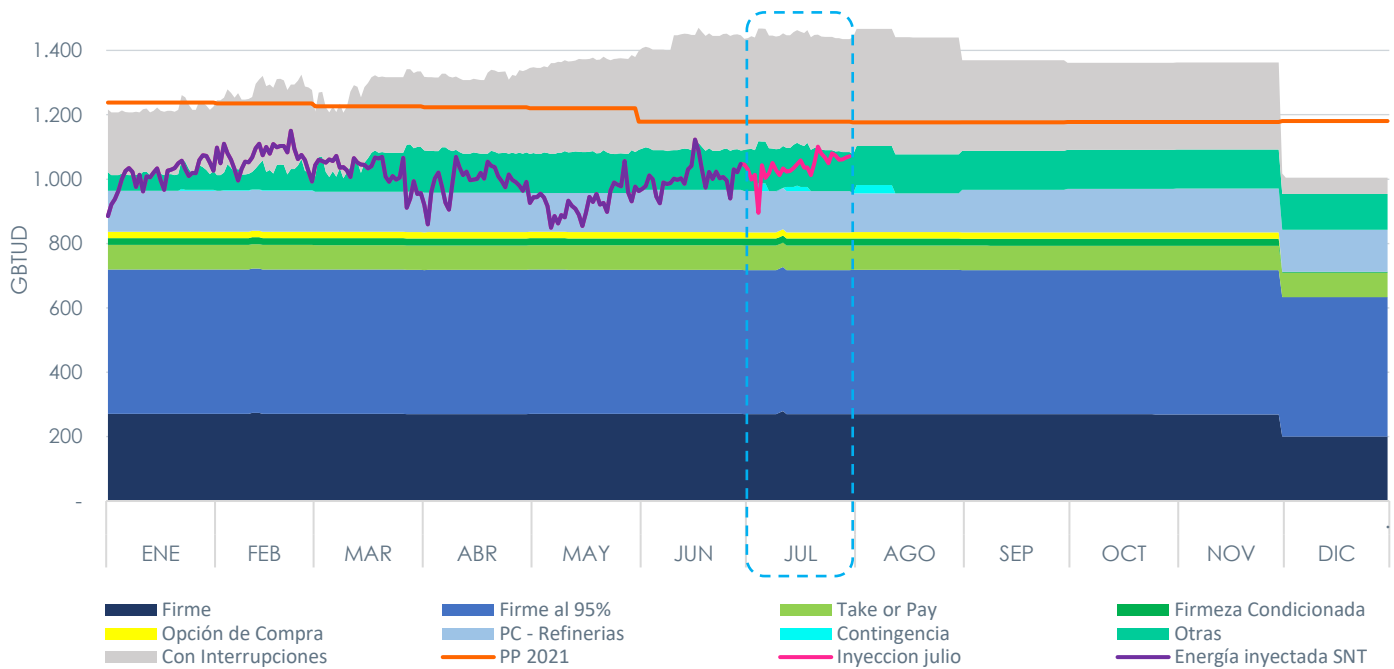
La relación de Suministro en el mes de julio versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **88%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **1%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2021** 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 que representan respaldo físico para el suministro de gas natural.

Se resalta para el mes de julio que la contratación respaldada con firmeza representó 970 GBUTD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 350 GBUTD. El **suministro promedio** del mes fue de 1038 **GBUTD**<sup>1</sup>, con oscilaciones entre **896 GBUTD (min.)** y **1.101 GBUTD (máx.)**. Se evidencia de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.178 GBUTD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBUTD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,238	1,235	1,226	1,223	1,220	1,179	1,178	1,176	1,176	1,177	1,178	1,180
Suministro Min.	885	993	911	859	849	925	896					
Suministro Prom.	1,011	1,073	1,026	992	929	1,004	1,038					
Suministro Máx.	1,075	1,150	1,072	1,069	1,056	1,123	1,101					
Garantía Firmeza	894	903	936	962	961	961	970	966	956	956	956	824
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	131	128	120	132	136	137	130
Con Interrupciones	197	252	224	237	285	342	350	364	281	270	270	51

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 Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 19).

## 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\$/GBTUD) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en julio, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		Firme al 95%		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	24	N.D.	195	\$ 3.78			6.6	\$ 3.61	4.0	\$ 6.29					2.6	\$ 4.70	233	
	Cupiagua	25	N.D.	147	\$ 4.28			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29							182	
	Cupiagua Sur			6.9	\$ 5.32								23	\$ 2.66	2.7	\$ 4.70		32	
	Floreña	53	\$ 3.08	0.6	N.D.	12	N.D.						0.7	\$ 3.74				66	
	Gibraltar			0.3	N.D.	33	N.D.												33
	Otros Interior <sup>2</sup>	16	\$ 5.28	13.6	\$ 4.11									14	\$ 4.41	0.1	\$ 6.00		44
Costa	Ballena			44	\$ 5.01								20	\$ 4.76				65	
	Chuchupa	0.2	N.D.	10	\$ 5.50								10	\$ 6.92				20	
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	\$ 4.80						17	\$ 5.72	85	\$ 4.62				193	
	Bonga Mamey			8.7	N.D.	26	N.D.						120	\$ 3.65				155	
	B. Esperanza PE <sup>3</sup>	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5.0	\$ 4.37				124
	Otros Costa <sup>4</sup>	16	\$ 5.17	18	\$ 4.60							29	\$ 2.61	43	\$ 4.05				106
	Otros C. Aislados <sup>5</sup>	7.2	\$ 2.35			4.9	\$ 6.47							21	\$ 3.63				33
Otros C. Aislados MM <sup>6</sup>	5.4	\$ 4.20					10.9	\$ 2.67	9.2	\$ 6.29			8.5	\$ 1.61				34	
<b>Total</b>	<b>270</b>	<b>\$ 4.26</b>	<b>448</b>	<b>\$ 4.18</b>	<b>76</b>	<b>\$ 3.54</b>	<b>21</b>	<b>\$ 3.06</b>	<b>20</b>	<b>\$ 6.29</b>	<b>129</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>350</b>	<b>\$ 4.02</b>	<b>5.4</b>	<b>\$ 4.73</b>	<b>1320</b>		
<b>Total (%)</b>		<b>20.5%</b>		<b>33.9%</b>		<b>5.8%</b>		<b>1.6%</b>		<b>1.5%</b>		<b>9.7%</b>		<b>26.5%</b>		<b>0.4%</b>		<b>100%</b>	

<sup>1</sup> Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 19).

<sup>2</sup> Otros Interior. Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, San Roque y Tisquirama.

<sup>3</sup> Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

<sup>4</sup> Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

<sup>5</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmenteca, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

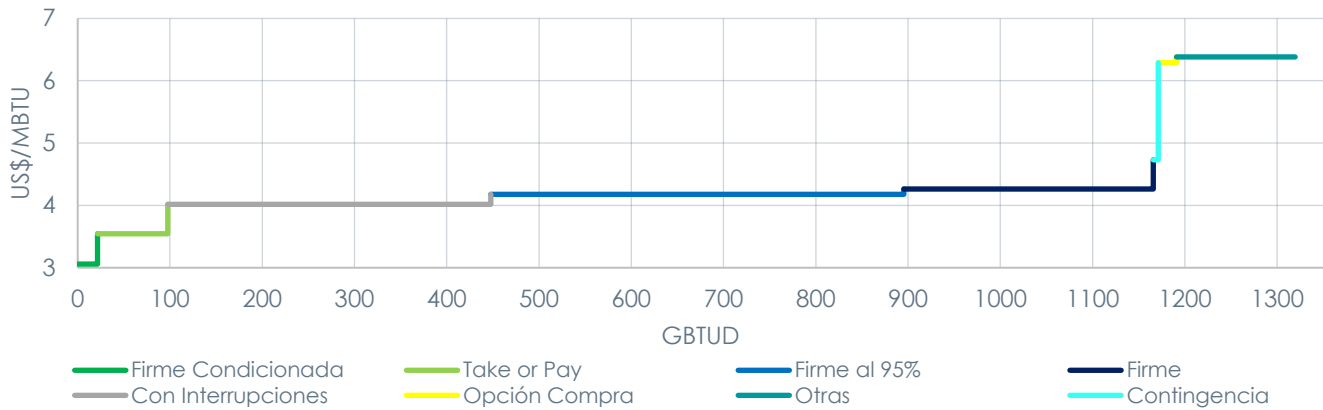
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 a nivel nacional 1320 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), **ii)** Firme (270 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (350 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 81% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y contingencia, con 20 GBTUD y 5.4 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.

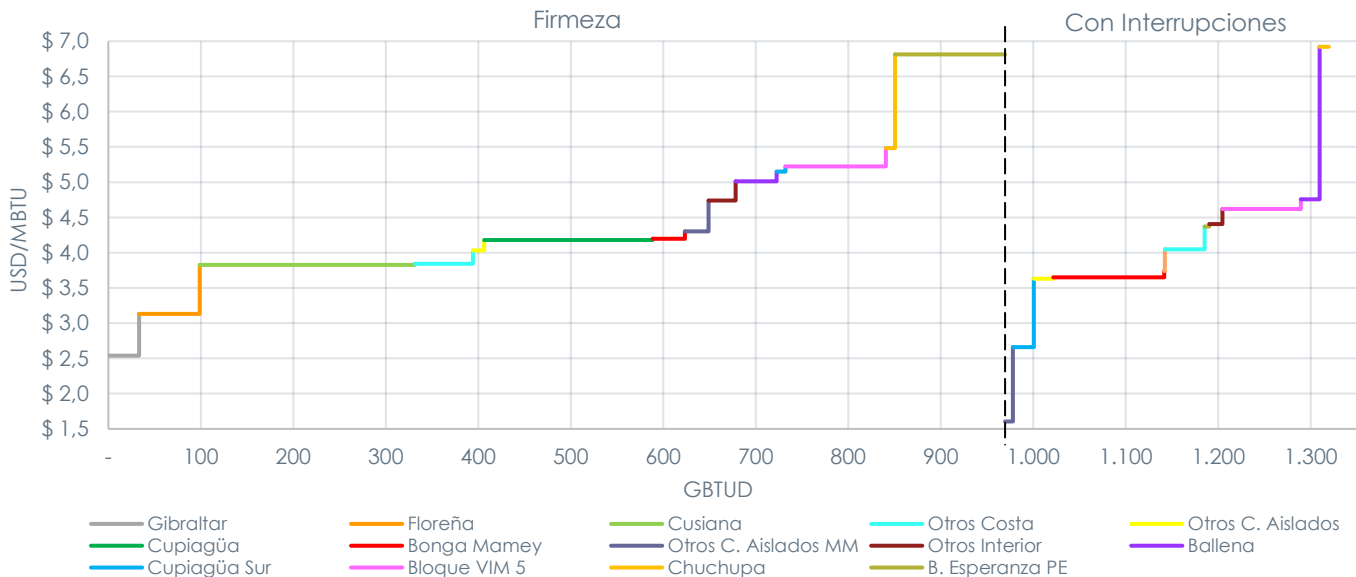
## Curva de precios por modalidad



\*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 3,06 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.38 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 81% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4,02 US\$/MBTU y 4.26 US\$/MBTU.

## Curva de precios por fuente



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

Las gráficas separadas por la línea punteada identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (970 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (350 GBTUD). 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 mixtura 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 Floreña, Otros costa y Chuchupa), dicha valoración es visible para la fuente Cupiaguá Sur en donde el valor de "con interrupciones" corresponde aproximadamente a 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).

REGION	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	3	279,091	113,008	166,083	60%	\$ 0.25	79,720	91,418	103,220
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751,363	529,335	222,028	30%	\$ 0.26	68,855	98,831	130,851
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	4	684,494	451,533	232,961	34%	\$ 0.35	139,396	178,094	213,466
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204,509	138,731	65,778	32%	\$ 0.04	114,558	126,773	144,411
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285,945	207,951	77,994	27%	\$ 0.54	164,036	198,582	212,512
	6	JOBOSINCELEJO	3	191,445	162,700	28,745	15%	\$ 0.57	144,828	162,140	173,438
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92,000	40,914	51,086	56%	\$ 0.24	19,396	39,500	43,597
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.02	644	1,147	1,661
	9	APIAY-OCOA	3	22,020	17,370	4,650	21%	\$ 0.45	5,203	9,028	14,751
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	5,147	11,323	12,515
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148,000	52,950	95,050	64%	\$ 0.61	20,277	55,544	63,317
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	9	260,000	49,861	210,139	81%	\$ 1.29	24,382	33,806	47,001
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37,361	20,167	17,194	46%	\$ 1.50	10,892	21,602	31,411
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	98,204	234,796	71%	\$ 0.38	57,489	80,145	108,709
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15,552	5,779	9,773	63%	\$ 0.26	3,914	4,451	4,780
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.51	3,317	3,907	4,150
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	105,455	136,193	150,865
	18	CUSIANA-APIAY	8	64,159	56,877	7,282	11%	\$ 0.64	28,535	42,127	50,157
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	11	470,000	443,922	26,078	6%	\$ 0.08	298,082	399,091	425,403
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	9	472,500	436,258	36,242	8%	\$ 0.66	296,289	397,402	423,920
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 0.47	1,003	1,195	1,328
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.96	1,263	1,373	1,522
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,774	1,387	9%	\$ 0.25	11,314	12,687	14,195
	24	GBS_I-GBS_F	8	63,744	8,980	54,764	86%	\$ 0.88	9,980	12,421	14,664
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,283	19,637	39%	\$ 2.96	255	27,656	39,577
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	12,910	9,857	3,053	24%	\$ 1.86	7,663	8,469	8,938
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.55	862	937	1,011
	28	LA BELLEZA-COGUA	1	223,500	217,855	5,645	3%	\$ 0.23	108,172	139,028	153,701
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	9	292,253	273,416	18,837	6%	\$ 0.43	163,513	238,201	270,768
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	25,253	15,287	9,966	39%	\$ 0.94	12,884	14,110	14,750
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	102,096	65,904	39%	\$ 0.76	46,628	82,143	91,055
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.86	291	362	832
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158,000	79,550	78,450	50%	\$ 0.27	30,383	65,404	73,516
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.32	2,598	3,580	4,006
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.62	1,055	3,313	3,917
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78,000	54,131	23,869	31%	\$ 1.03	35,838	52,010	56,728
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	183,124	165,876	48%	\$ 0.16	103,869	131,614	161,650
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	180	180	50%	\$ 5.86	166	192	204
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	120,338	71,662	37%	\$ 0.31	63,848	101,180	113,440
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,142	6,694	57%	\$ 0.49	4,908	5,184	5,446
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	36,317	43,124	46,795

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 (TRM promedio julio 3,833) La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

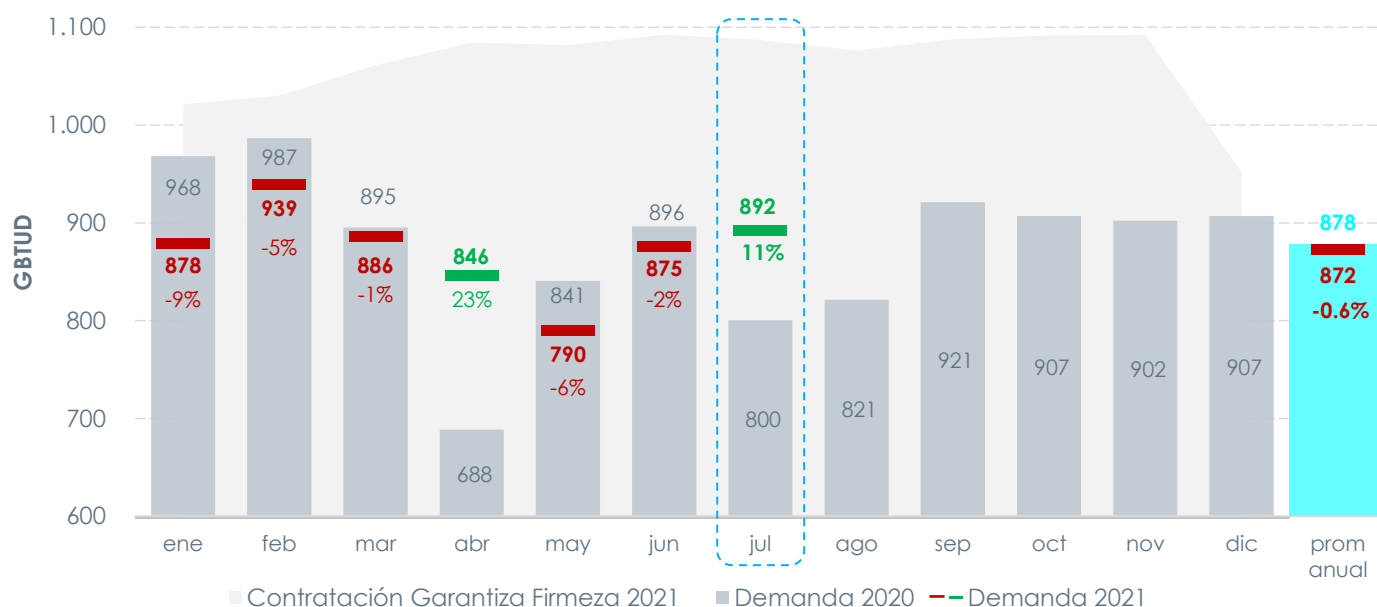
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

### III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de julio se observa una demanda promedio de **892** GBTUD, esto es **11%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 800 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-julio) es de **872** GBTUD, **0,6%** inferior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en julio la demanda **No térmica** fue 57 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, de igual manera, la demanda **térmica** fue **superior** en 35 GBTUD siendo julio el único mes que la demanda térmica ha superado el consumo del año anterior. Para lo corrido del año en curso la energía total entregada a usuarios finales estuvo por debajo del valor presentado en 2020, esto se debe en gran parte a la disminución del consumo por parte del sector térmico durante el primer semestre del año, en contraste con la demanda No térmica que desde febrero ha sido superior respecto al año anterior (ver tabla Evolución mensual demanda térmica y No Térmica).



Fuente: SEGAS, XM.

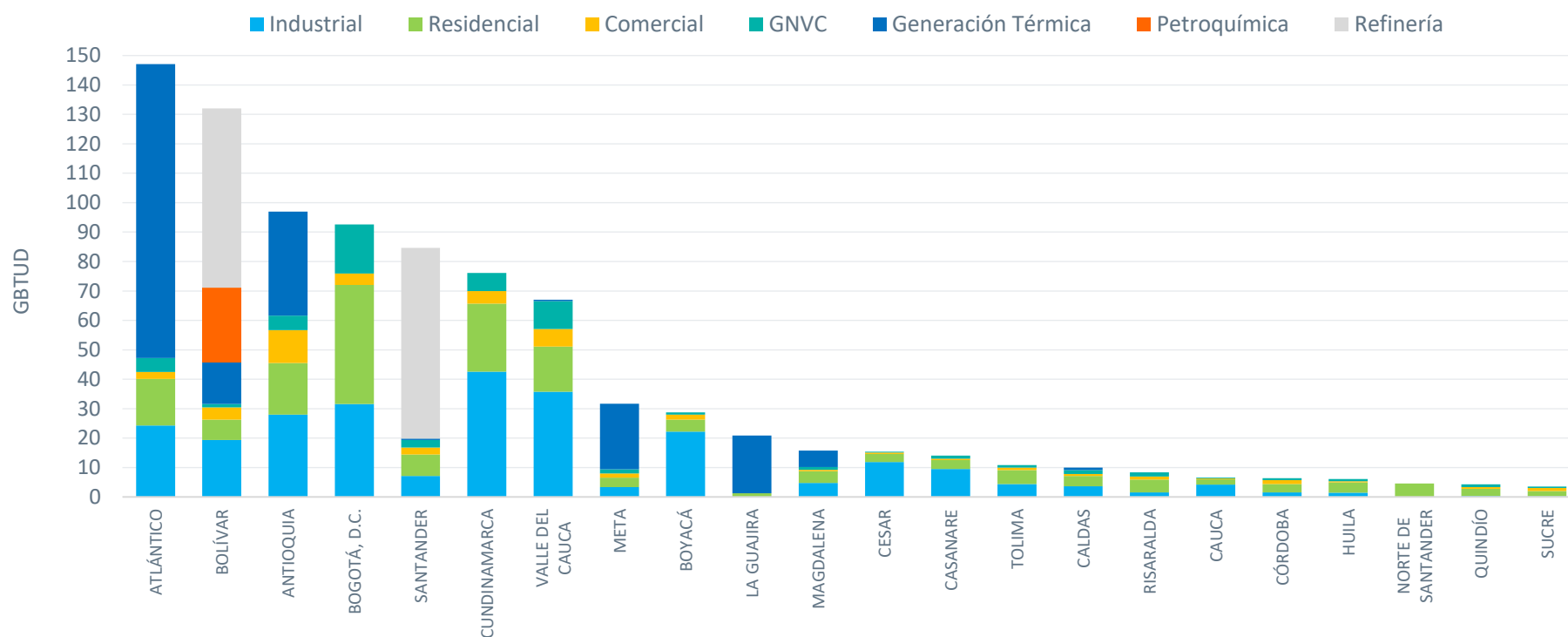
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales 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
2020	257 / 711	348 / 639	298 / 597	185 / 503	279 / 562	288 / 608	164 / 636	177 / 644	243 / 678	219 / 688	199 / 703	190 / 717
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693					

Térmica    
  No Térmica

## Energía entregada promedio en julio por Departamento y Sector de consumo SNT



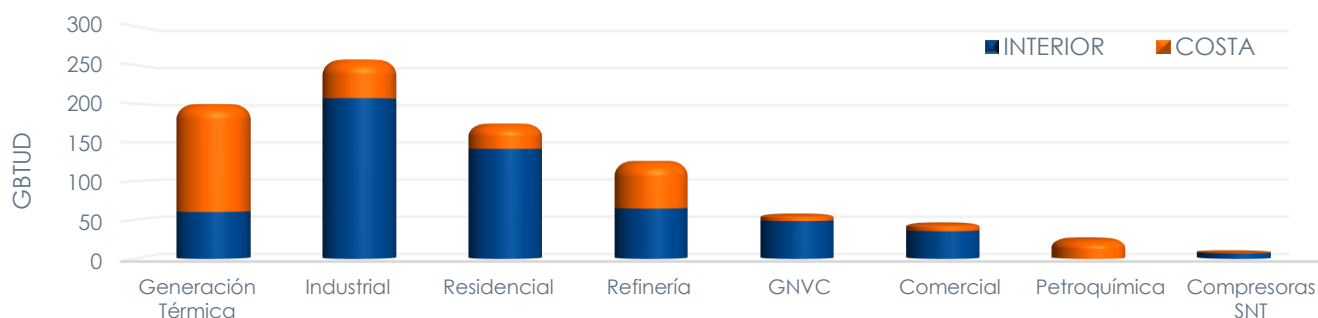
	<b>Residencial</b>	15.8	6.9	17.6	40.5	7.3	23.2	15.3	3.3	4.1	1.2	4.0	2.7	3.0	4.7	3.5	4.4	1.8	2.8	3.6	4.6	2.4	1.8	<b>174</b>	
	<b>GNVC</b>	4.7	1.1	4.9	16.6	2.5	6.2	9.5	1.4	0.8		1.0	0.3	1.0	0.8	1.3	1.4	0.3	0.6	0.8		0.9	0.5	<b>57</b>	
	<b>Comercial</b>	2.4	4.1	11.2	3.9	2.4	4.2	6.0	1.3	1.7		0.4	0.6	0.5	0.9	0.7	1.1	0.3	1.3	0.3		0.5	1.1	<b>45</b>	
	<b>Industrial</b>	24.3	19.4	27.9	31.6	7.1	42.6	35.8	3.3	22.2		4.8	11.9	9.5	4.4	3.7	1.5	4.2	1.6	1.4		0.3	0.2	<b>258</b>	
	<b>Generación Térmica</b>	99.8	14.2	35.3		0.5		0.5	22.3		19.7	5.6				0.6									<b>199</b>
	<b>Refinería</b>		60.9			64.8																			<b>126</b>
	<b>Petroquímica</b>		25.4																						<b>25</b>
	<b>Compresoras</b>																								<b>7</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>147</b>	<b>132</b>	<b>97.0</b>	<b>92.6</b>	<b>84.7</b>	<b>76.1</b>	<b>67.0</b>	<b>31.7</b>	<b>28.8</b>	<b>20.9</b>	<b>15.8</b>	<b>15.4</b>	<b>14.0</b>	<b>10.8</b>	<b>10.0</b>	<b>8.4</b>	<b>6.6</b>	<b>6.3</b>	<b>6.1</b>	<b>4.6</b>	<b>4.2</b>	<b>3.6</b>	<b>892</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 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 257 GBTUD en promedio, de los cuales 207 GBTUD corresponden a la Región Interior y 50 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 174 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 141 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Costa	139	50	33	61	8	9	25	1
Interior	60	207	141	65	49	36	25	7
<b>TOTAL Nacional</b>	<b>199</b>	<b>257</b>	<b>174</b>	<b>126</b>	<b>57</b>	<b>45</b>	<b>25</b>	<b>8</b>
% Segmento	22.4%	28.9%	19.5%	14.1%	6.4%	5.1%	2.8%	0.9%

Fuente: SEGAS, XM.

## 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:

TIPO DE USUARIO			Febrero 21		Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		Junio 21		Julio 21		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa		10		10		9		9		9		9	
		Interior		35		36		35		34		36		36	
	Generación Térmica	Costa	150		125		113		123		124		139		
		Interior	66		54		46		30		56		60		
	GNVC	Costa	8		8		8		7		8		8		
		Interior	49		48		44		41		47		49		
	Industrial	Costa	47	4	45	4	45	4	45	4	45	4	46	4	
		Interior	196	29	189	30	179	28	153	28	181	30	177	30	
	Petroquímica	Costa	16		8		22		25		24		25		
		Interior	70		69		68		60		61		61		
	Refinería	Costa	76		75		71		58		69		65		
		Interior		34		34		32		33		33		33	
	Residencial	Costa		141		144		136		135		143		141	
		Interior													
	Compresoras SNT	Costa	1		0,4		0,3		0,5		0,4		0,9		
		Interior	7		7		6		4		5		7		
Subtotal UR/UNR			Febrero 21		Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		Junio 21		Julio 21		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	291	48	256	47	256	45	262	44	262	46	280	46
			Interior	394	205	373	210	345	200	285	198	358	209	358	207
<b>TOTAL</b>			<b>939</b>		<b>886</b>		<b>846</b>		<b>790</b>		<b>875</b>		<b>892</b>		

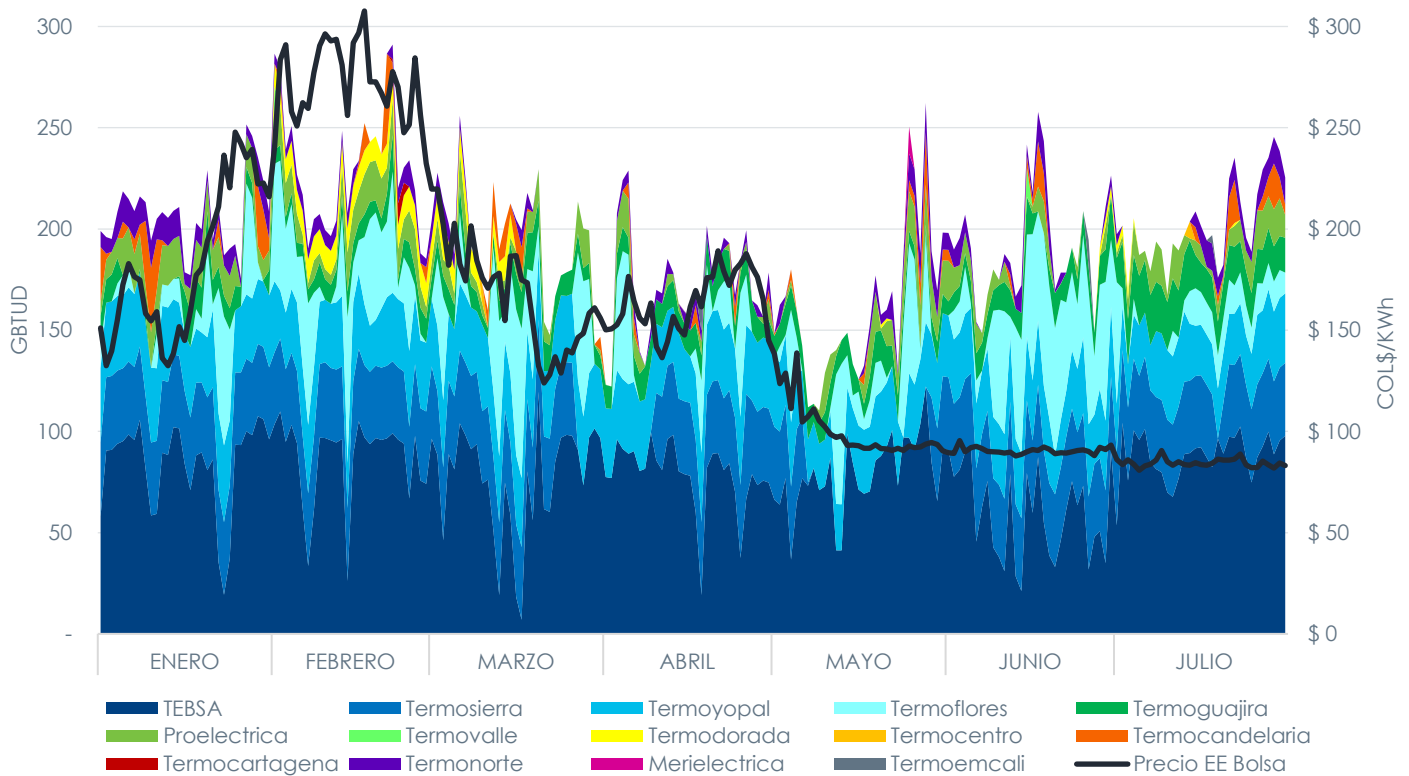
Fuente: SEGAS, XM.

## 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, 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 202 GBTUD, el cual es mayor a los consumos mensuales de los últimos 4 meses; los aportes hídricos continúan por encima de la media histórica, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre en niveles inferiores a los 100 \$/KWh y para la mayor parte del mes cerca de 90 \$/KWh.

### Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



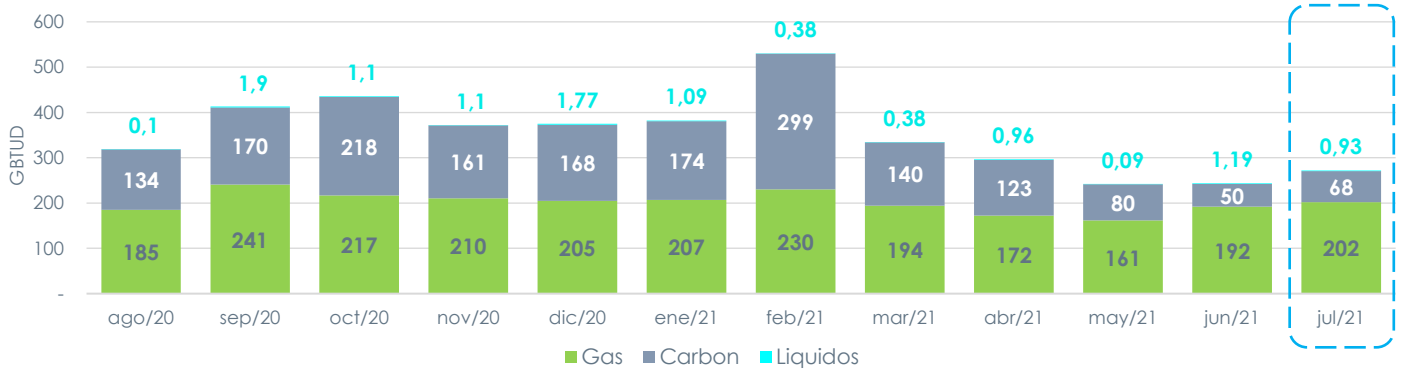
Fuente: XM

Para el mes de julio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 169 GBTUD y 246 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (88 GBTUD), Termosierra (34 GBTUD), Termoyopal (28 GBTUD) y Termoguajira (20 GBTUD).

Aproximadamente el 64% de la energía generada con gas natural fue por seguridad (130 GBTUD) y el 36% restante fue generación por mérito durante el mes (72 GBTUD).

## Consumo de combustible para generación eléctrica

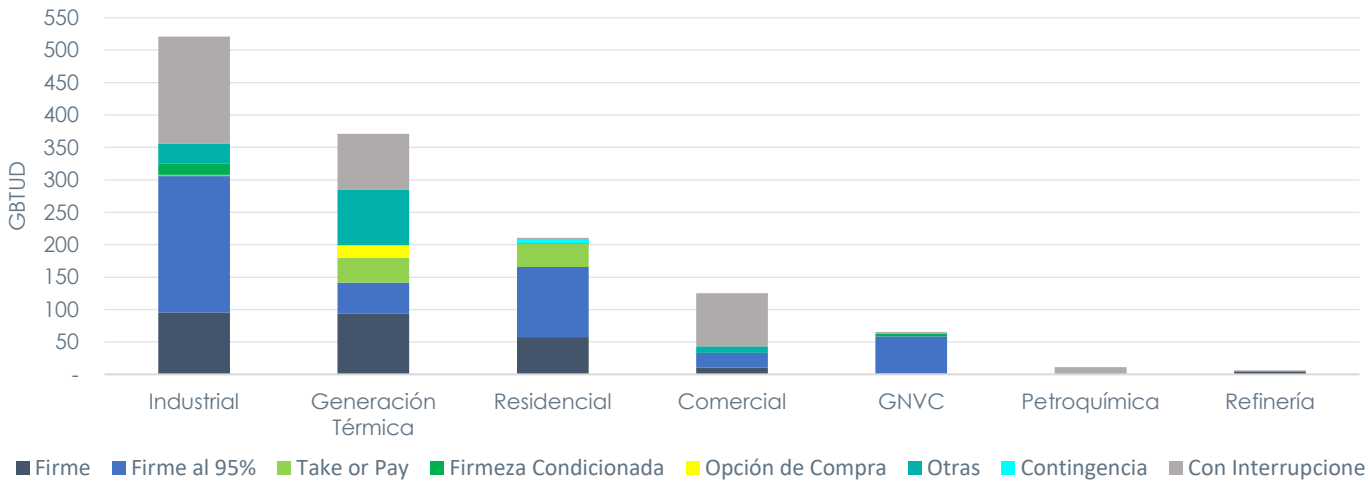
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de julio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 202 GBTUD<sup>2</sup> (gas nacional 198 GBTUD, gas natural importado 4 GBTUD) que representó el 74,5%, carbón con 68 GBTUD (25,2%) y los combustibles líquidos consumieron 0,9 GBTUD (0,3%).



Fuente: 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 julio para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector Petroquímico solamente registra contratación "con interrupciones", los sectores de Refinerías y Gas natural vehicular comprimido - GNVC registran una mixtura de contratos que garantizan firmeza y modalidad "con interrupciones". El segmento residencial 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. Finalmente 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 despachadas en el mercado eléctrico.

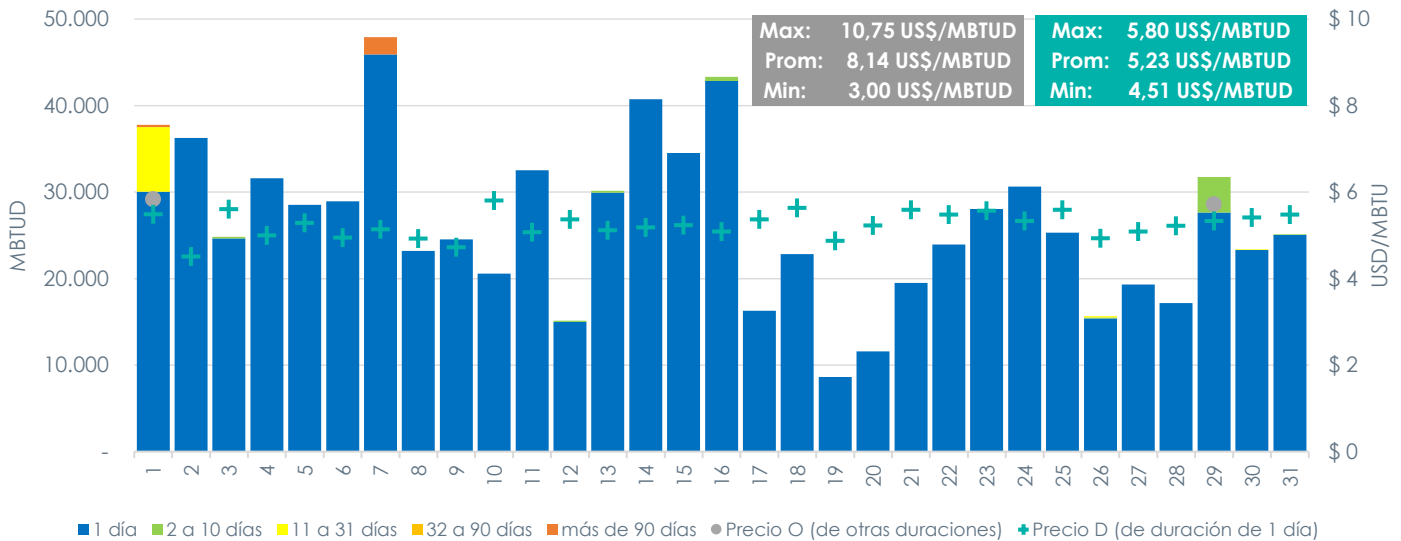
<sup>2</sup> Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

# IV. MERCADO SECUNDARIO

## Suministro

El mercado secundario en el mes de JULIO registró 373 operaciones (370 negociaciones directas y 3 por medio de subasta), siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (353). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 4,51 US\$/MBTU (julio 2) y 5,80 US\$/MBTU (julio 10) para las transacciones de duración de **1 día**; **El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5,27 US\$/MBTU.**

Transacciones mercado secundario JULIO – Suministro



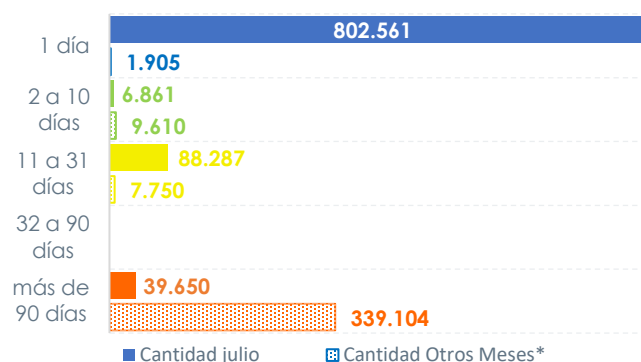
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

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			
1 día	12	16	7	10	10	13	21	13	12	6	11	6	14	16	18	19	10	9	6	6	10	11	8	13	11	10	10	8	16	10	11	353	\$ 5.23	
2 a 10 días			1									1	1		1											1			4		1	10	\$ 6.76	
11 a 31 días	4																									1				1		6	\$ 8.17	
32 a 90 días																																	-	-
más de 90 días	3					1																										4	\$ 6.87	
<b>TOTAL</b>	<b>19</b>	<b>16</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>22</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>20</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>373</b>	<b>\$ 5.27</b>	

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como los registros de duración de **1 día** representan el 95% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 7 de julio con 22 transacciones equivalentes al 6% del total realizadas durante el mes.

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



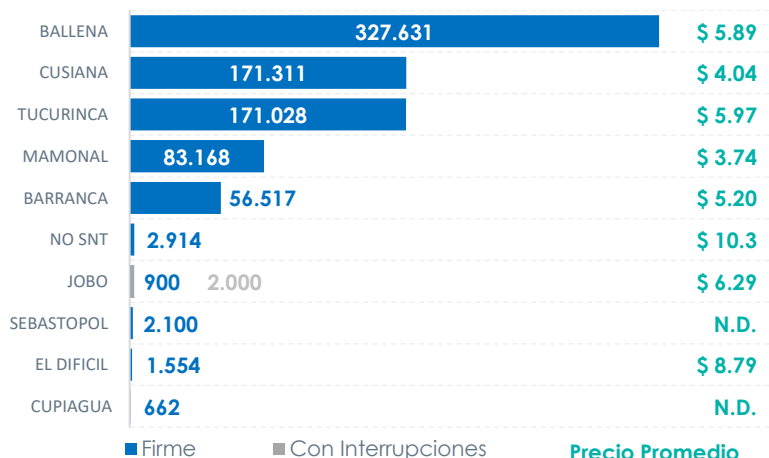
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 353 transacciones de duración **diaria** representan el **86% (802.561 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en julio, mientras que las transacciones con duración de **11 a 31 días** asocian el **9% (88.287 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **2,3%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de julio (40.920.000 MBTU<sup>3</sup>).

\*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a julio.

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

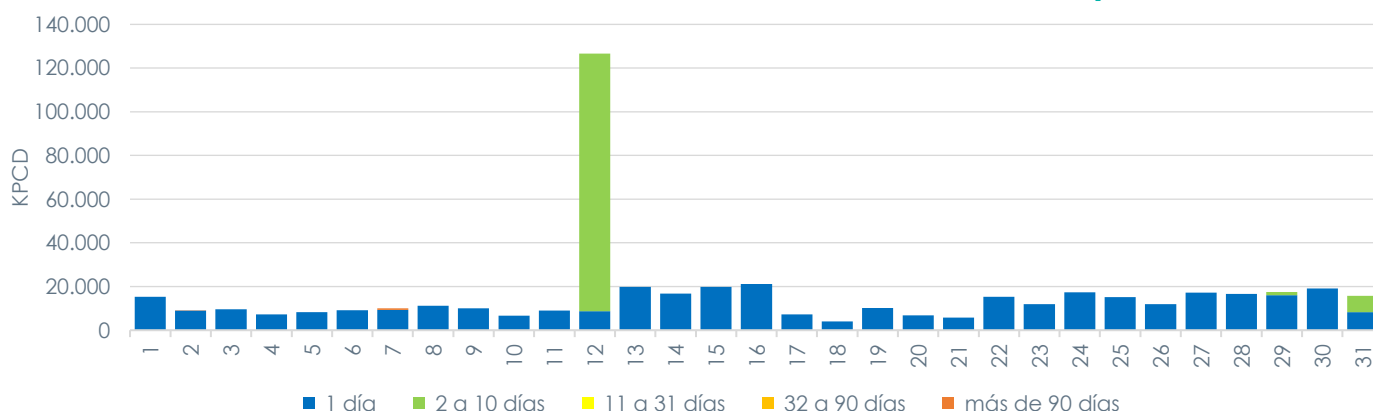
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 327.631 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (817.785 MBTUD) equivalente al 99,8% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (2.000 MBTUD) equivalente al 0,2% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (197) seguido por BALLENA (57), Tucurínca (53) y los puntos NO SNT registraron (14 operaciones).



## Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de JULIO registró 379 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (350).

### Transacciones mercado secundario JULIO - Transporte



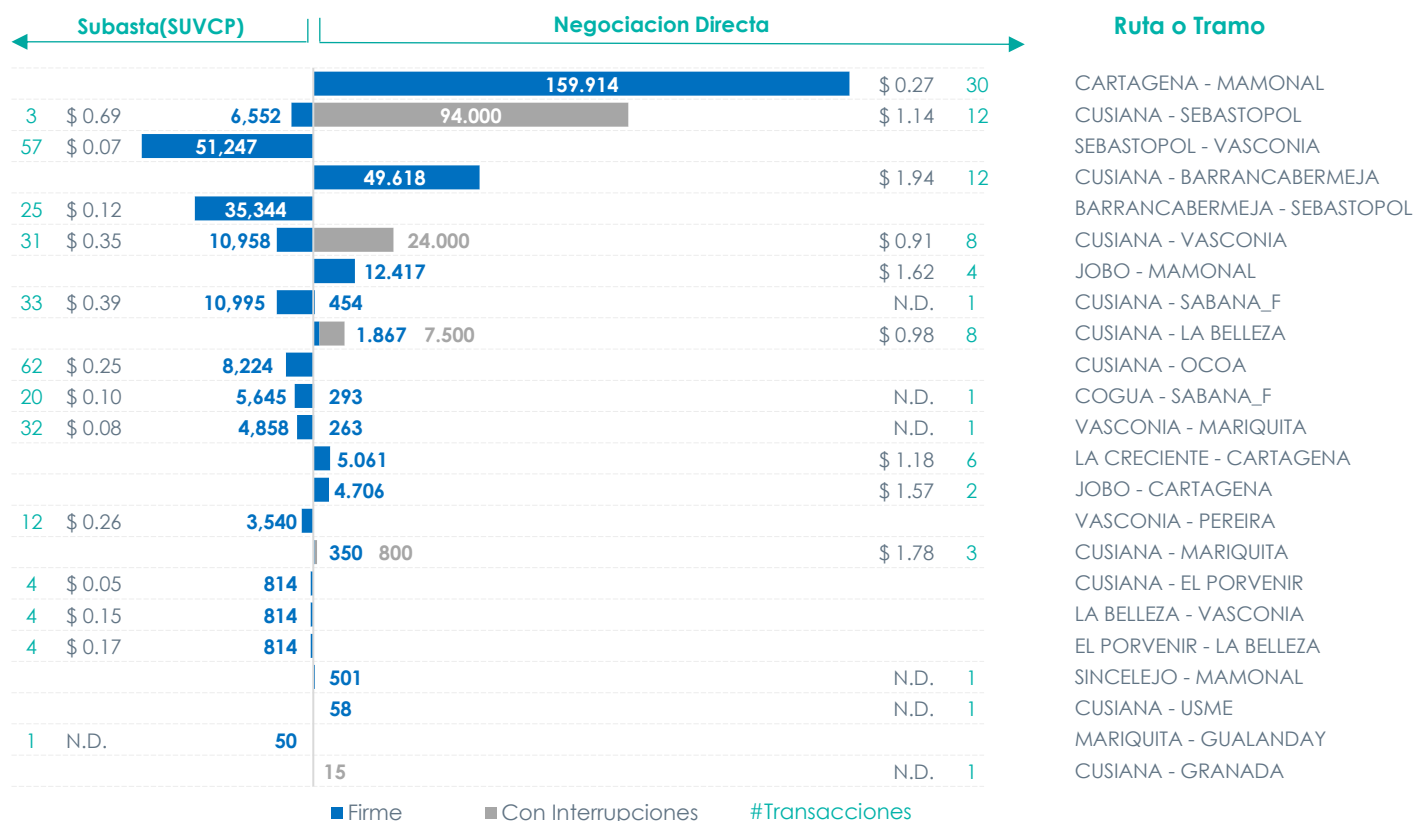
<sup>3</sup> 40.920.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.320 GBTUD) por el número de días del mes

## Número de operaciones en JULIO – Transporte

Duración contrato \ Día del mes	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	12	11	10	10	7	13	13	12	13	11	10	11	9	7	8	20	11	10	10	11	9	16	10	12	9	12	11	16	13	14	9	350
2 a 10 días												20																2	5	27		
11 a 31 días																															-	
32 a 90 días																															-	
más de 90 días		1					1																							2		
<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>31</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>20</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>379</b>

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 16.182 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 12 de julio con 31 transacciones (en su mayoría con interrupciones) equivalentes al 8% del total realizadas durante el mes.

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



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

Del total de transacciones, 91 se dieron bajo negociación directa y 288 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (72% del total del mes), también se destaca la ruta CARTAGENA - MAMONAL la cual transó 159.914 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo con más operaciones fue CUSIANA-OCOA con 62 transacciones (todas por subasta SUVCP), seguido del tramo SEBASTOPOL-VASCONIA con 57 transacciones todas asignadas por subasta SUVCP. Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas los obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se forman 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).

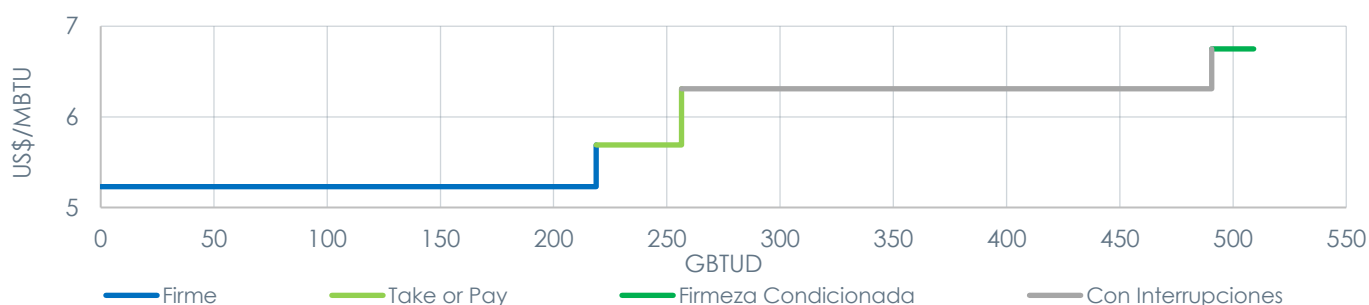
## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en JULIO

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

Región	Punto SNT	Con Interrupciones		Firme		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	58.8	\$ 3.5	95.3	\$ 4.0			1.53	\$ 7.0			155
	Barrancabermeja	16.0	\$ 5.0	1.82	\$ 5.2							17.8
	Caramelo	3.0	N.D.	2.09	\$ 6.8							5.09
	Gibraltar	0.01	N.D.	2.89	\$ 4.7							2.90
	San Roque			0.70	N.D.							0.70
	Sebastopol			0.07	N.D.							0.07
	Mariquita			0.04	N.D.							0.04
Cupiagua			0.02	N.D.							0.02	
Costa	Mamonal	150	\$ 7.7	10.7	\$ 4.4			17.0	N.D.	12.8	N.D.	190
	Ballena			47.7	\$ 6.2							47.7
	Tucurínca			30.8	\$ 6.3							30.8
	Bonga Mamey					26.2	N.D.					26.2
	La Creciente					11.5	N.D.					11.5
	Hocol			7.60	\$ 4.6							7.60
	Bullerengue			3.17	\$ 5.5							3.17
Aislados	Jobo	2.5	\$ 6.1	0.03	N.D.							2.58
	El Difícil			0.50	\$ 8.8							0.50
	Arjona	3.4	\$ 4.7									3.40
	Aguas Blancas	0.30	N.D.	1.18	\$ 2.5							1.48
	Lisama			0.15	N.D.							0.15
	El Centro			0.08	N.D.							0.08
	No SNT*			14.1	\$ 8.6							14.1
<b>Total General</b>		<b>234</b>	<b>\$ 6.31</b>	<b>219</b>	<b>\$ 5.23</b>	<b>37.7</b>	<b>\$ 5.69</b>	<b>18.5</b>	<b>\$ 6.75</b>	<b>12.8</b>	<b>N.D.</b>	<b>522</b>
<b>Total (%)</b>		<b>44,9%</b>		<b>41,9%</b>		<b>7,2%</b>		<b>3,6%</b>		<b>2,5%</b>		<b>100%</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 Firme presenta el valor más bajo con 5,23 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 6,75 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 87% de la contratación total nacional de 522 GBTUD vigente en el mercado secundario para el mes de julio

## 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 y CREG 068 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.

#### 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, Merieléctrica 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.

Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

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