



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 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
- Contratación Vigente por punto estándar y modalidad
- Transporte: Precios, Duración y tramos
- Curvas de precios por modalidad y fuente

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** La inyección de gas natural (a través del SNT y otra infraestructura) presentó un aumento del 8,1% (75 GBTUD) respecto a mayo alcanzando los 1.004 GBTUD. Los precios de los contratos vigentes en junio se ubicaron entre \$3.93 y \$4.26 USD/MBTU; el 74% de los 1,303 GBTUD contratados correspondieron a cantidades con garantía de firmeza.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay – Usme, Cogua – Sabana_f, Cusiana – Apiay, Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, Floreña – Yopal, Guando – Fusagasuga, La Belleza – Cogua, La Belleza – Vasconia, Pradera – Popayán y Yumbo/Cali – Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda (atendida a través del SNT) en junio creció hasta 875 GBTUD aumentando cerca del 11% respecto a mayo, debido al aumento de consumo principalmente de los sectores Industrial (230 a 260 GBTUD), Refinerías (118 a 129 GBTUD) y Térmico (153 a 180 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** A junio los contratos vigentes agregan 504 GBTUD, de los cuales el 86,3% corresponde a las modalidades: i) Firme (40,1%) con un precio promedio ponderado de \$5,18 USD/MBTU, y ii) “Con Interrupciones” (46,2%) con un precio promedio ponderado de \$6,32 USD/MBTU. Se registra un incremento en la cantidad promedio diario transada pasando de 15 a 45 GBTUD explicado por una mayor demanda térmica entre el 15 y el 18 de junio.

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 **junio**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	238	4	242	87%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	232	-	232	86%
Guajira (Chucupa/Ballena)	128	117	-	117	92%
Floreña	71	10	50	60	84%
Nelson	67	31	11	42	62%
Bloque VIM 5***	102	99	1	100	98%
Gibraltar	41	40	-	40	99%
Bonga/Mamey	35	34	-	34	97%
Otras Fuentes	187	82	53	135	72%
Potencial Producción Nacional	1.179	881	119	1.000	85%
Planta regasificación Cartagena **	400	4	-	4	1%
Total	1.579	885	119	1.004	64%

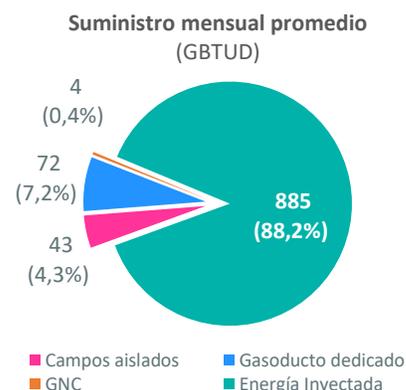
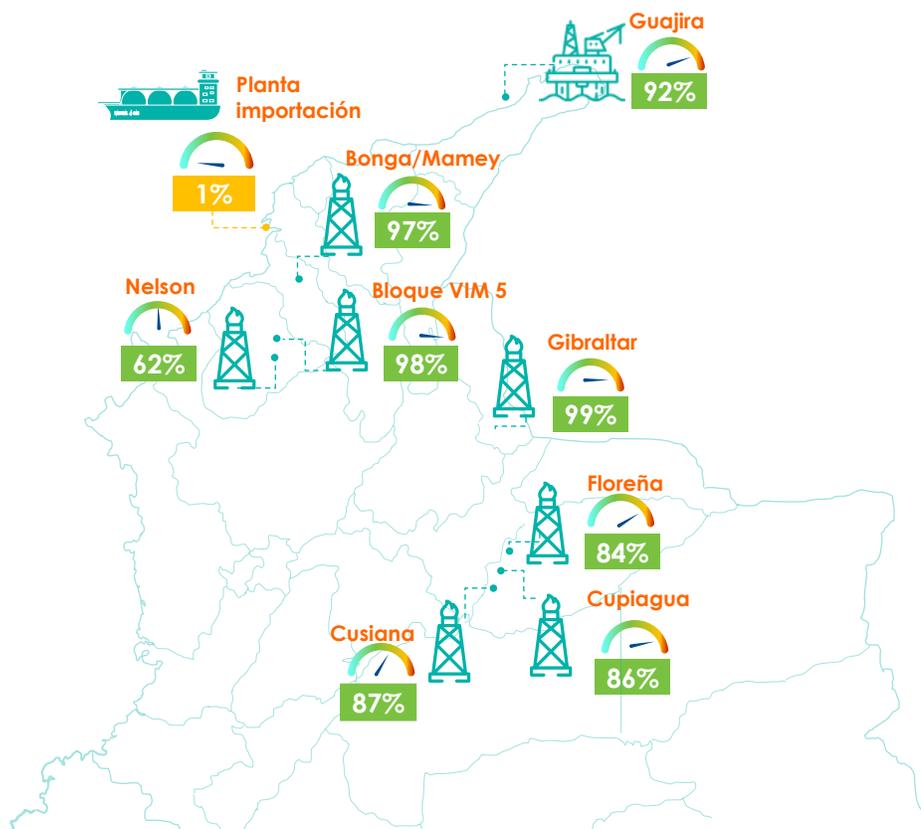
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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 (Declaración de Producción 2021 – 2030, Resoluciones 00014 y 00120 de 2021)



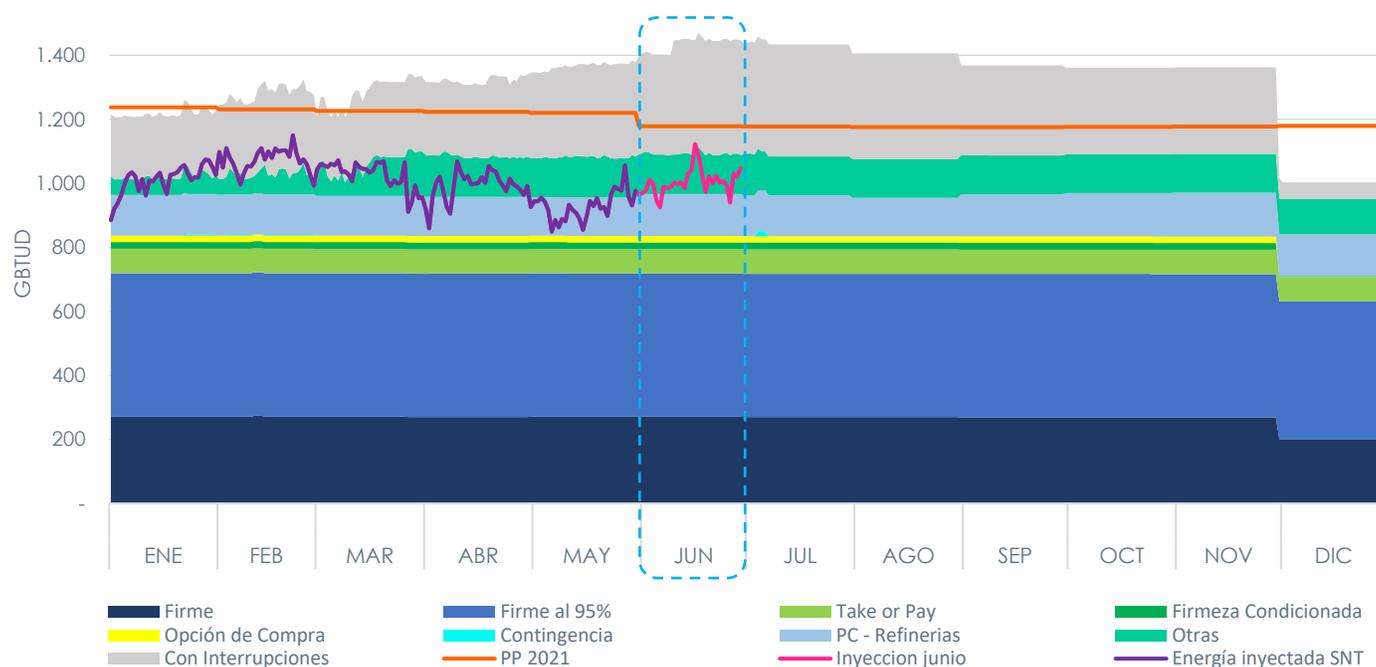
La relación de Suministro en el mes de junio versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **85%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **1%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente 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 junio que la contratación respaldada con firmeza representó 961 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 342 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de 1004 **GBTUD**¹, con oscilaciones entre **925 GBTUD (min.)** y **1.123 GBTUD (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 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	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	1.178	1.178	1.176	1.176	1.177	1.177	1.180
Suministro Min.	885	993	911	859	849	925						
Suministro Prom.	1.011	1.073	1.026	992	929	1.004						
Suministro Máx.	1.075	1.150	1.072	1.069	1.056	1.123						
Garantía Firmeza	894	903	936	962	961	961	959	956	956	955	955	822
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	131	128	120	132	136	137	130
Con Interrupciones	197	252	224	237	285	342	350	330	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 JUNIO

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 junio, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		Firme al 95%		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras ¹		Con Interrupciones		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)
Interior	Cusiana	49	\$ 3,44	195	\$ 3,78			6,6	\$ 3,61	4,0	\$ 6,29			14	\$ 3,60	269
	Cupiagua			148	\$ 4,30			4,0	\$ 3,20	6,6	\$ 6,29			2,1	\$ 3,41	161
	Cupiagua Sur			5,6	\$ 5,14									23	\$ 2,66	28
	Floreña	53	\$ 3,08	0,6	N.D.	12	N.D.							0,7	N.D.	66
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	N.D.									33
	Otros Interior ²	19	\$ 5,26	14	\$ 4,15			6,4	\$ 2,69	9,2	\$ 6,29			20	\$ 3,42	68
Costa	Ballena			44	\$ 5,01									18	\$ 4,77	62
	Chuchupa	1,5	N.D.	10	\$ 5,50									8,4	\$ 4,93	20
	Bloque VIM 5	88	\$ 5,14	3,2	\$ 4,80							14	\$ 5,43	85	\$ 4,62	190
	Bonga Mamey			8,7	N.D.	26	N.D.							110	\$ 3,64	145
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4,50									83	\$ 7,82	5,0	\$ 4,37	124
	Otros Costa ⁴	15	\$ 5,20	18	\$ 4,60							29	\$ 2,61	30	\$ 4,08	92
Otros C. Aislados ⁵	9,4	\$ 2,22			4,9	\$ 6,46	4,5	\$ 2,65					26	\$ 3,49	45	
Total	271	\$ 4,26	448	\$ 4,18	76	\$ 3,54	21	\$ 3,06	20	\$ 6,29	126	\$ 6,37	342	\$ 3,93	1303	
Total (%)		20,8%		34,3%		5,8%		1,6%		1,5%		9,6%		26,2%		100%

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

² Otros Interior: Caramelo, Corrales, El Difícil, Payoa, Provincia, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

⁵ Otros Campos Aislados: Aguas Blancas, Andina, Arjona, Cantagallo, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, El Centro, Guaduas, La Cañada Norte, La Cira Infantas, Kananaskis, La Punta, Lisama, Llanito, Mana, Opón, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

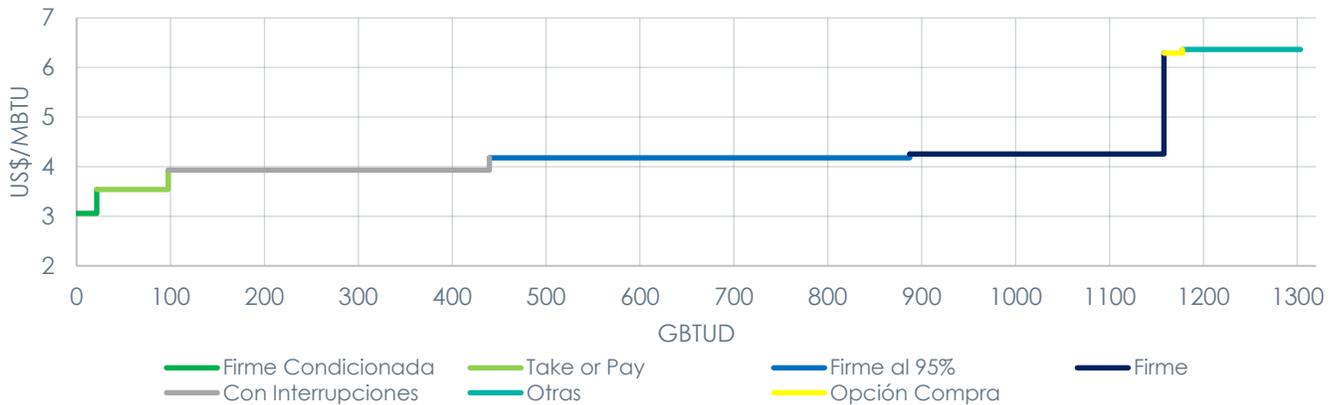
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 junio se encuentran contratados a nivel nacional 1303 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), **ii)** Firme (271 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (342 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 81% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada y Opción de compra, con 21 GBTUD y 20 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.

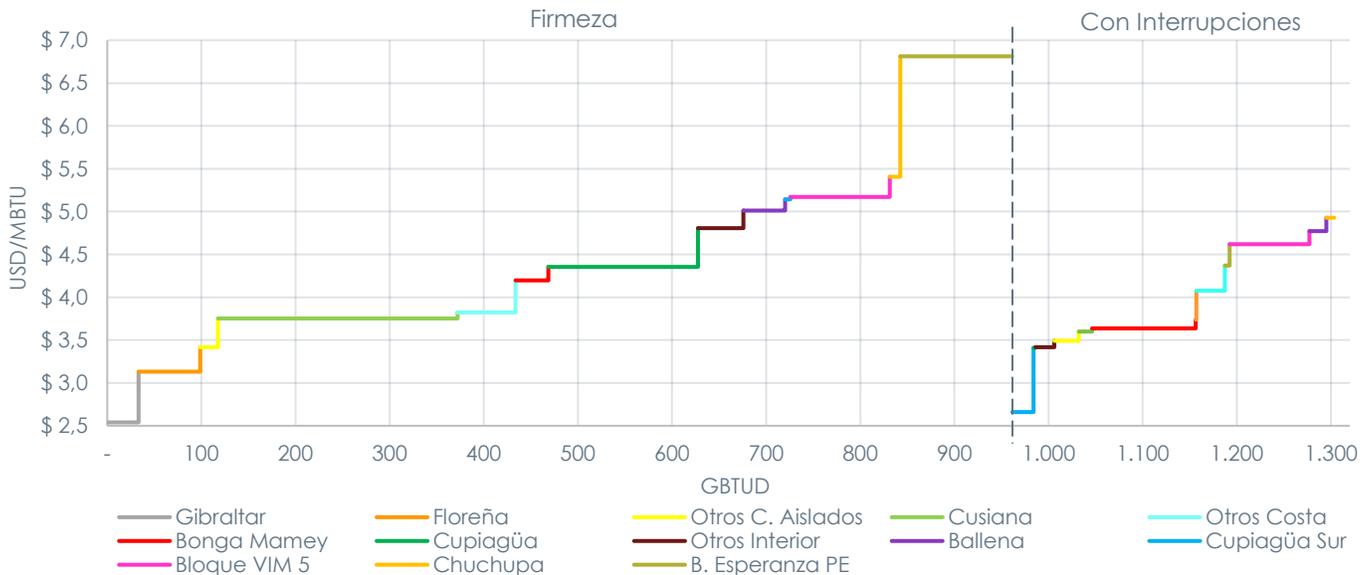
Curva de precios por modalidad



*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 6.37 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 3,93 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 (961 GBTUD) y de la modalidad “con interrupciones” (342 GBTUD). Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, más 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 Floreña), dicha valoración es visible para la fuente Cupiagua 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 - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Precio pareja 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	4	279.091	113.008	164.583	59%	\$ 0,25	76.258	95.485	111.989
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,27	54.051	85.543	159.612
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	229.661	34%	\$ 0,35	126.573	176.591	275.847
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	138.731	65.778	32%	\$ 0,04	98.509	122.792	137.775
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	205.051	77.794	27%	\$ 0,54	154.369	181.457	204.281
	6	JOBÓ-SINCELEJO	3	191.445	159.800	29.045	15%	\$ 0,57	124.086	147.774	166.014
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	40.751	49.749	54%	\$ 0,24	28.883	38.784	41.862
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	2.000	11.943	86%	\$ 1,02	35	738	2.434
	9	APIAY-OCOA	4	22.020	18.074	3.946	18%	\$ 0,46	5.275	5.950	6.363
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.784	-	0%	\$ 0,93	10.241	11.598	12.774
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148.000	52.950	95.050	64%	\$ 0,62	39.212	55.922	73.620
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	8	260.000	72.732	187.268	72%	\$ 1,29	15.691	30.914	53.693
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,50	16.706	27.708	31.630
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333.000	115.891	217.109	65%	\$ 0,38	45.561	75.460	95.459
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	5.824	10.054	65%	\$ 0,45	3.893	4.487	5.266
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	4.079	8.788	73%	\$ 0,38	3.546	3.896	4.268
	17	COGUA-SABANA_F	1	215.000	215.000	-	0%	\$ 0,46	104.746	132.773	144.017
	18	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.568	6.591	10%	\$ 0,64	33.376	40.019	43.414
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	12	470.000	453.762	16.238	3%	\$ 0,08	325.031	369.804	404.314
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	10	472.500	453.762	18.738	4%	\$ 0,66	323.618	368.293	402.537
	21	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.250	6.619	62%	\$ 1,42	897	1.207	1.553
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	29%	\$ 0,94	1.220	1.380	1.519
	23	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	14.774	1.387	9%	\$ 0,25	7.743	8.470	9.296
	24	GBS_J-GBS_F	8	63.744	8.977	54.767	86%	\$ 0,88	10.479	13.399	16.847
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,96	25.907	36.455	38.091
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	12.910	9.857	3.053	24%	\$ 1,86	7.905	8.845	10.399
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,29	853	926	992
	28	LA BELLEZA-COGUA	1	223.500	217.858	5.642	3%	\$ 0,23	107.228	135.490	146.819
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	10	292.250	277.992	24.204	8%	\$ 0,43	176.750	212.416	242.860
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25.253	15.287	9.966	39%	\$ 0,94	12.931	14.597	16.099
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168.000	103.244	64.756	39%	\$ 0,76	62.305	82.027	100.505
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,41	292	434	767
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158.000	79.550	78.450	50%	\$ 0,27	48.560	65.502	83.183
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,48	2.120	3.460	5.004
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,51	3.062	3.539	3.959
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	55.763	22.237	29%	\$ 1,03	35.930	51.641	57.430
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349.000	200.808	148.192	42%	\$ 0,16	98.456	129.632	147.148
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	181	179	50%	\$ 5,56	161	187	200
	39	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	121.646	70.354	37%	\$ 0,31	79.869	101.527	120.163
	40	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.142	6.694	57%	\$ 0,49	4.807	5.105	5.516
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,08	29.350	40.989	46.979

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 aplicada 3.800)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

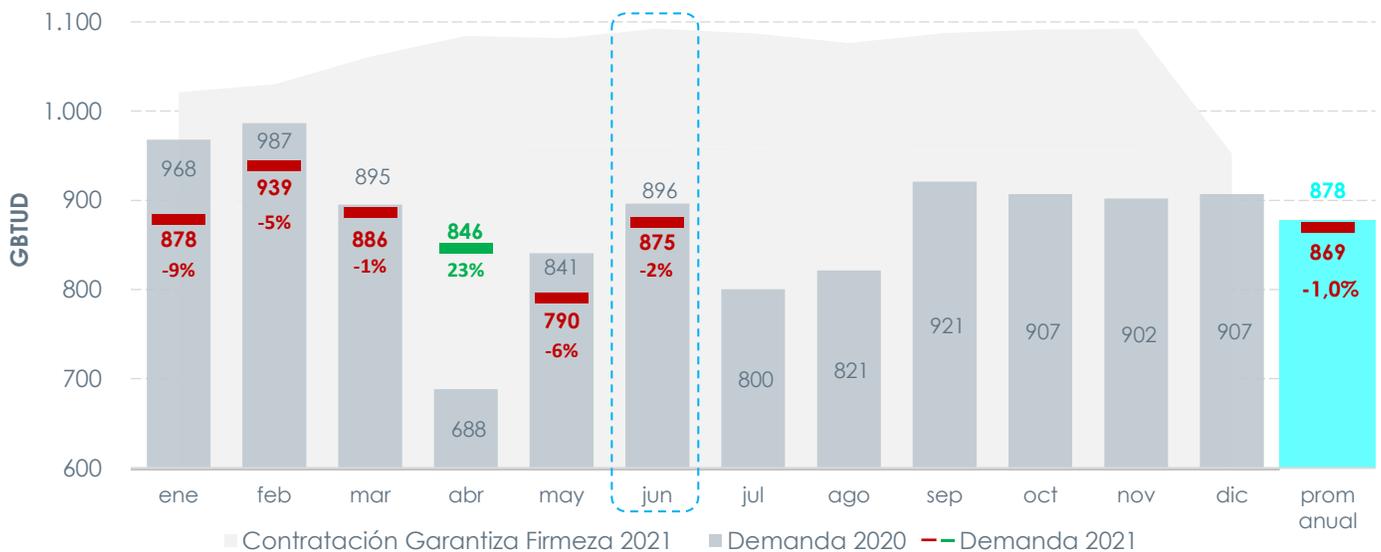
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de junio se observa una demanda promedio de **875** GBTUD, esto es **2%** inferior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 896 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-junio) es de **869** GBTUD, **1%** inferior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en junio la demanda **No térmica** fue 87 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, por el contrario, la demanda **térmica** fue **menor** en 108 GBTUD. 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 mismo periodo, 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.

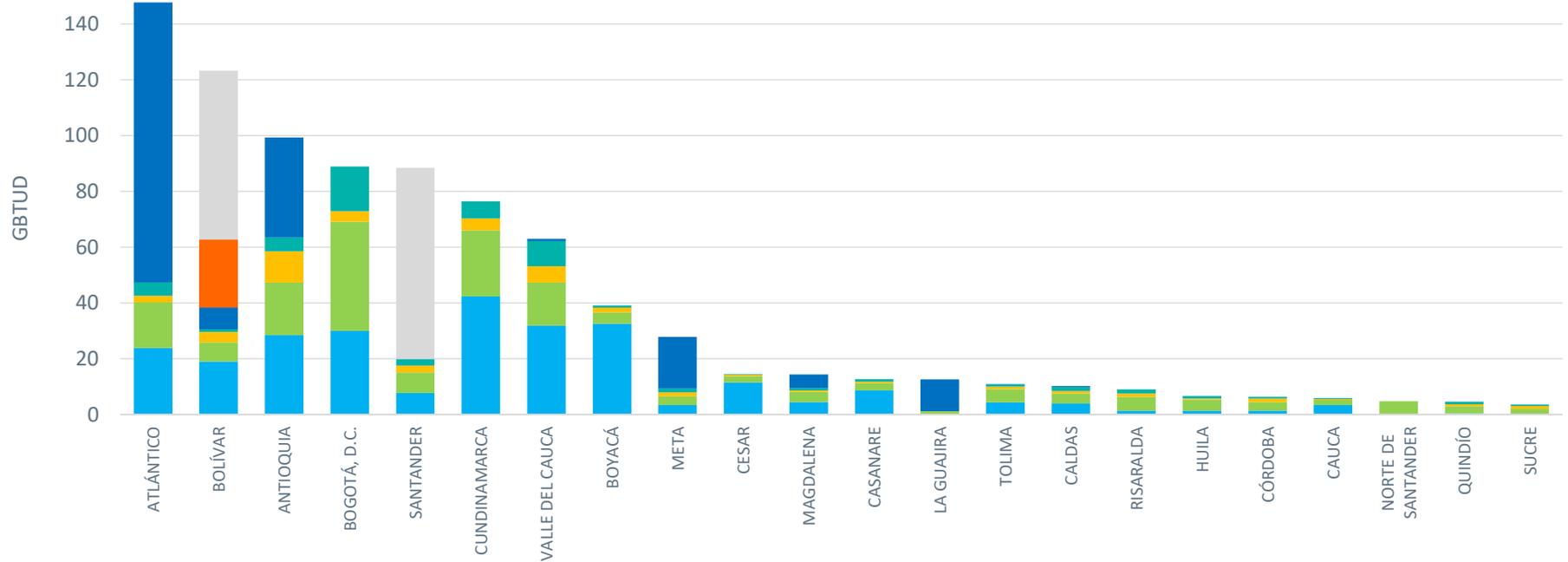
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). *Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

Evolución mensual demanda térmica y No térmica



Energía entregada promedio en junio por Departamento y Sector de consumo SNT

Industrial Residencial Comercial GNVC Generación Térmica Petroquímica Refinería

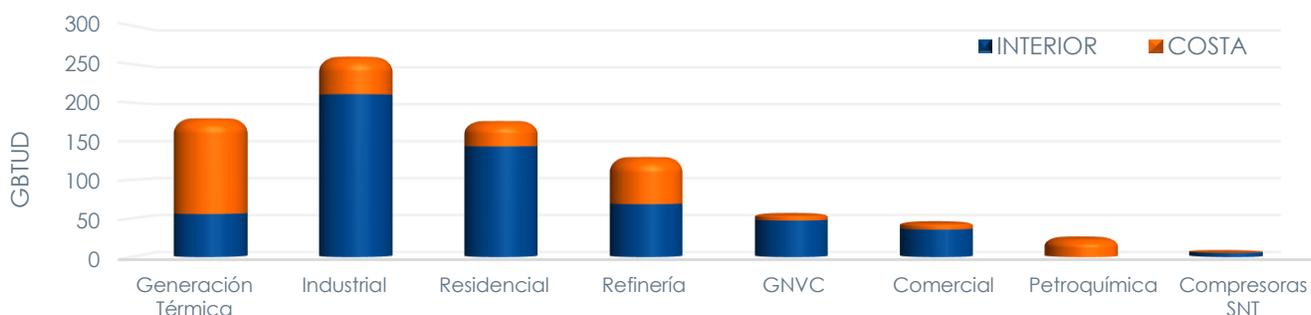


 Residencial	16,3	6,8	18,9	39,2	7,4	23,7	15,5	4,1	3,2	2,2	3,7	2,7	1,2	4,7	3,6	4,9	4,0	3,1	1,9	4,7	2,6	1,8	176
 GNVC	4,8	1,0	5,0	16,0	2,3	6,1	9,0	0,7	1,4	0,2	1,0	0,9		0,8	1,4	1,5	0,9	0,6	0,3		0,9	0,5	55
 Comercial	2,4	3,7	11,2	3,8	2,4	4,3	5,8	1,7	1,3	0,4	0,4	0,5		0,9	0,8	1,3	0,4	1,2	0,3		0,6	1,0	44
 Industrial	23,9	19,0	28,4	30,0	7,7	42,3	31,8	32,6	3,3	11,5	4,5	8,6		4,3	4,0	1,4	1,4	1,4	3,4		0,4	0,2	260
 Generación Térmica	100	7,8	35,9				0,8		18,6		4,8		11,4		0,4								180
 Refinería		60,6			68,5																		129
 Petroquímica		24,3																					24
 Compresoras																							5
TOTAL	148	123	99,3	88,9	88,4	76,5	63,0	39,1	27,8	14,4	14,4	12,7	12,6	10,8	10,2	9,0	6,6	6,3	5,8	4,7	4,6	3,5	875

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 junio de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 260 GBTUD en promedio, de los cuales 211 GBTUD corresponden a la Región Interior y 49 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 180 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 124 GBTUD respecto al Interior con 56 GBTUD.



Costa	124	49	33	61	8	9	24	0,4
Interior	56	211	143	68	47	35	24	5
TOTAL Nacional	180	260	176	129	55	44	24	5
% Segmento	20,5%	29,7%	20,1%	14,8%	6,3%	5,1%	2,8%	0,7%

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			Enero 21		Febrero 21		Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		Junio 21	
			UNR	UR										
	Comercial	Costa		9		10		10		9		9		9
		Interior		33		35		36		35		34		36
	Generación Térmica	Costa	137		150		125		113		123		124	
		Interior	54		66		54		46		30		56	
	GNVC	Costa	8		8		8		8		7		8	
		Interior	42	1	49		48		44		41		47	
	Industrial	Costa	44	4	47	4	45	4	45	4	45	4	45	4
		Interior	183	27	196	29	189	30	179	28	153	28	181	30
	Petroquímica	Costa	21		16		8		22		25		24	
		Interior	69		70		69		68		60		61	
	Refinería	Costa	74		76		75		71		58		69	
		Interior		32		34		34		32		33		33
	Residencial	Costa		133		141		144		136		135		143
		Interior		1		1		0,4		0,3		0,5		0,4
	Compresoras SNT	Costa	6		7		7		6		4		5	
		Interior		6		7		7		6		4		5
Subtotal UR/UNR	Enero 21		Febrero 21		Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		Junio 21			
	Tipo		UNR	UR										
	Costa		280	45	291	48	256	47	256	45	262	44	262	46
Interior		359	194	394	205	373	210	345	200	285	198	358	209	
TOTAL			878		939		886		846		790		875	

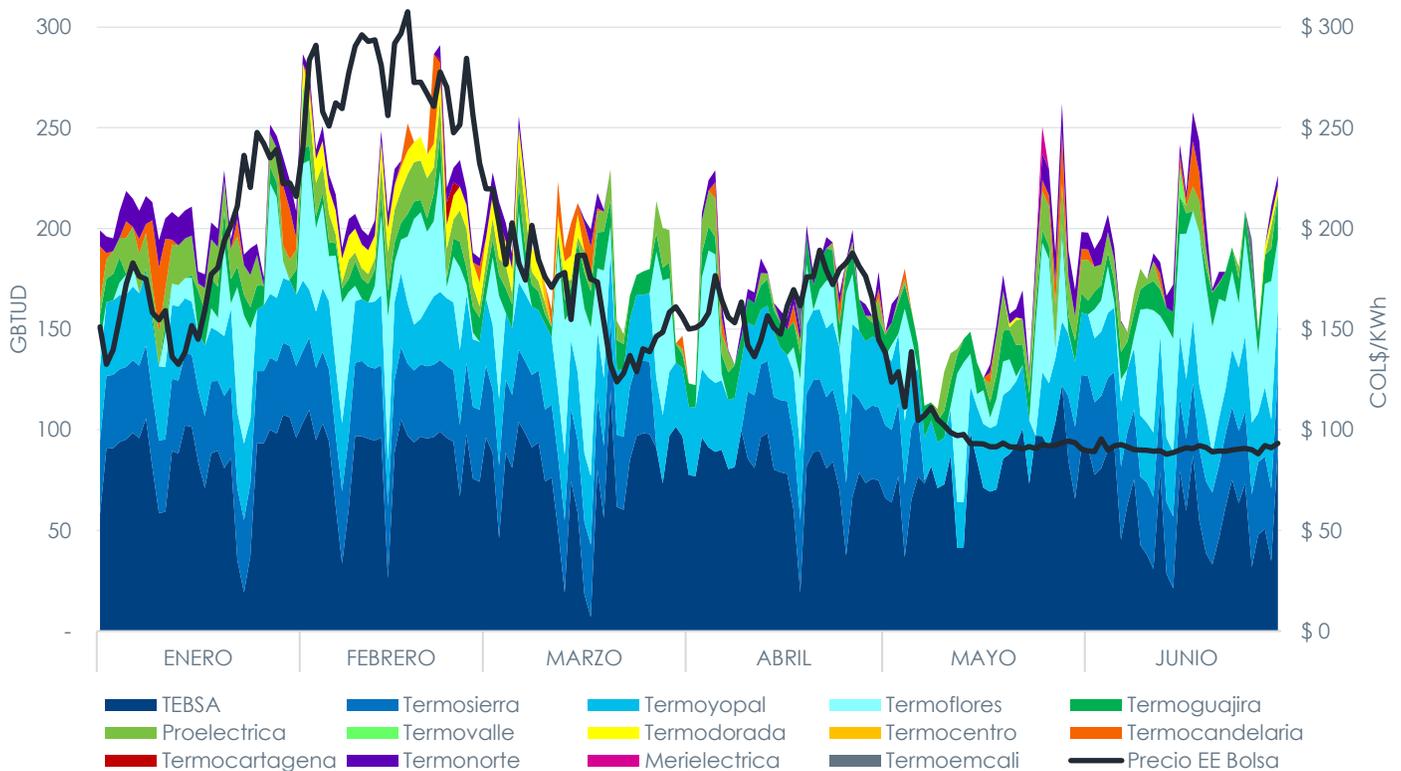
Fuente: SEGAS, XM.

Energía Entregada al Sector Termoeléctrico

El sector termoeléctrico es de relevante importancia 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 junio disminuyó respecto a los meses anteriores (a excepción de mayo), en promedio por debajo de los 200 GBTUD; esto debido a que los aportes hídricos se incrementaron respecto a los meses anteriores, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre en niveles inferiores a los 150 \$/KWh y para la mayor parte del tiempo por debajo de 100 \$/KWh.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



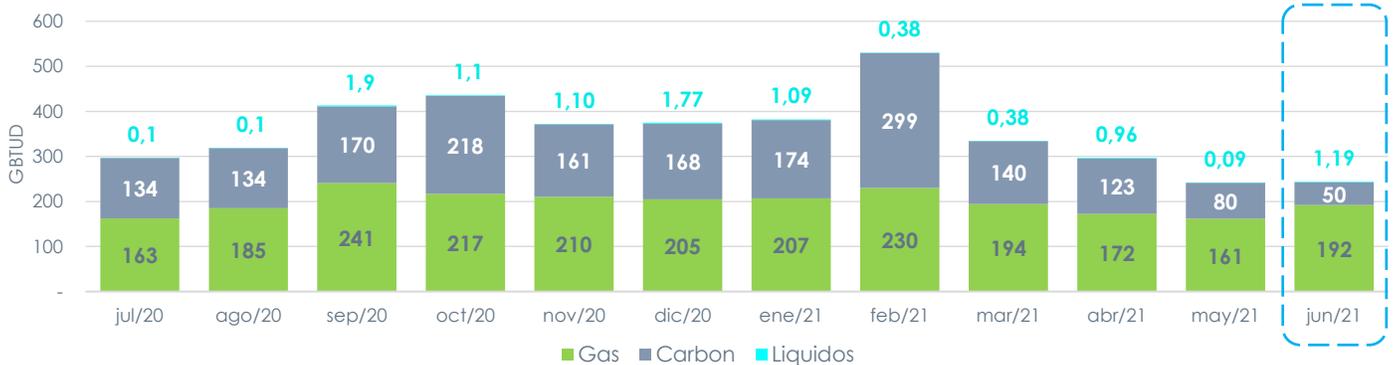
Fuente: XM

Para el mes de junio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 149 GBTUD y 258 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (59 GBTUD), Termoflores (41 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD) y Termoyopal (31 GBTUD).

Aproximadamente el 62% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (119 GBTUD) y el 38% restante fue generación por mérito durante el mes (73 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

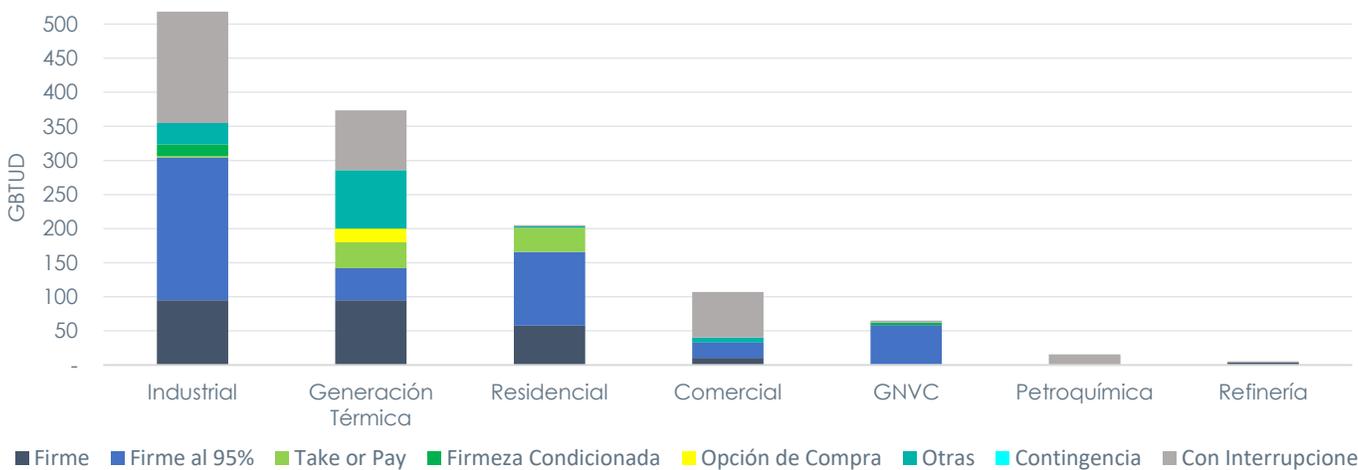
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de junio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 192 GBTUD² (gas nacional 188 GBTUD, gas natural importado 4 GBTUD) que representó el 78,8%, carbón con 50 GBTUD (20,7%) y los combustibles líquidos consumieron 1,2 GBTUD (0,5%).



Fuente: XM

Contratación vigente en junio 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 junio 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.

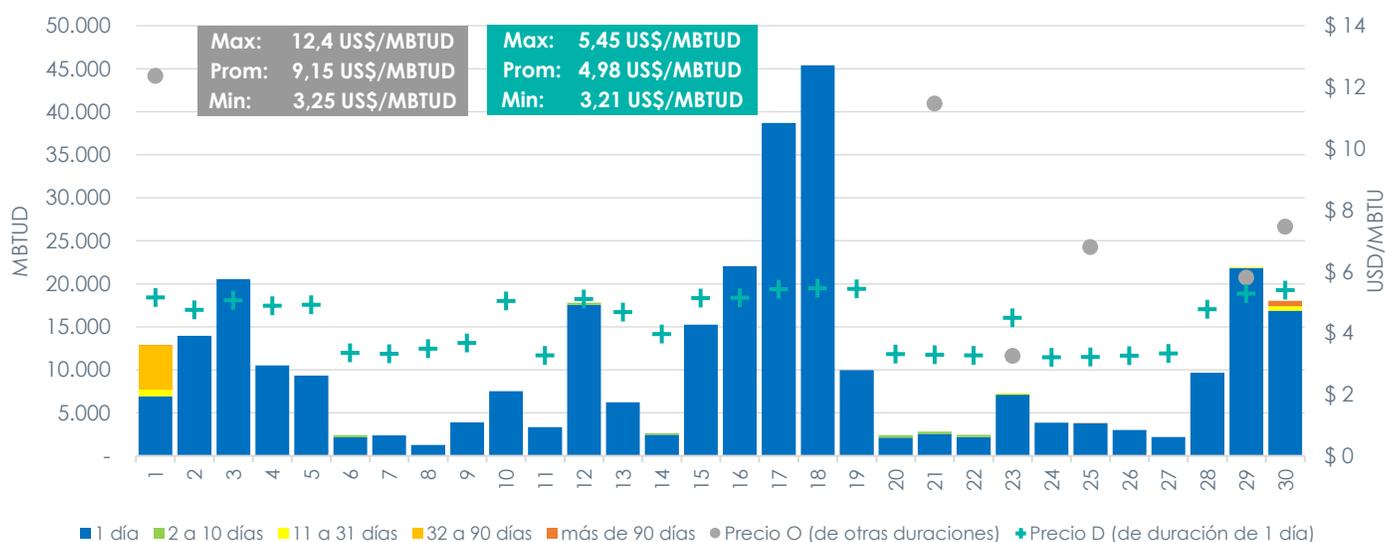
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de JUNIO registró 211 operaciones, todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (194). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3,21 US\$/MBTU (junio 24) y 5,45 US\$/MBTU (junio 18) para las transacciones de duración de **1 día**; **El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5,15 US\$/MBTU.**

Transacciones mercado secundario JUNIO – 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.

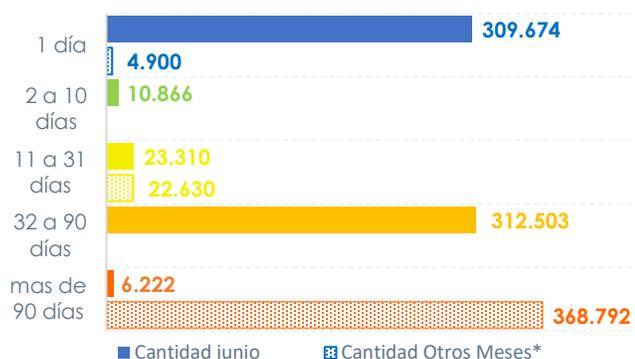
Número de operaciones en JUNIO – Suministro

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		
1 día	5	11	12	7	5	3	3	2	7	5	6	10	5	4	5	8	12	14	7	2	3	5	7	6	6	5	4	8	9	8	194	\$ 4,98
2 a 10 días						1						1		1						1	2	1									7	\$ 10,8
11 a 31 días	1																						1						1	1	4	\$ 9,05
32 a 90 días	1																														1	N.D.
más de 90 días	1																								1					3	5	\$ 10,7
TOTAL	8	11	12	7	5	4	3	2	7	5	6	11	5	5	5	8	12	14	7	3	5	6	8	6	7	5	4	8	10	12	211	\$ 5,15

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

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 92% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 18 de junio con 14 transacciones equivalentes al 7% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en JUNIO – MBTU



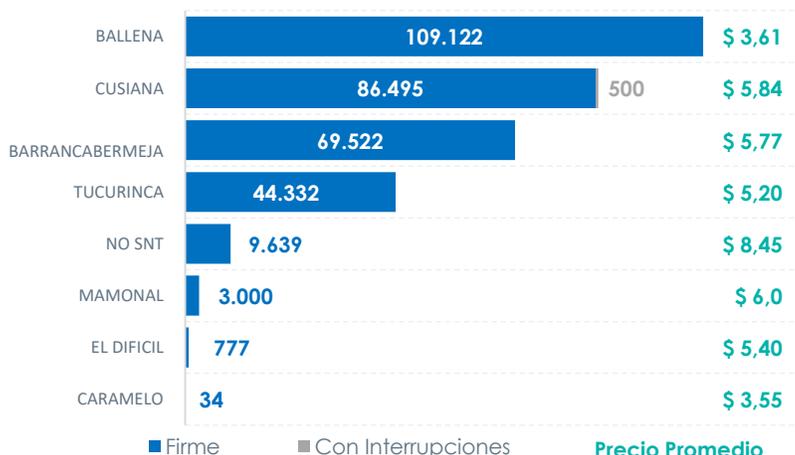
*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a junio.

En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 194 transacciones de duración **diaria** representan el **46% (309.674 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en junio, mientras que las transacciones con duración de **32 a 90 días** asocian el **47% (312.503 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **1,7%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de junio (39.090.000 MBTU³).

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

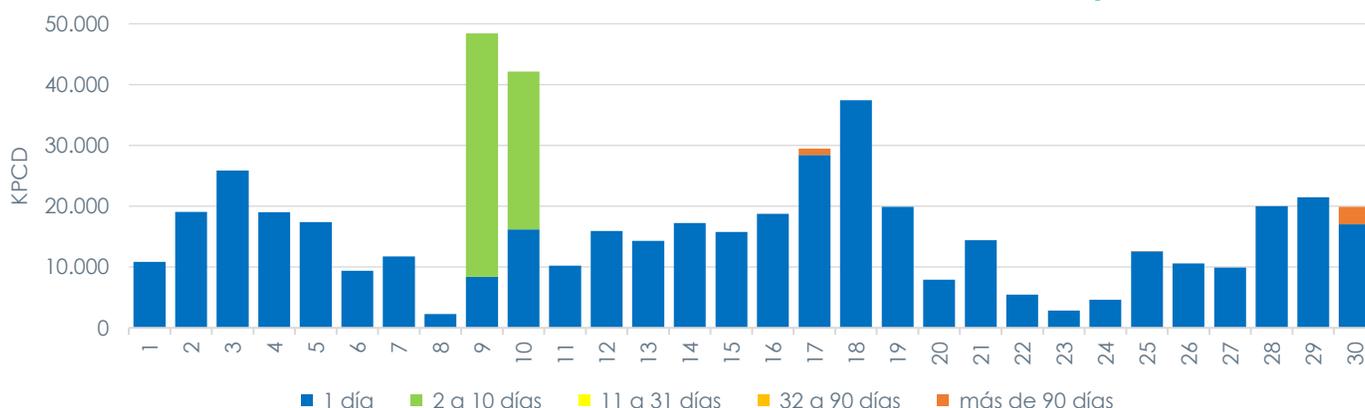
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante junio fue BALLENA con 109.122 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (322.921 MBTUD) equivalente al 99,8% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (500 MBTUD) equivalente al 0,2% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (132) seguido por BALLENA (29), y los puntos NO SNT registraron (17 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de JUNIO registró 412 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (392).

Transacciones mercado secundario JUNIO - Transporte



³ 39.090.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.303 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en JUNIO – 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	
1 día	14	13	14	15	11	11	12	8	10	14	8	13	13	13	15	15	14	21	13	11	11	11	11	12	13	13	13	17	18	15	392
2 a 10 días								8	4																						12
11 a 31 días																															0
32 a 90 días																															0
más de 90 días																	2							1					5	8	
TOTAL	14	13	14	15	11	11	12	8	18	18	8	13	13	13	15	15	16	21	13	11	11	11	11	12	14	13	13	17	18	20	412

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 17.165 KPCD.

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

Subasta(SUVCP)		Negociación Directa			Ruta o Tramo		
				188.074	\$ 0,27	30	CARTAGENA - MAMONAL
73	\$ 0,08	70.181					SEBASTOPOL - VASCONIA
1	N.D.	601	54.000		\$ 1,18	8	CUSIANA - SEBASTOPOL
34	\$ 0,12	54.031					BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL
44	\$ 0,35	23.887	12.000		\$ 1,12	4	CUSIANA - VASCONIA
			29.219		\$ 1,59	9	JOBÓ - CARTAGENA
			28.821		\$ 0,91	4	SINCELEJO - CARTAGENA
58	\$ 0,26	13.871					VASCONIA - PEREIRA
32	\$ 0,39	10.595	1.000		N.D.	1	CUSIANA - SABANA_F
60	\$ 0,25	7.733					CUSIANA - OCOA
20	\$ 0,10	6.791					COGUA - SABANA_F
			3.705		N.D.	1	JOBÓ - MAMONAL
			3.304		\$ 1,12	2	SINCELEJO - MAMONAL
4	\$ 0,05	1.013					CUSIANA - EL PORVENIR
4	\$ 0,13	1.013					LA BELLEZA - VASCONIA
4	\$ 0,17	1.013					EL PORVENIR - LA BELLEZA
			1.000		N.D.	1	VASCONIA - ARMENIA
1	N.D.	182	800		N.D.	1	VASCONIA - SEBASTOPOL
			487 100		\$ 1,82	5	CUSIANA - USME
			500		N.D.	1	VASCONIA - BARRANCABERMEJA
			500		N.D.	1	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA
			285		\$ 3,31	3	CUSIANA - YUMBO/CALI
			201		N.D.	1	LA BELLEZA - COGUA
			34		N.D.	1	BALLENA - BARRANCABERMEJA
2	\$ 0,20	10					MARIQUITA - GUALANDAY
2	\$ 0,08	10					VASCONIA - MARIQUITA

■ Firme ■ Con Interrupciones # Transacciones

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

Del total de transacciones, 73 se dieron bajo negociación directa y 339 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (63% del total del mes), también se destaca la ruta CARTAGENA - MAMONAL la cual transó 188.074 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo con más operaciones fue SEBASTOPOL-VASCONIA con 73 transacciones todas asignadas por subasta SUVCP, seguido del tramo CUSIANA-OCOA con 60 transacciones (todas 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).

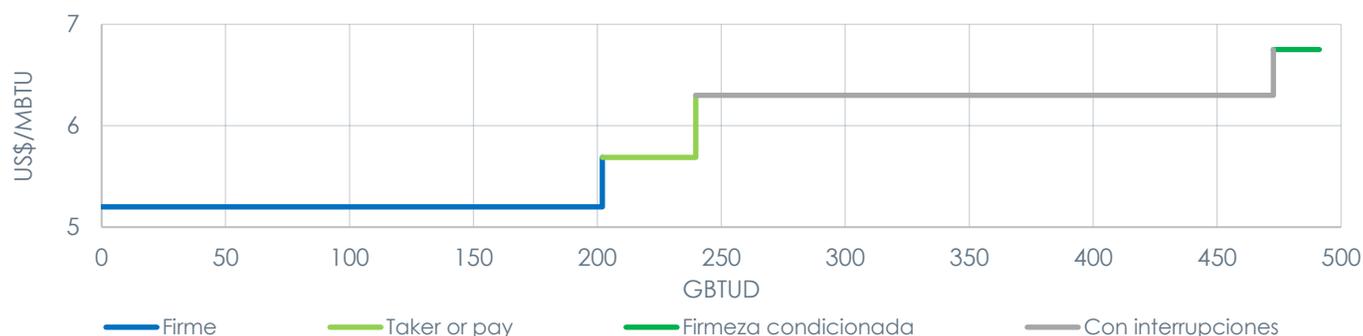
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto estándar de entrega y por modalidad en JUNIO

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 junio, 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	\$ 3,5	95	\$ 4,0			1,5	N.D.			155
	Barrancabermeja	16	\$ 5,0	2,4	\$ 5,2							18
	Caramelo	3,0	N.D.	2,1	N.D.							5,1
	Gibraltar	0,01	N.D.	2,9	\$ 4,7							2,9
	Mariquita			0,04	N.D.							0,04
Costa	Mamonal	150	\$ 7,7	8,1	\$ 4,6			17	N.D.	13	N.D.	188
	Ballena			41	\$ 6,2							41
	Bonga Mamey					26	N.D.					26
	Tucurínca			24	\$ 6,2							24
	La Creciente					12	N.D.					12
	Hocol			7,6	\$ 4,6							7,6
	Bullerengue			3,2	\$ 5,5							3,2
	Jobo	1,5	\$ 5,4									1,5
	El Difícil			0,8	\$ 9,0							0,8
	Arjona	3,4	N.D.									3,4
Aislados	Aguas Blancas	0,3	N.D.	1,2	\$ 2,5							1,5
	Lisama			0,2	N.D.							0,2
	El Centro			0,1	N.D.							0,08
	No SNT*			14	\$ 8,6							14
	Total General	233	\$ 6,32	202	\$ 5,18	38	\$ 5,69	18,5	\$ 6,75	13	N.D.	504
Total (%)		46,2%		40,1%		7,5%		3,7%		2,6%		

*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 5,18 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 86,3% de la contratación total nacional de 504 GBTUD vigente en el mercado secundario para el mes de junio

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 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

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 114 de 2017 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, 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.

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
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor Del Mercado de Gas Natural