



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 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 decrecimiento del 1.2 % (14 GBTUD) respecto al mes de mayo (1,109 GBTUD) ubicándose en los 1,095 GBTUD en junio.

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 4.27 US\$/MBTU y 4.71 US\$/MBTU.

- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana F, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Flandes-Guando, Guando-Fusagasugá, La Belleza-Cogua, La Belleza-Vasconia, Mariquita-Gualanday, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en junio disminuyó ubicándose en 944 GBTUD, un 3% por debajo de la demanda registrada en el mes de mayo (970 GBTUD), explicado principalmente por la disminución del consumo en los sectores industrial, térmico y refinería. El consumo del sector industrial se vio afectado por el mantenimiento programado de la fuente Cupiguá y los días festivos del mes.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 13.7% pasando de 495 en mayo a 563 en junio de 2022; las negociaciones de transporte aumentaron 5.7%, pasando de 328 en mayo a 347 en junio de 2022.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en junio, la modalidad Firme registra un valor de 5.83 US\$/MBTU, mientras que la modalidad con interrupciones registra 5.26 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 **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	304	4	308	111%
Cupiagua/Cupiagua Sur	269	217	-	217	81%
Guajira (Chucupa/Ballena)	138	121	-	121	87%
Floreña	73	11	57	68	94%
Nelson	41	12	3	15	36%
Bloque VIM 5***	93	105	2	107	115%
Gibraltar	41	40	-	40	97%
Bonga/Mamey	36	34	-	34	94%
Otras Fuentes	203	113	72	185	91%
Potencial Producción Nacional	1,172	957	138	1,095	93%
Planta regasificación Cartagena **	400	4	-	4	1%
Total	1,572	961	138	1,099	70%

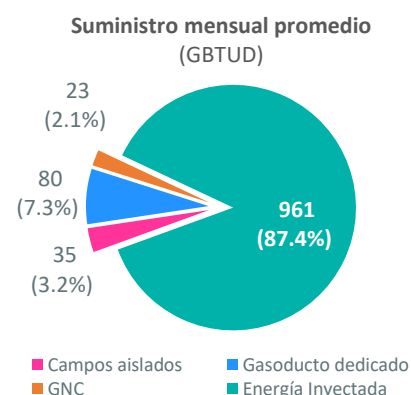
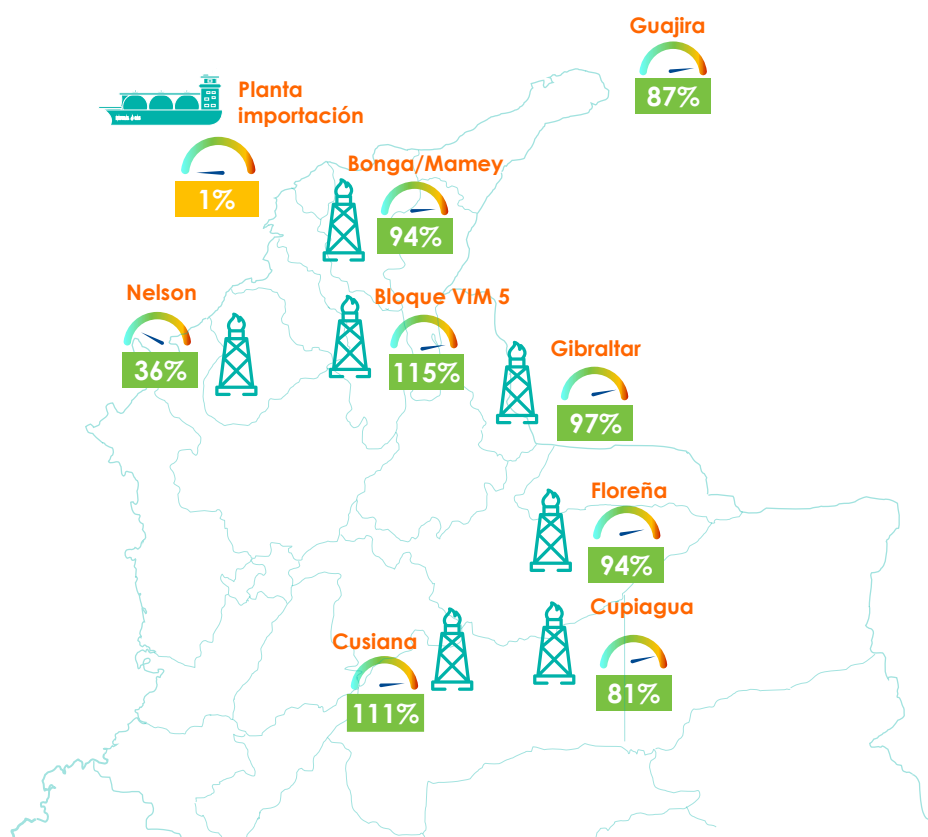
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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



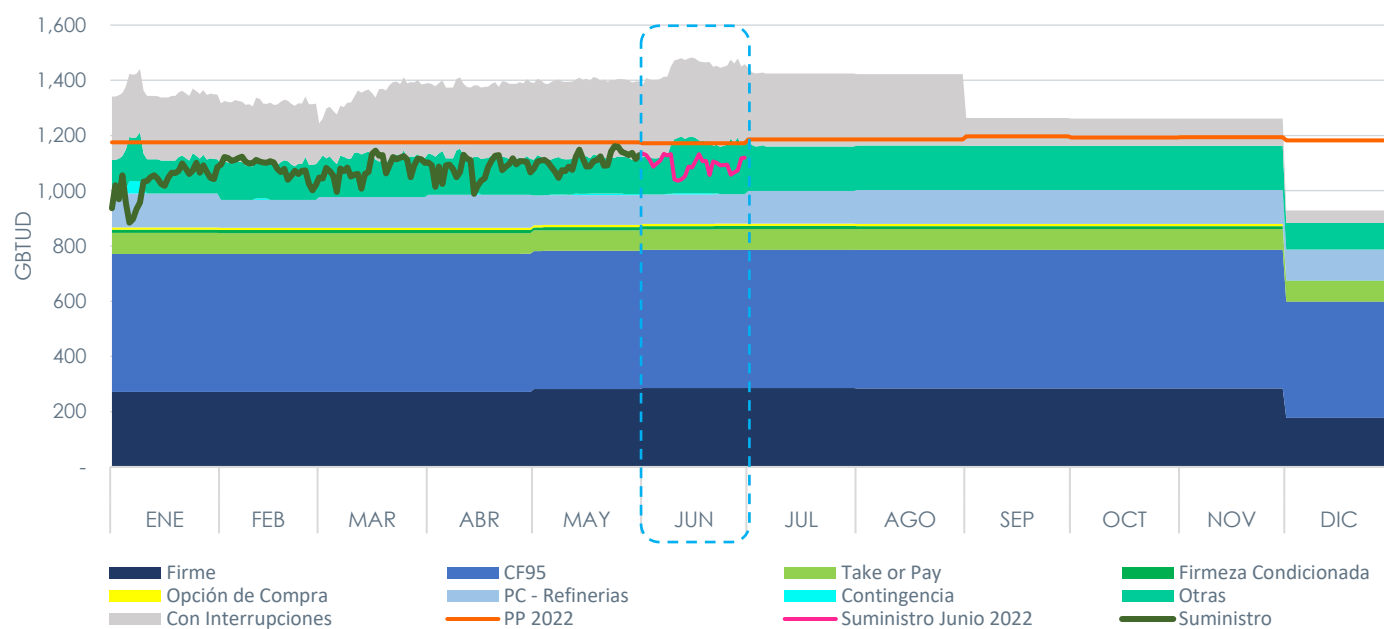
La relación de suministro en el mes de junio versus el Potencial de Producción Nacional da cuenta de un uso del **93%**.

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 junio que la contratación respaldada con firmeza representó 1,057 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 284 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,095 GBUTD¹**, con oscilaciones entre **1,037 GBTUD (min.)** y **1,134 GBTUD (máx.)²**. Durante este mes, se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.172 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	1,186	1,186	1,197	1,192	1,194	1,183
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037						
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,095						
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,134						
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,043	1,041	1,039	1,039	1,039	772
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	108	107	118	123	123	123	123	112
Con Interrupciones	231	219	227	263	280	284	264	259	101	99	99	45

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 junio

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 ¹		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									5	\$ 5.15			213	
	Cupiagua			186	\$ 4.65									7	\$ 4.81			193	
	Cupiagua Sur			22	\$ 4.66			8	\$ 3.80	8	N.D.							38	
	Floreña	58	\$ 3.45	1	N.D.	12	N.D.							0	N.D.			71	
	Gibraltar					33	N.D.												33
	Otros Interior ²	17	\$ 4.09	15	\$ 5.40									20	\$ 4.43			52	
Costa	Ballena			9	\$ 5.53									23	\$ 4.85			32	
	Chuchupa	2	N.D.	34	\$ 5.52									15	\$ 4.78	2	\$ 5.50	53	
	Bloque VIM 5 ³	96	\$ 5.28									37	\$ 8.40	22	\$ 7.09			155	
	Bonga Mamey			9	\$ 3.71	26	N.D.							111	\$ 3.80	0	N.D.	146	
	B. Esperanza PE ⁴	36	\$ 4.50										83	\$ 7.82	5	N.D.		124	
	Otros Costa ⁵	56	\$ 5.93	18	\$ 4.48								55	\$ 4.79	45	\$ 4.24		174	
	Otros C. Aislados ⁶	8	\$ 2.50			4	N.D.							23	\$ 3.37			35	
	Otros C. Aislados- MM ⁷	11	\$ 3.45					3	\$ 2.79					8	\$ 1.53			22	
Total	285	\$ 4.71	501	\$ 4.55	75	\$ 4.49	11	\$ 3.52	8	N.D.	175	\$ 6.99	284	\$ 4.27	2	\$ 5.50	1341		
Total (%)	21.3%		37.4%		5.6%		0.8%		0.6%		13.0%		21.2%		0.1%		100%		

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

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

³ Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

⁴ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuat, Cañandonga

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

⁶ 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.

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

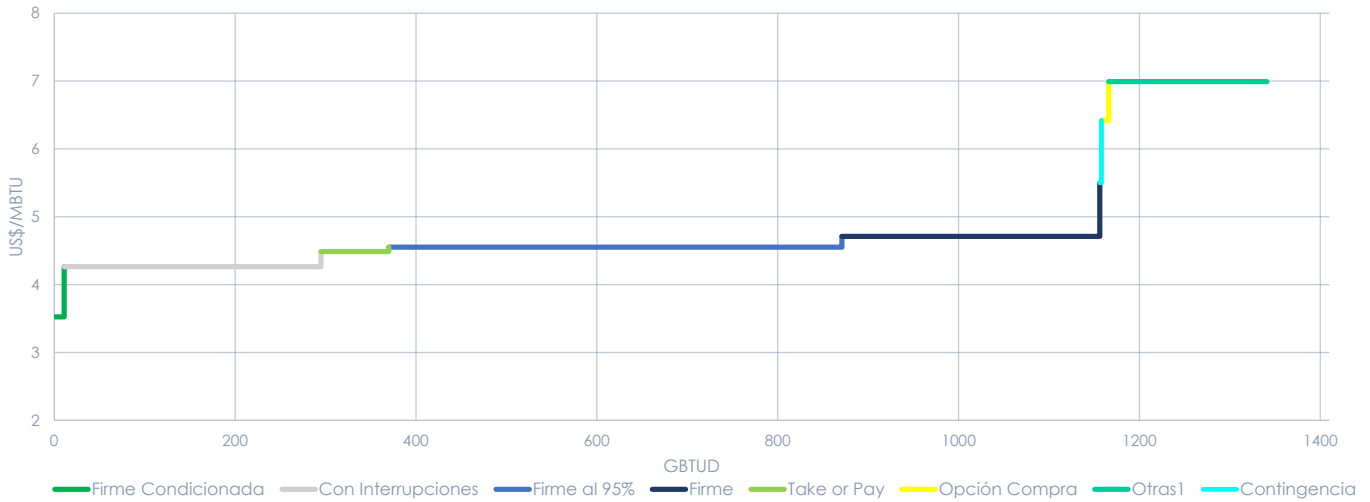
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 junio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,341 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (501 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.

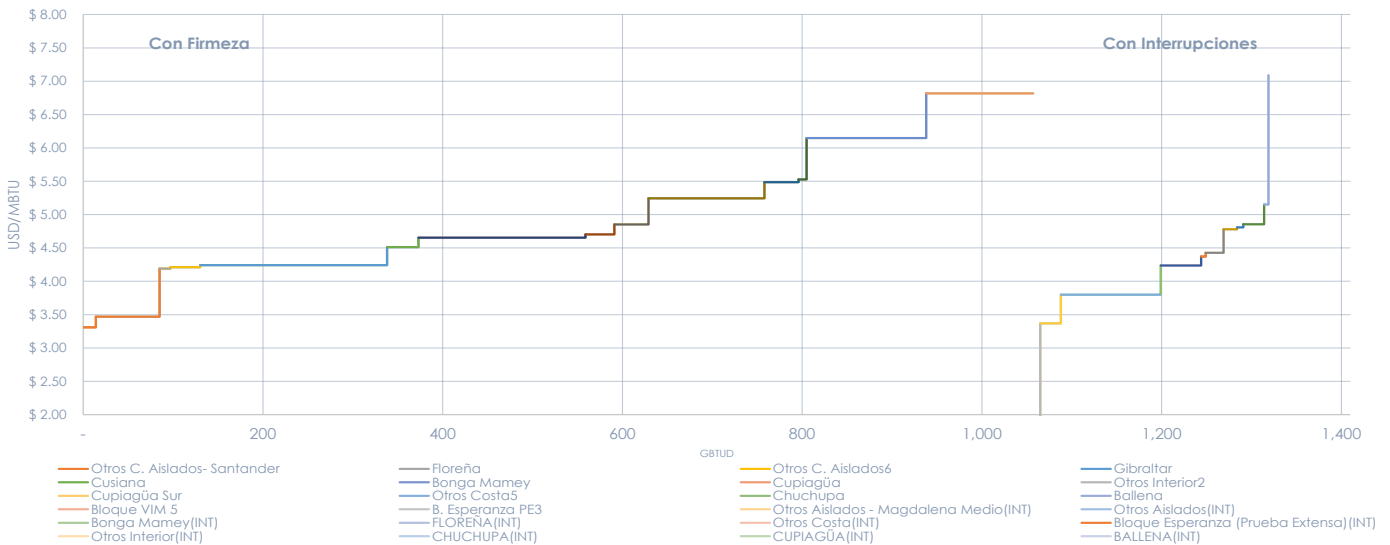
Curva de precios por modalidad



*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 6.99 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 (1,057 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 - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	253,091	108,890	144,201	57%	\$ 0.25	17,548	91,957	120,366
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	751,363	535,471	215,892	29%	\$ 0.27	76,222	106,806	142,632
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	684,494	461,229	223,265	33%	\$ 0.35	161,004	194,647	242,275
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	127,338	77,171	38%	\$ 0.04	104,570	125,589	143,178
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	247,154	38,791	14%	\$ 0.54	179,211	203,353	221,151
	6	JOBÓ-SINCELEJO	8	191,445	169,000	22,445	12%	\$ 0.57	153,178	166,021	173,090
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	39,311	52,689	57%	\$ 0.24	19,194	34,811	36,931
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.04	1,496	1,979	2,269
	9	APIAY-OCOÁ	7	22,020	17,436	4,584	21%	\$ 0.46	10,169	14,353	15,010
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	140	1,640	7,750
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.62	54,418	63,790	70,361
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	42,810	217,190	84%	\$ 1.29	14,231	39,045	84,196
	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	94,534	238,466	72%	\$ 0.38	39,364	77,225	104,487
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.26	3,814	4,601	5,416
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.51	3,211	4,007	4,788
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	14,706	147,216	164,953
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	57,648	6,511	10%	\$ 0.64	7,742	37,913	48,513
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	470,000	-	0%	\$ 0.08	358,144	414,814	440,099
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	448,076	21,924	5%	\$ 0.66	356,519	413,220	438,351
	21	FLANDES-GUANDO	1	5,369	5,000	369	7%	\$ 0.47	960	1,243	1,335
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.97	1,238	1,350	1,475
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,272	1,889	12%	\$ 0.25	12,544	13,761	14,484
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,152	53,592	84%	\$ 0.88	8,156	13,125	15,893
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	30,337	19,583	39%	\$ 2.96	30,921	36,979	38,198
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	11,000	9,805	1,195	11%	\$ 1.86	8,642	9,380	10,058
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.55	831	958	1,052
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	222,429	218,970	3,459	2%	\$ 0.23	117,419	150,091	167,968
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	299,984	282,340	17,644	6%	\$ 0.43	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	15,000	15,500	-	0%	\$ 0.94	10,870	14,966	16,452
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,853	51,147	30%	\$ 0.76	2,723	88,713	99,758
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.86	281	353	505
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.27	63,392	73,804	80,786
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.32	2,758	3,575	4,215
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.63	2,175	3,198	3,508
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	54,183	23,817	31%	\$ 1.03	39,358	54,557	63,628
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	179,263	169,737	49%	\$ 0.16	72,591	125,793	156,468
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 5.86	172	218	234
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,219	52,781	27%	\$ 0.31	98,858	113,281	122,344
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.49	4,721	5,132	5,643
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	41,369	47,803	54,315

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.

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

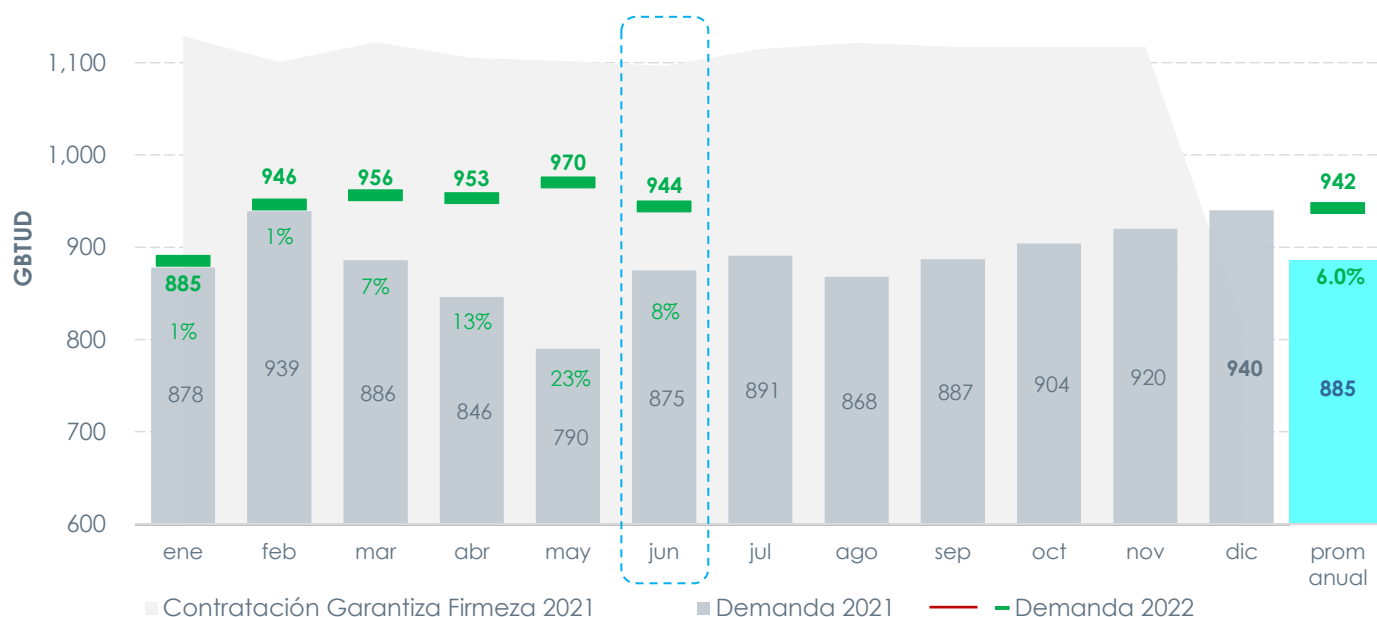
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de junio se observa una demanda promedio de **944** GBTUD, esto es **8%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 875 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **942** GBTUD, superando en un **6%** al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en junio la demanda **térmica** fue 26 GBTUD **Superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** fue **Superior** en 43 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

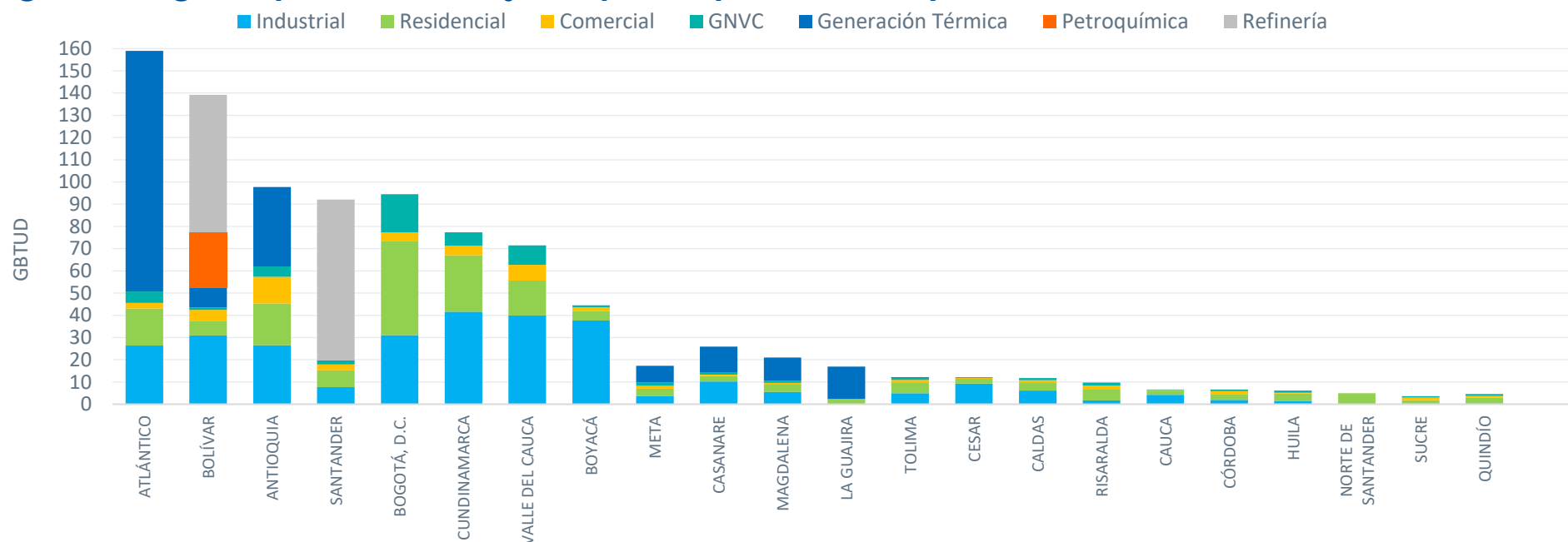
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales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

Térmica
 No Térmica

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

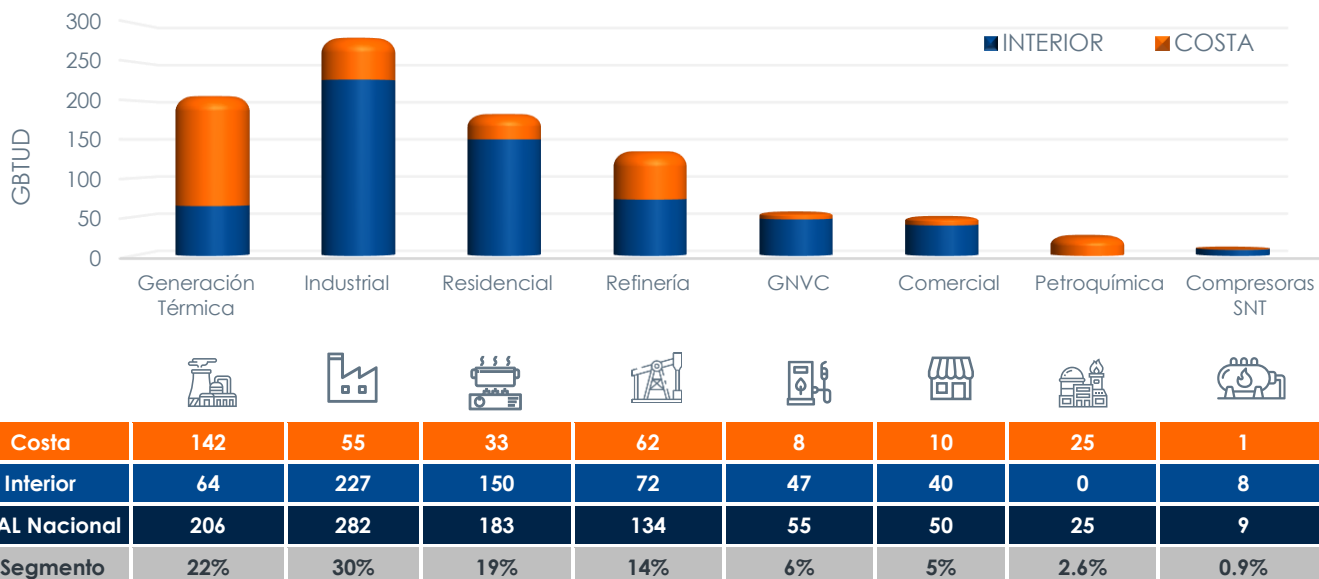


	Residencial	16.7	6.7	18.8	7.5	42.2	25.4	15.7	4.2	3.2	2.5	3.6	2.4	5.0	2.2	3.7	5.1	1.9	2.7	3.4	5	1.7	2.7	183	
	Comercial	2.5	4.9	12.1	2.6	4	4.4	7	1.8	1.4	0.5	0.4	0	1.0	0.4	1	1.6	0.3	1.3	0.3	0	1.2	0.8	50	
	Industrial	26.4	20.5	26.5	7.7	31.1	41.6	40	37.7	3.7	10.2	5.5	0	4.9	9.2	6.1	1.7	4.2	1.9	1.4	0	0.2	0.3	282	
	GNVC	5.1	1.0	4.7	1.8	17.1	5.9	8.9	0.8	1.4	0.9	1.1	0	0.9	0.3	0.9	1.4	0.3	0.7	0.9	0	0.6	0.9	55	
	Generación Térmica	108	9.0	35.6	0	0	0	0	0	28.5	0	10.4	14.5	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206
	Refinería	0	61.9	0	72.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134
	Petroquímica	0	24.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
	Compresoras	0	0.1	0.3	2.2	0	0.3	0	3.7	0	0	0	0	1.1	0.1	0	0	0	0	0	0	1.1	0	9	
	TOTAL	159	129	98	94	94	78	72	48	38	14	21	17	13	12	12	10	7	7	6	5	5	5	944	

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 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 282 GBTUD en promedio, de los cuales 227 GBTUD corresponden a la región Interior y 55 GBTUD a la Costa Atlántica (Entre el 10 y 16 de junio se llevó a cabo un mantenimiento programado en la fuente Cupiagua, que generó disminuciones en el consumo industrial del orden de 15 GBTUD en promedio para los días del mantenimiento). El sector residencial consumió en promedio 183 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 150 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



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:

TIPO DE USUARIO		Enero 22		Febrero 22		Marzo 22		Abril 22		Mayo 22		Junio 22	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	10	0	10	0	10	0	11	0	10	10	0
	Interior	0	35	0	38	0	39	0	38	0	39	0	40
Generación Térmica	Costa	133	0	165	0	166	0	145	0	153	0	142	0
	Interior	65	0	64	0	64	0	65	0	62	0	64	0
GNVC	Costa	8	0	9	0	9	0	8	0	8	0	8	0
	Interior	42	1	46	1	47	1	45	1	47	1	46	1
Industrial	Costa	55	4	57	4	57	4	60	4	60	4	50	5
	Interior	189	28	198	32	195	31	204	32	199	31	195	32
Petroquímica	Costa	24	0	23	0	22	0	24	0	26	0	25	0
Refinería	Costa	55	0	50	0	54	0	59	0	66	0	62	0
	Interior	66	0	64	0	68	0	74	0	76	0	72	0
Residencial	Costa	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33
	Interior	0	134	0	146	0	147	0	143	0	147	0	150
Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
	Interior	5	0	5	0	6	0	6	0	7	0	8	0
Subtotal UR/UNR		Enero 22		Febrero 22		Marzo 22		Abril 22		Mayo 22		Junio 22	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	275	46	305	47	309	48	298	48	314	48	299	37
Interior	366	197	377	216	381	218	393	213	391	217	386	222	
TOTAL		885		946		956		953		970		944	

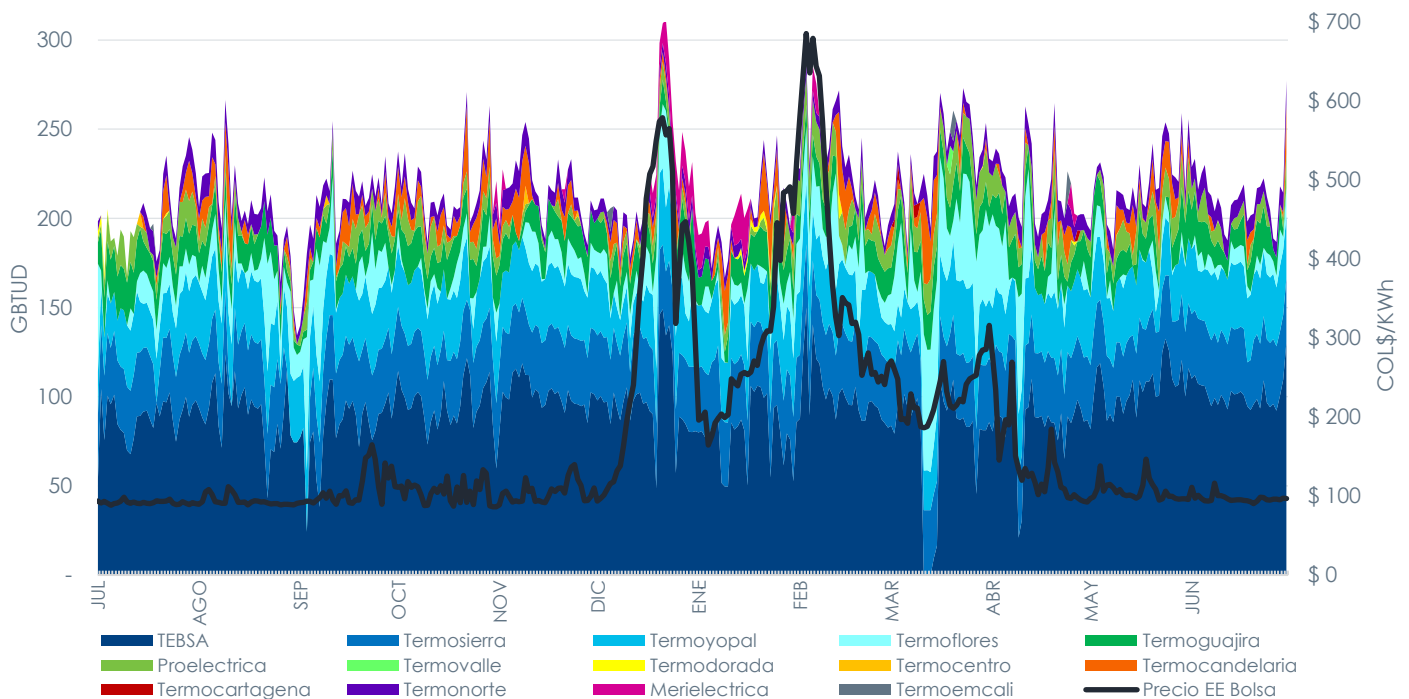
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 junio fue en promedio 213 GBTUD.

Consumo Diario de Gas vs Precio Bolsa Energía Eléctrica



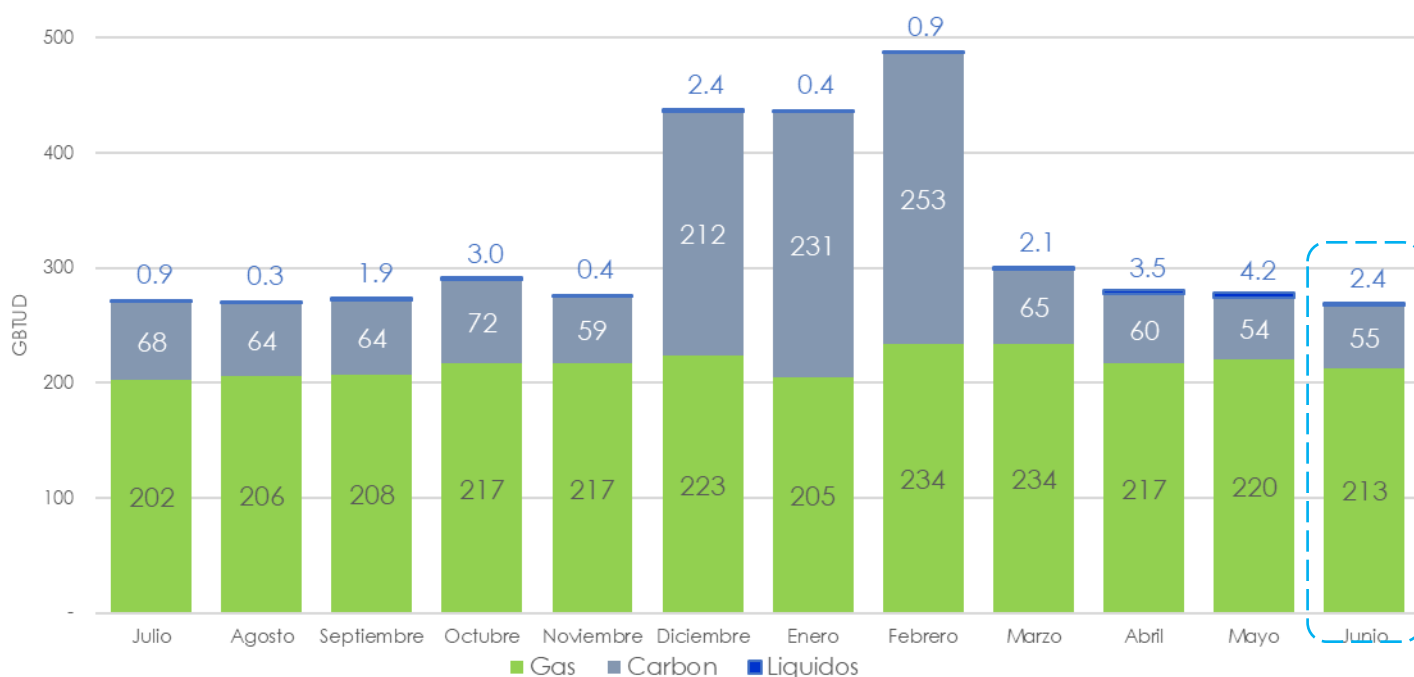
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de junio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 187 GBTUD y 277 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (101 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoyopal (35 GBTUD), Termoguajira (14 GBTUD), y TermoNorte (10 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 junio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 213 GBTUD¹ que representó el 78.9% del total, carbón con 55 GBTUD (20.2%) y los combustibles líquidos consumieron 2.4 GBTUD (0.9%)

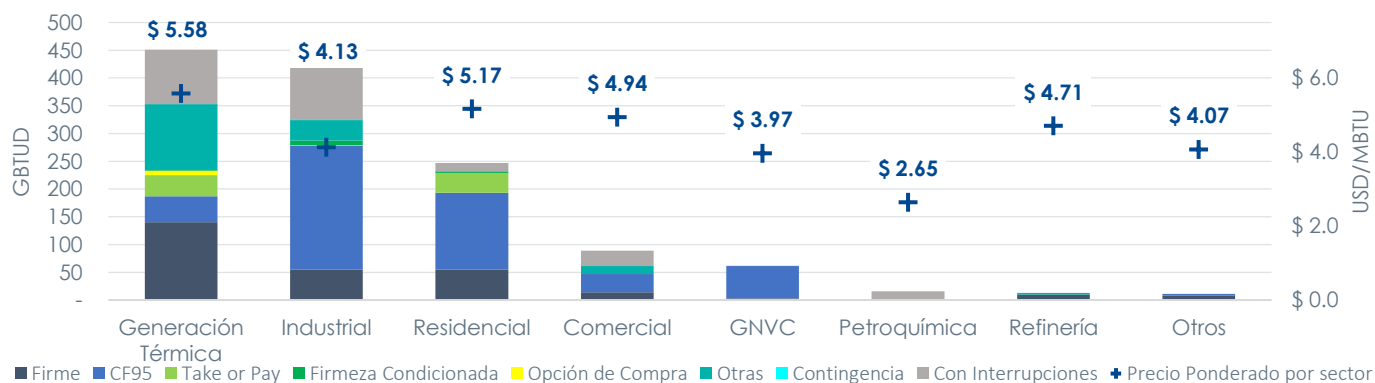
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, 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).



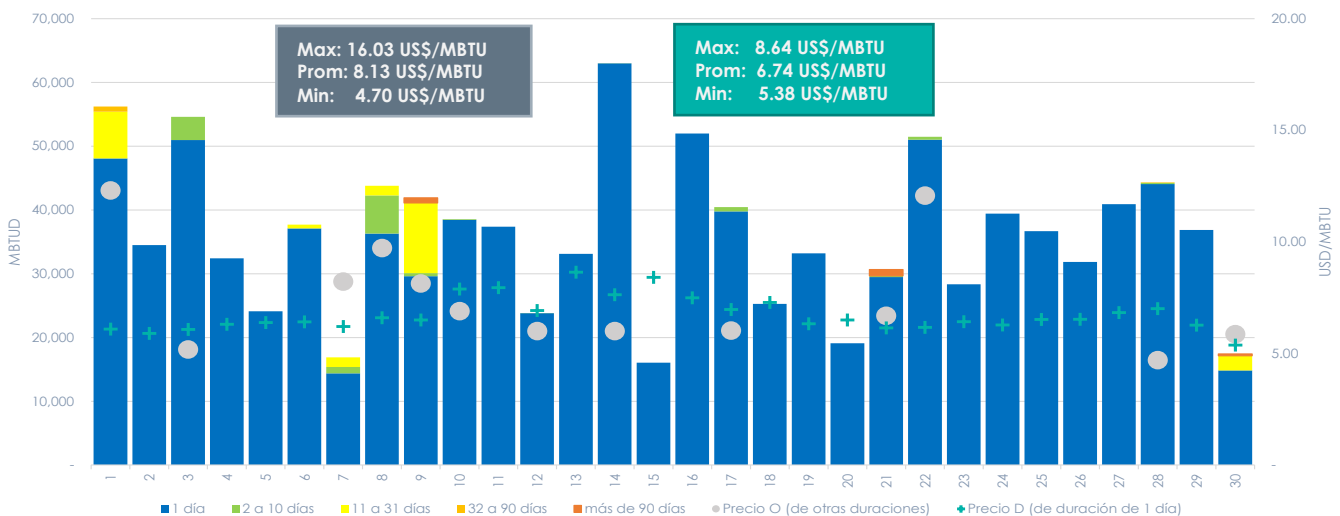
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector Petroquímico solamente registra contratación “con interrupciones”. Los sectores residencial y Gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 despachadas 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 junio registró 563 operaciones la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (552). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.38 USD\$/MBTU (junio 30) y 8.64 USD\$/MBTU (junio 13) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.47 USD\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario junio – Suministro



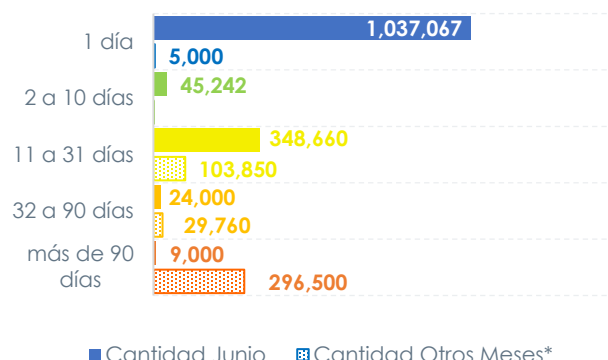
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

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	26	18	28	16	12	19	12	20	15	19	16	10	16	23	11	19	26	10	14	8	21	25	13	23	17	19	20	18	19	9	522	\$6.76
2 a 10 días			4				2	5	1	1		1		1			2					1	2					1		21	\$8.18	
11 a 31 días	6					3	1	1	2																					15	\$9.49	
32 a 90 días	1																										1			2	\$6.30	
más de 90 días										1																			1	3	\$5.76	
TOTAL	33	18	32	16	12	22	15	26	19	20	16	11	16	24	11	19	28	10	14	8	23	27	13	23	17	19	20	20	19	12	563	\$6.84

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 92% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de junio con 33 transacciones equivalentes al 5.8% 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 junio – MBTU



En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las 522 transacciones de duración **diaria** representan el **70.8% (1,037,067 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en junio (**1,463,969 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (**305,500 MBTU**) se asocian a entregas para todo el año gas (junio de 2022 a noviembre 30 de 2022).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **77.1 %** de las cantidades negociadas.

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

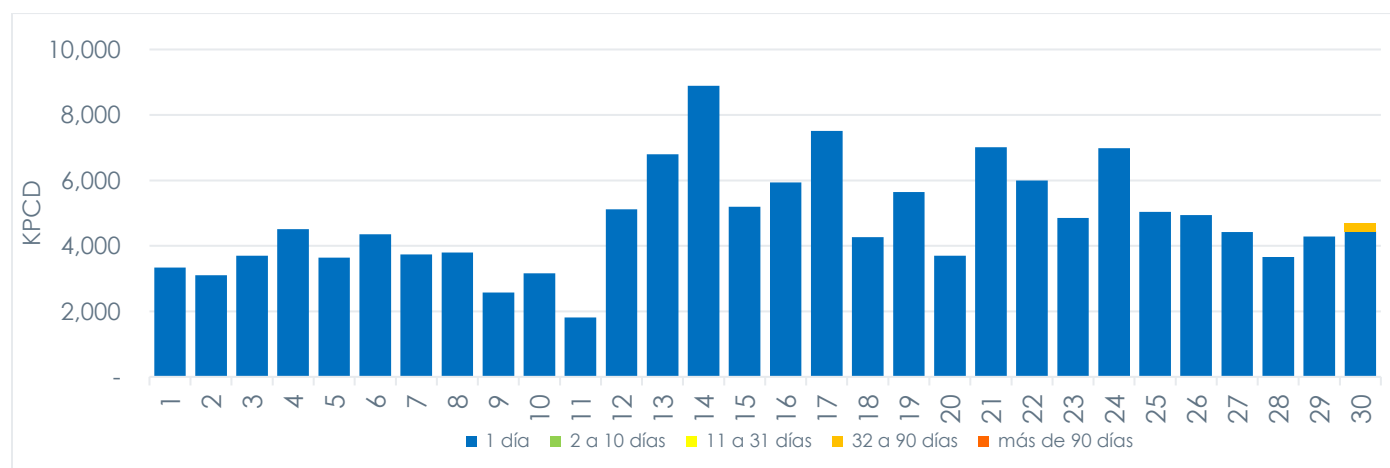
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Mamonal con 679,449 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **firme** (1,056,295 MBTUD) equivalente al 97.6% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **"contingencia"** registró (25,786 MBTUD) equivalente al 2.4 % de las cantidades transadas. Ballena (219) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Ballena (110) y Cusiana (102). Los puntos NO SNT registraron 18 operaciones).

Punto de Entrega	Cantidad Firme	Cantidad Con Interrupciones	Cantidad Contingencia	Precio Promedio
MAMONAL	679,449			\$ 7.06
BALLENA	196,661		25,786	\$ 6.80
CUSIANA	51,858			\$ 5.40
SEBASTOPOL	31,483			\$ 5.66
BULLERENGUE	26,850			\$ 5.27
VASCONIA	23,675			\$ 5.64
BARRANCABERMEJA	18,266			\$ 7.25
JOBO	11,744			\$ 6.60
No SNT	7,859			\$ 13.18
HOCOL	5,000			\$ 4.50
TUCURINCA	3,450			N.D.

Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de registró 347 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (346).

Transacciones mercado secundario junio – Transporte



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	16	13	14	10	8	10	10	11	10	11	7	10	10	12	13	14	15	11	14	10	13	11	13	13	13	12	10	9	11	12	346
2 a 10 días																															
11 a 31 días																															
32 a 90 días																															
más de 90 días																													1	1	
TOTAL	16	13	14	10	8	10	10	11	10	11	7	10	10	12	13	14	15	11	14	10	13	11	13	13	13	12	10	9	11	13	347

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 4,757 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de junio con 16 transacciones, equivalentes al 4.6% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Subasta(SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo			
21	\$ 0.11	7,323	16,022	\$ 0.51	27	COGUA - SABANA_F	
17	\$ 0.37	6,683	13,394	\$ 1.30	21	CUSIANA - VASCONIA	
26	\$ 0.19	16,509				EL PORVENIR - LA BELLEZA	
36	\$ 0.06	16,192				CUSIANA - EL PORVENIR	
19	\$ 0.13	14,900				VASCONIA - LA BELLEZA	
3	\$ 0.35	2,981	9,871	162	\$ 1.32	7	BALLENA - BARRANCABERMEJA
36	\$ 0.08	10,885				VASCONIA - MARIQUITA	
55	\$ 0.27	6,143	197	\$ 1.26	3	CUSIANA - OCOA	
24	\$ 0.07	4,841	1,046	\$ 0.40	2	LA BELLEZA - COGUA	
27	\$ 0.41	5,757				CUSIANA - SABANA_F	
			3,513	N.D.	1	BALLENA - SEBASTOPOL	
8	\$ 0.14	2,658				LA BELLEZA - VASCONIA	
5	\$ 0.24	1,517				CUSIANA - LA BELLEZA	
2	\$ 0.07	928				SEBASTOPOL - VASCONIA	
			900	\$ 8.39	4	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	
			300	\$ 0.29	3	CARTAGENA - MAMONAL	

■ Firme ■ Con Interrupciones #Transacciones

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

Del total de transacciones, 279 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 68 se dieron bajo negociación directa, se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (31.8% del total del mes), también se destaca el tramo COGUA - SABANA_F para el cual se transó 23,345 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - OCOA con 58 transacciones (21 asignadas por subasta SUVCP y 27 negociación directa), seguido por la ruta COGUA - SABANA_F con 48 transacciones (49 asignadas por subasta SUVCP y 3 negociación directa). 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 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).

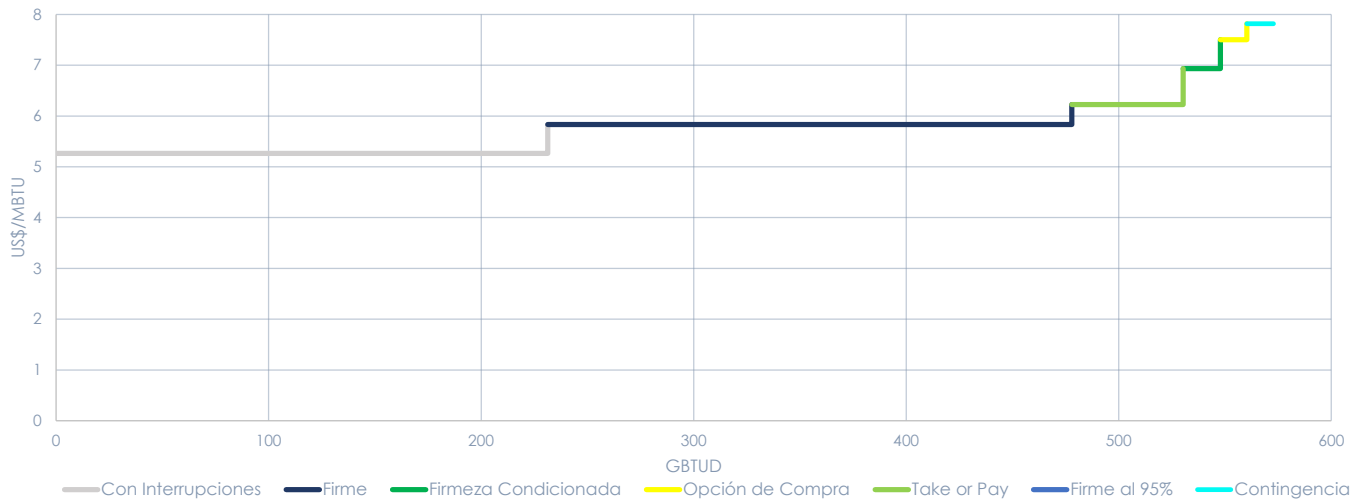
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en junio

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	98.1	\$ 5.01	47.3	\$ 4.57			0.5	N.D.					145.9
	Barranca	1.1	\$ 8.55	3.9	N.D.									5.0
	Vasconia	9.9	\$ 5.48	6.6	\$ 5.43									16.5
	Sebastopol	4.5	\$ 4.91	13.6	\$ 5.91									18.1
	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	1.4	\$ 12.14	131.0	\$ 5.31									132.4
	Ballena	50.3	\$ 6.24	23.9	\$ 6.14							12.5	\$ 7.82	86.7
	Mamonal	30.7	\$ 6.41					17.0	N.D.	12.5	N.D.			60.2
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurinca	17.1	\$ 6.60											17.1
	La Creciente					26.2	N.D.							26.2
	Hocol	7.5	\$ 5.23											7.5
	Bullerengue	2.4	\$ 4.80											2.4
	No SNT*	18.1	\$ 7.77	4.9	\$ 4.47									23
	Total general	246.6	\$ 5.83	231.3	\$ 5.26	52.4	\$ 6.23	17.5	\$ 6.93	12.5	N.D.	12.5	\$ 7.82	572.8
Total (%)		43.1%		40.4%		9.1%		3.1%		2.2%		2.2%		

*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 5.26 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.82 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 83.4% de la contratación total nacional de 477.9 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 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