



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

MARZO 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:** La inyección de gas natural (a través SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó una reducción del 0.1% (1 GBTUD) respecto al mes de febrero (1,085 GBTUD) ubicándose en los 1,084 GBTUD en marzo. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 81% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.38 US\$/MBTU y 4.76 US\$/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, 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 marzo creció ubicándose en 956 GBTUD, un 1.1% por encima de la demanda registrada en el mes de febrero (946 GBTUD), explicado principalmente por el aumento de los consumos del sector refineras (114 a 122 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 27% pasando de 470 en febrero a 597 en marzo de 2022; las negociaciones de transporte disminuyeron 18.6%, pasando de 561 en febrero a 473 en marzo de 2022.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en marzo, la modalidad Firme registra un valor de 5.69 US\$/MBTU, mientras que la modalidad con interrupciones registra 5.15 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 **marzo**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	277	290	4	294	106%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	238	-	238	88%
Guajira (Chucupa/Ballena)	133	123	-	123	93%
Floreña	71	10	51	61	87%
Nelson	55	14	3	17	31%
Bloque VIM 5***	117	93	1	94	80%
Gibraltar	41	38	-	38	94%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	96%
Otras Fuentes	200	120	63	183	91%
Potencial Producción Nacional	1,199	962	122	1,084	90%
Planta regasificación Cartagena **	400	-	-	-	0%
Total	1,599	962	122	1,084	68%

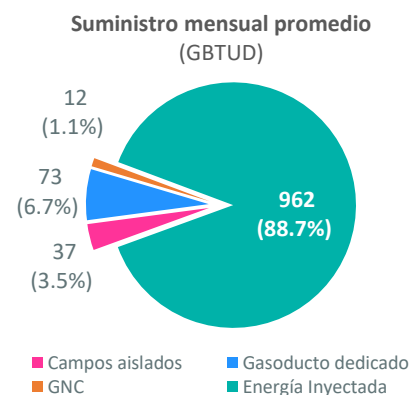
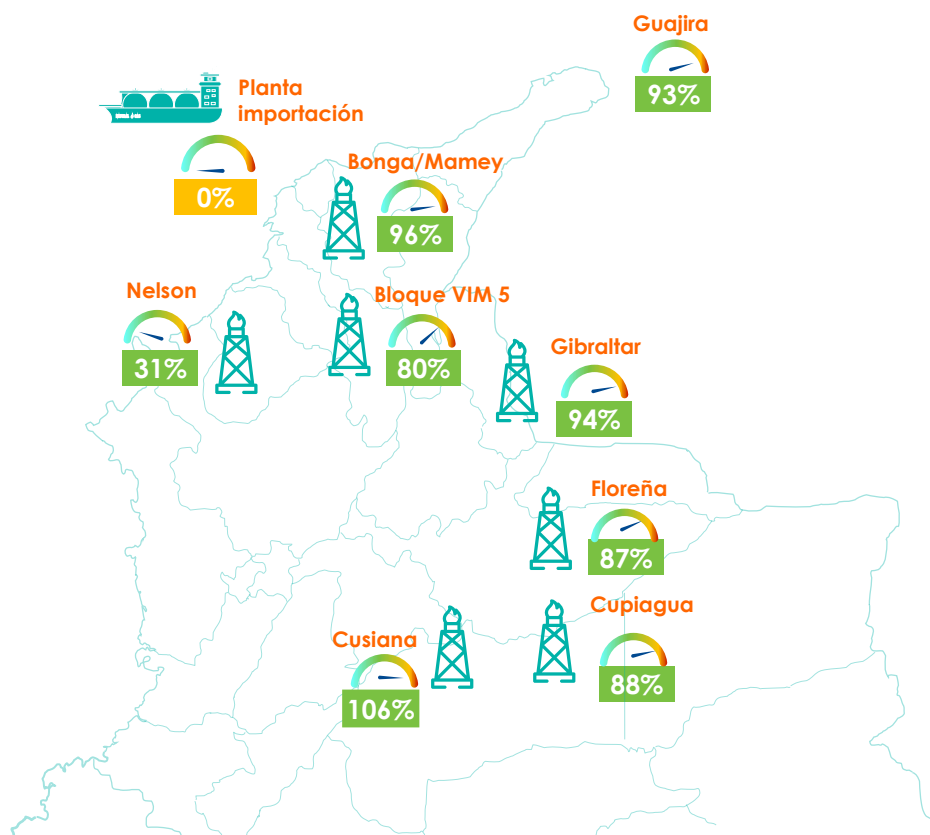
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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



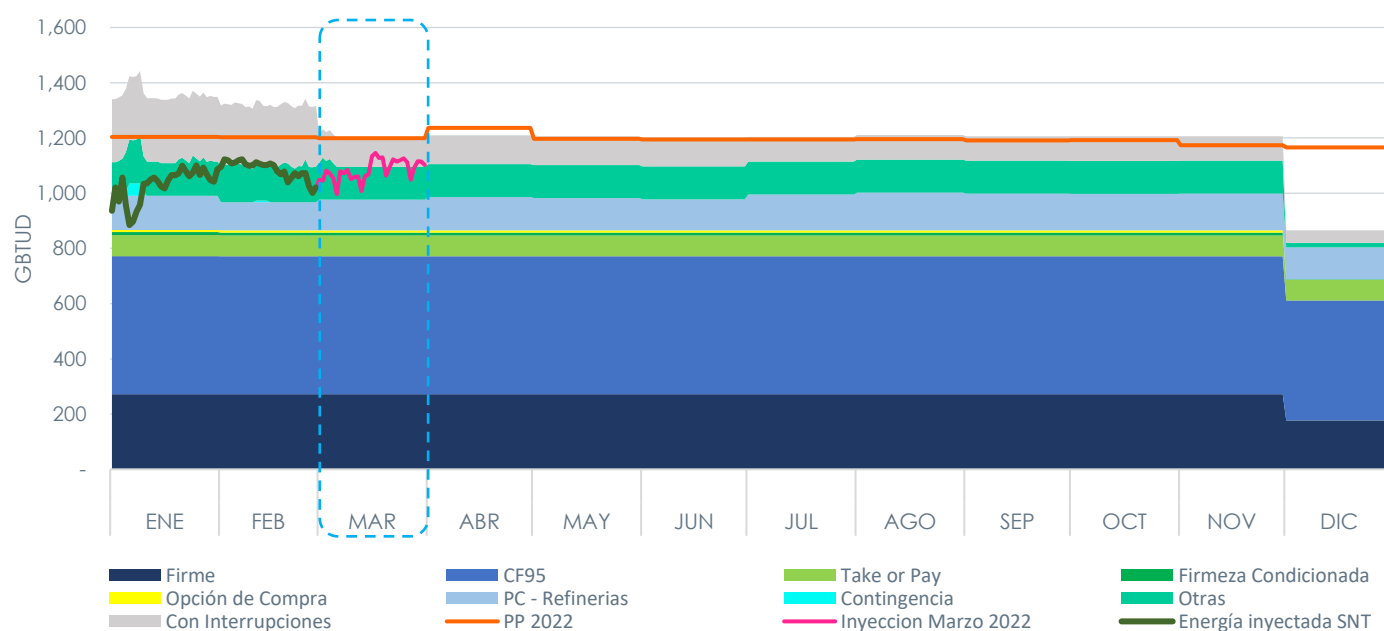
La relación de Suministro en el mes de marzo versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **90%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el año **2022** 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 de gas natural.

Se resalta para el mes de marzo que la contratación respaldada con firmeza representó 1,011 GBTUD mientras bajo la modalidad **"con interrupciones"** se registraron 227 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,084 GBTUD¹**, con oscilaciones entre **996 GBTUD (mín.)** y **1,146 GBTUD (máx.)³**. 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 1.199 GBTUD (**línea naranja**). De igual forma se destaca que las cantidades contratadas "Con Interrupciones" durante marzo se ajustaron al perfil del Potencial de Producción nacional.



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,203	1,203	1,199	1,236	1,197	1,194	1,194	1,196	1,191	1,192	1,173	1,166
Suministro Min.	885	1,001	996									
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084									
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146									
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	985	985	985	985	985	985	985	985	704
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	117	112	130	136	133	132	132	116
Con Interrupciones	231	219	227	253	235	96	82	82	82	82	82	38

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).

3 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>)

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\$/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			207	\$ 4.23									13	\$ 4.35			220
	Cupiagua			186	\$ 4.65									15	\$ 4.55			201
	Cupiagua Sur			21.6	\$ 4.66			8.2	\$ 3.80	8	ND							38
	Floreña	55	\$ 3.37	0.6	ND	12	ND							2	\$ 3.74			69
	Gibraltar					33	ND											33
	Otros Interior ²	17	\$ 4.18	15.0	\$ 5.40									22	\$ 4.30			53
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									15	\$ 4.49			24
	Chuchupa	2	ND	34	\$ 5.52									10	\$ 5.62			46
	Bloque VIM 5	96	\$ 5.28									34	\$ 6.02	22	\$ 7.09			152
	Bonga Mamey			9	\$ 3.71	26	ND							62	\$ 3.80			97
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5	ND			124
	Otros Costa ⁴	56	\$ 5.93	18	\$ 4.48							29	\$ 2.66	33	\$ 4.44			135
	Otros C. Aislados ⁵	8	\$ 2.49			4	\$ 7.57							20	\$ 3.59			32
	Otros C. Aislados- MM ⁶	1	\$ 3.12					2.8	\$ 2.79					8	\$ 1.53			12
Total		272	\$ 4.76	500	\$ 4.55	75	\$ 4.48	11	\$ 3.54	8	\$ 6.42	145	\$ 6.39	227	\$ 4.38	0	0	1237
Total (%)		21.9%		40.4%		6.1%		0.9%		0.7%		11.7%		18.3%		0.0%		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 Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

⁵ 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.

⁶ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

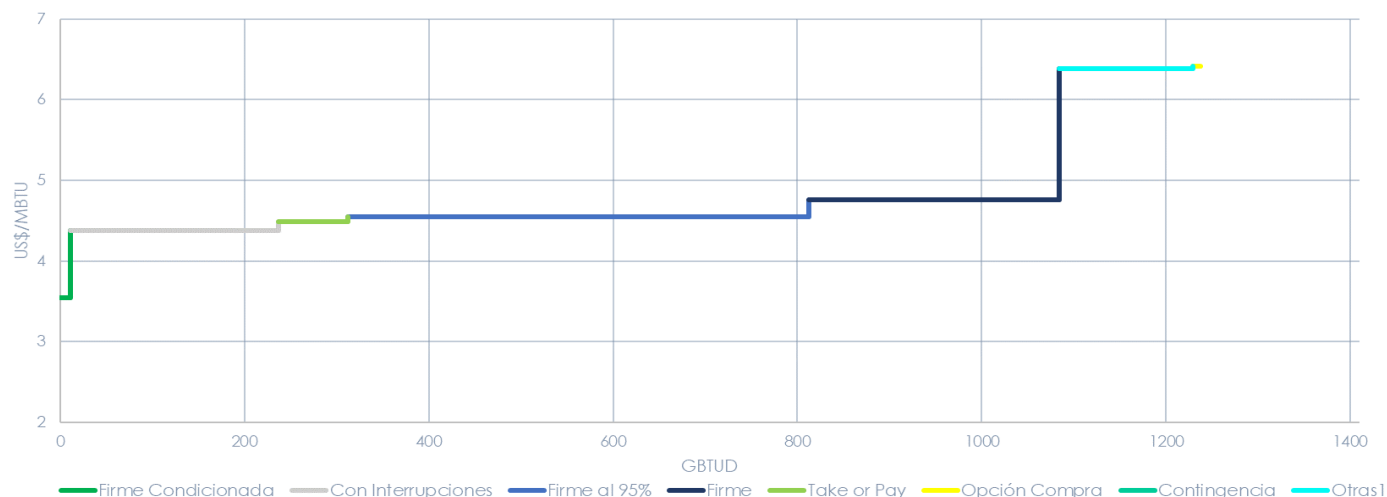
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 marzo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,237 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (500 GBTUD), **ii)** Firme (272 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (227 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **81%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 0 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.

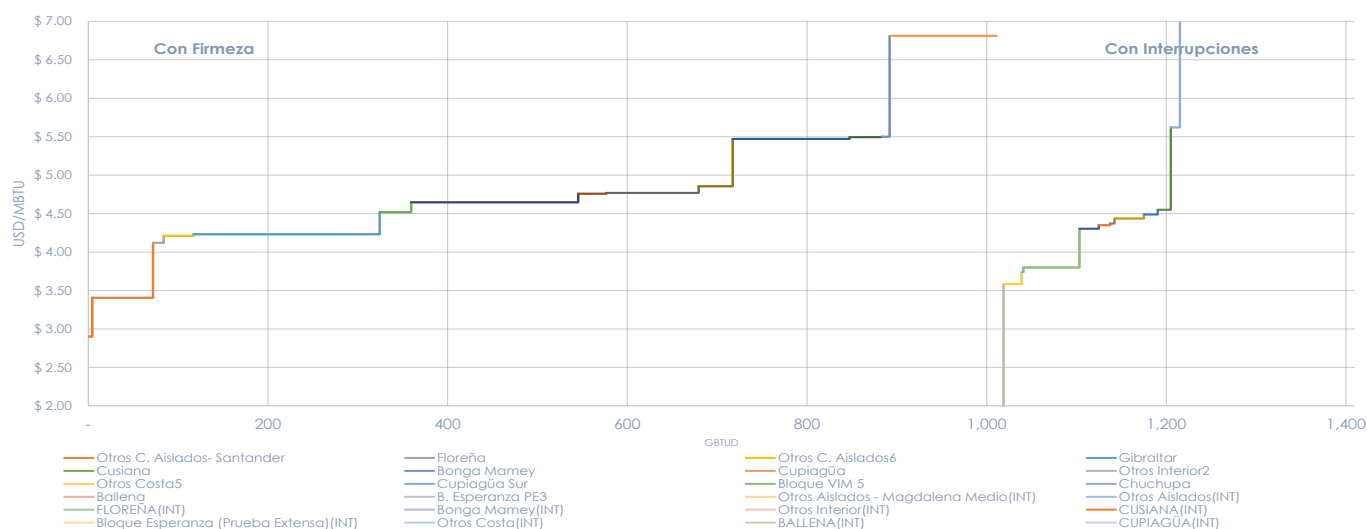
Curva de precios por modalidad



*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 3.54 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.39 US\$/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 81% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.38 US\$/MBTU y 4.76 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 (1,011 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "Con Interrupciones" (227 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 - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	12	253,091	108,890	144,201	57%	\$ 0.24	86,006	110,250	124,153
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	7	751,363	535,471	215,892	29%	\$ 0.26	74,788	100,932	118,254
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	7	684,494	461,229	223,265	33%	\$ 0.34	177,875	206,914	227,431
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	127,514	76,995	38%	\$ 0.04	99,243	121,018	131,235
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	247,154	38,791	14%	\$ 0.54	165,354	195,969	209,706
	6	JOBOSINCELEJO	7	191,445	169,000	22,445	12%	\$ 0.57	130,976	158,761	174,357
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	39,311	52,689	57%	\$ 0.24	24,891	36,177	37,652
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	1,710	2,147	2,454
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	17,436	4,584	21%	\$ 0.45	6,191	14,239	15,143
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.91	10,796	11,369	11,743
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.61	49,237	60,580	73,288
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	42,230	217,770	84%	\$ 1.27	10,497	23,057	36,093
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	20,341	17,020	46%	\$ 1.49	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	95,524	237,476	71%	\$ 0.37	61,570	86,234	110,731
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	3	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.25	3,904	4,604	4,888
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.50	3,319	3,949	4,233
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.45	109,023	140,585	150,635
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	56,845	7,314	11%	\$ 0.63	39,569	46,542	49,739
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	19	470,000	458,193	11,807	3%	\$ 0.08	377,759	413,562	432,937
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	17	470,000	448,071	21,929	5%	\$ 0.66	376,165	411,981	432,258
	21	FLANDES-GUANDO	1	5,000	2,500	2,500	50%	\$ 0.47	981	1,280	4,674
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.95	1,216	1,310	1,472
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,272	1,889	12%	\$ 0.25	11,239	13,524	16,802
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,163	53,581	84%	\$ 0.87	11,797	14,293	16,292
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,337	19,583	39%	\$ 2.95	21,187	35,151	38,147
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	11,000	9,805	1,195	11%	\$ 1.84	8,399	9,107	9,592
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.52	769	912	969
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	222,508	218,967	3,541	2%	\$ 0.23	111,747	143,647	153,888
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	13	229,587	282,338	17,649	6%	\$ 0.42	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	15,000	15,503	-	0%	\$ 0.93	14,262	15,741	16,702
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,855	51,145	30%	\$ 0.75	72,353	87,380	100,198
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.84	142	335	668
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.26	58,153	70,263	83,310
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.30	2,464	3,560	4,149
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.61	3,111	3,611	4,021
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	54,291	23,709	30%	\$ 1.03	38,672	54,211	60,462
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	181,193	167,807	48%	\$ 0.16	112,468	138,101	160,683
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 5.82	184	222	235
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,221	52,779	27%	\$ 0.30	91,232	108,710	121,359
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.48	4,724	4,941	5,571
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	34,787	42,931	46,210

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos. ** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M (TRM promedio ene \$4,000)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

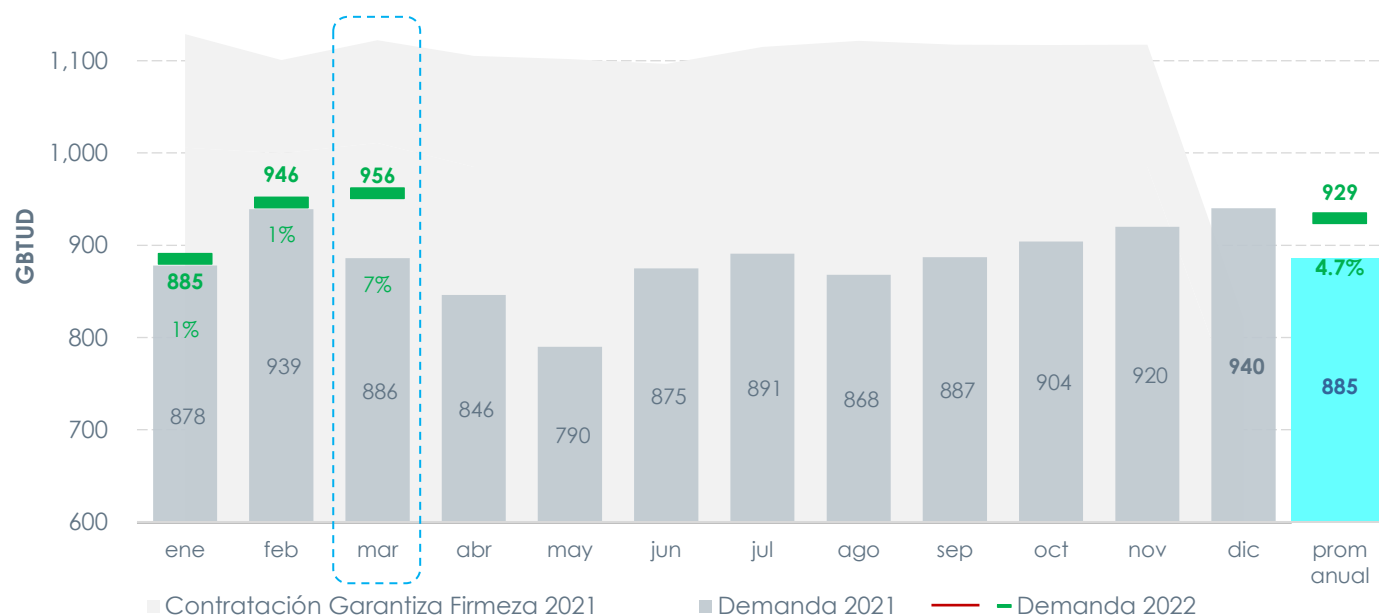
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de marzo se observa una demanda promedio de **956** GBTUD, esto es **7%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 886 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **929** GBTUD, superando en un 4.7% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

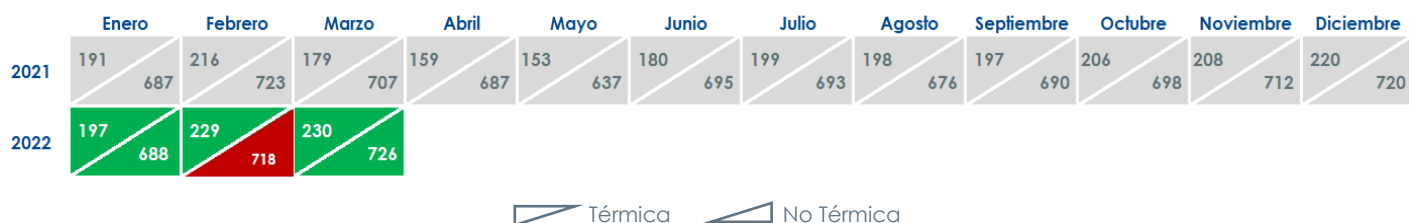
En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en marzo la demanda **térmica** fue 51 GBTUD **Superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** fue **Superior** en 19 GBTUD.



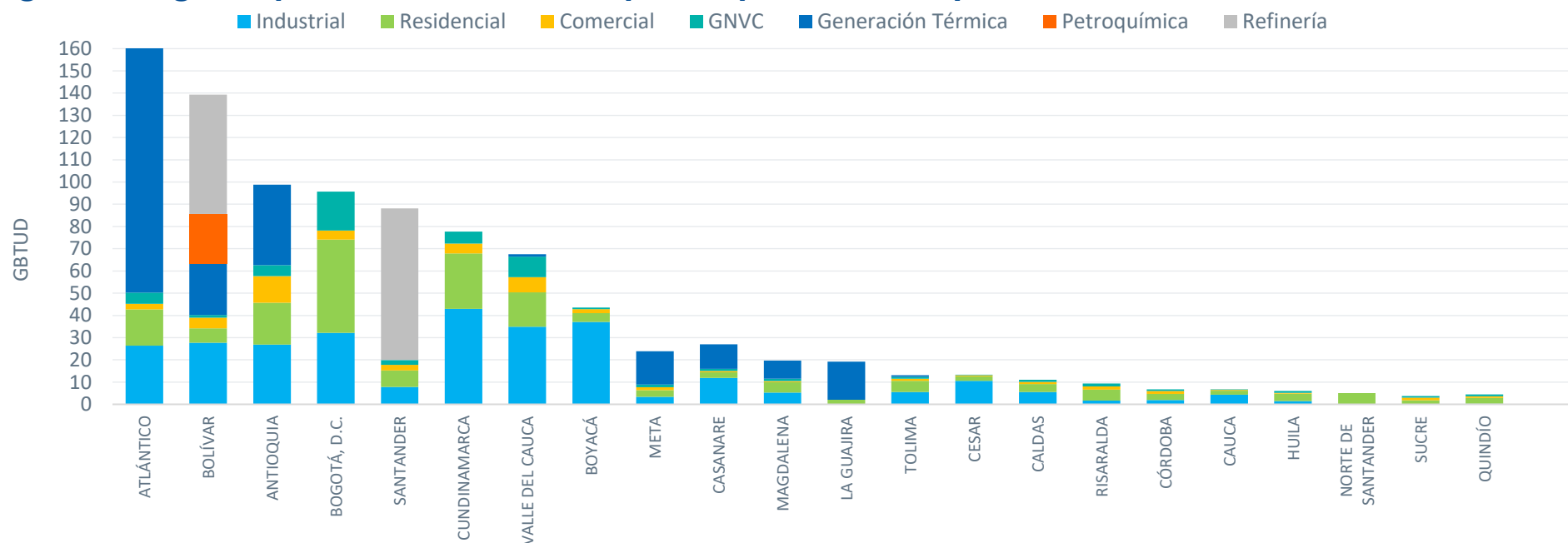
Fuente: SEGAS.

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



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

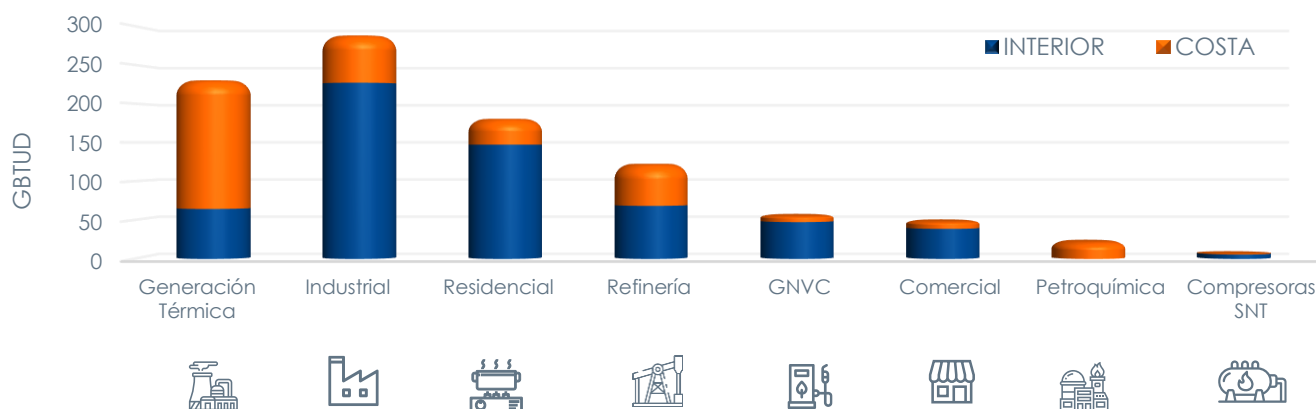


	Residencial	16.4	6.5	18.8	42.0	7.5	25.0	15.4	4.0	3.0	2.5	4.6	2.1	5.1	2.0	3.6	4.9	2.7	1.9	3.4	5.1	1.7	2.6	181
	Comercial	2.5	4.8	12.0	4.0	2.6	4.5	6.9	1.7	1.3	0.6	0.5	-	1.0	0.4	0.9	1.5	1.4	0.3	0.3	-	1.1	0.7	49
	Industrial	26.3	27.7	26.9	32.2	7.8	42.9	35.0	37.1	3.4	11.9	5.3	-	5.5	10.6	5.6	1.7	2.0	4.3	1.4	-	0.2	0.3	288
	GNVC	5.0	1.1	5.0	16.5	2.1	5.4	9.2	0.8	1.2	0.9	1.2	-	0.9	0.3	0.9	1.4	0.7	0.3	0.9	-	0.8	0.9	56
	Generación Térmica	117.3	23.1	36.2	-	-	-	1.1	-	15.0	11.1	8.1	17.1	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230
	Refinería	-	54.0	-	-	68.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122
	Petroquímica	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22
	Compresoras	-	0.2	0.2	-	1.8	0.3	-	2.3	0.2	-	-	-	0.7	0.1	-	-	-	-	-	-	0.9	-	7
	TOTAL	168	140	99	95	90	78	68	46	24	27	20	19	14	13	11	10	7	7	6	5	5	5	956

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 marzo de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 289 GBTUD en promedio, de los cuales 227 GBTUD corresponden a la Región Interior y 62 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 181 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 147 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Costa	166	62	33	54	9	10	22	1
Interior	64	227	147	68	47	39	0	6
TOTAL Nacional	230	289	181	122	56	49	22	7
% Segmento	24%	30%	19%	13%	6%	5%	2.3%	0.7%

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			Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21		Enero 22		Febrero 22		Marzo 22	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	10	0	10	0	10	0	10	0	10	0	10
		Interior	0	36	0	37	0	36	0	35	0	38	0	39
	Generación Térmica	Costa	146	0	146	0	157	0	133	0	165	0	166	0
		Interior	60	0	62	0	63	0	65	0	64	0	64	0
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	9	0	9	0
		Interior	50	0	51	0	49	0	42	1	46	1	47	1
	Industrial	Costa	54	4	51	4	50	4	55	4	57	4	57	4
		Interior	191	30	193	31	189	29	189	28	198	32	195	31
	Petroquímica	Costa	21	0	24	0	26	0	24	0	23	0	22	0
		Interior	61	0	60	0	61	0	55	0	50	0	54	0
	Refinería	Costa	47	0	57	0	76	0	66	0	64	0	68	0
		Interior	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33
	Residencial	Costa	0	143	0	144	0	140	0	134	0	146	0	147
		Interior	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0
	Compresoras SNT	Costa	8	0	8	0	7	0	5	0	5	0	6	0
		Interior	8	0	8	0	7	0	5	0	5	0	6	0
Subtotal UR/UNR			Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21		Enero 22		Febrero 22		Marzo 22	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	291	47	290	47	303	47	275	46	305	47	309	48
		Interior	355	210	370	213	385	205	366	197	377	216	381	218
TOTAL			904		920		940		885		946		956	

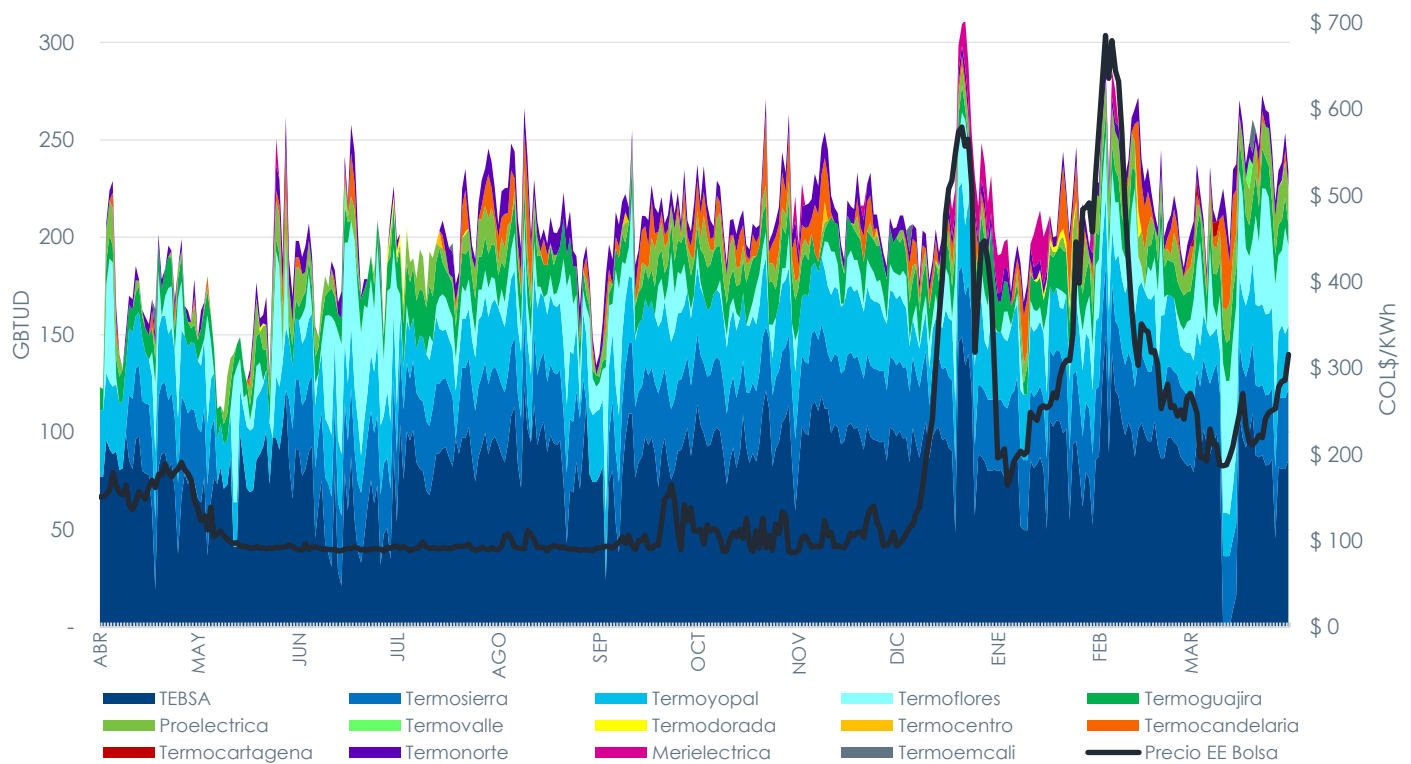
Fuente: SEGAS.

Energía Entregada al Sector Termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales, no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el **precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema** (restricciones, mantenimientos, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el programa de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de marzo fue en promedio 234 GBTUD.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



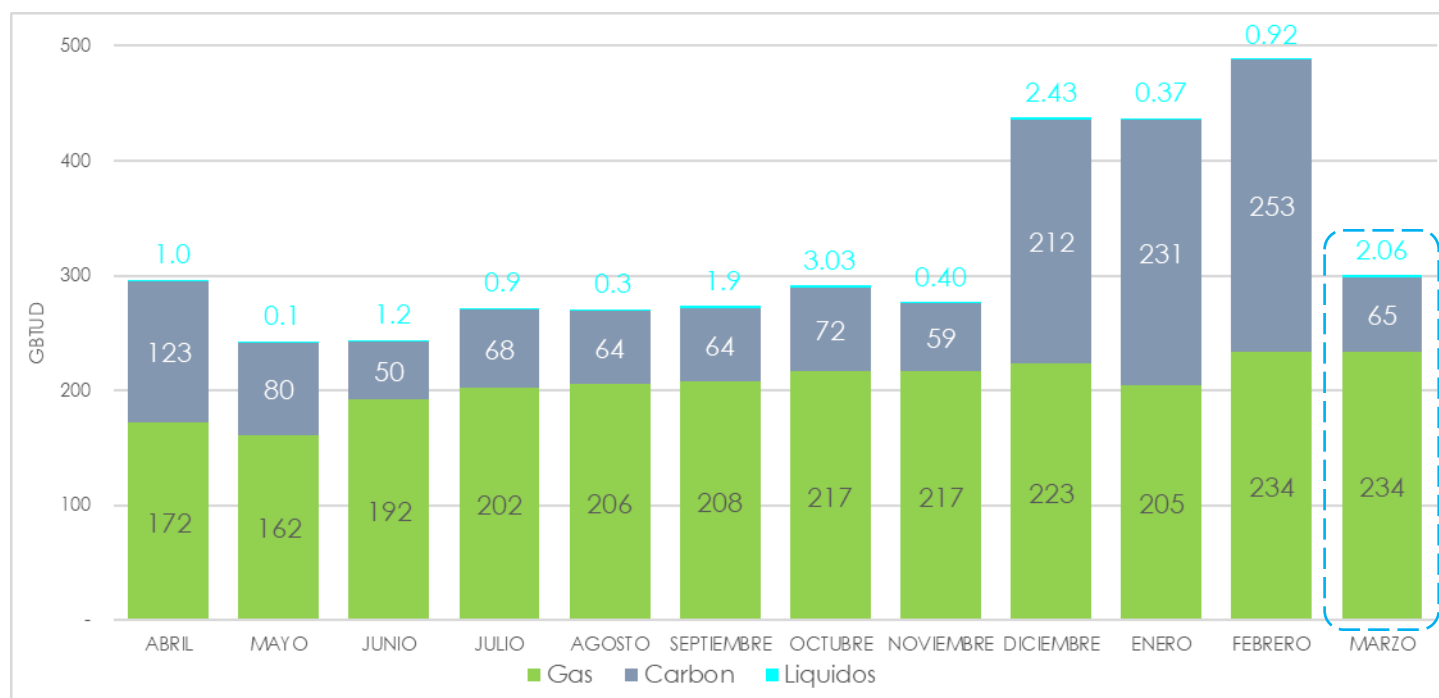
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de marzo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 183 GBTUD y 273 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (75 GBTUD), Termoflores (42 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoyopal (30 GBTUD), Termoguajira (17 GBTUD) y Proelectrica (15 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 marzo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 234 GBTUD² (21.5%) que representó el 77.8 % del total, carbón con 65 GBTUD y los combustibles líquidos consumieron 2.06 GBTUD (0.7%).

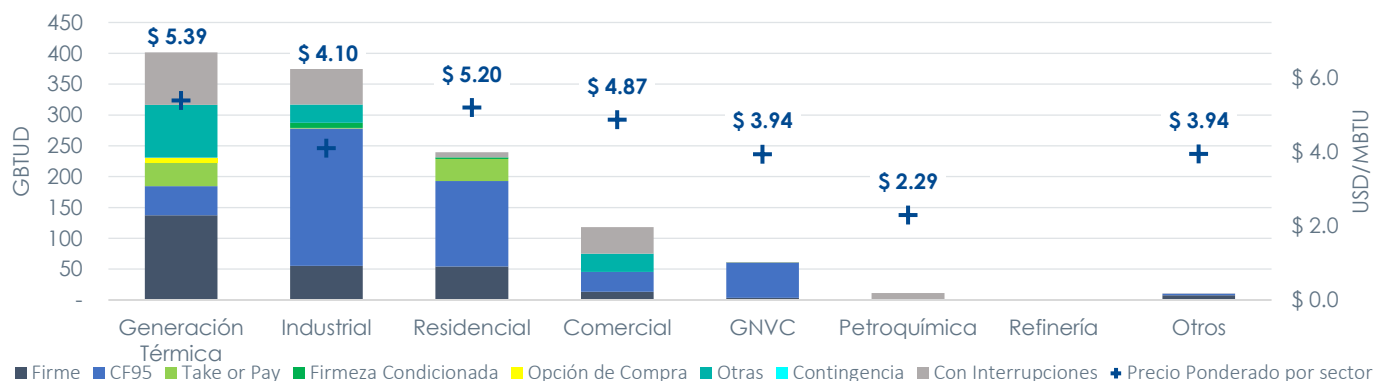
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, 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).



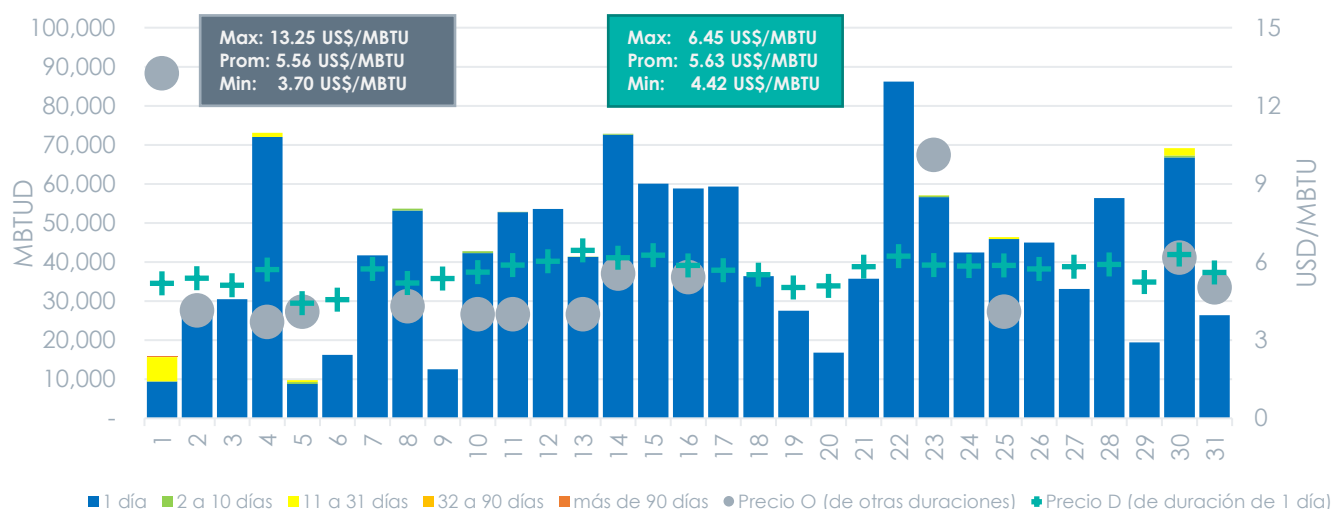
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector Petroquímico solamente registra contratación “con interrupciones”. Los sectores residencial y Gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 no registro contratos vigentes.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de MARZO registró 597 operaciones todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (564). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 4.42 USD\$/MBTU (marzo 5) y 6.45 USD\$/MBTU (marzo 13) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.82 USD\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario MARZO– Suministro



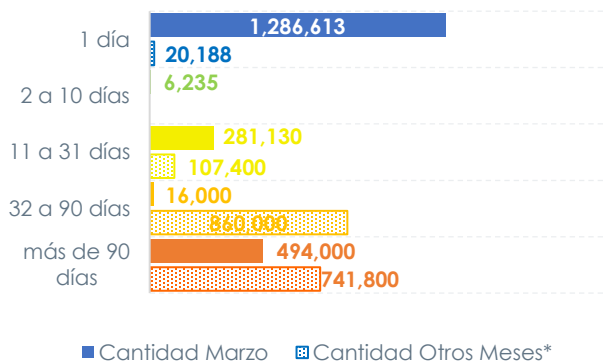
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en 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	10	22	26	27	9	10	19	22	18	25	21	16	13	21	20	18	28	22	16	17	10	22	19	14	23	13	12	21	11	24	15	564	\$5.80
2 a 10 días					1			1		1	1		1	1									1							2		9	\$7.46
11 a 31 días	3	1		2	1																		1		1					1	3	13	\$8.55
32 a 90 días									1																			4				5	\$4.85
más de 90 días														2		2														2	6	\$5.28	
TOTAL	13	23	26	29	11	10	19	23	19	26	22	16	14	24	20	20	28	22	16	17	10	22	21	14	24	13	12	25	11	27	20	597	\$5.82

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 95% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 4 de marzo con 29 transacciones equivalentes al 4.8% 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 MARZO – MBTU



En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las 564 transacciones de duración **diaria** representan el **61.7%** (**1,286,613 MBTU**) del volumen total transado para ejecutarse en marzo (**2,083,978 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (**1,235,800 MBTU**) se asocian a entregas para todo el año gas (marzo 1 de 2022 a noviembre 30 de 2022).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **54.6 %** de las cantidades negociadas.

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

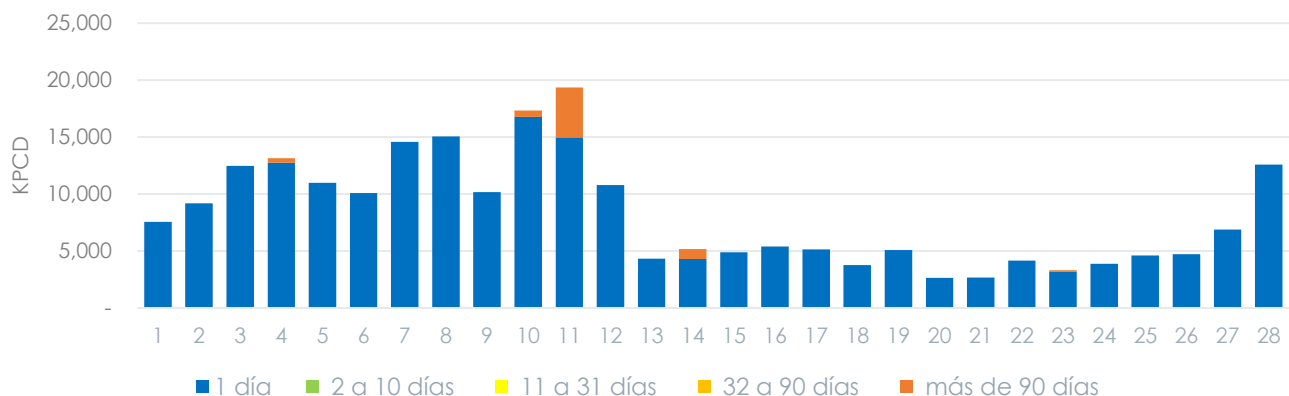
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Ballena con 386,586 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **firme** (906,392 MBTUD) equivalente al 99% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (9,000 MBTUD) equivalente al 1% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (162) seguido por Ballena (160) y Mamonal (83). Los puntos NO SNT registraron (8 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de registró 473 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (466).

Transacciones mercado secundario MARZO – Transporte



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	16	15	27	19	16	16	19	14	15	22	17	16	13	16	17	16	13	14	14	12	9	14	12	12	15	11	2	19	13	16	16	466
2 a 10 días																																
11 a 31 días																																
32 a 90 días																																
más de 90 días				1						1	1			1									2					1				1
TOTAL	16	15	27	20	16	16	19	14	15	23	18	16	13	17	17	16	13	14	14	12	9	14	14	12	15	11	2	19	14	16	16	473

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 8,236 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 3 de marzo con 27 transacciones, equivalentes al 5.7% 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	
				111,095	\$ 0.29	23		CARTAGENA - MAMONAL	
71	\$ 0.37	24,996	29,452	4,400	\$ 1.24	37		CUSIANA - VASCONIA	
60	\$ 0.08	25,982						VASCONIA - MARIQUITA	
49	\$ 0.11	14,837						COGUA - SABANA_F	
56	\$ 0.07	14,832						LA BELLEZA - COGUA	
59	\$ 0.27	9,987	33		\$ 1.25	6		CUSIANA - OCOA	
42	\$ 0.41	8,997	113		N.D.	1		CUSIANA - SABANA_F	
37	\$ 0.07	5,588			N.D.	1		SEBASTOPOL - VASCONIA	
			871		N.D.	1		CUSIANA - SEBASTOPOL	
6	\$ 0.05	391	400		N.D.	1		CUSIANA - EL PORVENIR	
			175	565	\$ 0.08	2		YUMBO/CALI - CALI	
			598		N.D.	1		LA BELLEZA - SABANA_F	
			381	99	\$ 0.98	2		CUSIANA - LA BELLEZA	
1	N.D.	391						VASCONIA - LA BELLEZA	
5	\$ 0.19	391						EL PORVENIR - LA BELLEZA	
9	\$ 0.31	305	2	8	\$ 1.28	2		CUSIANA - COGUA	
			284		N.D.	1		VASCONIA - SEBASTOPOL	

■ Firme ■ Con Interrupciones #Transacciones

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

Del total de transacciones, 473 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 78 se dieron bajo negociación directa, se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (58.2% del total del mes), también se destaca el tramo CARTAGENA – MAMONAL para el cual se transó 80,282 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 108 transacciones (71 asignadas por subasta SUVCP y 37 negociación directa), seguido de la ruta VASCONIA - MARIQUITA con 60 transacciones (asignadas por subasta SUVCP). 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).

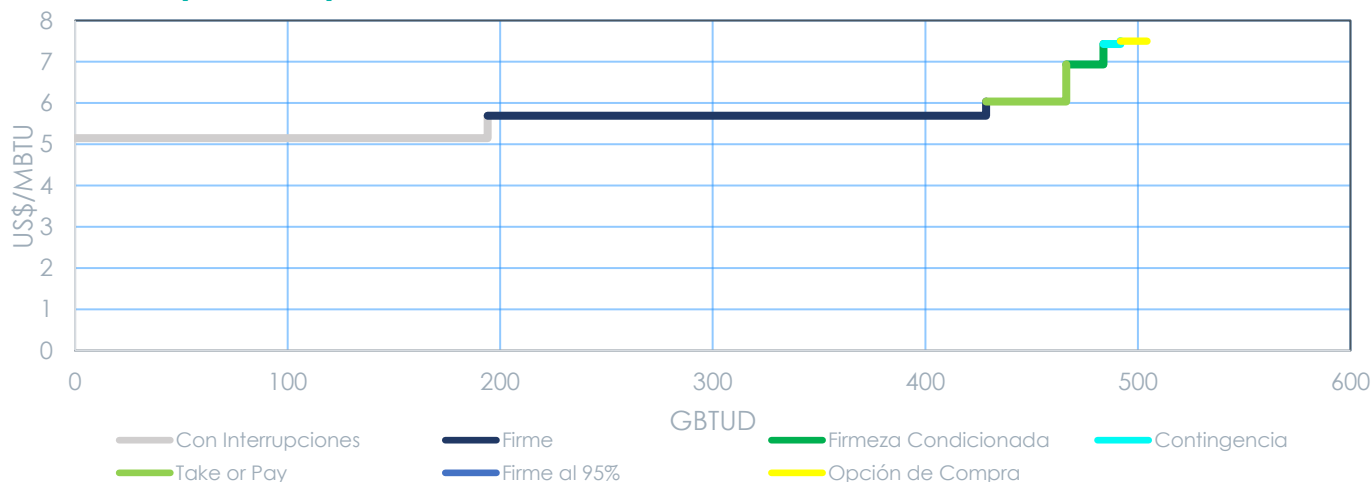
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en MARZO

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	94.6	\$ 4.93	46.4	\$ 4.53			0.5	N.D.					141.5
	Barranca	1.1	\$ 5.25											1.1
	Vasconia	3.1	\$ 4.03	1.9	\$ 4.13									5.0
	Sebastopol	4.1	\$ 4.73											4.1
	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	1.0	\$ 14.21	131	\$ 5.31									132.0
	Ballena	49.4	\$ 6.07	9.6	\$ 6.47							8.0	\$ 7.43	67.0
	Mamonal	32.0	\$ 5.76					17.0	N.D.	12.5	N.D.			61.5
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurín	19.0	\$ 6.68											19.0
	La Creciente					11.5	N.D.							11.5
	Hocol	5.5	\$ 5.74											5.5
	Bullerengue	1.5	\$ 4.51											1.5
	No SNT*	17.8	\$ 7.74	4.9	\$ 4.52									22.7
	Total general	234.5	\$ 5.69	194.1	\$ 5.15	37.7	\$ 6.04	17.5	\$ 6.93	12.5	\$ 7.50	8	\$ 7.43	504.3
Total (%)		46.5%		38.5%		7.5%		3.5%		2.5%		1.6%		

*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte
N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

Curva de precios por modalidad



*Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto Con Interrupciones presenta el valor más bajo con 5.15 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.50 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 88% de la contratación total nacional de 428.6 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