



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

MAYO 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

Hechos Destacados

- ❖ El suministro de gas, requerido por la demanda atendida a través del SNT (Sistema Nacional de Transporte) y fuera del SNT presentó una reducción del 6.4% (63 GBTUD) respecto a abril registrando 929 GBTUD. El 79% del suministro nacional es inyectado desde los campos de Cusiana, Cupiagua (incluye Cupiagua Sur), Guajira, Clarinete y Pandereta.
- ❖ Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP (Capacidad Máxima de mediano plazo): Jobo – Sincelajo, Apiay – Usme, Cogua – Sabana_f, Cusiana – Apiay, Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, Gualanday – Neiva, Guando – Fusagasuga, La Belleza – Cogua, La Belleza – Vasconia, Pradera – Popayán y Yumbo/Cali – Cali.
- ❖ En mayo la demanda atendida exclusivamente a través del SNT presentó el menor valor desde abril de 2020, con 790 GBTUD, en comparación con abril de 2021 en mayo se presentó una reducción de consumo de los sectores Industrial (256 a 230 GBTUD), Refinerías (140 a 118 GBTUD) y Gas natural vehicular (51 a 48 GBTUD), en parte como consecuencia del Paro Nacional que ha tenido lugar desde el pasado 28 de abril de 2021.
- ❖ En la última semana del mayo, la cantidad diaria promedio transada en negociaciones de suministro en el mercado aumentó alrededor de 30 GBTUD, consistentemente con el incremento en la demanda en los últimos días del mes. En transporte, se destacaron las negociaciones directas adelantadas respecto de los tramos Cartagena–Mamonal y Cusiana–Sebastopol con capacidades negociadas de 207 MPCD (Firme) y 59 MPCD (Con Interrupciones).

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 **mayo**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	169	4	173	62%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	231	-	231	86%
Guajira (Chucupa/Ballena)	140	118	-	118	84%
Floreña	69	10	44	54	78%
Nelson	64	22	10	32	51%
Bloque VIM 5***	107	114	1	115	107%
Gibraltar	41	39	-	39	96%
Bonga/Mamey	35	33	-	33	95%
Otras Fuentes	218	75	51	126	58%
Potencial Producción Nacional	1.221	811	110	921	75%
Planta regasificación Cartagena **	400	8	-	8	2%
Total	1.621	819	110	929	57%

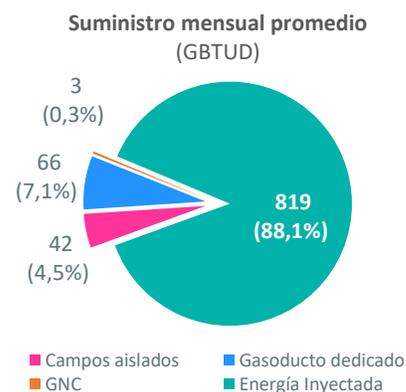
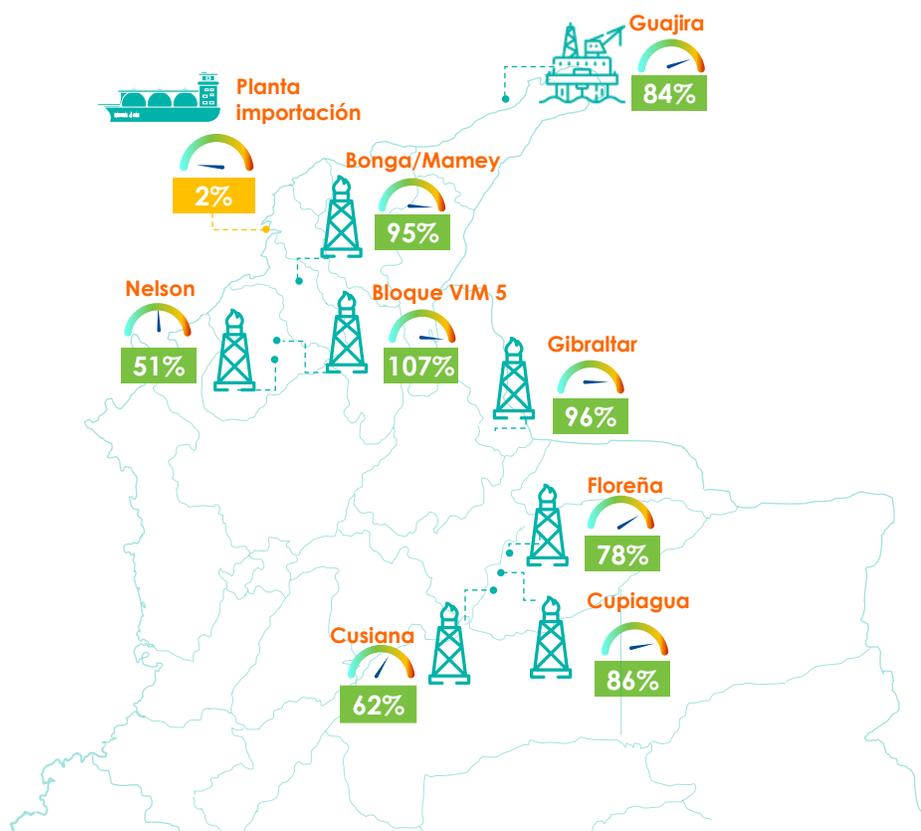
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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



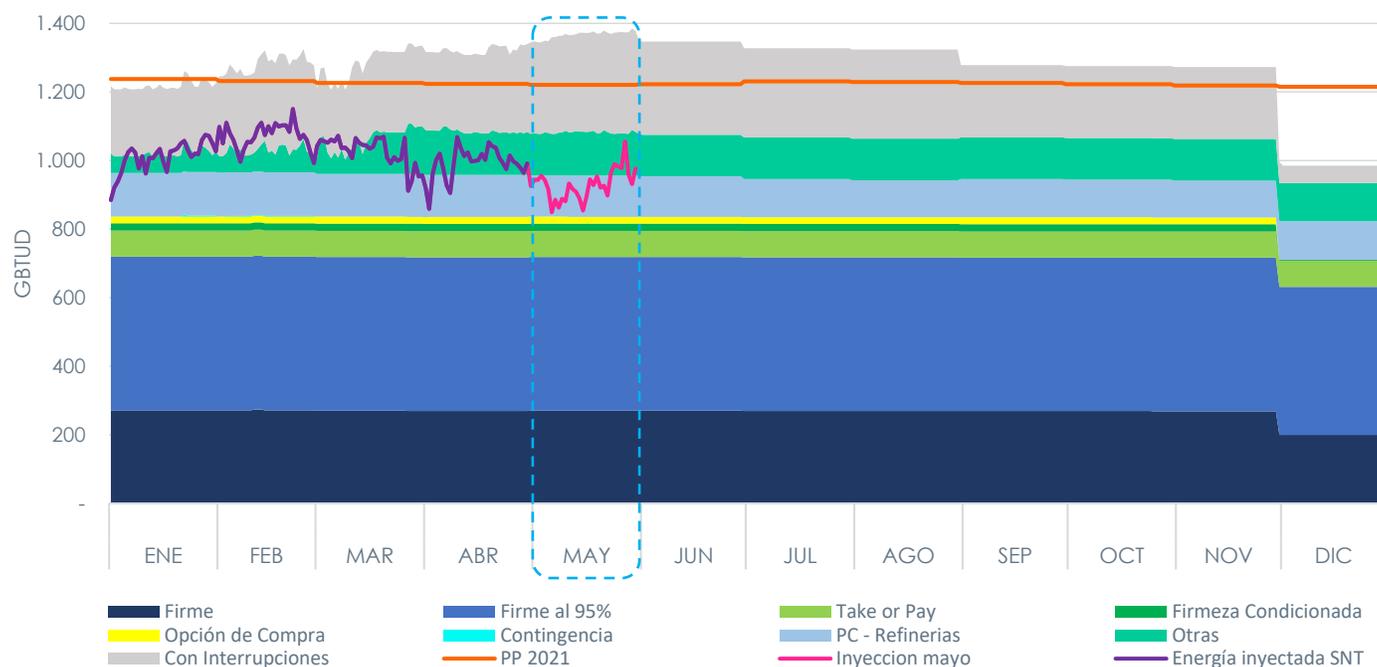
La relación de Suministro en el mes de mayo versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **75%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **2%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente 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 mayo que la contratación respaldada con firmeza representó 961 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 285 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **929 GBUTD¹**, con oscilaciones entre **849 GBTUD (min.)** y **1.056 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 1.220 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	1.222	1.231	1.229	1.226	1.222	1.219	1.215
Suministro Min.	885	993	911	859	849							
Suministro Prom.	1.011	1.073	1.026	992	929							
Suministro Máx.	1.075	1.150	1.072	1.069	1.056							
Garantía Firmeza	894	903	936	961	961	957	956	956	955	955	955	822
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	118	111	107	112	110	108	112
Con Interrupciones	197	252	224	237	285	272	260	260	211	210	210	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 MAYO

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 MAYO, 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			13	\$ 3.98	268
	Cupiagua			148	\$ 4.30			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29			2.1	\$ 3.41	161
	Cupiagua Sur			5.8	\$ 5.14									23	\$ 2.66	28
	Floreña	53	\$ 3.08	0.6	N.D.	12	N.D.							1.2	N.D.	67
	Gibraltar			0.3	N.D.	33	N.D.									33
	Otros Interior ²	19	\$ 5.27	14	\$ 4.16			6.4	\$ 2.69	9.2	\$ 6.29			20	\$ 3.42	68
Costa	Ballena			44	\$ 5.01									11	\$ 4.75	55
	Chuchupa	1.5	N.D.	10	\$ 5.50									8.5	\$ 4.32	20
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	\$ 4.80							14	\$ 5.61	69	\$ 5.18	174
	Bonga Mamey			8.7	N.D.	26	N.D.							87	\$ 3.71	122
	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	20	\$ 4.26	81
Otros C. Aislados ⁵	9.3	\$ 2.22			4.9	\$ 6.46	4.5	\$ 2.65					26	\$ 3.50	45	
Total	271	\$ 4.26	448	\$ 4.18	76	\$ 3.51	21	\$ 3.06	20	\$ 6.29	125	\$ 6.39	285	\$ 4.06	1246	
Total (%)		22,5%		37,4%		6,3%		1,8%		1,7%		10,6%		19,8%		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, Merecumbre 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.

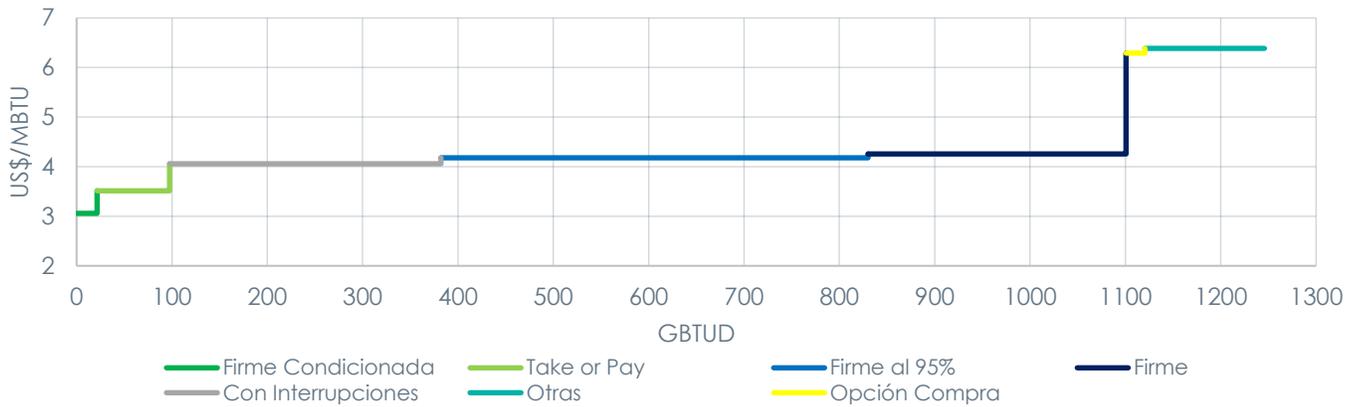
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 mayo se encuentran contratados a nivel nacional 1246 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" (285 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.

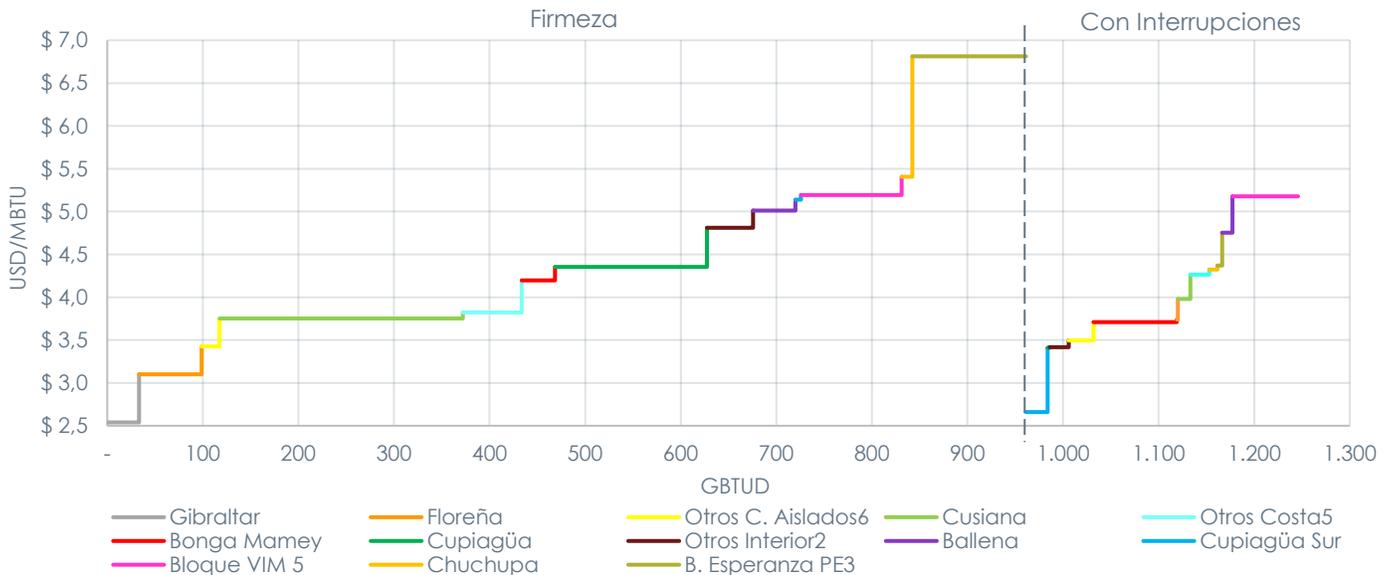
Curva de precios por modalidad



*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 6,39 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 4,06 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" (285 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 Cusiana, Floreña y Bloque VIM 5), 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 - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	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	72.533	90.427	115.475
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,27	65.798	85.291	161.939
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,35	36.043	172.963	274.818
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	138.731	65.778	32%	\$ 0,04	08.005	127.365	145.108
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	222.251	59.594	21%	\$ 0,54	156.332	181.245	195.969
	6	JOBOSINCELEJO	3	191.445	177.000	11.845	6%	\$ 0,57	27.815	149.953	162.557
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	40.751	49.749	54%	\$ 0,24	23.197	38.199	40.426
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	2.000	11.943	86%	\$ 1,02	-	269	702
	9	APIAY-OCOA	4	22.020	18.026	3.994	18%	\$ 0,46	4.669	5.754	6.229
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.784	-	0%	\$ 0,93	9.245	11.126	13.145
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148.000	52.950	95.050	64%	\$ 0,62	24.528	33.600	40.836
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	8	260.000	57.732	202.268	78%	\$ 1,29	18.966	36.797	57.824
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,50	20.869	27.846	31.299
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333.000	95.030	237.970	71%	\$ 0,38	37.528	58.811	87.149
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	5.824	10.054	65%	\$ 0,45	3.665	4.272	4.568
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.945	8.788	73%	\$ 0,38	3.277	3.615	4.050
	17	COGUA-SABANA_F	1	215.000	215.000	-	0%	\$ 0,46	99.893	123.046	136.570
	18	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.567	6.592	10%	\$ 0,64	34.595	39.538	42.495
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	12	470.000	453.592	16.408	3%	\$ 0,08	77.438	309.359	351.631
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	10	472.500	453.592	18.908	4%	\$ 0,66	76.045	307.704	349.906
	21	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.250	9.488	88%	\$ 1,42	825	1.042	1.370
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	29%	\$ 0,94	994	1.317	1.464
	23	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	12.560	3.601	22%	\$ 0,25	7.474	8.090	8.589
	24	GBS_I-GBS_F	8	63.744	8.929	54.815	86%	\$ 0,88	10.916	13.305	15.394
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,96	30.011	36.095	38.059
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	12.910	11.681	1.229	10%	\$ 1,86	7.781	8.368	9.566
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,29	772	881	939
	28	LA BELLEZA-COGUA	1	223.500	217.855	5.645	3%	\$ 0,23	02.450	125.671	139.121
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	10	292.253	277.873	24.326	8%	\$ 0,43	21.013	162.846	228.366
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25.253	15.287	9.966	39%	\$ 0,94	13.161	14.625	17.024
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168.000	103.244	64.756	39%	\$ 0,76	45.001	57.693	67.180
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,41	281	407	717
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158.000	79.550	78.450	50%	\$ 0,27	30.597	41.699	50.279
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,48	1.738	2.372	3.232
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,51	3.145	3.560	3.949
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	55.763	22.237	29%	\$ 1,03	37.519	48.759	57.977
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349.000	179.950	169.050	48%	\$ 0,16	55.519	88.126	128.297
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	198	172	48%	\$ 5,56	142	183	195
	39	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	121.524	70.476	37%	\$ 0,31	62.639	76.582	85.047
	40	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.142	6.694	57%	\$ 0,49	4.801	5.148	5.396
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,08	16.294	24.852	31.742

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.

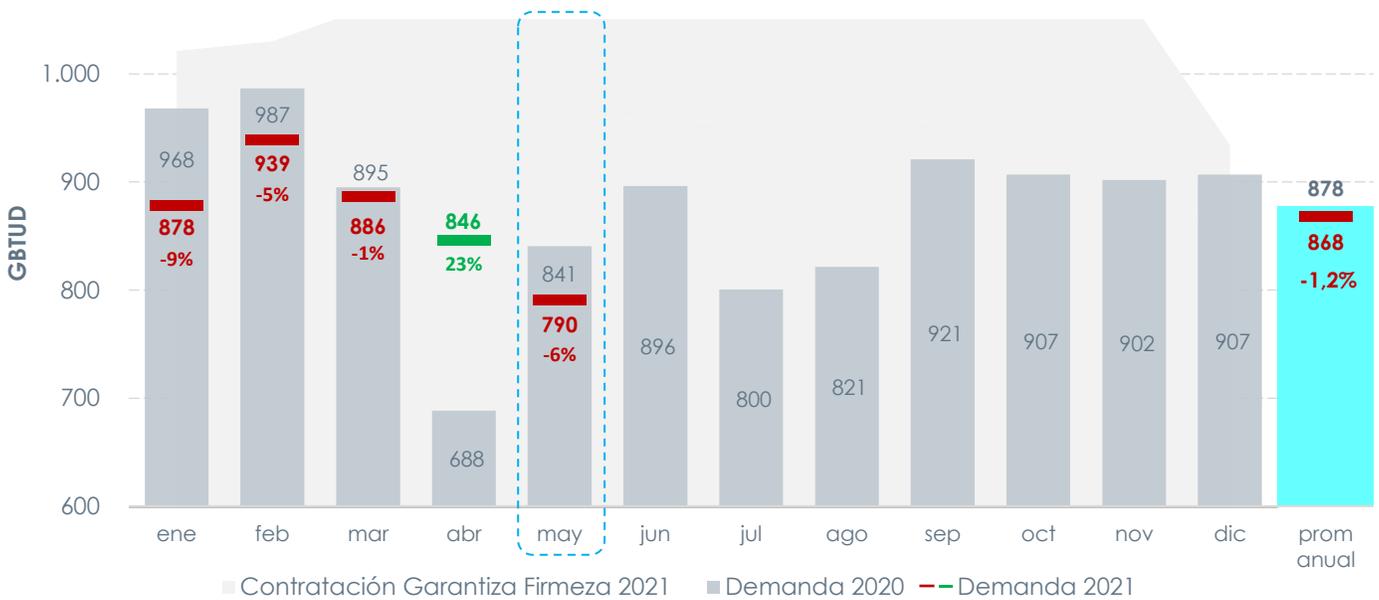
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de mayo se observa una demanda promedio de **790** GBTUD, esto es **6%** inferior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se sitúa en 841 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-mayo) es de **868** GBTUD, **1,2%** inferior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en mayo la demanda no térmica fue 75 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, por el contrario, la demanda térmica fue **menor** en 126 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.



Fuente: SEGAS, XM.

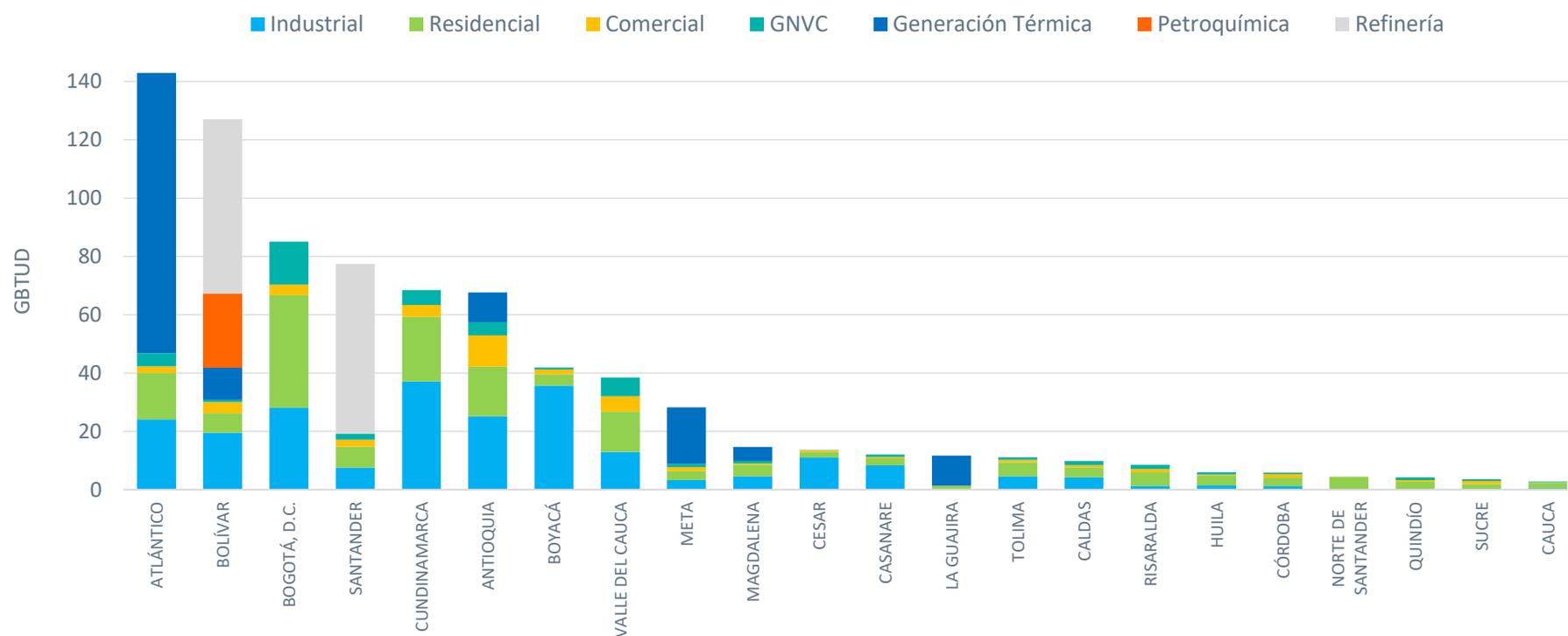
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales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

Térmica
 No Térmica

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

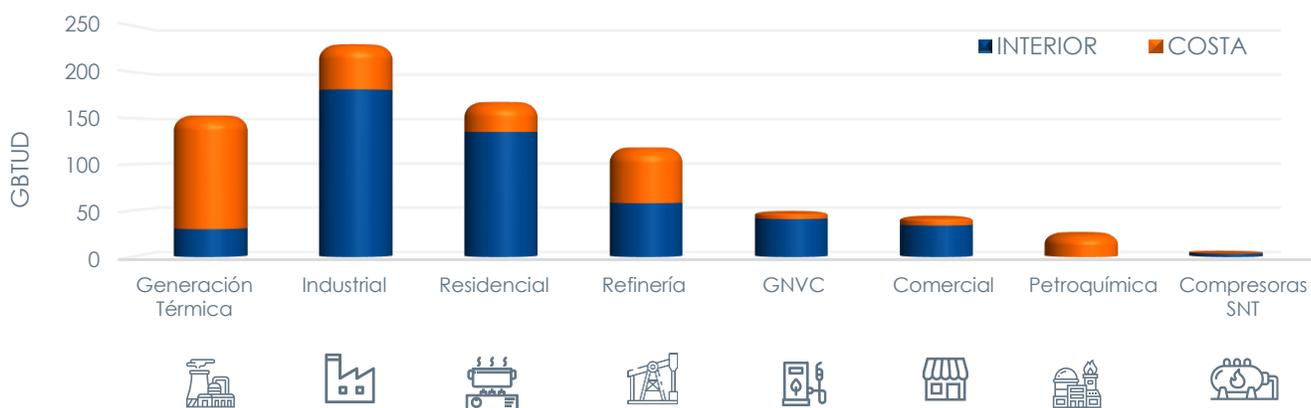


	Residencial	15,9	6,7	38,6	7,1	22,3	17,0	3,9	13,8	3,2	3,9	2,0	2,4	1,3	4,7	3,5	4,7	3,3	3,0	4,4	2,5	1,8	1,8	168
	GNVC	4,5	0,8	14,7	2,1	5,1	4,5	0,6	6,5	1,1	0,9	0,2	0,9		0,8	1,3	1,4	0,8	0,5		0,9	0,6	0,2	48
	Comercial	2,4	3,9	3,7	2,4	4,0	10,8	1,6	5,3	1,3	0,4	0,4	0,5		0,9	0,8	1,2	0,3	1,3		0,6	1,0	0,3	43
	Industrial	24,1	19,5	28,1	7,6	37,1	25,2	35,7	13,0	3,2	4,6	11,0	8,3		4,6	4,2	1,2	1,4	1,1		0,2	0,2	0,5	231
	Generación Térmica	96,2	11,1				10,2				19,4	4,8			10,4	0,0	0,1							152
	Refinería		60,0		58,1																			118
	Petroquímica		25,2																					25
	Compresoras																							5
	TOTAL	143	127	85,0	77,4	68,5	67,6	41,9	38,5	28,2	14,6	13,6	12,1	11,7	11,0	9,9	8,5	5,9	5,9	4,4	4,2	3,5	2,8	790

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 mayo de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 230 GBTUD en promedio, de los cuales 181 GBTUD corresponden a la Región Interior y 49 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 153 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 123 GBTUD respecto al Interior con 30 GBTUD.



	Costa	Interior	TOTAL Nacional	% Segmento
Generación Térmica	123	30	153	19%
Industrial	49	181	230	29%
Residencial	33	135	168	21%
Refinería	60	58	118	15%
GNVC	7	41	48	6%
Comercial	9	34	43	5%
Petroquímica	25	0	25	3,2%
Compresoras SNT	1	4	4	0,5%

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	Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21		Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		
	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
Comercial	Costa	9	9	10	10	9	9	9	9	9	9	9	
	Interior	34	33	35	36	35	34	35	34	34	34	34	
Generación Térmica	Costa	138	137	150	125	113	123	113	123	123	123	123	
	Interior	52	54	66	54	46	30	46	30	30	30	30	
GNVC	Costa	8	8	8	8	8	7	8	7	7	7	7	
	Interior	50	1	42	1	49	40	48	44	40	40	1	
Industrial	Costa	47	4	44	4	47	4	45	4	45	4	4	
	Interior	184	28	183	27	196	29	189	30	179	28	153	
Petroquímica	Costa	20	21	16	8	22	25	8	22	25	25	25	
	Interior	69	69	70	69	68	60	69	68	68	60	60	
Refinería	Costa	83	74	76	75	71	58	75	71	71	58	58	
	Interior	32	32	34	34	32	33	32	32	32	33	33	
Residencial	Costa	140	133	141	144	136	135	144	144	136	135	135	
	Interior	1	1	1	0,4	0,3	0,5	1	0,4	0,3	0,5	0,5	
Compresoras SNT	Costa	7	6	7	7	6	4	7	6	6	4	4	
	Interior	1	1	1	0,4	0,3	0,5	1	0,4	0,3	0,5	0,5	
Subtotal UR/UNR	Diciembre 20	907		878		939		886		846		790	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR								
	Costa	282	45	280	45	291	48	256	47	256	45	261	45
	Interior	377	203	359	194	394	205	373	210	345	200	285	198
TOTAL	907		878		939		886		846		790		

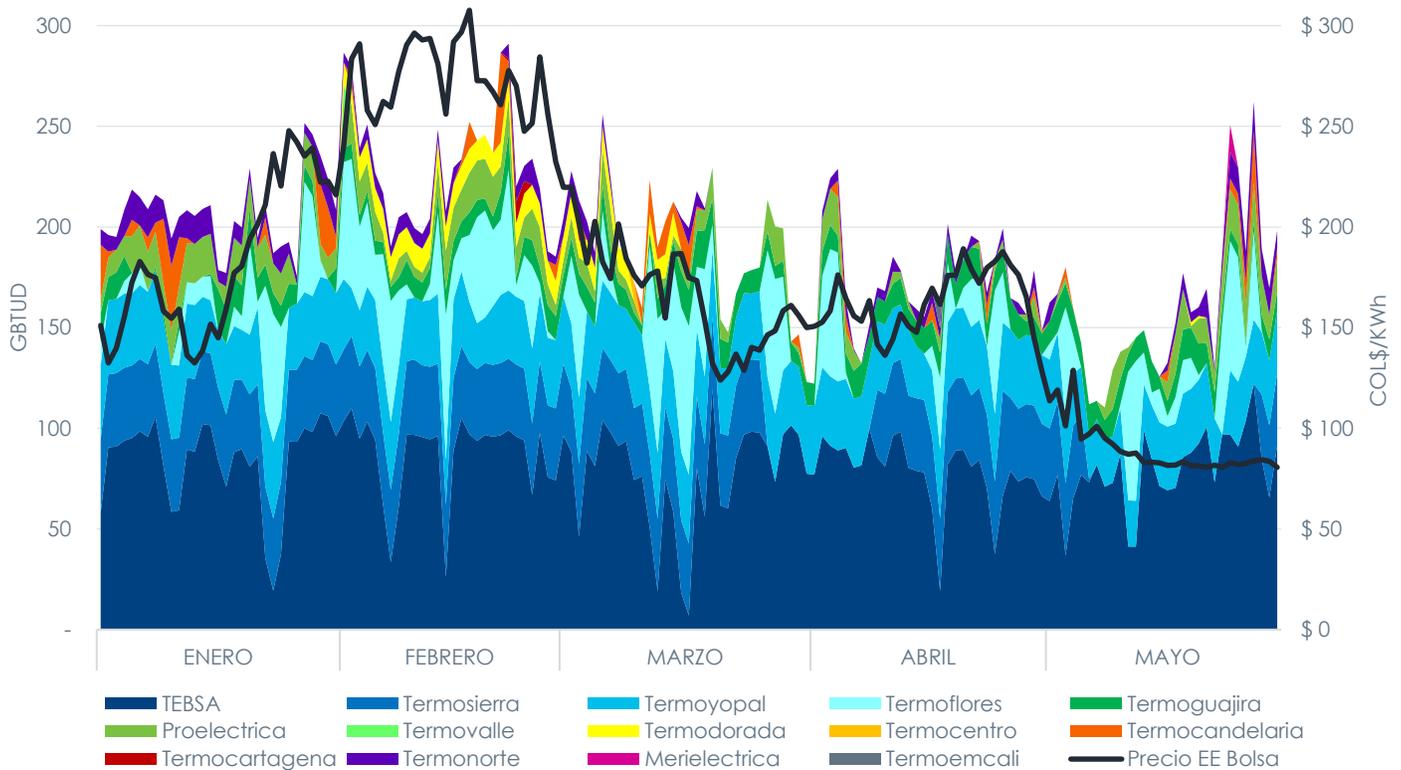
Fuente: SEGAS, XM.

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 mayo disminuyó respecto a los meses anteriores, esto es en promedio por debajo de los 200 GBTUD; ya 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 en algunos días por debajo de 100 \$/KWh.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



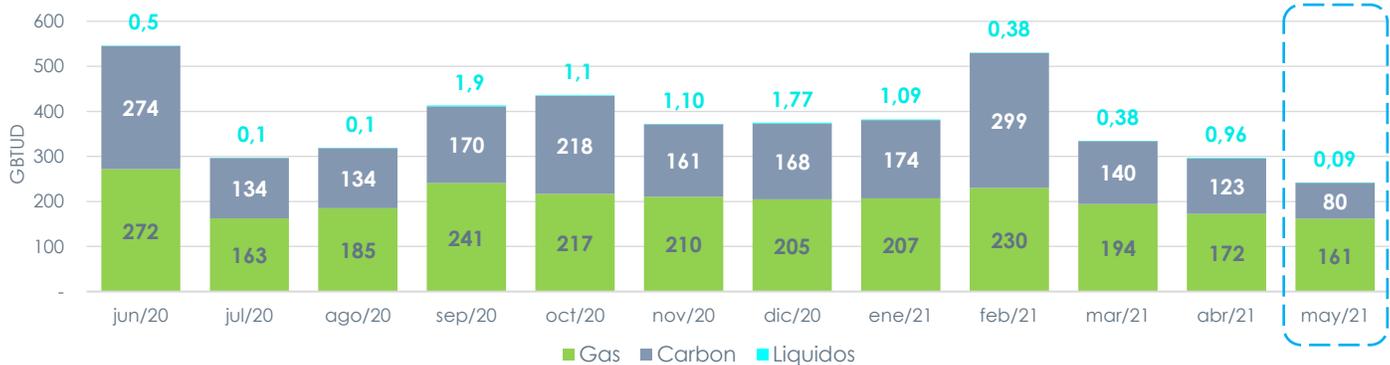
Fuente: XM

Para el mes de mayo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 110 GBTUD y 262 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (79 GBTUD), Termoyopal (28 GBTUD), Termoflores (17 GBTUD) y Termoguajira (11 GBTUD).

Aproximadamente el 71% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (114 GBTUD) y el 29% restante fue generación por mérito durante el mes (47 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

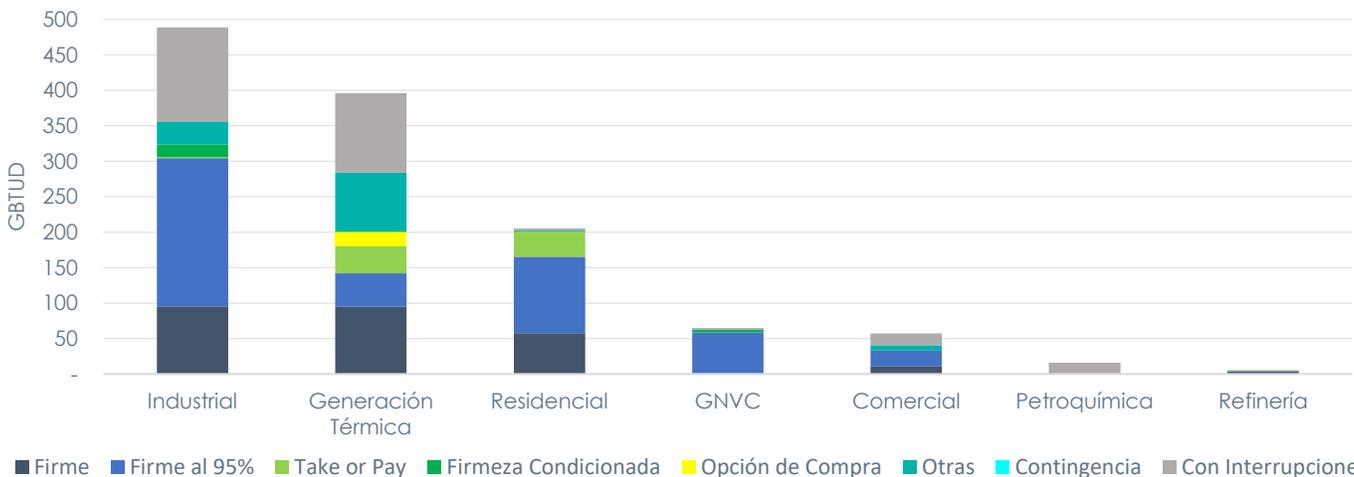
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de mayo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 161 GBTUD² (gas nacional 153 GBTUD, gas natural importado 8 GBTUD) que representó el 66,8%, carbón con 80 GBTUD (33,16%) y los combustibles líquidos consumieron 0,09 GBTUD (0,04%).



Fuente: XM

Contratación vigente en mayo 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 mayo 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.

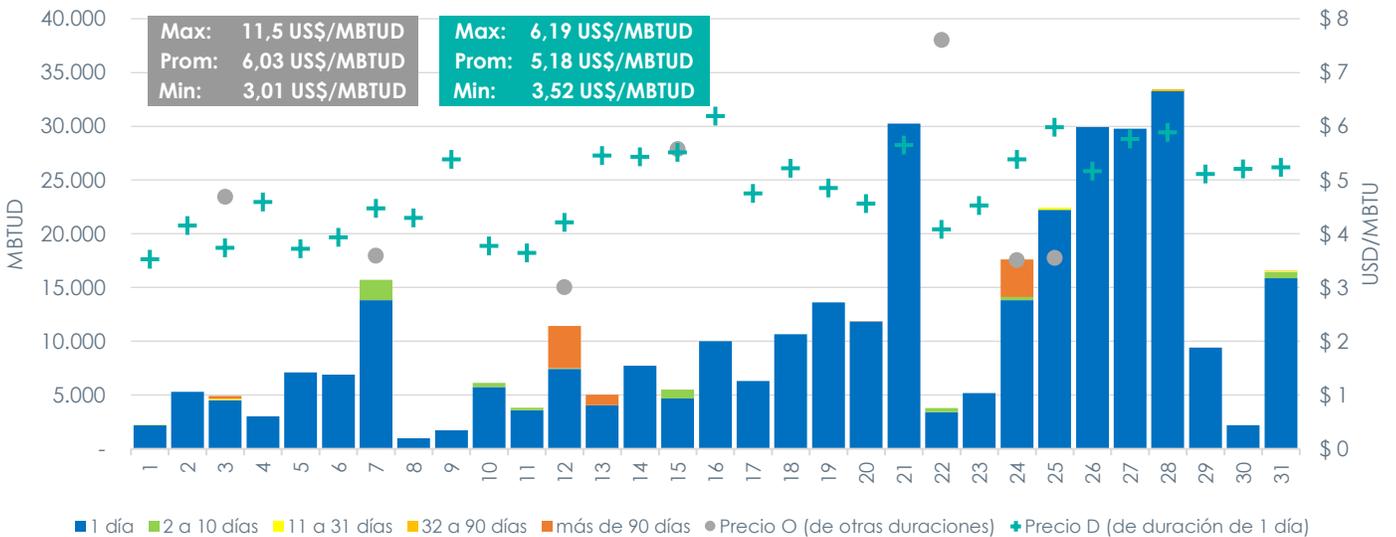
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de MAYO registró 333 operaciones, en su mayoría negociaciones directas (312) y 21 por medio de subasta úselo o véndalo corto plazo, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (308). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3,52 US\$/MBTU (mayo 01) y 6,19 US\$/MBTU (mayo 16) para las transacciones de duración de **1 día**; El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de **5,16 US\$/MBTU**.

Transacciones mercado secundario MAYO – 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.

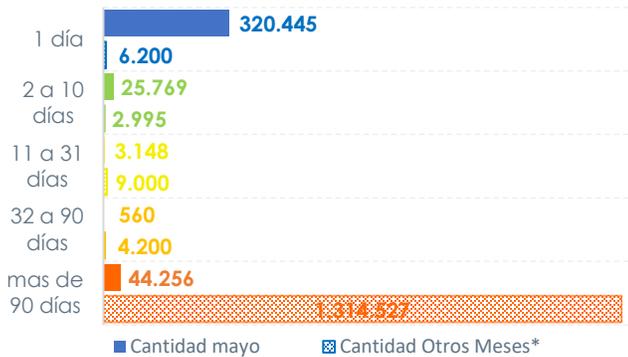
Número de operaciones en MAYO – Suministro

Duración contrato	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	5	6	10	9	15	10	12	4	9	12	7	10	8	9	3	7	6	6	13	11	10	8	8	12	14	23	21	19	8	5	8	308	\$ 5,18
2 a 10 días						2			1	1	1		2									2		1							2	12	\$ 6,72
11 a 31 días	1		1																						3						1	6	\$ 5,76
32 a 90 días																												1				1	N.D.
más de 90 días			1									1	1							1				1							1	6	\$ 4,68
TOTAL	6	6	12	9	15	10	14	4	9	13	8	12	9	9	5	7	6	6	13	12	10	10	8	14	17	23	21	20	8	5	12	333	\$ 5,16

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 26 de mayo con 23 transacciones equivalentes al 7% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en MAYO – MBTU



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

En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 308 transacciones de duración **diaria** representan el **81% (320.445 MBTU)** del volumen total transado para mayo, mientras que las transacciones con duración de **más de 90 días** asocian el **11% (44.256 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **1%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de abril (38.622.576 MBTU³).

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

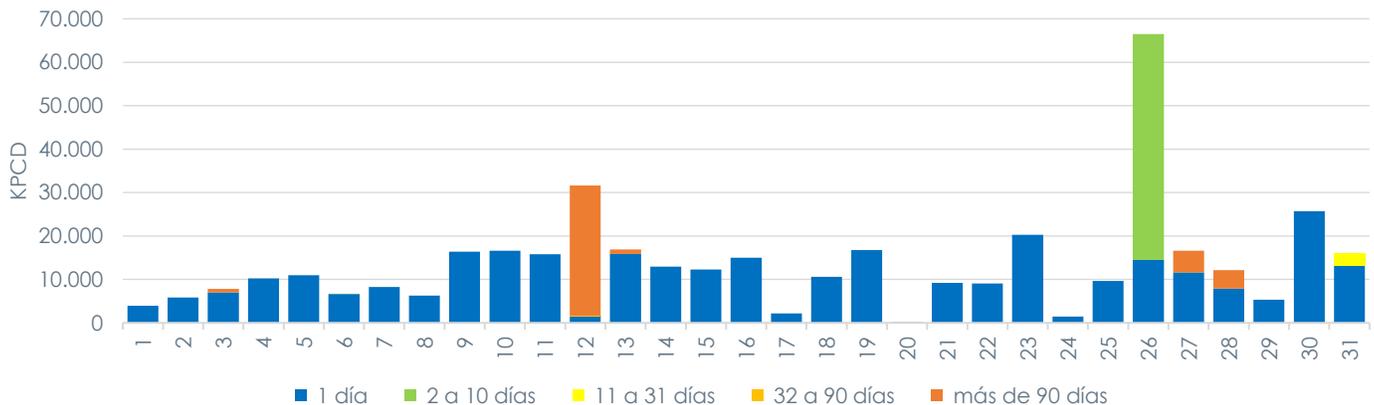
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante mayo fue CUSIANA con 108.176 MBTUD. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (331.941 MBTUD) equivalente al 97% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (8.725 MBTUD) equivalente al 3% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (202) seguido por BALLENA (46), TUCURINCA (38) y los puntos NO SNT registraron (23 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de MAYO registró 422 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (396).

Transacciones mercado secundario MAYO- Transporte



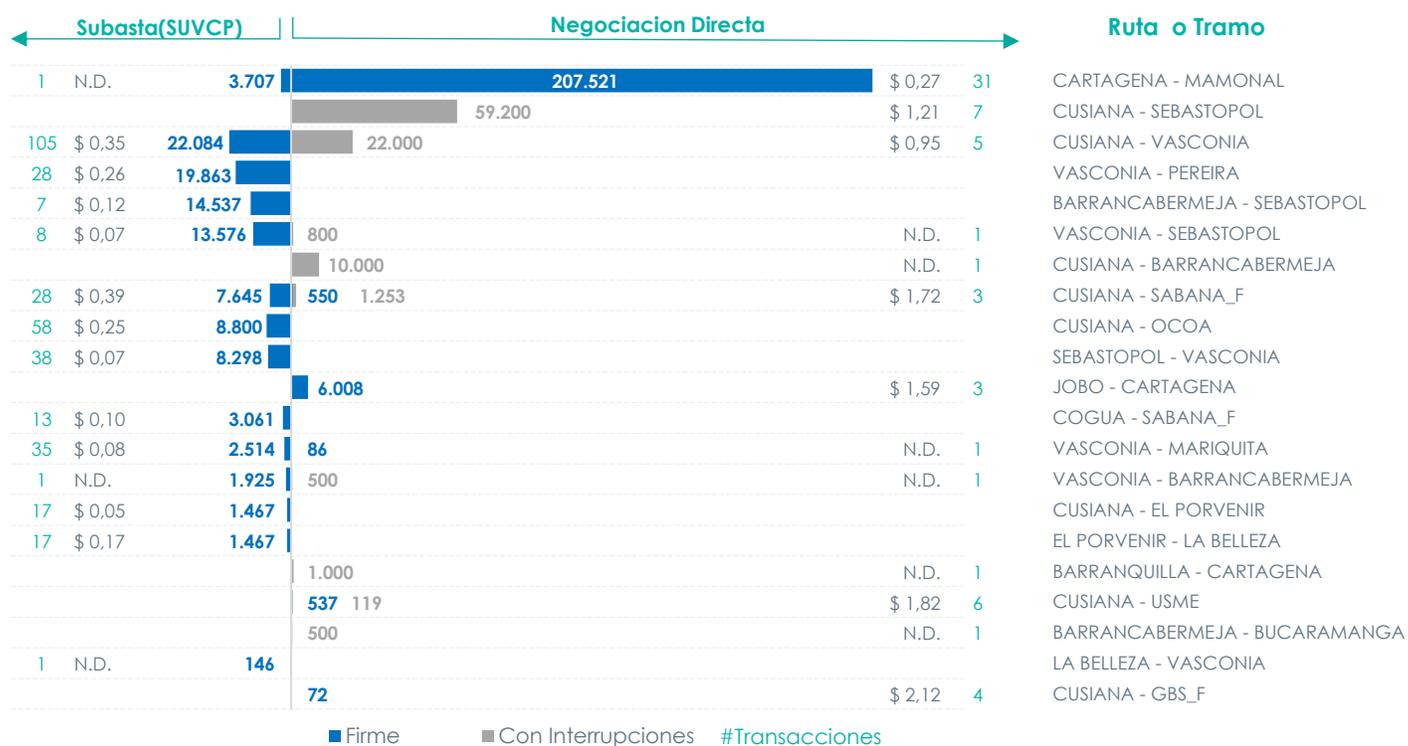
³ 38.622.576 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.246 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en MAYO – 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	10	8	10	12	24	13	13	12	12	23	15	12	16	19	11	9	10	10	11	3	11	10	16	10	16	18	14	12	12	16	8	396
2 a 10 días						1							1							1						8	1				12	
11 a 31 días																														5	5	
32 a 90 días												1																			1	
más de 90 días			2									3	1														1	1			8	
TOTAL	10	8	12	12	24	14	13	12	12	23	15	16	18	19	11	9	10	10	11	4	11	10	16	10	16	26	16	13	12	16	13	422

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 13.523 KPCD, no obstante, para el día 26 cerca del final del mes se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 66.472 KPCD, influenciado por los contratos de duración de 2 a 10 días.

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



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

Del total de transacciones, 65 se dieron bajo negociación directa y 357 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (74% del total del mes), también se destaca la ruta CARTAGENA - MAMONAL la cual transó 211.228 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 110 transacciones (105 asignadas por subasta SUVCP y 5 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-OCOA con 58 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 campo y modalidad -MAYO

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 mayo. para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto SNT	Con Interrupciones		Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Take or Pay**		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	51,54	\$ 3,56	97,42	\$ 4,00	1,53	\$ 3,99					150,5
	Barrancabermeja	16,00	\$ 4,95	0,63	\$ 5,20							16,6
	Caramelo	3,00	N.D.	2,06	N.D.							5,1
	Gibraltar	0,01	N.D.	2,88	\$ 4,71							2,9
	Mariquita			0,04	N.D.							0,04
	Cupiagua***			0,03	\$ 3,55							0,03
Costa	Mamonal	150,00	\$ 7,67	8,18	\$ 4,62	17,00	N.D.	12,85	N.D.			188,0
	Ballena			40,22	\$ 6,24							40,2
	Bonga Mamey									26,20	N.D.	26,2
	Tucurínca			25,88	\$ 6,21							25,9
	La Creciente									11,50	N.D.	11,5
	Hocol			7,60	\$ 4,64							7,6
	Bullerengue			3,23	\$ 5,54							3,2
Aislados	Jobo	0,68	\$ 5,11									0,7
	Aguas Blancas	0,25	N.D.	1,23	\$ 2,50							1,5
	Floreña			0,02	N.D.							0,02
	El Difícil			0,78	N.D.							0,8
	Lisama			0,15	N.D.							0,2
	El Centro			0,08	N.D.							0,1
	La Cañada Norte			0,02	\$ 7,50							0,02
No SNT*			13,92	\$ 8,50							13,9	
Total general		221,5	\$ 6,45	204,4	\$ 5,15	18,5	\$ 6,75	12,9	N.D.	37,7	\$ 5,69	495
Total (%)		44,8%		41,3%		3,7%		2,6%		7,6%		

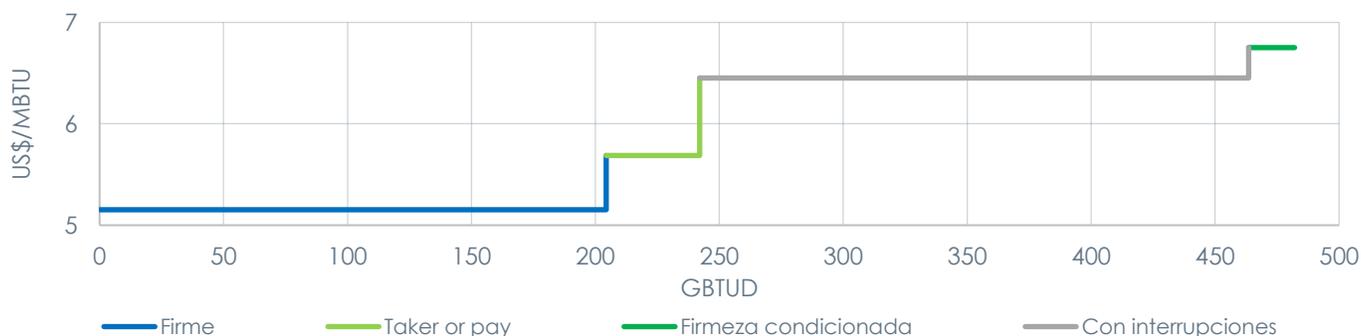
*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte

** Modalidad contractual vigente de contratos firmados antes de 2013-2014

*** Operaciones producto de subastas de Úselo o véndalo de corto plazo.

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 5,15 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto con 7,50 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 86,1% de la contratación total nacional de 495 GBTUD vigente en el mercado secundario para el mes de MAYO

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