



**GESTOR DEL MERCADO DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

VIGILADO
SUPERINTENDENCIA FINANCIERA
DE COLOMBIA



**BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA**

INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

MARZO 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

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 **marzo**.

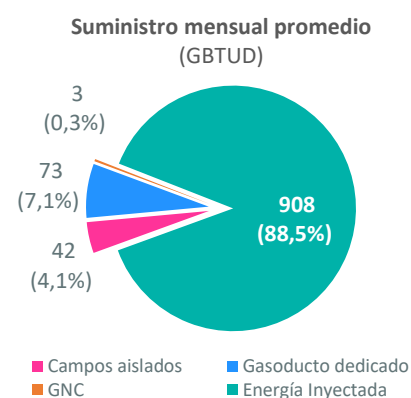
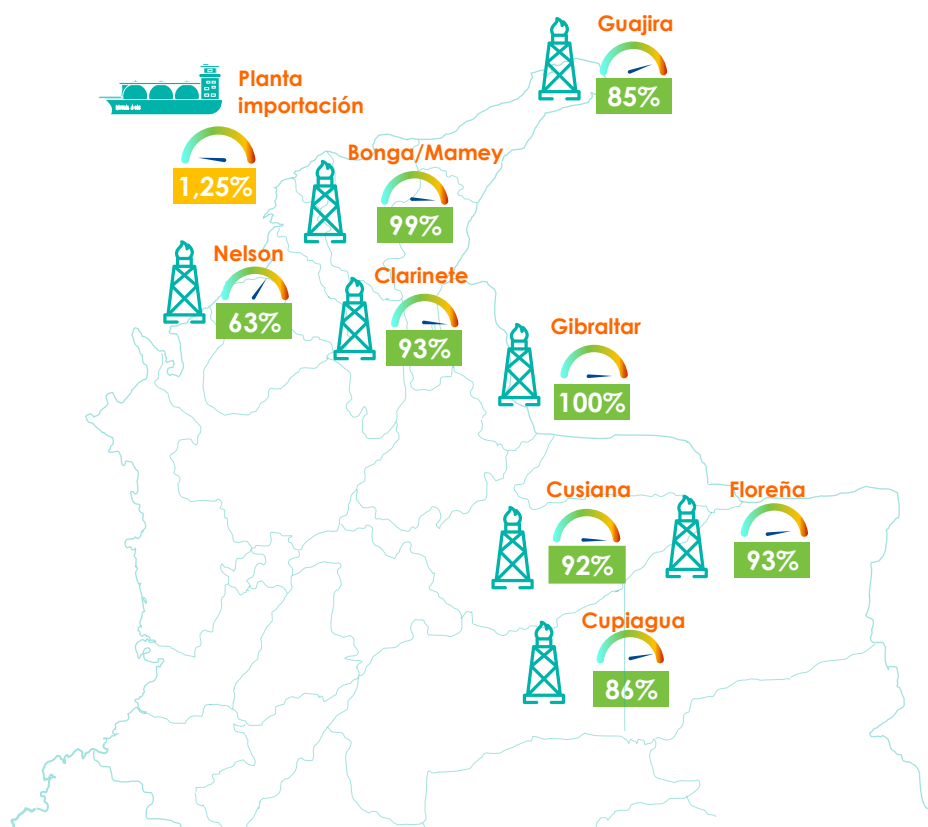
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	252	4	256	92%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	232	-	232	86%
Guajira (Chucupa/Ballena)	144	122	-	122	85%
Floreña	69	10	54	64	93%
Nelson	64	32	8	40	63%
Clarinete/Pandereta	107	98	2	100	93%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	35	35	-	35	99%
Otras Fuentes	219	82	50	132	60%
Potencial Producción Nacional	1.226	903	118	1.021	83%
Planta regasificación Cartagena **	400	5	-	5	1,25%
Total	1.626	908	118	1.026	63%

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

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



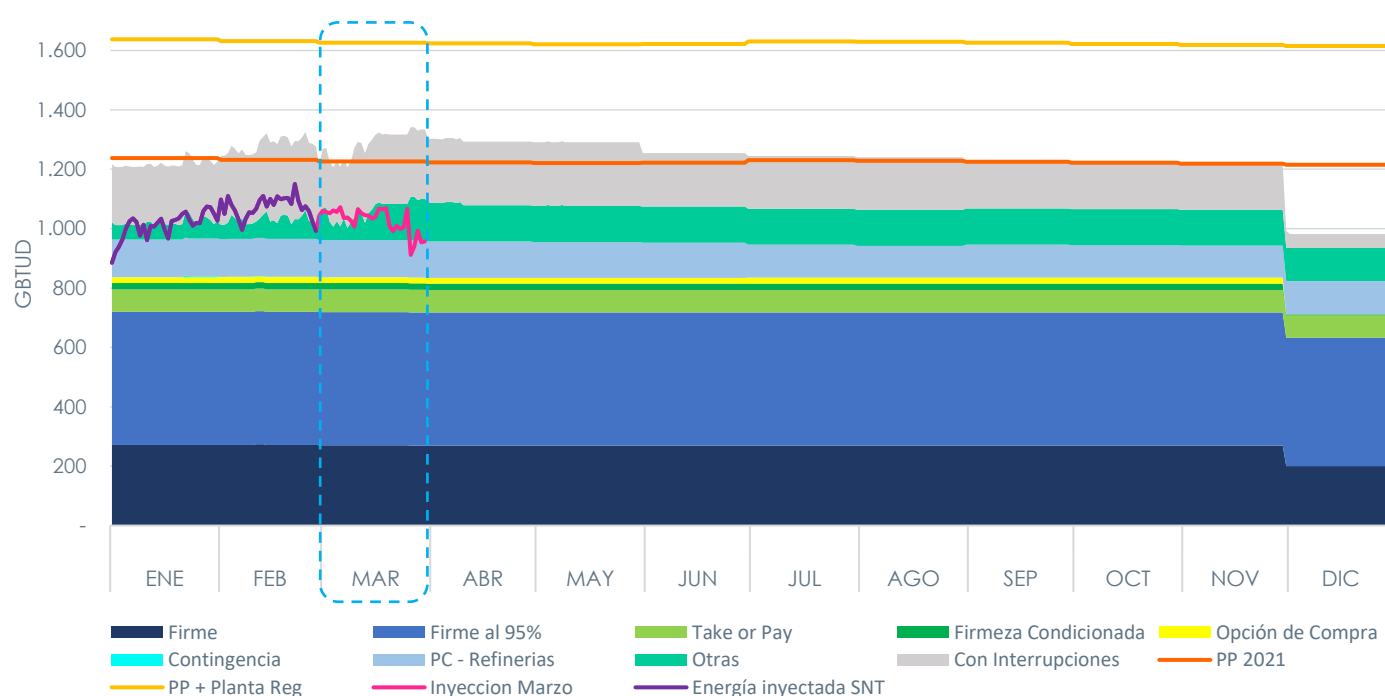
La relación de Suministro en el mes de marzo versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **83%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **1,25%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el año **2021** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos.
- La variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año.
- 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 marzo que la contratación respaldada con firmeza representó 936 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 224 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1.026 GBTUD¹**, con oscilaciones entre **911 GBTUD (min.)** y **1.072 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 1.226 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									
Suministro Prom.	1.011	1.073	1.026									
Suministro Máx.	1.075	1.150	1.072									
Garantía Firmeza	894	903	936	959	956	956	956	956	956	956	956	823
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	118	111	107	112	110	108	112
Con Interrupciones	197	252	224	215	215	180	178	177	155	154	154	47

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.

Contratación vigente por campo y por modalidad en MARZO

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 MARZO, 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			6.0	\$ 4.90	261
	Cupiagua			148	\$ 4.30			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29			2.1	\$ 4.83	161
	Cupiagua Sur			6.2	\$ 5.13									23	\$ 2.66	29
	Floreña	53	\$ 3.08	0.6	N.D.	12	N.D.							1.2	\$ 3.74	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									7.0	\$ 4.73	51
	Chuchupa	1.5	N.D.	10	\$ 5.50									10	\$ 6.40	21
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	N.D.							30	\$ 5.17	67	\$ 5.14	188
	Bonga Mamey			8.7	\$ 3.65	26	N.D.							50	\$ 3.64	85
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4.50									42	\$ 7.64	5.0	\$ 4.37	83
	Otros Costa ⁴	15	\$ 5.20	18	\$ 4.60							29	\$ 2.61	18	\$ 4.32	80
	Otros C. Aislados ⁵	9.0	\$ 2.34			5	\$ 6.46	4.5	\$ 2.65					15	\$ 3.06	33
	Total	271	\$ 4.26	448	\$ 4.18	76	\$ 3.51	21	\$ 3.06	20	\$ 6.29	100	\$ 5.46	224	\$ 4.20	1160
	Total (%)	23,3%		38,6%		6,6%		1,9%		1,7%		8,6%		19,3%		100%

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo 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, Merecumbé y Toronja.

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

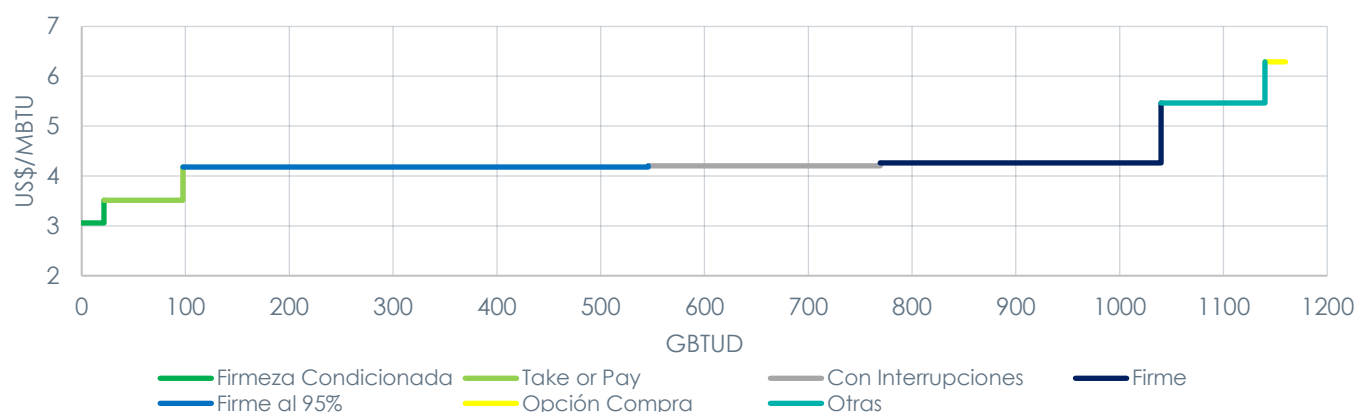
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 marzo se encuentran contratados a nivel nacional 1160 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” (224 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.

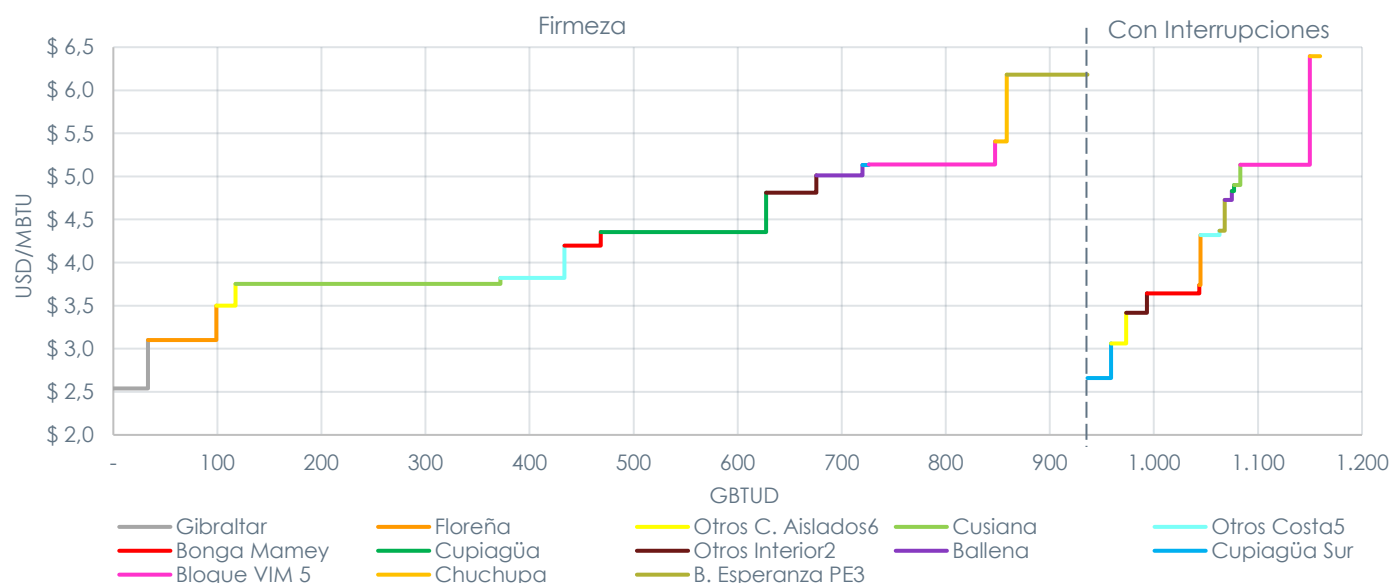
Curva de precios por modalidad



*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 Opción de compra representa el valor más alto con 6,29 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 4,18 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 (936 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (224 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 mixtura de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva "con interrupciones" se encuentran en su mayoría por debajo de la curva de las modalidades que garantizan "firmeza" (a excepción de Chuchupa, Cusiana, Cupiagua, Bloque VIM5, Floreña y Otros Costa), 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	Tramos*	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	39.223	82.583	95.210
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,27	52.012	97.579	171.314
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,35	38.713	178.212	218.719
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	138.731	65.778	32%	\$ 0,04	03.994	112.869	123.607
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	222.251	59.594	21%	\$ 0,54	142.430	182.501	211.458
	6	JOBOSINCELEJO	3	191.445	177.000	11.845	6%	\$ 0,57	116.270	149.781	177.271
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	40.751	49.749	54%	\$ 0,24	34.947	39.677	44.238
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	3.575	10.368	74%	\$ 1,02	-	445	798
	9	APIAY-OCOA	4	22.020	18.026	3.994	18%	\$ 0,46	3.040	6.104	14.654
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.784	-	0%	\$ 0,93	1.500	11.216	13.220
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148.000	52.950	95.050	64%	\$ 0,62	48.171	58.587	62.310
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	8	260.000	58.232	201.768	78%	\$ 1,29	40.946	50.048	92.138
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,50	27.302	28.993	31.497
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333.000	94.630	238.370	72%	\$ 0,38	20.445	63.559	78.610
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	5.824	10.054	65%	\$ 0,45	3.788	4.519	4.914
	16	CENTAUIROS-GRANADA	2	-	-	-	-	\$ 0,00	-	-	-
	17	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.945	8.788	73%	\$ 0,38	3.097	3.930	4.903
	18	COGUA-SABANA_F	1	215.000	215.000	-	0%	\$ 0,46	02.854	136.518	148.573
	19	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.566	6.593	10%	\$ 0,64	17.012	38.316	42.307
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	12	467.600	453.552	14.048	3%	\$ 0,08	50.396	383.457	431.826
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	10	470.100	453.552	16.548	4%	\$ 0,66	48.641	378.334	430.707
	22	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.140	9.598	89%	\$ 1,42	1.190	1.924	2.965
	23	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	29%	\$ 0,94	135	1.323	1.474
	24	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	13.565	2.596	16%	\$ 0,25	8.243	10.469	12.313
	25	GBS_I-GBS_F	8	63.744	8.929	54.815	86%	\$ 0,88	9.789	12.886	15.675
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,96	35.708	37.815	38.046
	27	GUALANDAY-NEIVA	2	12.910	11.681	1.229	10%	\$ 1,86	7.350	8.161	9.178
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,29	230	849	1.245
	29	LA BELLEZA-COGUA	1	219.835	217.815	2.020	1%	\$ 0,23	05.214	139.094	151.356
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	10	289.893	287.873	11.966	4%	\$ 0,43	83.798	219.774	273.200
	31	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25.253	15.050	10.203	40%	\$ 0,94	12.514	14.017	15.251
	32	MARIQUITA-PEREIRA	7	168.000	103.244	64.756	39%	\$ 0,76	72.216	86.287	91.835
	33	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,41	288	390	601
	34	PEREIRA-ARMENIA	4	158.000	79.550	78.450	50%	\$ 0,27	57.488	68.655	72.915
	35	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,48	1.143	3.329	4.058
	36	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,51	963	3.269	3.788
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	55.763	22.237	29%	\$ 1,03	36.794	51.924	58.308
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349.000	180.350	168.650	48%	\$ 0,16	26.347	108.971	132.845
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	189	171	48%	\$ 5,56	160	190	205
	40	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	131.524	60.476	31%	\$ 0,31	89.027	108.033	119.062
	41	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.142	6.694	57%	\$ 0,49	4.896	5.104	5.459
	42	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,08	35.374	43.000	46.159

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.

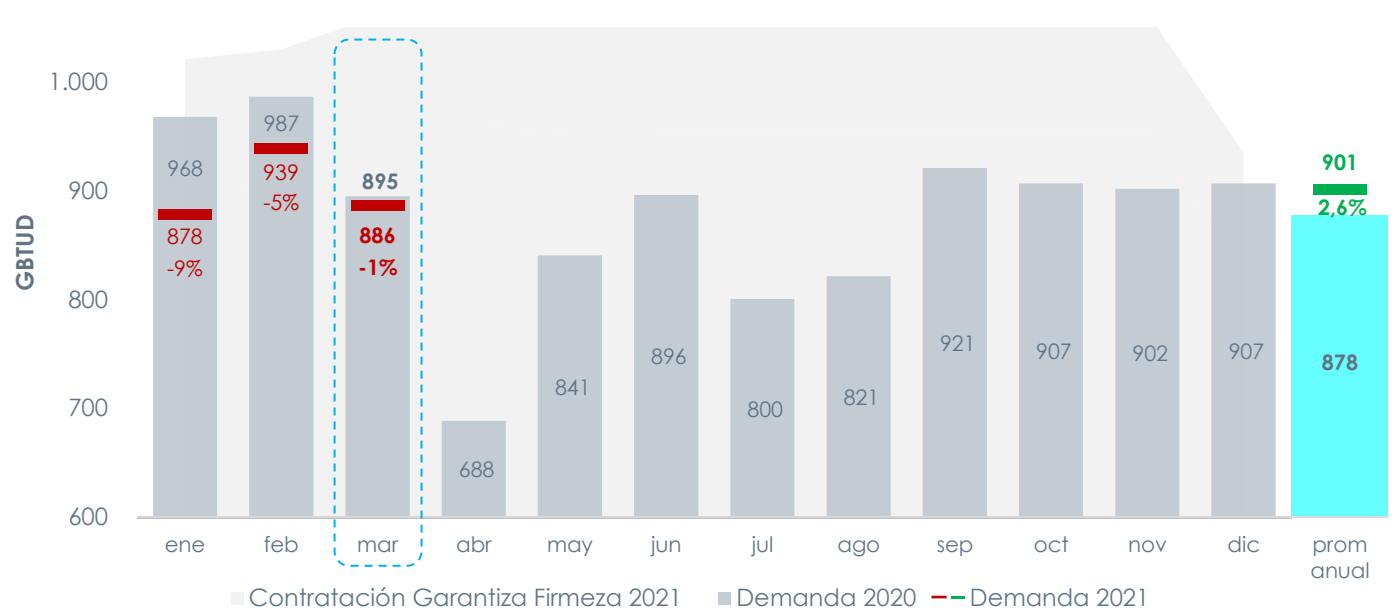
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales - SNT

Al cierre del mes de marzo se observa una demanda promedio de **886** GBTUD, esto es **1%** por debajo de la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 895 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-marzo) es de 901 GBTUD, 2,6% superior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en marzo la demanda no térmica fue 110 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, por el contrario, la demanda térmica fue **menor** en 119 GBTUD. Para el primer trimestre del año en curso la energía total entregada a usuarios finales estuvo por debajo del valor presentado en 2020, esto se debe 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.

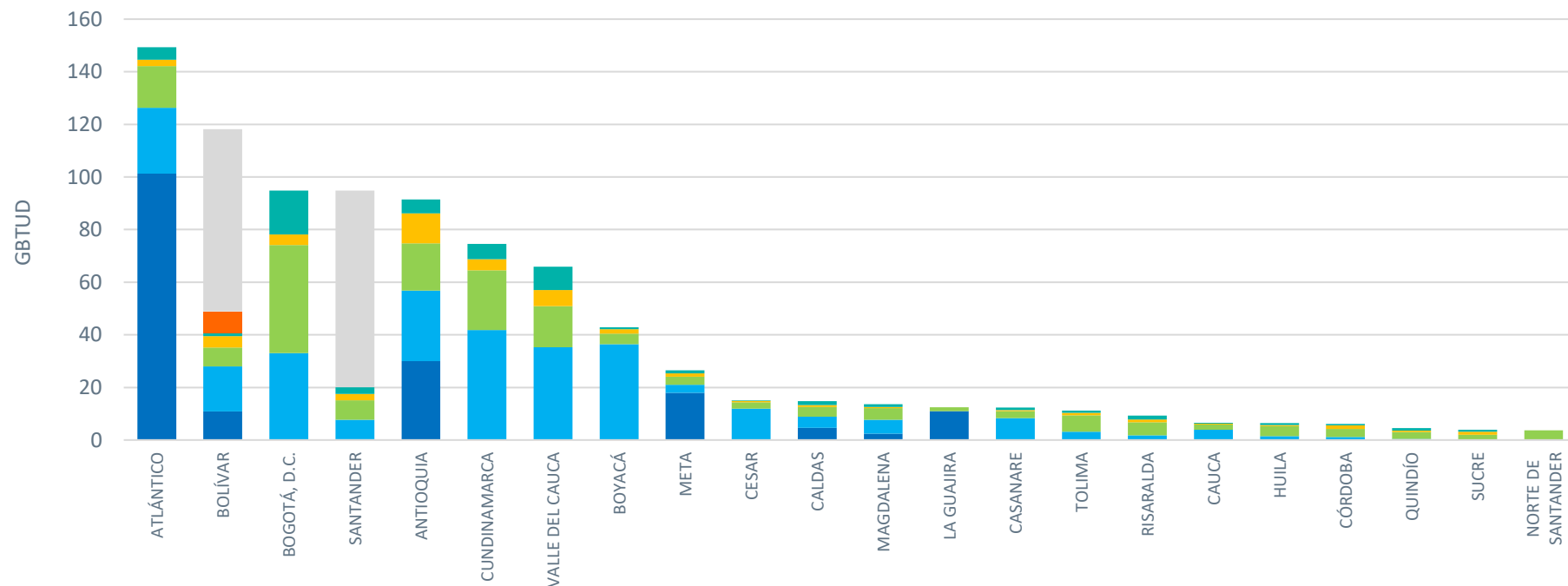
Evolución mensual demanda térmica y no térmica

	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									

Térmica
 No Térmica

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

■ Generación Térmica ■ Industrial ■ Residencial ■ Comercial ■ GNVC ■ Petroquímica ■ Refinería

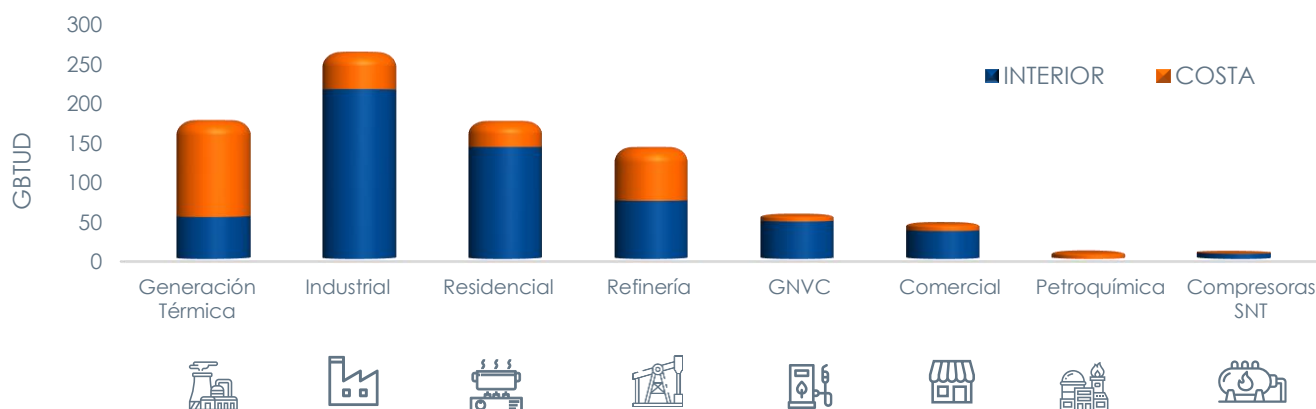


	Residencial	16	7	41	7	18	23	16	4	3	3	4	4	1	3	6	5	2	4	3	3	2	4	178
	GNVC	5	1	17	3	5	6	9	1	1		1	1		1	1	2		1	1	1	1		57
	Comercial	2	4	4	2	11	4	6	2	1		1				1	1			1	1	1		46
	Industrial	25	17	33	7	27	42	35	36	3	12	4	5		8	3	2	4	1	1				268
	Generación Térmica	101	11			30				18		5	2	11										179
	Refinería		69		75																			144
	Petroquímica		8																					8
	Compresoras																							7
	TOTAL	149	118	95	95	91	75	66	43	27	15	15	14	12	12	11	9	7	6	6	5	4	4	886

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

En el mes de marzo de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 268 GBTUD en promedio, de los cuales 219 GBTUD corresponden a la Región Interior y 49 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 179 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 125 GBTUD respecto al Interior con 54 GBTUD.



Costa	125	49	34	69	8	10	8	0,4
Interior	54	219	144	75	48	36		7
TOTAL Nacional	179	268	178	144	57	46	8	7
% Segmento	20%	30%	20%	16%	6%	5%	0,9%	0,8%

Fuente: SEGAS, XM.

Evolución de la demanda semestral por tipo de Usuario

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			Octubre 20		Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21		Marzo 21		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa		11		10		9		9		10		10	
		Interior		33		34		34		33		35		36	
	Generación Térmica	Costa	161		141		138		137		150		125		
		Interior	58		58		52		54		66		54		
	GNVC	Costa	7		7		8		8		8		8		
		Interior	49	1	49	1	50	1	42	1	49		48		
	Industrial	Costa	50	5	50	4	47	4	44	4	47	4	45	4	
		Interior	183	29	184	29	184	28	183	27	196	29	189	30	
	Petroquímica	Costa	18		17		20		21		16		8		
		Interior	69		68		69		69		70		69		
	Refinería	Costa	56		72		83		74		76		75		
		Interior		28	0	29		32		32		34		34	
	Residencial	Costa		141		0	142		140		133		141		
		Interior													
	Compresoras SNT	Costa	0,5		0,2		1		1		1		0,4		
		Interior	6		7		7		6		7		7		
Subtotal UR/UNR				Octubre 20	Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21				
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	306	44	283	43	282	45	280	45	291	48	256	47
			Interior	353	204	369	206	377	203	359	194	394	205	373	210
TOTAL			907		901		907		878		939		886		

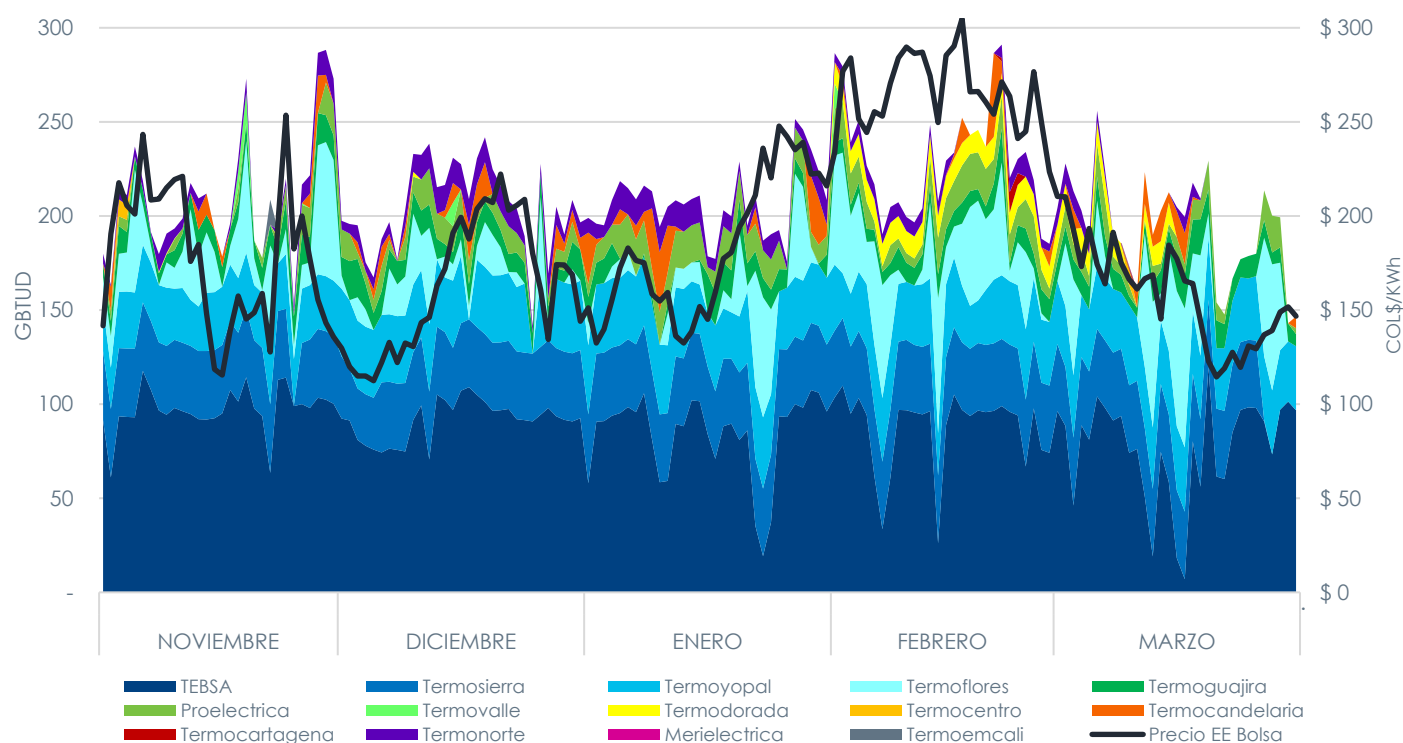
Fuente: SEGAS, XM.

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 marzo disminuyó respecto a los meses anteriores (noviembre 2020- febrero 2021), esto es por debajo de los 200 GBTUD; ya que los aportes hídricos se incrementaron respecto al mes de febrero, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre en niveles inferiores a los 200 \$/KWh y en algunos días por cerca de 150 \$/KWh.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



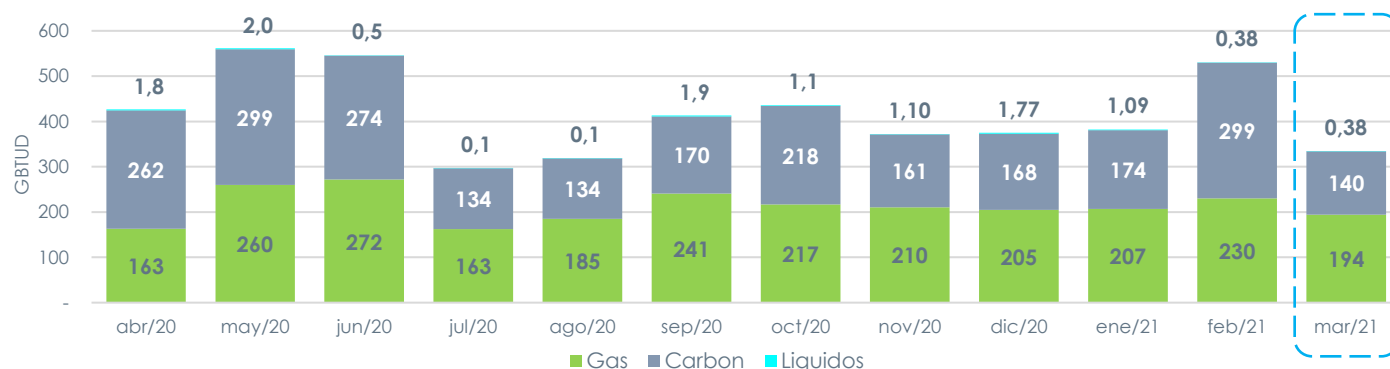
Fuente: XM

Para el mes de marzo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 143 GBTUD y 256 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (77 GBTUD), Termoyopal (34 GBTUD), Termosierra (30 GBTUD) y Termoflores (24 GBTUD).

Aproximadamente el 61% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (118 GBTUD) y el 35% restante fue generación por mérito durante el mes (76 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

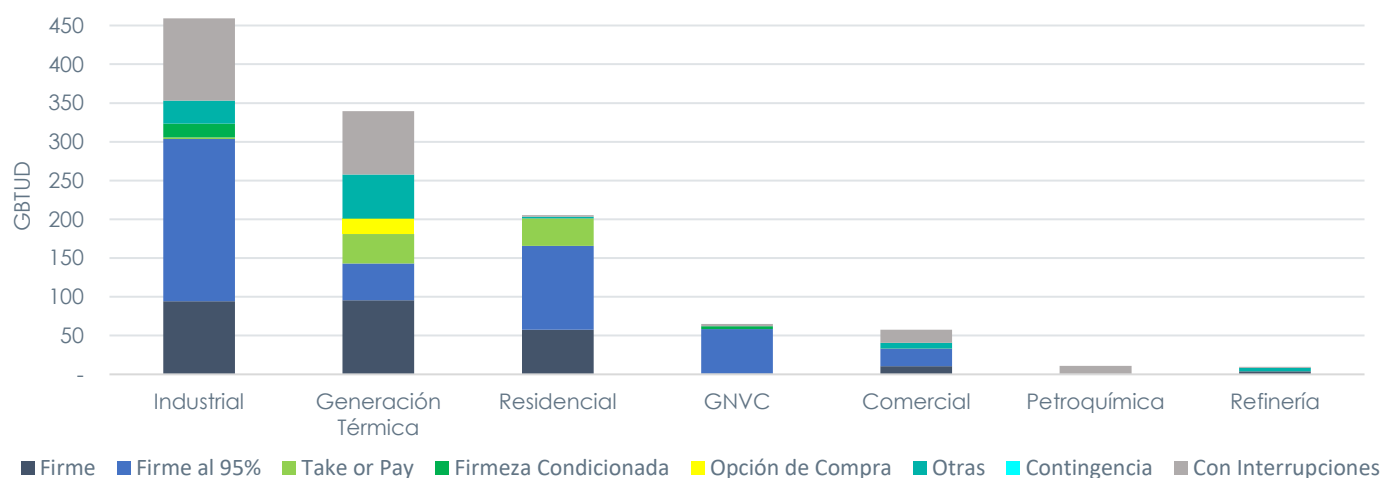
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de marzo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 194 GBTUD² (gas nacional 189 GBTUD, gas natural importado 5 GBTUD) que representó el 58%, carbón con 140 GBTUD (41,9%) y los combustibles líquidos consumieron 0,38 GBTUD (0,1%)



Fuente: XM

Contratación vigente en marzo 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 marzo 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.

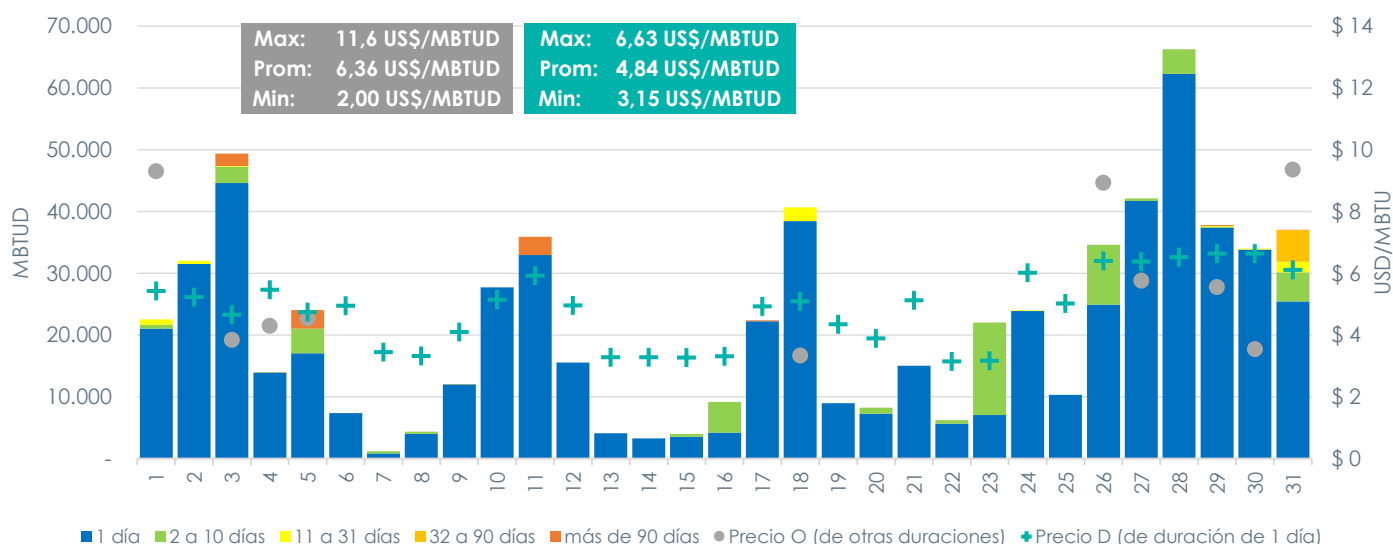
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de MARZO registró 472 operaciones, en su mayoría negociaciones directas (470) y 2 por medio de subasta úselo o véndalo corto plazo, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (425). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3,15 US\$/MBTU (marzo 22) y 6,63 US\$/MBTU (marzo 29) para las transacciones de duración de **1 día**; El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5,67 US\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario MARZO – Suministro



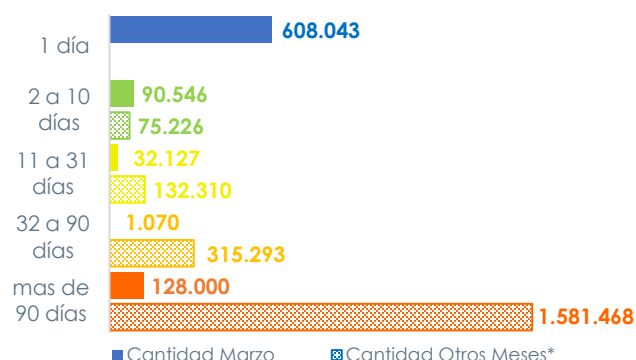
Nota: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.

Número de operaciones en MARZO – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	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	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)	
1 día	11	14	44	18	10	6	4	8	14	19	25	10	10	6	9	7	14	16	10	7	9	8	9	15	14	15	20	25	19	15	14	425	\$ 5.52	
2 a 10 días	1		1		1		2	1							1	1				1		1	1			4	2	1	1		3	22	\$ 7.23	
11 a 31 días	3	1	1															2						1					1	2	4	15	\$ 4.21	
32 a 90 días				2					1																						1	1	4	\$ 11.91
más de 90 días			1		1						1						1													1		1	6	\$ 3.65
TOTAL	15	15	47	20	12	6	6	9	15	19	26	10	10	6	10	8	15	18	10	8	9	9	10	16	14	19	22	26	22	17	23	472	\$ 5.67	

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 90% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 3 de marzo con 47 transacciones equivalentes al 10% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en MARZO – MBTU



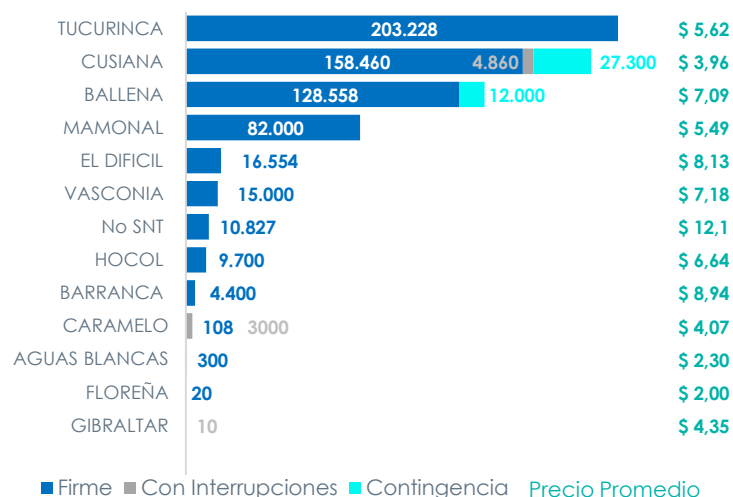
*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a marzo.

En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 425 transacciones de duración **diaria** representan el **71% (608.043 MBTU)** del volumen total transado, mientras que las transacciones con duración de **más de 90 días** asocian el **15% (128.000 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **2,4%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de marzo (35.960.000 MBTU³).

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

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante marzo fue TUCURINCA con 203.228 MBTUD todos en modalidad firme. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (629.155 MBTUD) equivalente al 93% del total de las cantidades negociadas, en modalidad **contingencia** (39.300 MBTUD) equivalente al 6%, mientras que la modalidad “**con interrupciones**” registró (7.870 MBTUD) equivalente al 1% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (291) seguido por TUCURINCA (53) y BALLENA (54), los puntos NO SNT registraron (20 operaciones).

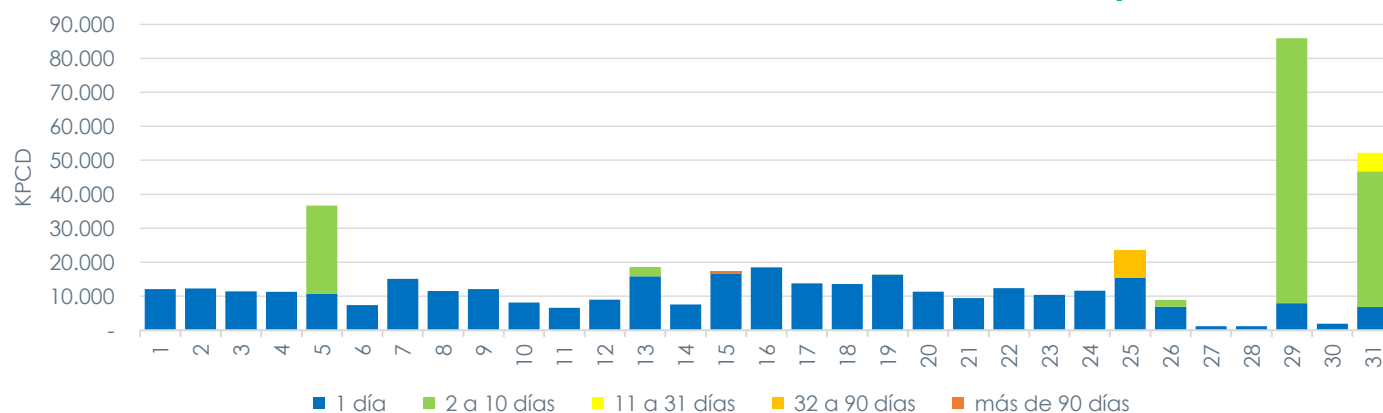


■ Firme ■ Con Interrupciones ■ Contingencia ■ Precio Promedio

Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de MARZO registró 435 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (394).

Transacciones mercado secundario MARZO- Transporte



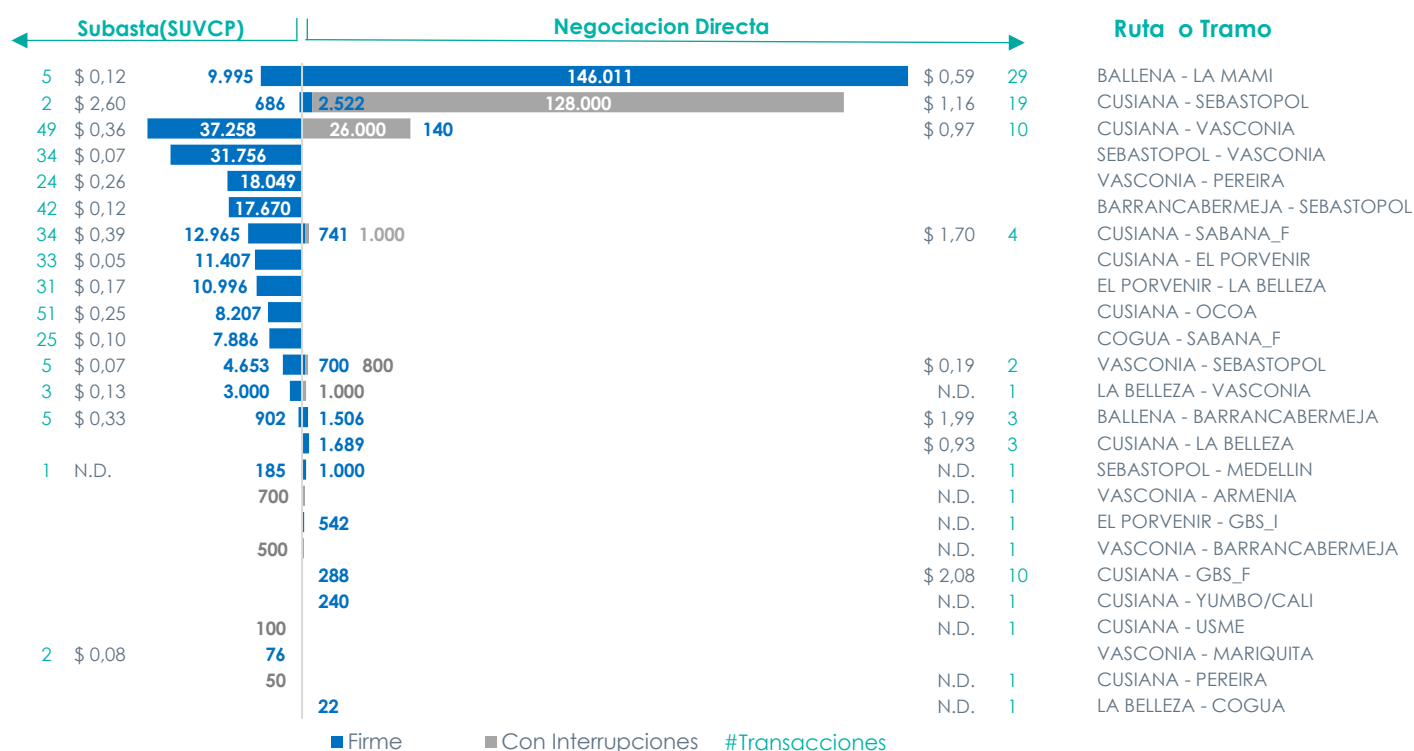
³ 35,960.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.160 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en MARZO – Transporte

Duración contrato \ Día del mes	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	TOTAL
1 día	18	12	11	12	11	7	13	12	13	15	17	14	10	10	20	23	16	17	22	15	9	16	18	15	13	6	3	4	10	8	4	394
2 a 10 días				1	4						1		2						1							2			12		8	31
11 a 31 días																													1	6		7
32 a 90 días																									1							1
más de 90 días															2																	2
TOTAL	18	12	11	13	15	7	13	12	13	15	18	14	12	10	22	23	16	17	23	15	9	16	18	15	14	8	3	4	22	9	18	435

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 15.782 KPCD, no obstante, para los días 29 y 31 cerca del final del mes se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 130.087 KPCD, influenciado por los contratos de duración de 2 a 10 días y de 11 a 31 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, 89 se dieron bajo negociación directa y 346 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (64% del total del mes), también se destaca la ruta BALLENA – LA MAMI la cual transó 156.006 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 59 transacciones (49 asignadas por subasta SUVCP y 10 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-OCOA con 51 transacciones (51 asignadas por subasta SUVCP). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan para todas 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).

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