



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

FEBRERO 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 un aumento del 5.3% (55 GBTUD) respecto al mes de enero (1,030 GBTUD) alcanzando los 1,085 GBTUD en febrero.

En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 82% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.43 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 febrero creció ubicándose en 946 GBTUD, un 6.9% por encima de la demanda registrada en el mes de enero (885 GBTUD), debido principalmente al aumento de los consumos del sector térmico (197 a 229 GBTUD), industria (275 a 292 GBTUD) y residencial (167 a 179 GBTUD).

- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 50.6% pasando de 312 en enero a 470 en febrero de 2022; las negociaciones de transporte disminuyeron 1.7%, pasando de 571 en enero a 561 en febrero de 2022.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en febrero, la modalidad Firme registra un valor de 5.63 US\$/MBTU, mientras que la modalidad con interrupciones registra 5.87 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 **febrero**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	286	4	290	104%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	239	-	239	89%
Guajira (Chucupa/Ballena)	137	122	-	122	89%
Floreña	71	10	55	65	92%
Nelson	55	14	3	17	30%
Bloque VIM 5***	117	100	1	101	86%
Gibraltar	41	39	-	39	96%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	98%
Otras Fuentes	201	112	65	177	88%
Potencial Producción Nacional	1,204	957	128	1,085	90%
Planta regasificación Cartagena **	400	-	-	-	0%
Total	1,604	957	128	1,085	68%

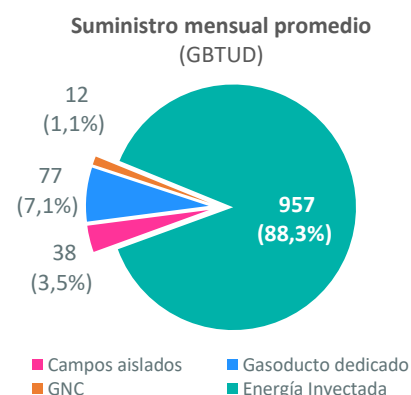
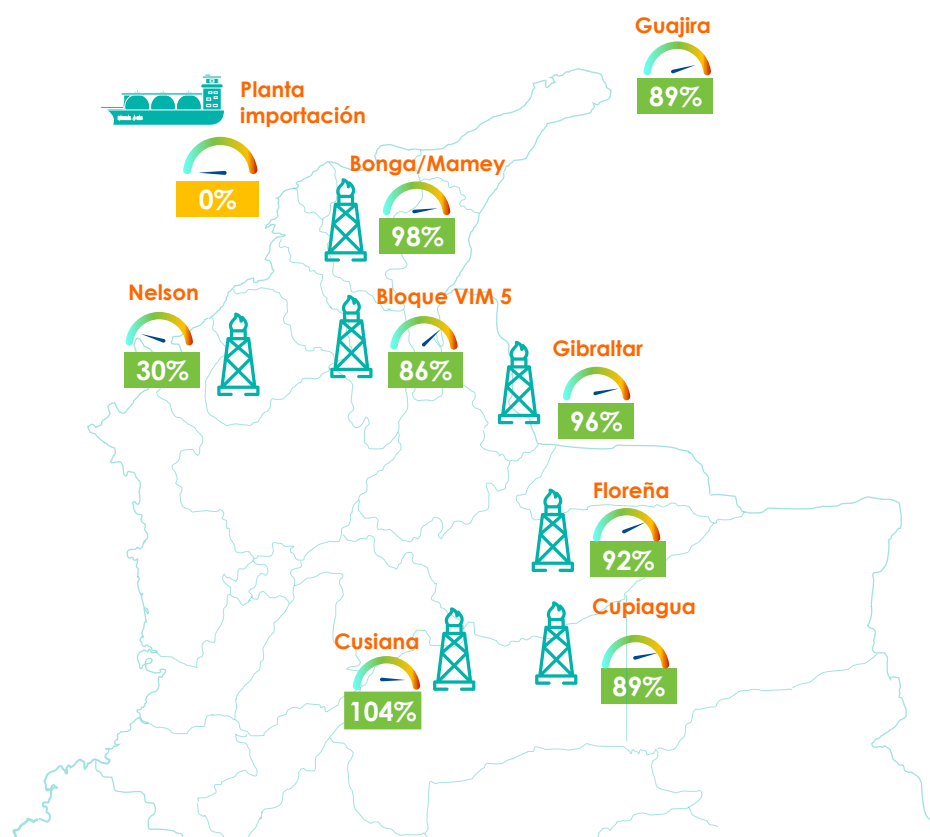
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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



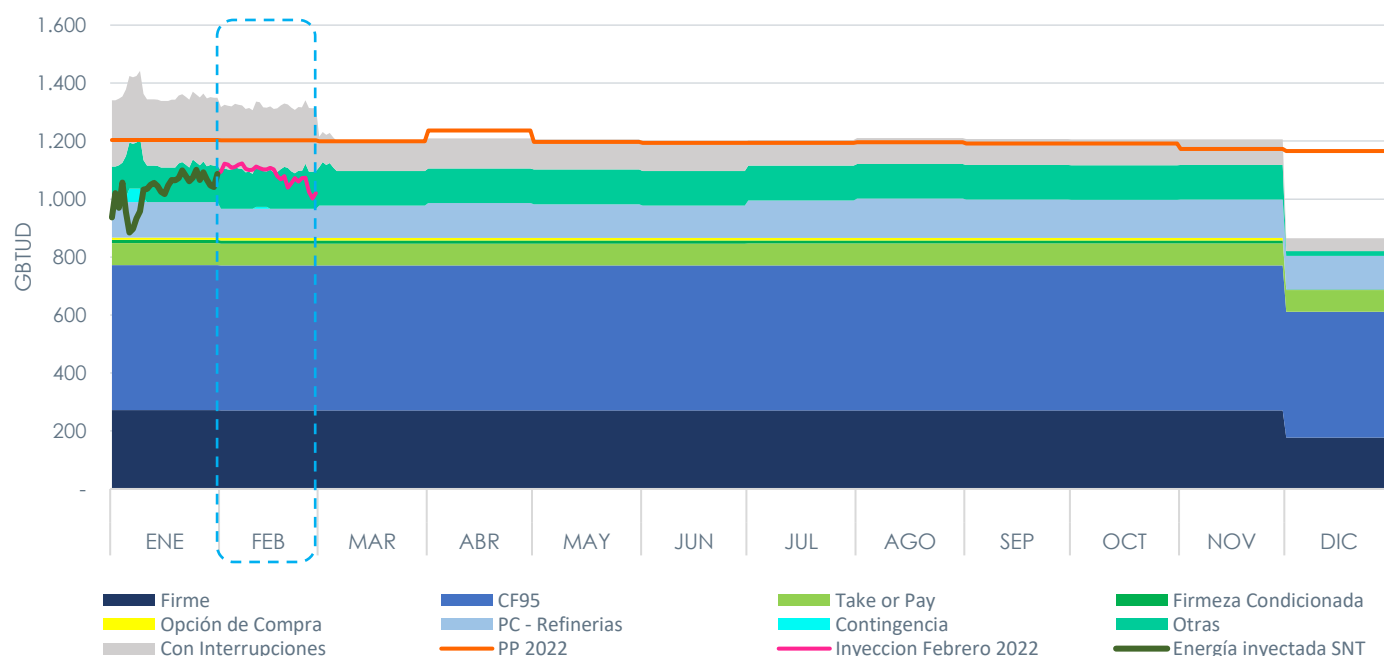
La relación de Suministro en el mes de febrero versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **90%**.

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 febrero que la contratación respaldada con firmeza representó 1,000 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 262 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,085 GBTUD¹**, con oscilaciones entre **1,001 GBTUD (mín.)** y **1,123 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 1.203 GBTUD (**línea naranja**).



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	1,797	1,194	1,194	1,196	1,191	1,192	1,173	1,166
Suministro Min.	885	1,001										
Suministro Prom.	1,030	1,085										
Suministro Máx.	1,101	1,123										
Garantía Firmeza	1,006	1,000	988	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	262	185	157	157	104	90	90	90	90	90	46

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 FEBRERO

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									5	\$ 4.60			212
	Cupiagua			186	\$ 4.65									2	\$ 4.60			188
	Cupiagua Sur			21.6	\$ 4.66			8	\$ 3.80	8	N.D.							38
	Floreña	55	\$ 3.37	0.6	N.D.	12	N.D.							1	\$ 3.74			68
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	17	\$ 4.18	15.0	\$ 5.40									21	\$ 4.30			53
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									46	\$ 4.65			55
	Chuchupa	2	N.D.	34	\$ 5.52									18	\$ 5.37	1	N.D.	55
	Bloque VIM 5	96	\$ 5.28									22	\$ 6.20	32	\$ 6.19			150
	Bonga Mamey			9	\$ 3.71	26	N.D.							58	\$ 3.75			93
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	6	N.D.			125
	Otros Costa ⁴	56	\$ 5.93	18	\$ 4.48							29	\$ 2.66	47	\$ 4.32			149
	Otros C. Aislados ⁵	8	\$ 2.49			4	\$ 7.57							18	\$ 3.67			30
	Otros C. Aislados- MM ⁶	1	\$ 3.12					3	\$ 2.79					8	\$ 1.53			12
	Total	271	\$ 4.76	500	\$ 4.55	75	\$ 4.22	11	\$ 3.54	8	N.D.	134	\$ 6.45	262	\$ 4.43	1	N.D.	1262
Total (%)		21.5%		39.7%		6.0%		0.9%		0.6%		10.6%		20.7%		0.1%		100%

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

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

³ Bloque 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.

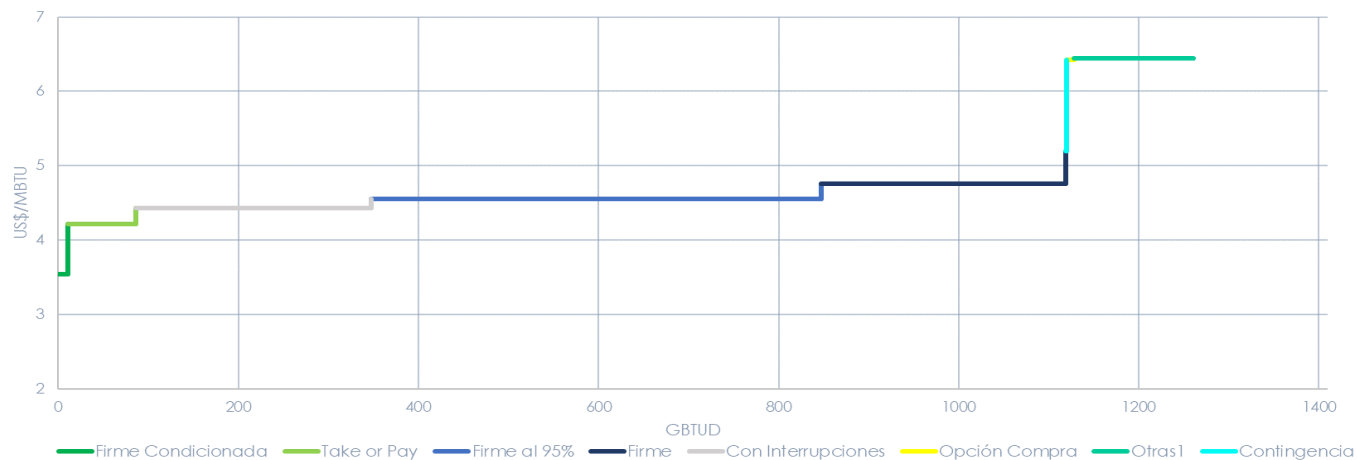
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 febrero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,262 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (500 GBTUD), **ii)** Firme (271 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (262 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **82%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 1 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.

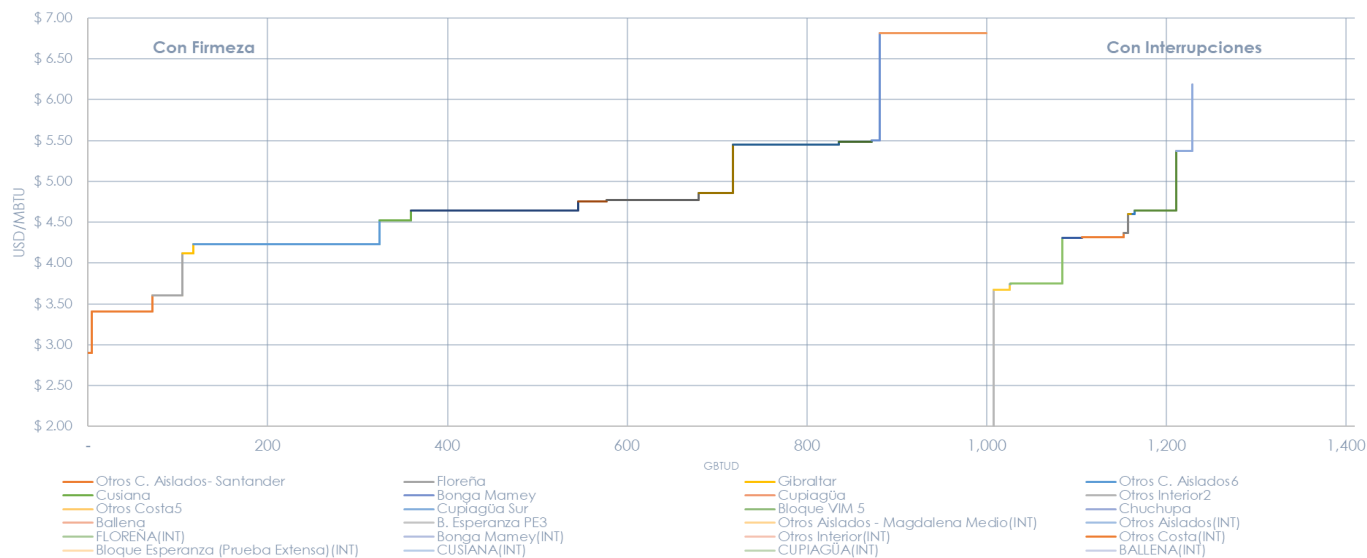
Curva de precios por modalidad



*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 6.45 US\$/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 82% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.43 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 (1,000 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "con interrupciones" (262 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 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 Bloque VIM 5 y Chuchupa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-MM 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)		
									Mín	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	12	253,091	126,360	126,731	50%	\$ 0.24	89,554	106,224	120,778
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	7	751,363	552,941	198,422	26%	\$ 0.26	83,426	105,563	125,064
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	7	684,494	478,699	205,795	30%	\$ 0.35	171,807	211,293	241,529
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	149,077	55,432	27%	\$ 0.04	97,058	115,068	131,594
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	247,154	38,791	14%	\$ 0.54	155,815	195,288	218,329
	6	JOBO-SINCELEJO	7	191,445	169,000	22,445	12%	\$ 0.57	128,491	161,317	170,862
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	39,311	52,689	57%	\$ 0.24	36,655	36,967	37,268
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	1,128	1,813	2,262
	9	APIAY-OCOIA	7	22,020	17,436	4,584	21%	\$ 0.45	5,926	12,764	14,668
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	5,291	10,920	11,620
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.61	51,764	61,535	65,632
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	42,530	217,470	84%	\$ 1.27	17,287	26,614	35,762
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	20,293	17,068	46%	\$ 1.49	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	92,902	240,098	72%	\$ 0.37	60,620	79,449	91,566
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	3	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.25	4,016	4,609	4,933
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.50	3,449	3,922	4,722
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.45	115,347	141,695	152,313
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	56,836	7,323	11%	\$ 0.63	38,574	46,223	51,516
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	19	470,000	458,439	11,561	2%	\$ 0.08	385,137	410,580	423,930
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	17	470,000	448,090	21,910	5%	\$ 0.66	383,436	408,993	422,289
	21	FLANDES-GUANDO	1	5,000	2,500	2,500	50%	\$ 0.47	1,110	1,173	1,242
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.95	1,120	1,310	1,460
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,272	1,889	12%	\$ 0.25	11,365	12,740	13,470
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	9,829	53,915	85%	\$ 0.87	12,344	15,067	16,724
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,337	19,583	39%	\$ 2.96	32,370	35,906	39,308
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	11,000	9,805	1,195	11%	\$ 1.84	8,267	8,968	9,673
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.52	831	902	952
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	223,081	218,980	4,101	2%	\$ 0.23	118,055	144,686	155,625
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	13	300,277	282,340	17,937	6%	\$ 0.42	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	15,000	15,503	-	0%	\$ 0.94	13,575	15,694	16,901
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,843	51,157	30%	\$ 0.75	75,487	88,171	93,567
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.84	267	345	450
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.26	60,930	71,274	75,678
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.31	2,324	3,608	4,278
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.61	3,185	3,646	3,872
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	54,257	23,743	30%	\$ 1.03	44,156	54,487	58,631
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	176,744	172,256	49%	\$ 0.16	118,597	133,396	147,281
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 5.82	171	203	221
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,209	52,791	27%	\$ 0.30	95,437	109,257	115,601
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.48	4,612	4,860	5,182
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	38,326	44,679	49,157

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rojo** 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 feb \$3,936)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

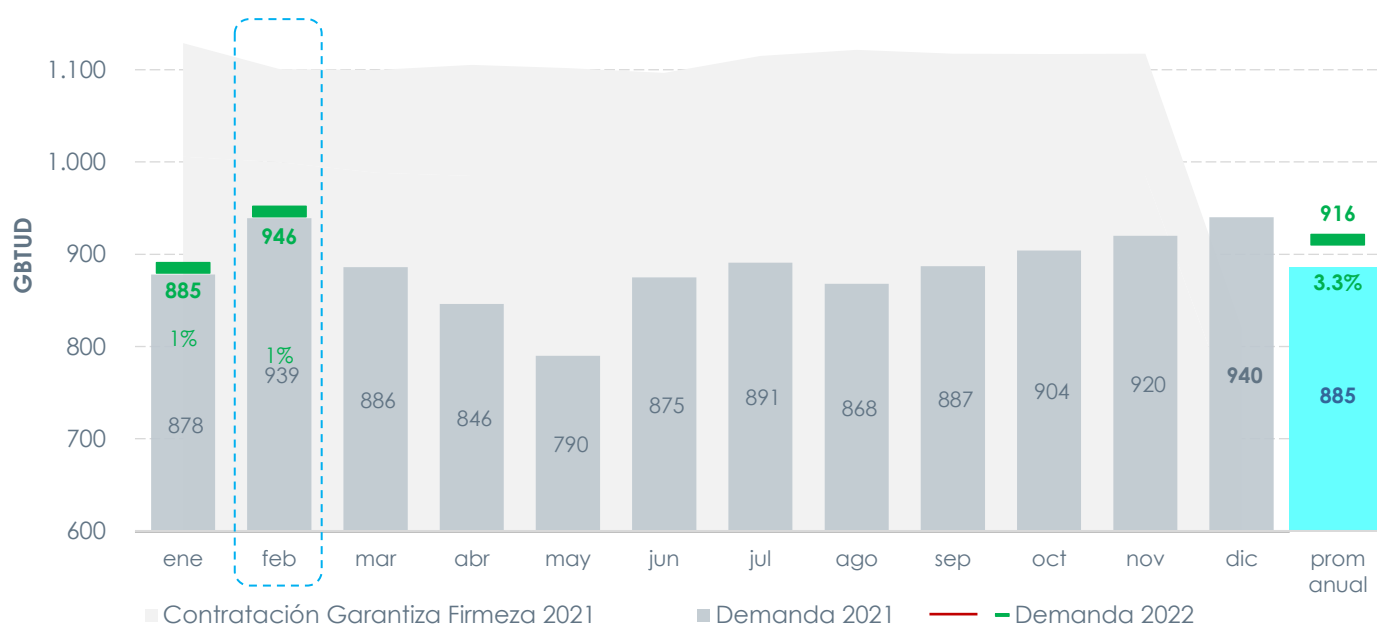
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de febrero se observa una demanda promedio de **946** GBTUD, esto es **1%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 939 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **916** GBTUD, superando en un 4% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en febrero la demanda **térmica** fue 13 GBTUD **Superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021, por el contrario, la demanda **No térmica** fue **Inferior** en 5 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

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

Evolución mensual demanda térmica y No térmica

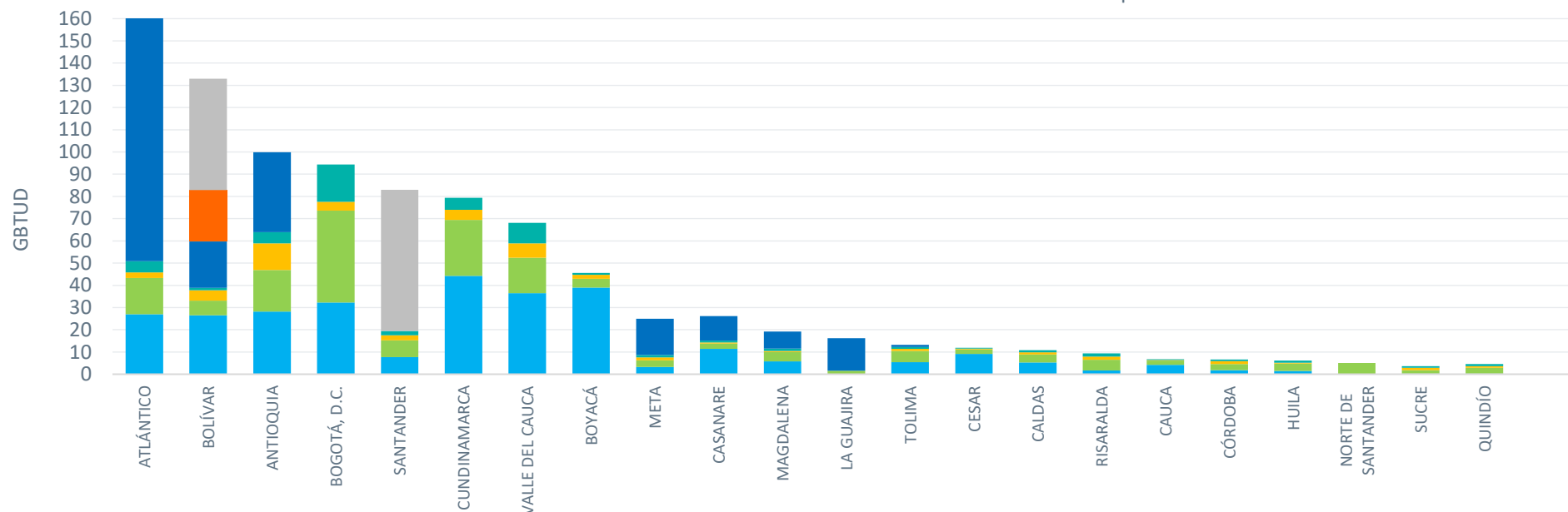
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2021	191 687	216 723	179 707	159 687	153 637	180 695	199 693	198 676	197 690	206 698	208 712	220 720
2022	197 688	229 718										

Térmica

No Térmica

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

Industrial Residencial Comercial GNVC Generación Térmica Petroquímica Refinería

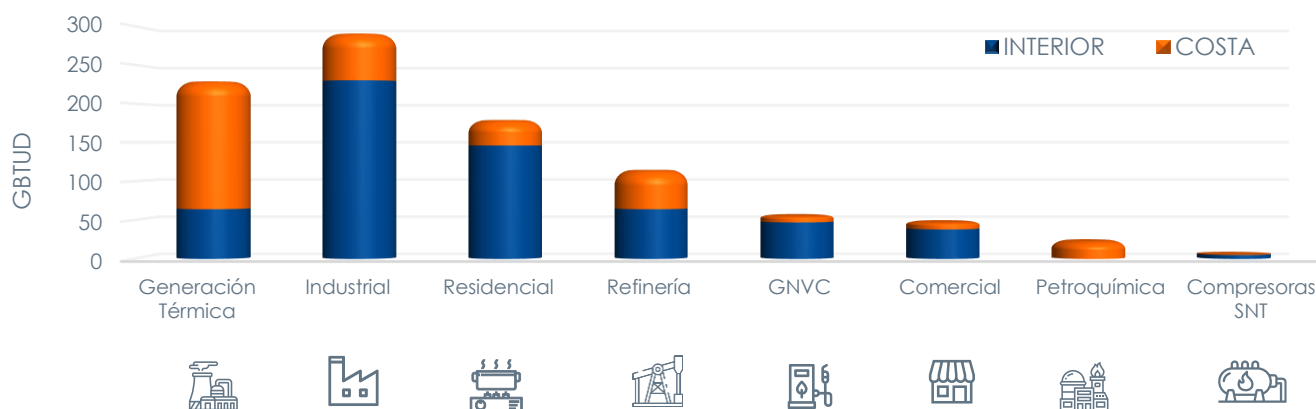


	Residencial	16.3	6.7	18.7	41.3	7.5	25.2	15.9	4.1	3.0	2.4	4.2	1.5	5.0	2.0	3.6	4.8	1.9	2.7	3.4	5.0	1.6	2.6	179	
	Comercial	2.5	4.6	12.0	4.0	2.3	4.5	6.5	1.7	1.3	0.5	0.4	-	1.0	0.4	0.9	1.5	0.3	1.3	0.3	-	1.1	0.7	48	
	Industrial	27.0	26.5	28.2	32.3	7.7	44.3	36.5	39.0	3.2	11.4	5.8	-	5.4	9.1	5.3	1.6	4.2	1.8	1.4	-	0.2	0.3	292	
	GNVC	5.0	1.2	5.0	16.9	2.0	5.5	9.2	0.8	1.2	0.8	1.1	-	0.9	0.3	1.0	1.4	0.3	0.7	0.9	-	0.7	0.9	56	
	Generación Térmica	121.9	20.8	35.9	-	-	-	-	-	16.3	11.0	7.7	14.6	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229
	Refinería	-	50.1	-	-	63.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114
	Petroquímica	-	23.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23
	Compresoras	0.1	0.1	0.2	-	1.8	0.3	-	2.0	0.2	-	-	0.0	0.7	0.1	-	-	-	-	-	-	1.0	-	-	6
	TOTAL	173	133	100	94	85	80	68	48	25	26	19	16	14	12	11	9	7	7	6	5	5	5	946	

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 febrero de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 292 GBTUD en promedio, de los cuales 230 GBTUD corresponden a la Región Interior y 61 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 179 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 146 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Costa	165	61	33	50	9	10	23	1
Interior	64	230	146	64	47	38	0	5
TOTAL Nacional	229	292	179	114	56	48	23	6
% Segmento	24%	31%	19%	12%	6%	5%	2.4%	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			Septiembre 21		Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21		Enero 22		Febrero 22		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	9	0	10	0	10	0	10	0	10	0	10	
		Interior	0	37	0	36	0	37	0	36	0	35	0	38	
	Generación Térmica	Costa	139	0	146	0	146	0	157	0	133	0	165	0	
		Interior	59	0	60	0	62	0	63	0	65	0	64	0	
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0	9	0	
		Interior	50	0	50	0	51	0	49	0	42	1	46	1	
	Industrial	Costa	53	4	54	4	51	4	50	4	55	4	57	4	
		Interior	183	31	191	30	193	31	189	29	189	28	198	32	
	Petroquímica	Costa	22	0	21	0	24	0	26	0	24	0	23	0	
		Interior	65	0	61	0	60	0	61	0	55	0	50	0	
	Refinería	Costa	40	0	47	0	57	0	76	0	66	0	64	0	
		Interior	0	34	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	
	Residencial	Costa	0	146	0	143	0	144	0	140	0	134	0	146	
		Interior	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	
	Compresoras SNT	Costa	7	0	8	0	8	0	7	0	5	0	5	0	
		Interior													
Subtotal UR/UNR				Septiembre 21		Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21		Enero 21		Febrero 22	
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	290	47	291	47	290	47	303	47	275	46	305	47
			Interior	336	214	355	210	370	213	385	205	366	197	377	216
TOTAL			887		904		920		940		885		946		

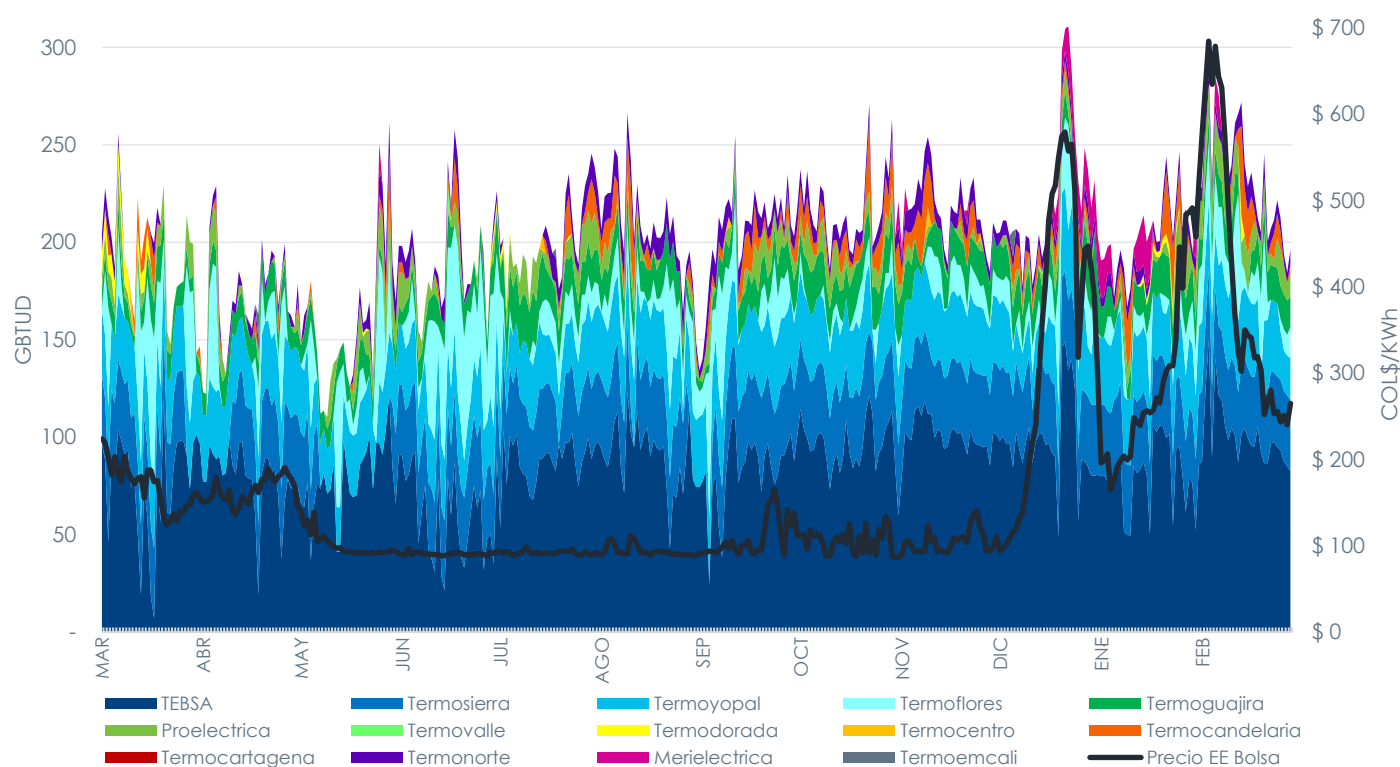
Fuente: SEGAS.

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 febrero fue en promedio 211 GBTUD.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



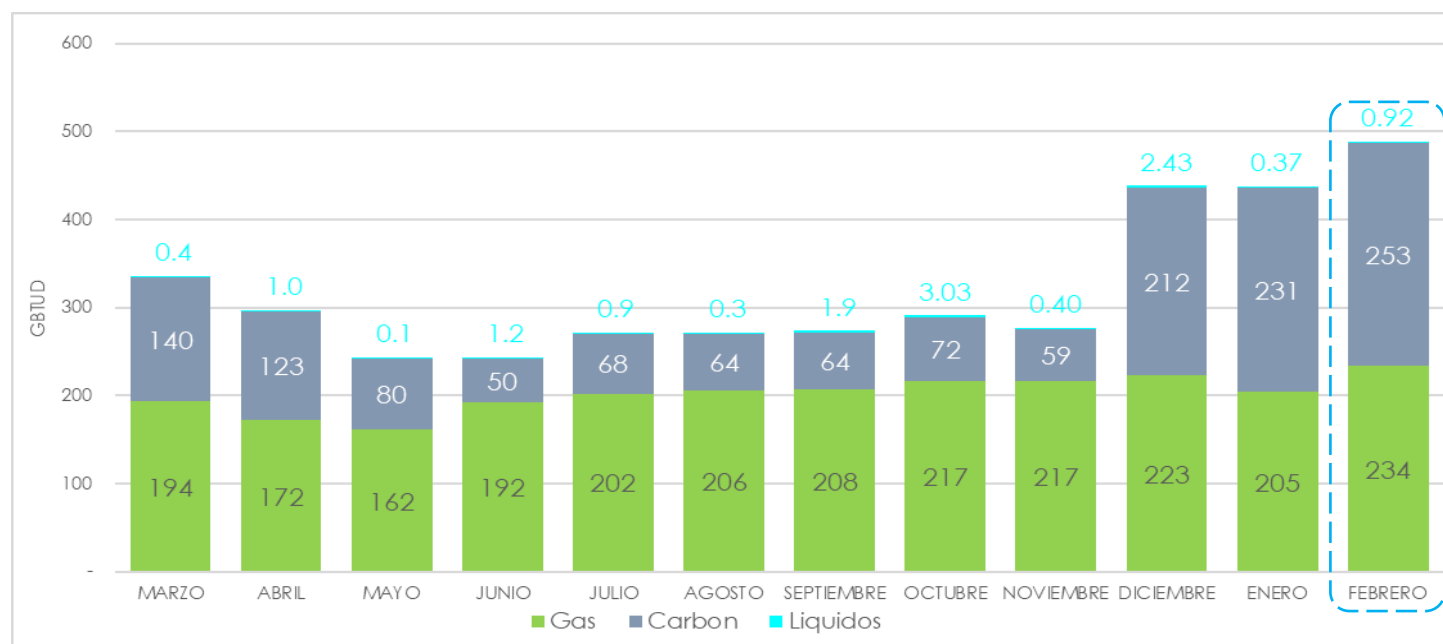
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 184 GBTUD y 288 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (91 GBTUD), Termosierra (32 GBTUD), Termoyopal (29 GBTUD), Termoflores (19 GBTUD), Proelectrica (13 GBTUD) y Termoguajira (12 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 febrero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón

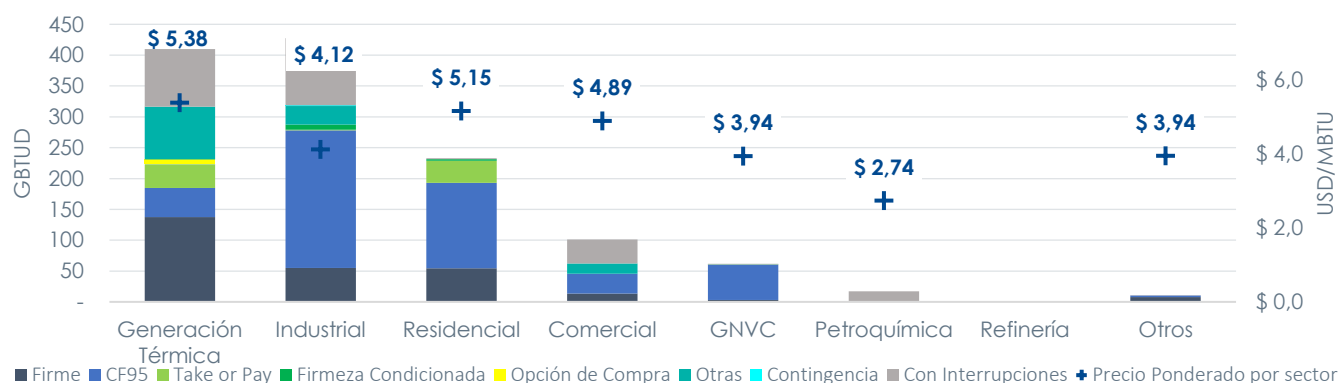
con 253 GBTUD que representó el 51.9% del total, gas natural con 234 GBTUD² (47.9%) y los combustibles líquidos consumieron 0.92 GBTUD (0.2%).



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en FEBRERO 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.

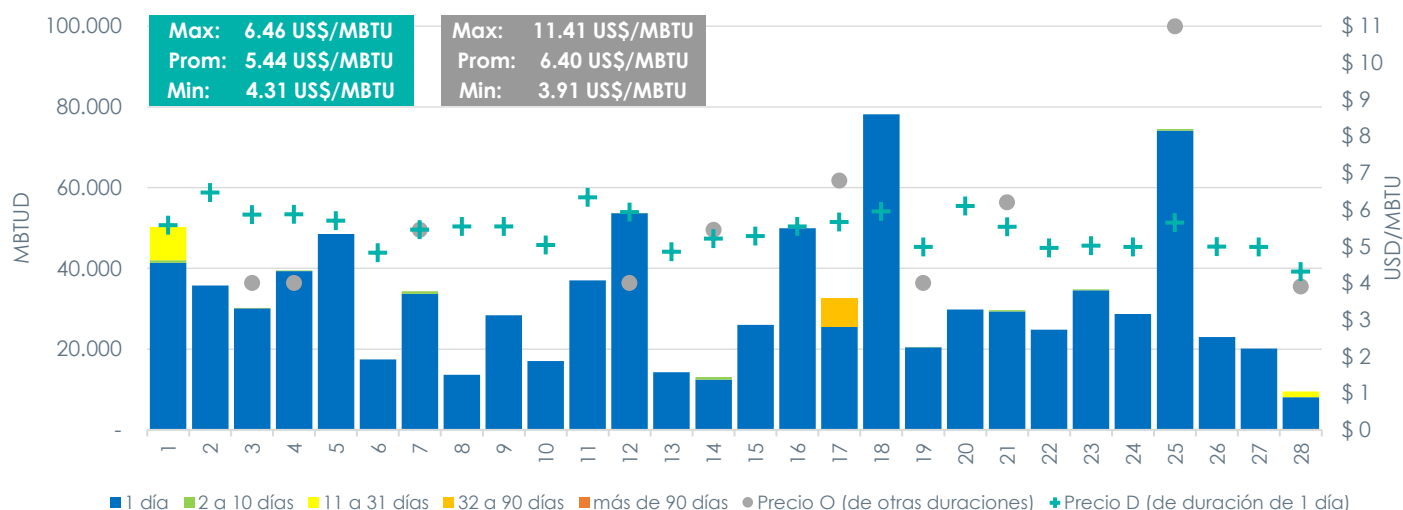
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de FEBRERO registró 470 operaciones todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (446). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 4.31 USD\$/MBTU (febrero 28) y 6.46 USD\$/MBTU (febrero 2) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.64 USD\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario FEBRERO– Suministro



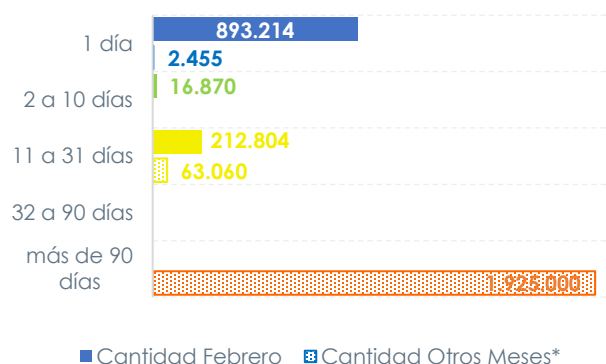
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en FEBRERO – 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	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	17	17	20	18	17	14	18	10	16	15	20	19	10	11	16	26	17	25	10	8	14	12	13	18	33	8	12	12	446	\$5.58
2 a 10 días	2			1			2					1		2			1		1		1		1		1				13	\$6.52
11 a 31 días	4		1																								4		9	\$9.90
32 a 90 días																													0	
más de 90 días																	2												2	\$6.80
TOTAL	23	17	21	19	17	14	20	10	16	15	20	20	10	13	16	26	20	25	11	8	15	12	14	18	34	8	12	16	470	\$5.64

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 25 de febrero con 34 transacciones equivalentes al 7.2% 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 FEBRERO – MBTU

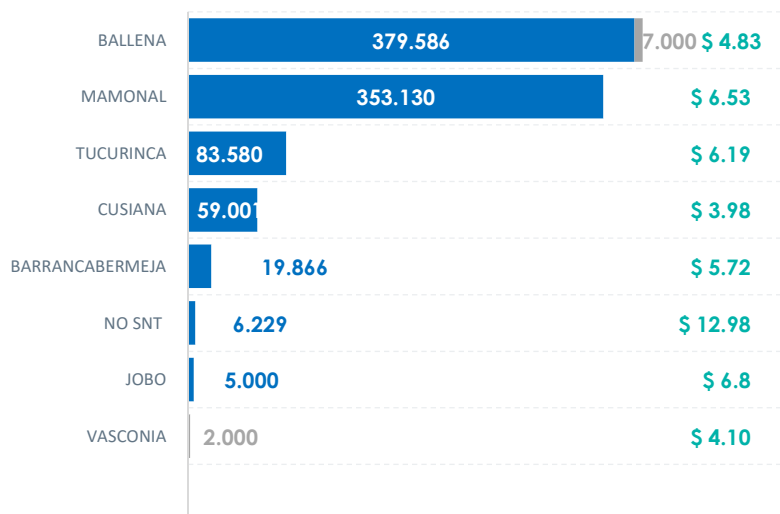


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las 446 transacciones de duración **diaria** representan el **79.5%** (893,214 MBTU) del volumen total transado para ejecutarse en febrero (1,122,888 MBTU). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (1,925,000 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 **36.1 %** de las cantidades negociadas.

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

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue 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).

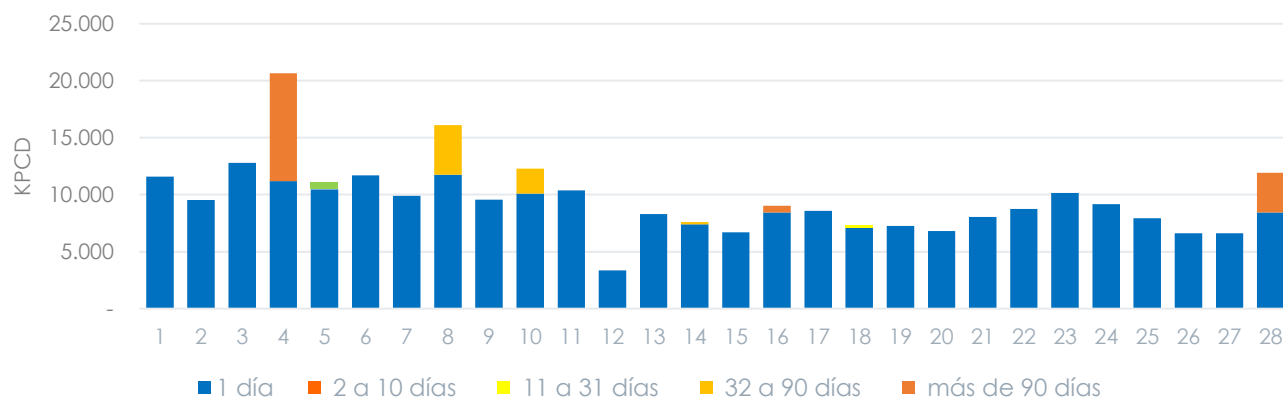


■ Firme ■ Con Interrupciones ■ Contingencia ■ Precio Promedio

Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de registró 561 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (549).

Transacciones mercado secundario FEBRERO – Transporte



Número de operaciones en FEBRERO – Transporte

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	Total
Duración contrato																													
1 día	26	22	29	24	29	30	22	25	17	19	16	14	17	12	12	14	22	14	15	16	26	23	15	23	16	18	16	17	549
2 a 10 días					1																								1
11 a 31 días																		1											1
32 a 90 días								2		1				1															4
más de 90 días				4												1											1		6
TOTAL	26	22	29	28	30	30	22	27	17	20	16	14	17	13	12	15	22	15	15	16	26	23	15	23	16	18	16	18	561

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 9,635 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 5 y 6 de febrero con 30 transacciones, equivalentes al 10.6% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Subasta(SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo	
			80.282	\$ 0.29	28
54	\$ 0.47	15,736	36.294	\$ 1.25	40
57	\$ 0.08	28,778			
63	\$ 0.41	16,703			
47	\$ 0.11	12,618			
51	\$ 0.07				
46	\$ 0.07	9,383	1.794	\$ 0.30	4
54	\$ 0.27	10,678		\$ 1.26	3
31	\$ 0.19	5,900	75	N.D.	1
46	\$ 0.05	5,937			
			5.677	\$ 1.55	2
11	\$ 0.13	5,651			
			2.905	N.D.	1
			2.650	N.D.	1
			2.177	N.D.	1
			2.008	N.D.	1
			2.004	\$ 1.12	2
			2.004	N.D.	1
			1.903	N.D.	1
			1.002	N.D.	1
4	\$ 0.13	741			
			615	N.D.	1
2	\$ 0.80	489			
4	\$ 0.26	405			
			180	N.D.	1
			175	N.D.	1
1	N.D.	140			

Firme

Con Interrupciones

#Transacciones

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

Del total de transacciones, 471 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 90 se dieron bajo negociación directa, se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (53% 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 94 transacciones (54 asignadas por subasta SUVCP y 40 negociación directa), seguido de la ruta VASCONIA - MARIQUITA con 57 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).

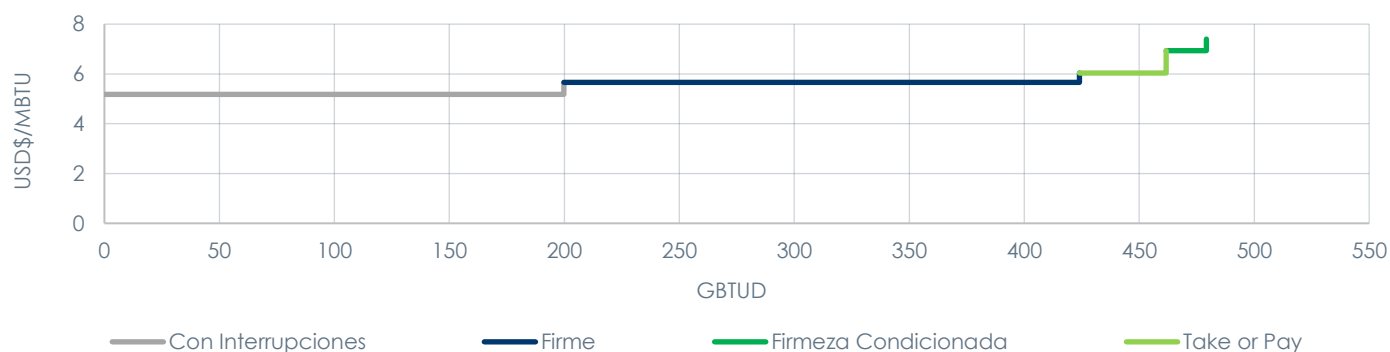
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en Febrero

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	90.4	\$ 4.98	46.8	\$ 4.53			0.5	N.D.					138.4
	Barranca	1.0	\$ 5.62											0.4
	Vasconia	3.0	N.D.	1.4	N.D.									3.2
	Sebastopol	2.4	N.D.											2.4
	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	1.1	\$ 13.0	131.0	\$ 5.31									132.0
	Ballena	55.3	\$ 5.82	15.6	\$ 6.33							8.0	\$ 7.43	73.5
	Mamonal	20.7	\$ 5.77					17.0	N.D.	12.5	N.D.			46.2
	Bonga Mamey					26.2	\$ -							26.2
	Tucurínca	20.1	\$ 6.52											21.0
	La Creciente					11.5	\$ -							11.5
	Hocol	5.5	\$ 5.74											5.5
	Bullerengue	1.5	\$ 4.51											1.5
	No SNT*	17.7	\$ 7.68	4.9	\$ 4.52									24.2
	Total general	224.2	\$ 5.66	199.8	\$ 5.18	37.7	\$ 6.04	17.5	\$ 6.93	12.5	\$ 7.50	8	\$ 7.43	499.7
Total (%)		44.9%		40.0%		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 5.18 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 424 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