



INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

FEBRERO 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 **febrero**.

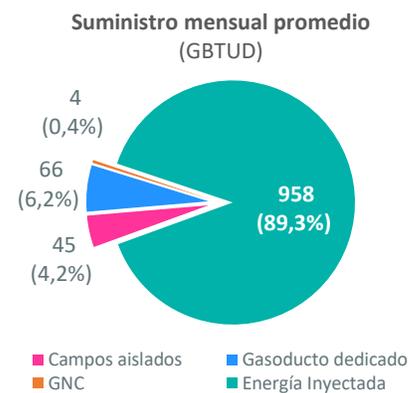
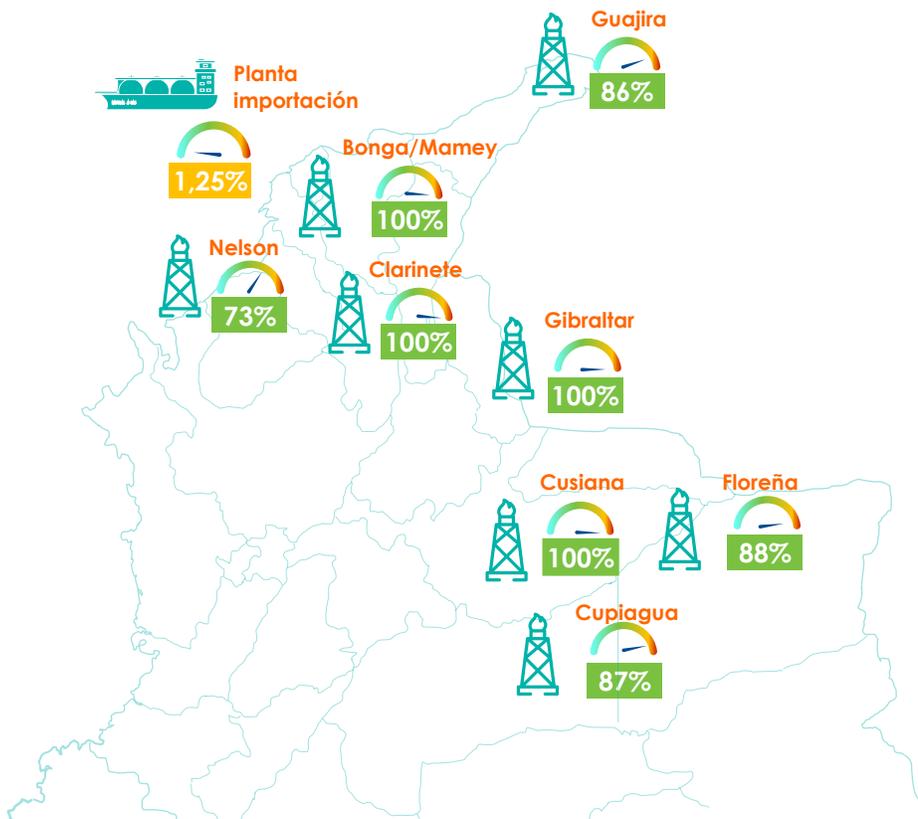
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	281	277	4	281	100%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	234	-	234	87%
Guajira (Chucupa/Ballena)	147	126	-	126	86%
Floreña	69	10	51	61	88%
Nelson	64	40	7	47	73%
Clarinete/Pandereta	107	106	1	107	100%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	35	35	-	35	100%
Otras Fuentes	221	84	52	136	62%
Potencial Producción Nacional	1.235	953	115	1.068	87%
Planta regasificación Cartagena **	400	4,5	-	4,5	1,25%
Total	1.635	958	115	1.073	66%

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



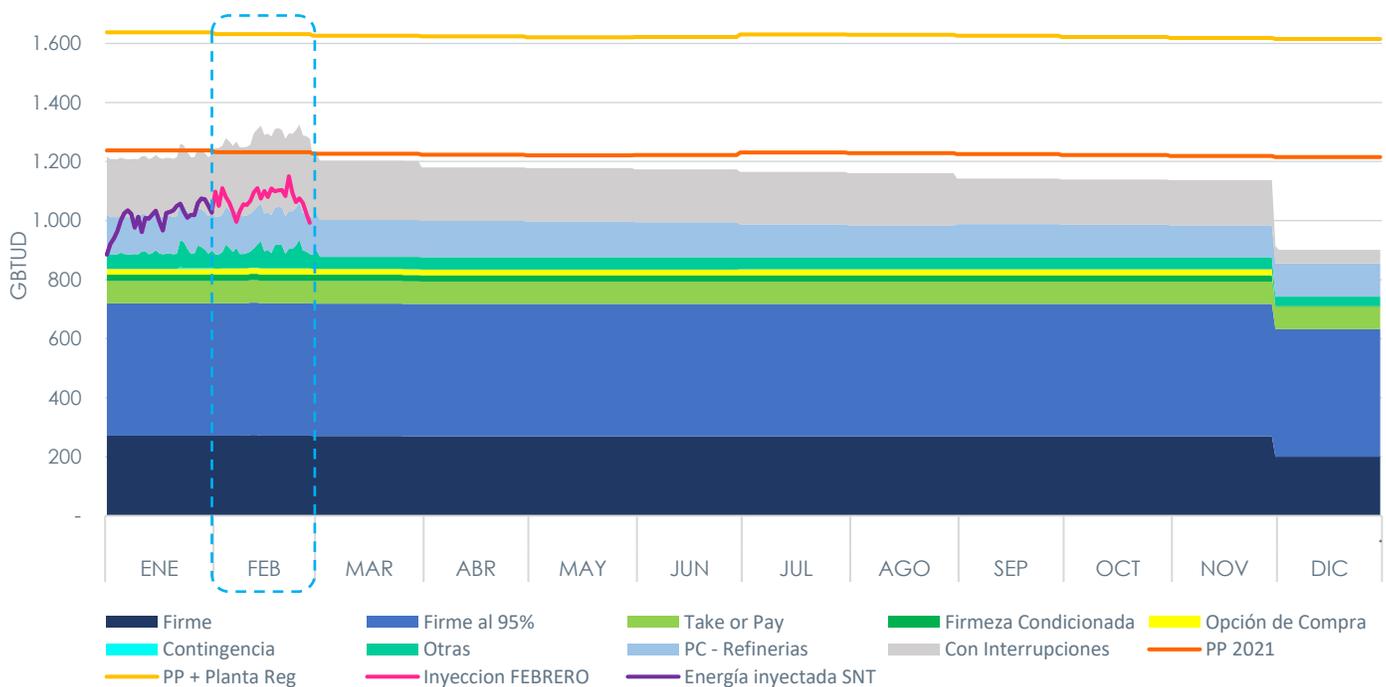
La relación de Suministro en el mes de febrero versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **1,25%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2021** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la Planta de importación que representan respaldo físico para el suministro de gas natural.

Se resalta para el mes de febrero que la contratación respaldada con firmeza representó 903 GBTUD mientras bajo la modalidad “con interrupciones” se registraron 252 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1.073 GBUTD¹**, con oscilaciones entre **993 GBTUD (min.)** y **1.150 GBTUD (máx.)**. Se evidencia de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron debajo del potencial de producción PP de 1.235 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										
Suministro Prom.	1.011	1.073										
Suministro Máx.	1.075	1.150										
Garantía Firmeza	894	903	878	876	876	876	876	876	876	876	876	743
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	118	111	107	112	110	108	112
Con Interrupciones	197	252	200	181	181	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 FEBRERO

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 FEBRERO, 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		Contingencia		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)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	49	\$ 3,44	195	\$ 3,78			6,57	\$ 3,61	4,00	\$ 6,29					14	\$ 4,40	269
	Cupiagua			148	\$ 4,30			4,00	\$ 3,20	6,57	\$ 6,29					8	\$ 4,40	167
	Cupiagua Sur			6,2	\$ 5,13											72	\$ 2,42	78
	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			6,36	\$ 2,69	9,21	\$ 6,29					20	\$ 3,42	68
Costa	Ballena			44	\$ 5,01											5	N.D.	49
	Chuchupa	1,5	N.D.	10	\$ 5,50								1,39	N.D.	10	\$ 5,12	22	
	Bloque VIM 5	88	\$ 5,15	3,2	N.D.							25	\$ 5,77			67	\$ 5,14	184
	Bonga Mamey			9	\$ 3,65	26	N.D.									18	\$ 3,40	53
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4,50									10	\$ 1,61			5	N.D.	51
	Otros Costa ⁴	15	\$ 5,20	18	\$ 4,60							29	\$ 2,61			17	\$ 4,31	79
Otros C. Aislados ⁵	10	\$ 2,31			4,9	\$ 5,73	4,54	\$ 2,65							15	\$ 3,07	34	
Total	272	\$ 4,26	448	\$ 4,18	76	\$ 3,83	21	\$ 3,06	20	\$ 6,29	64	\$ 3,70	1,39	N.D.	252	\$ 3,83	1155	
Total (%)	23,5%		38,8%		6,6%		1,9%		1,7%		5,6%		0,1%		21,8%		100%	

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 114/2017 (parágrafo del artículo 23).

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, Merecumbe 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.

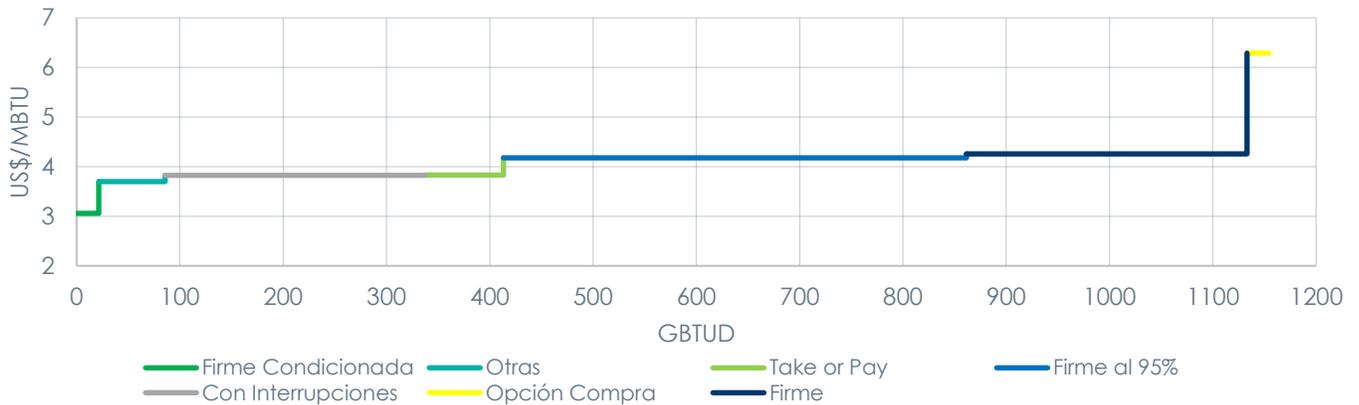
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 febrero se encuentran contratados a nivel nacional 1155 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), **ii)** Firme (272 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (252 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 84% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada, Opción de compra y contingencia, con 21 GBTUD, 20 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.

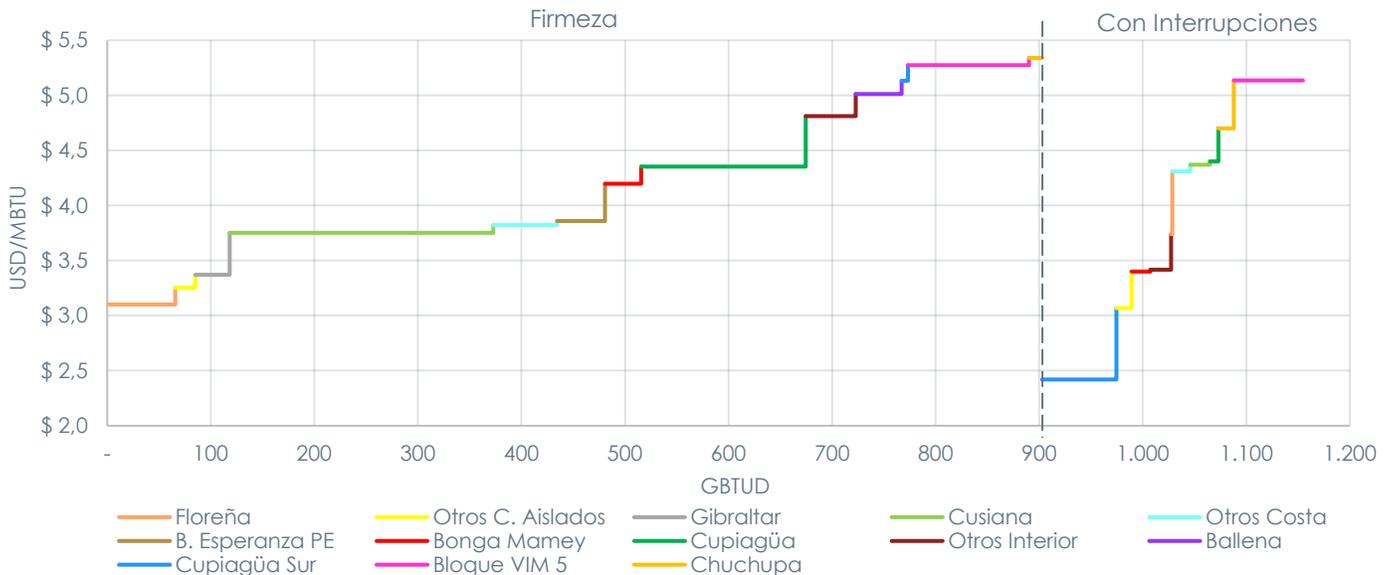
Curva de precios por modalidad



*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 3,06 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 84% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 3,83 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 (903 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (252 GBTUD). Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, más no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una mezcla de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva "con interrupciones" se encuentran en su mayoría por debajo de la curva de las modalidades que garantizan "firmeza" (a excepción de Cusiana, Cupiagua, 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 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	84.407	98.311	115.602
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,27	43.311	101.303	160.942
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,35	161.216	202.596	266.344
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	138.731	65.778	32%	\$ 0,04	105.903	125.369	138.301
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	233.251	48.594	17%	\$ 0,54	134.699	200.553	223.943
	6	JOBOSINCELEJO	3	191.445	183.000	5.845	3%	\$ 0,57	102.781	159.052	181.611
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	40.751	49.749	54%	\$ 0,24	37.204	39.758	40.539
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	3.575	10.368	74%	\$ 1,02	205	447	1.038
	9	APIAY-OCOA	4	22.020	18.025	3.995	18%	\$ 0,46	5.541	5.941	6.360
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.784	-	0%	\$ 0,93	3.033	7.991	10.802
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148.000	52.950	95.050	64%	\$ 0,62	49.079	59.194	71.948
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	8	260.000	57.732	202.268	78%	\$ 1,29	24.099	38.370	45.781
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,50	28.208	29.347	31.504
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333.000	98.802	234.198	70%	\$ 0,38	53.809	74.207	84.087
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	5.824	10.054	65%	\$ 0,45	3.772	4.516	5.293
	16	CENTAUROS-GRANADA	2	-	-	-	-	\$ 0,00	-	-	-
	17	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.945	8.788	73%	\$ 0,38	3.249	3.664	4.087
	18	COGUA-SABANA_F	1	215.000	215.000	-	0%	\$ 0,46	108.456	137.271	148.517
	19	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.568	6.591	10%	\$ 0,64	26.599	35.425	41.241
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	12	467.600	463.539	4.061	1%	\$ 0,08	357.544	410.721	441.935
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	10	470.100	463.539	6.561	1%	\$ 0,66	350.777	404.344	434.933
	22	FLANDES-GUANDO	1	10.738	2.500	8.238	77%	\$ 1,42	1.319	1.712	2.118
	23	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	29%	\$ 0,94	1.138	1.320	1.532
	24	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	13.565	2.596	16%	\$ 0,25	9.699	10.513	11.214
	25	GBS_I-GBS_F	8	63.744	8.916	54.828	86%	\$ 0,88	10.314	13.591	16.402
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	32.259	19.661	39%	\$ 2,96	37.380	37.995	38.038
	27	GUALANDAY-NEIVA	2	12.910	9.771	3.139	24%	\$ 1,86	7.311	7.890	8.139
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,29	804	873	934
	29	LA BELLEZA-COGUA	1	219.848	217.828	2.020	1%	\$ 0,23	110.791	139.799	151.095
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	10	299.826	287.860	11.966	4%	\$ 0,43	184.399	244.352	275.502
	31	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25.253	15.050	10.203	40%	\$ 0,94	12.918	14.605	15.606
	32	MARIQUITA-PEREIRA	7	168.000	103.244	64.756	39%	\$ 0,76	72.723	85.785	98.317
	33	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,41	284	340	560
	34	PEREIRA-ARMENIA	4	158.000	79.550	78.450	50%	\$ 0,27	57.705	68.604	81.605
	35	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,48	2.321	3.463	4.031
	36	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,51	2.888	3.385	3.721
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	55.763	22.237	29%	\$ 1,03	37.621	51.332	57.011
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349.000	183.709	165.291	47%	\$ 0,16	106.429	129.114	141.201
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	189	171	48%	\$ 5,56	154	183	195
	40	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	131.524	60.476	31%	\$ 0,31	99.738	113.780	126.110
	41	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.312	6.524	55%	\$ 0,49	3.232	5.449	6.291
	42	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,08	34.164	43.024	46.997

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.

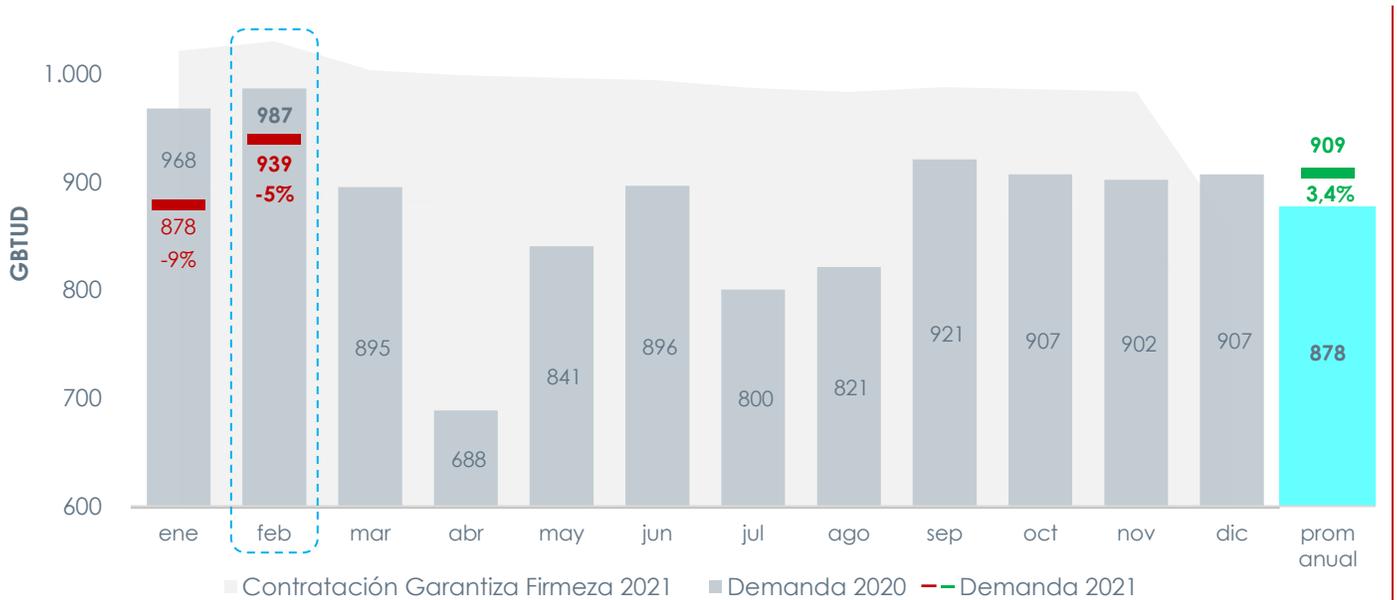
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales - SNT

Al cierre del mes de febrero se observa una demanda de **939** GBTUD, esto es **5%** por debajo de la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se sitúa en 987 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-febrero) es de 908 GBTUD, 3,3% superior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en febrero la demanda no térmica fue 81 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, por el contrario, la demanda térmica fue **menor** en 132 GBTUD.



Fuente: SEGAS, XM.

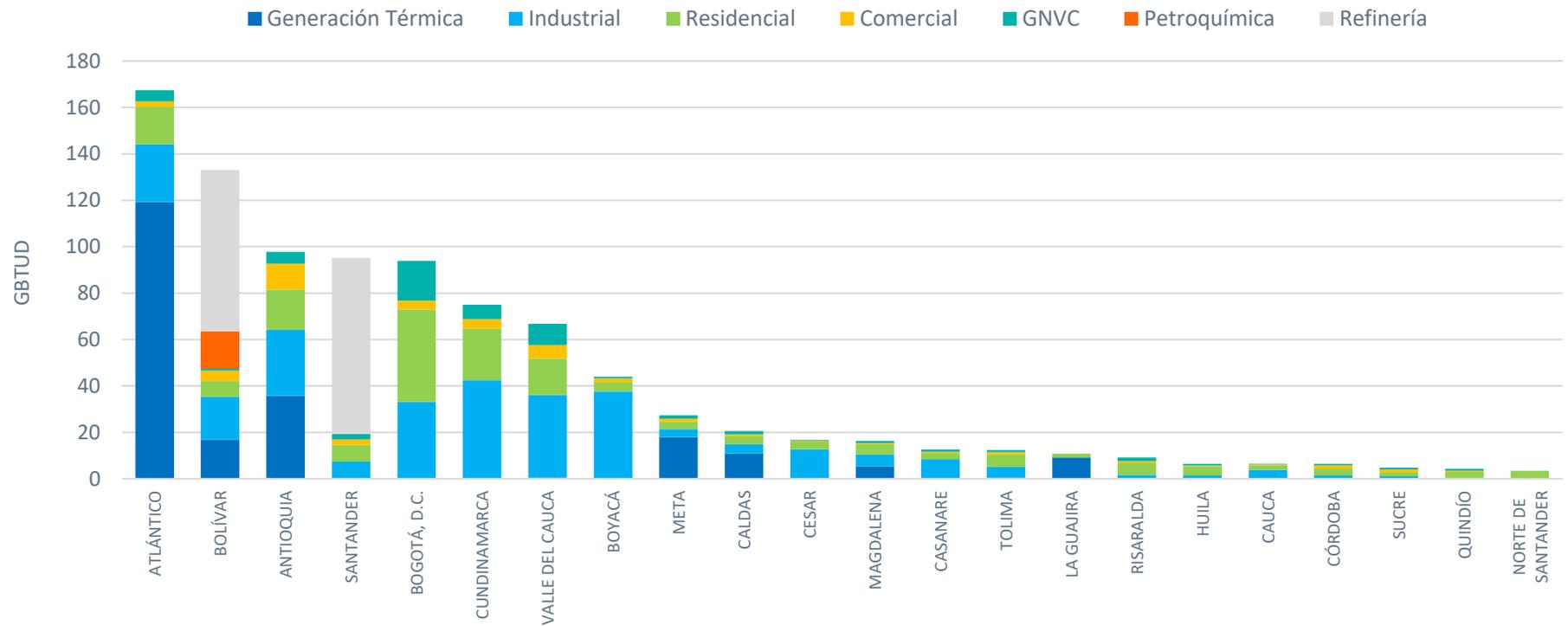
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales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

Térmica
 No Térmica

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

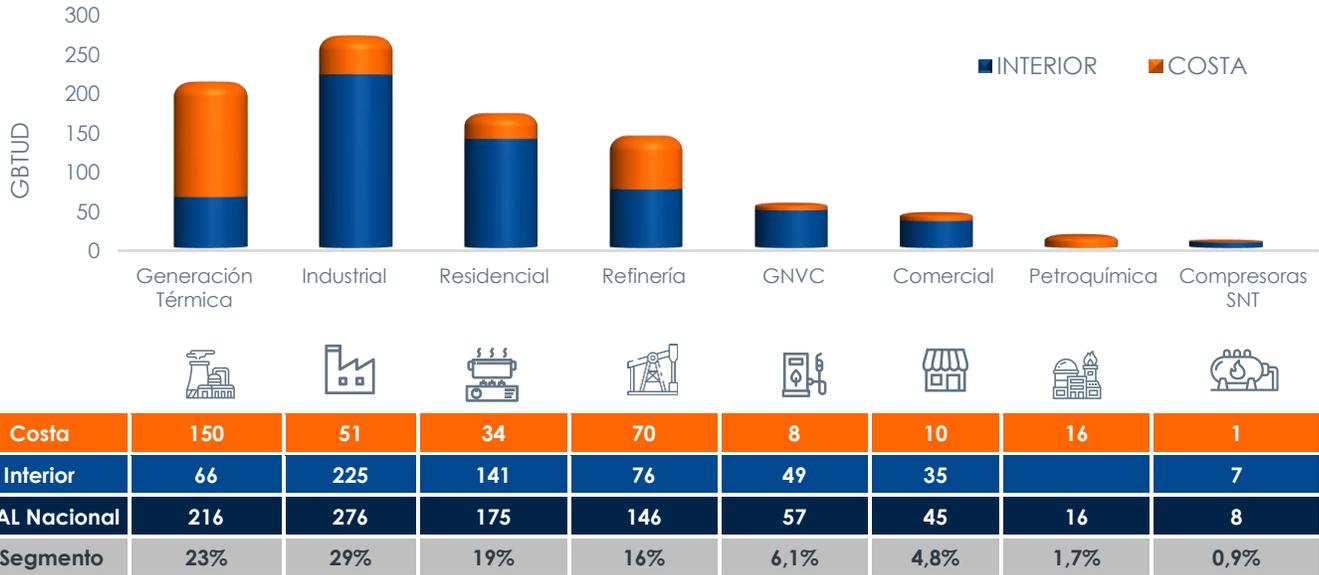


	Residencial	16,1	6,9	17,4	7,2	39,8	22,2	15,7	4,0	3,1	3,6	3,2	4,4	2,6	5,5	1,7	5,0	3,8	2,0	3,0	1,8	2,7	3,4	175
	GNVC	4,8	1,1	5,2	2,3	17,1	6,1	9,2	0,7	1,4	1,4	0,3	1,0	0,9	0,8		1,5	0,8	0,3	0,6	0,7	0,8		57
	Comercial	2,4	4,4	11,1	2,4	3,8	4,0	5,8	1,6	1,3	0,7	0,5	0,5	0,6	0,9		1,0	0,4	0,3	1,4	1,2	0,5		45
	Industrial	24,9	18,5	28,4	7,4	33,1	42,5	35,7	37,6	3,4	4,0	12,7	5,1	8,4	4,6		1,6	1,5	3,8	1,4	1,1	0,4		276
	Generación Térmica	119	16,8	35,8				0,5		18,0	10,9		5,4		0,5	9,1								216
	Refinería		69,6		75,9																			146
	Petroquímica		15,8																					16
	Compresoras																							8
	TOTAL	167	133	97,8	95,2	93,8	75,0	66,8	43,9	27,3	20,5	16,7	16,3	12,5	12,3	10,8	9,1	6,4	6,4	6,4	4,7	4,3	3,4	939

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 febrero de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 276 GBTUD en promedio, de los cuales 225 GBTUD corresponden a la Región Interior y 51 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 216 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 150 GBTUD respecto al Interior con 66 GBTUD.



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		Septiembre 20		Octubre 20		Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	8	0	11	0	10	0	9	9	9	0	10
	Interior	0	32	0	33	0	34	0	34	0	33	0	35
Generación Térmica	Costa	185	0	161	0	141	0	138	0	137	0	150	0
	Interior	58	0	58	0	58	0	52	0	54	0	66	0
GNVC	Costa	6	0	7	0	7	0	8	0	8	0	8	0
	Interior	47	1	49	1	49	1	50	1	42	1	49	0
Industrial	Costa	51	4	50	5	50	4	47	4	44	4	47	4
	Interior	177	28	183	29	184	29	184	28	183	27	196	29
Petroquímica	Costa	18	0	18	0	17	0	20	0	21	0	16	0
	Interior	61	0	56	0	72	0	83	0	74	0	76	0
Refinería	Costa	0	30	0	28	0	29	0	32	0	32	0	34
	Interior	0	139	0	141	0	142	0	140	0	133	0	141
Residencial	Costa	0	0	0,5	0	0,2	0	1	0	1	0	1	0
	Interior	6	0	6	0	7	0	7	0	6	0	7	0
Compresoras SNT	Costa	0	0	0,5	0	0,2	0	1	0	1	0	1	0
	Interior	6	0	6	0	7	0	7	0	6	0	7	0
Subtotal UR/UNR	Tipo	Septiembre 20		Octubre 20		Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21	
	Costa	330	42	306	44	283	43	282	45	280	45	291	48
	Interior	350	199	353	204	369	206	377	203	359	194	394	205
TOTAL		921		907		901		907		878		939	

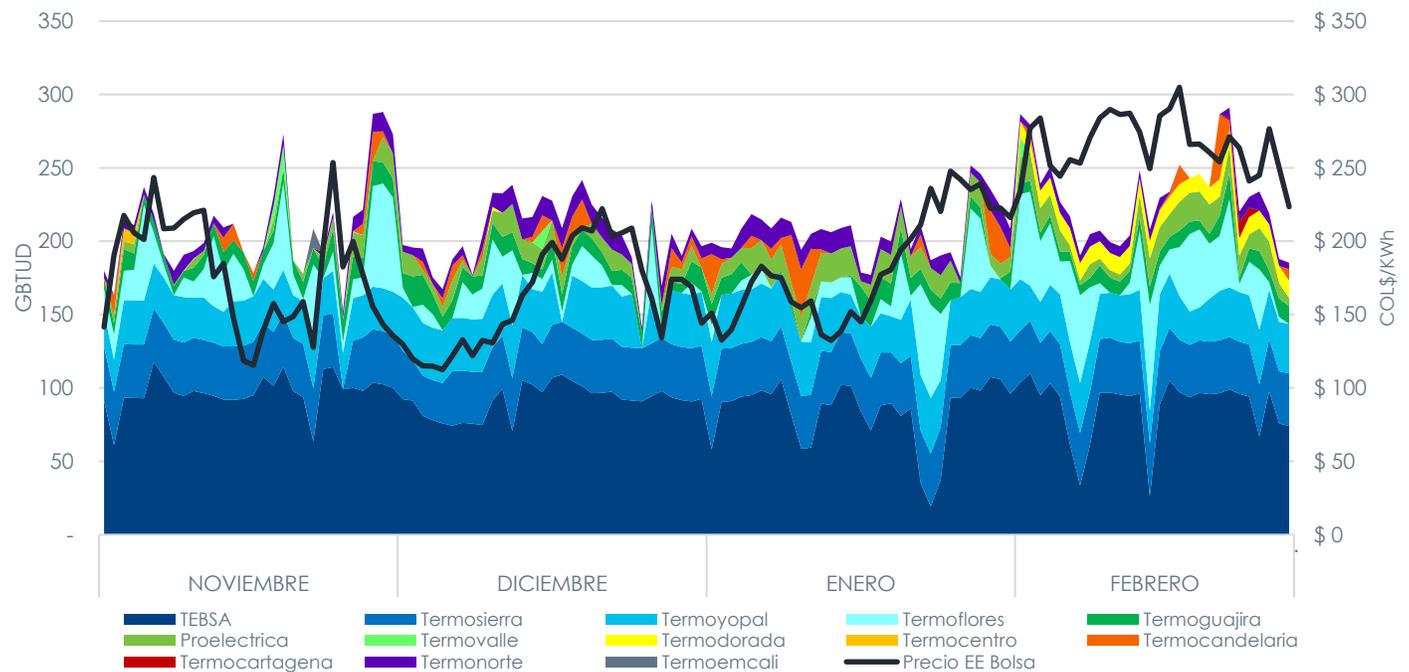
Fuente: SEGAS, XM.

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 febrero aumentó levemente respecto a los meses anteriores (noviembre 2020- enero 2021), esto es sobre los 205 GBTUD; Por otro lado, si bien los aportes hídricos se incrementaron respecto al mes de enero, todavía se encuentran por debajo de la media histórica, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se mantenga en niveles superiores a los 200 \$/KWh.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



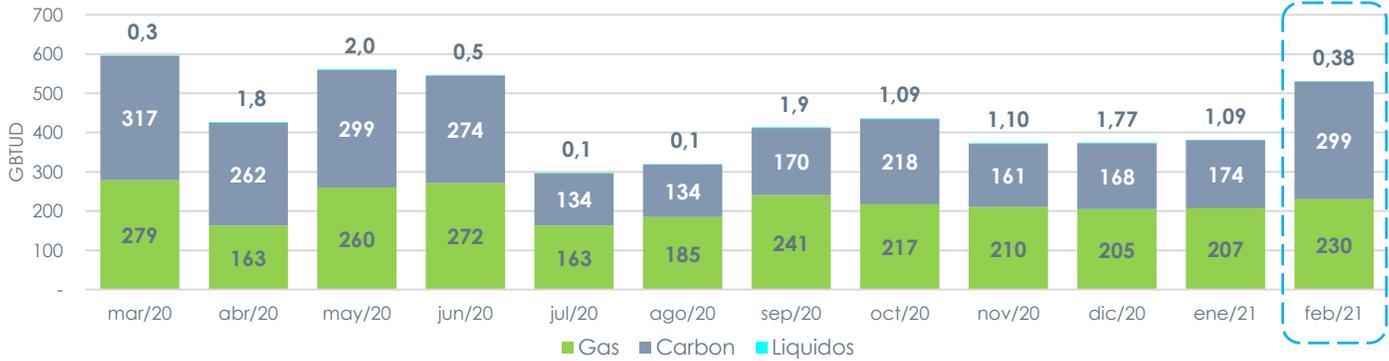
Fuente: XM

Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 185 GBTUD y 291 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (87 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoflores (32 GBTUD) y Termoyopal (32 GBTUD).

Aproximadamente el 61% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (140 GBTUD) y el 39% restante fue generación por mérito durante el mes (90 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

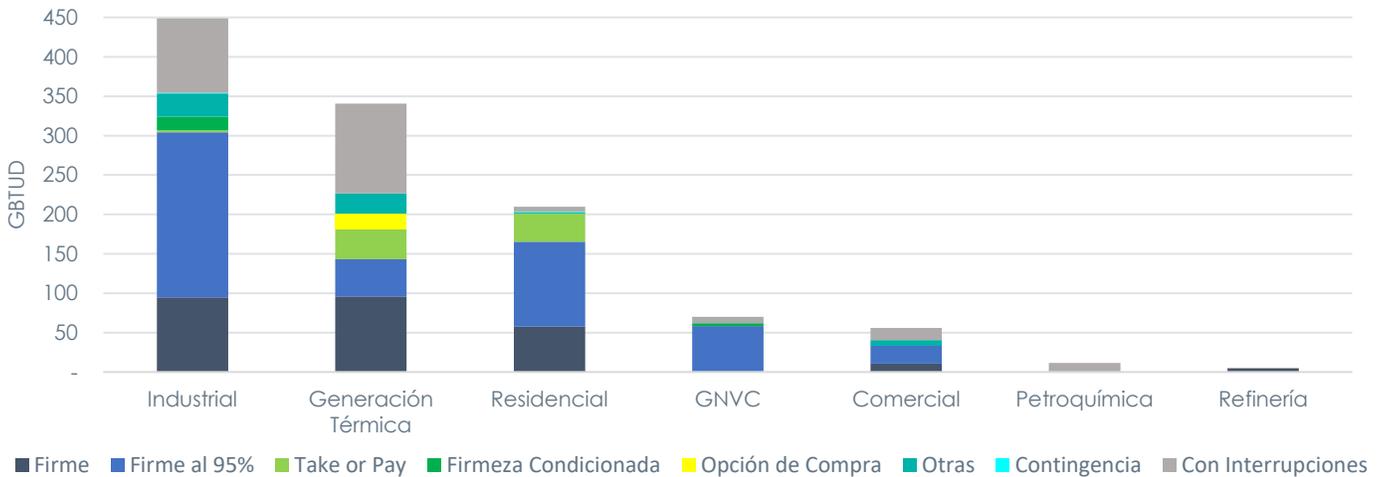
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de febrero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por carbón con 299 GBTUD² (56,5%), el gas natural con 230 GBTUD² (gas nacional 226 GBTUD, gas natural importado 4,5 GBTUD) que representó el 43,5% y los combustibles líquidos consumieron 0,38 GBTUD (0,1%)



Fuente: 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 febrero 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.

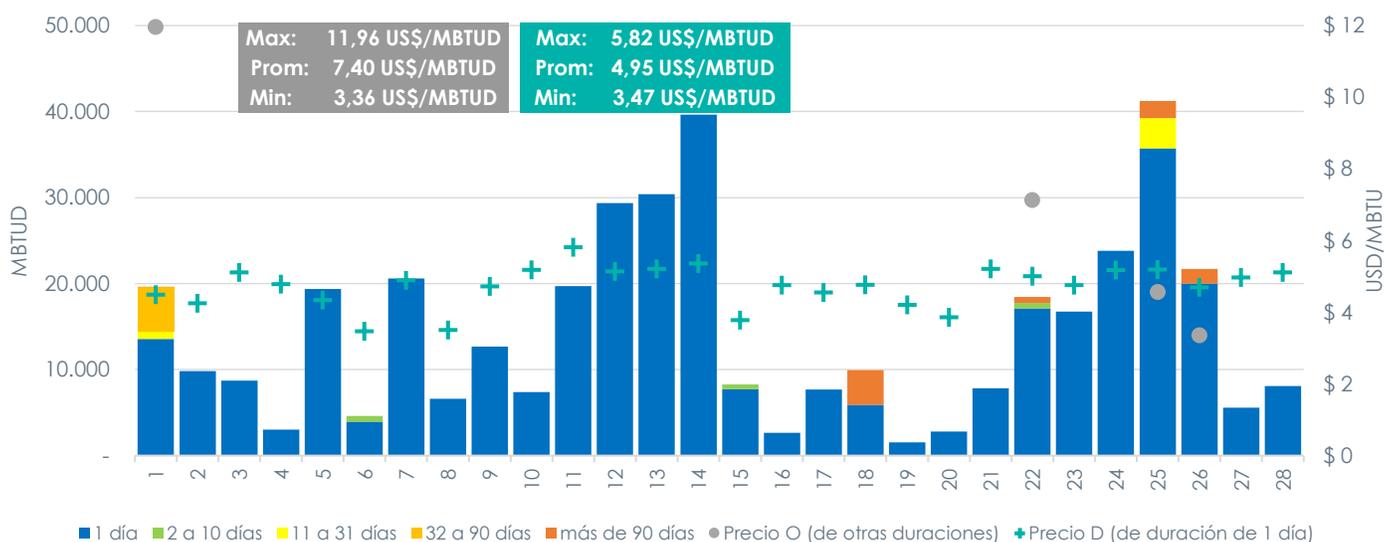
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de FEBRERO registró 274 operaciones, en su mayoría negociaciones directas (270), 3 por medio de subasta úselo o véndalo corto plazo y 1 por medio de subasta suministro con interrupciones, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (260). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3,47 US\$/MBTU (febrero 6) y 5,82 US\$/MBTU (febrero 11) para las transacciones de duración de **1 día**; El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de **5,06 US\$/MBTU**.

Transacciones mercado secundario FEBRERO – Suministro



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

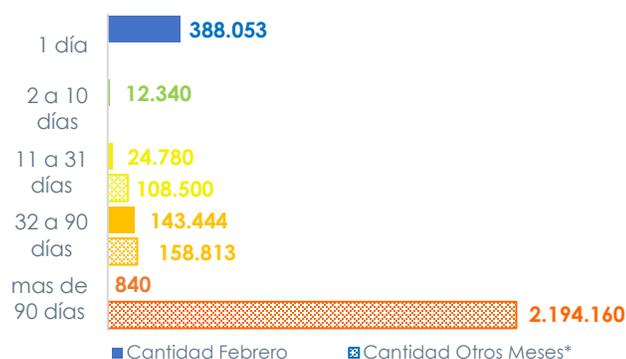
Número de operaciones en FEBRERO – Suministro

Duración contrato	Día del mes																												TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
1 día	11	11	8	7	13	5	13	9	11	8	13	13	12	12	8	5	8	11	4	5	4	10	10	11	14	12	5	7	260	\$ 4,95
2 a 10 días						1									1							1							3	\$ 11,58
11 a 31 días	3																							1					4	\$ 5,48
32 a 90 días	1																												1	N.D.
más de 90 días	1																	1				1		1	2				6	\$ 4,25
TOTAL	16	11	8	7	13	6	13	9	11	8	13	13	12	12	9	5	8	12	4	5	4	12	10	11	16	14	5	7	274	\$ 5,06

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

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como los registros de duración de **1 día** representan el 95% del número de operaciones. Los días con mayor número de operaciones registradas fueron el 1 y 25 de febrero con 16 transacciones equivalentes al 12% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en FEBRERO – MBTU



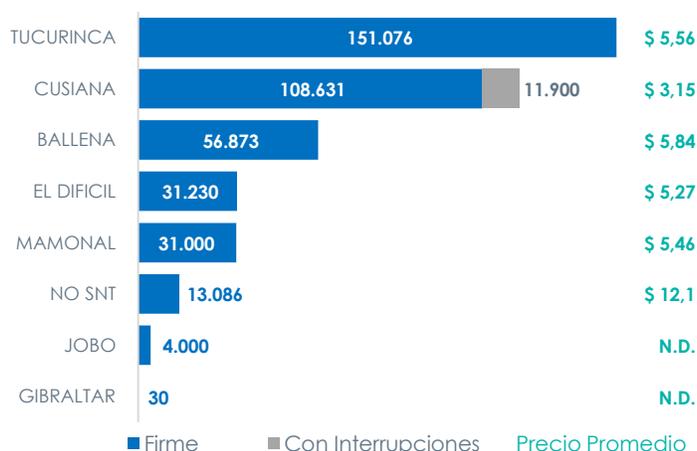
*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en un mes posterior a febrero.

En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 260 transacciones de duración **diaria** representan el **68% (388.053 MBTU)** del volumen total transado, mientras que las transacciones con duración de **32 a 90 días** asocian el **25% (143.444 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **1,8%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de febrero (32.340.000 MBTU³).

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

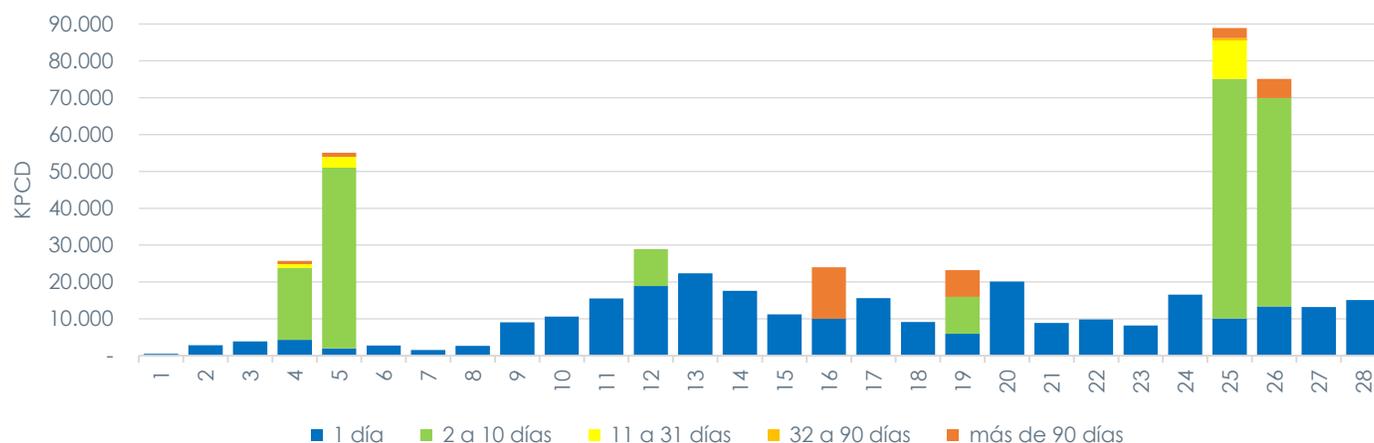
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante febrero fue TUCURINCA con 151.076 MBTUD todos en modalidad firme. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (395.926 MBTUD) equivalente al 97,1% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad "**con interrupciones**" registró (11.900 MBTUD) equivalente al 2,9% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (161) seguido por TUCURINCA (33) y BALLENA (19), los puntos NO SNT registraron (33 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de FEBRERO registró 372 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (302).

Transacciones mercado secundario FEBRERO- Transporte



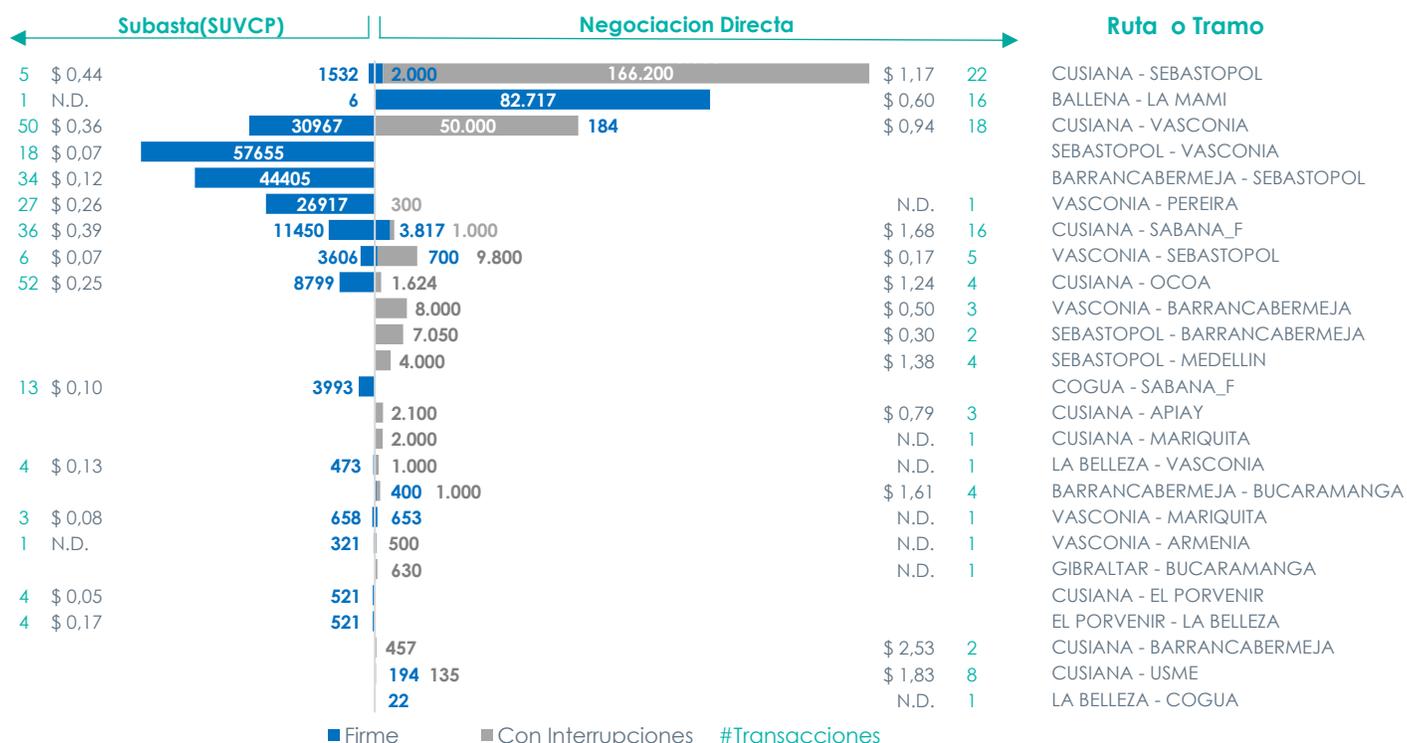
³ 32.340.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.155GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en FEBRERO – Transporte

Duración contrato	Día del mes																												TOTAL
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
1 día	3	7	9	9	5	6	6	9	8	14	13	12	8	21	15	12	17	11	11	13	10	13	13	13	8	12	10	14	302
2 a 10 días				3	8							2							2						10	11			36
11 a 31 días				3	3																				11	1			18
32 a 90 días																									1				1
más de 90 días				2	2										2			3							4	2			15
TOTAL	3	7	9	17	18	6	6	9	8	14	13	14	8	21	15	14	17	11	16	13	10	13	13	13	34	26	10	14	372

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 19.225 KPCD, no obstante, para los días 25 Y 26 cerca del final del mes se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 164.077 KPCD, influenciado por los contratos de duración de 2 a 10 días, de 11 a 31 días y de más de 90 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, 114 se dieron bajo negociación directa y 258 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se negoció 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 82.717 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 68 transacciones (50 asignadas por subasta SUVCP y 18 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-OCOIA con 56 transacciones (52 asignadas por subasta SUVCP y 4 negociación directa). 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