



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

FEBRERO 2023

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta 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:** El suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) presentó un aumento del 6% (63 GBTUD) respecto del mes de enero 2023 (1,025 GBTUD), ubicándose en 1,088 GBTUD en febrero de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 67.4% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.48 USD/MBTU y 5.00 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Barrancabermeja-Bucaramanga, Gibraltar-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, Floreña-Yopal y Apiay-Usme.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en febrero de 2023 fue de 911 GBTUD, aumentado un 10% por encima de la demanda registrada en el mes de enero de 2023 (831 GBTUD), explicado principalmente por un aumento del consumo en los sectores de consumo Industrial y Generación Térmica.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 48.0% pasando de 314 en enero a 465 en febrero de 2023; las negociaciones de transporte aumentaron 5.6%, pasando de 303 en enero a 320 en febrero de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en febrero, la modalidad Firme registra un valor de 6.11 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.43 USD/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 /Cupiagua Sur	308	281	4	285	92%
Cupiagua	239	235	-	235	98%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	131	107	-	107	82%
Floreña	73	11	60	71	97%
Nelson	42	13	2	15	35%
Bloque VIM 5***	108	102	28	130	121%
Gibraltar	41	39	-	39	93%
Bonga/Mamey	36	36	-	36	100%
Otras Fuentes	230	99	62	161	70%
Potencial Producción Nacional	1,208	923	156	1,079	89%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	10	-	10	2%
Total	1,608	933	156	1,089	-

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

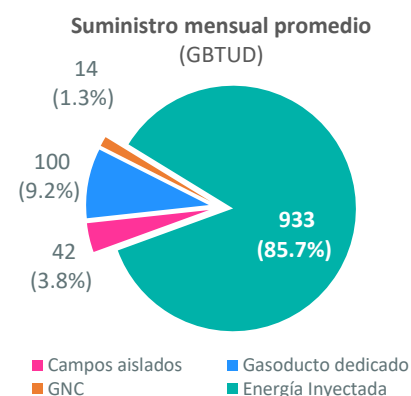
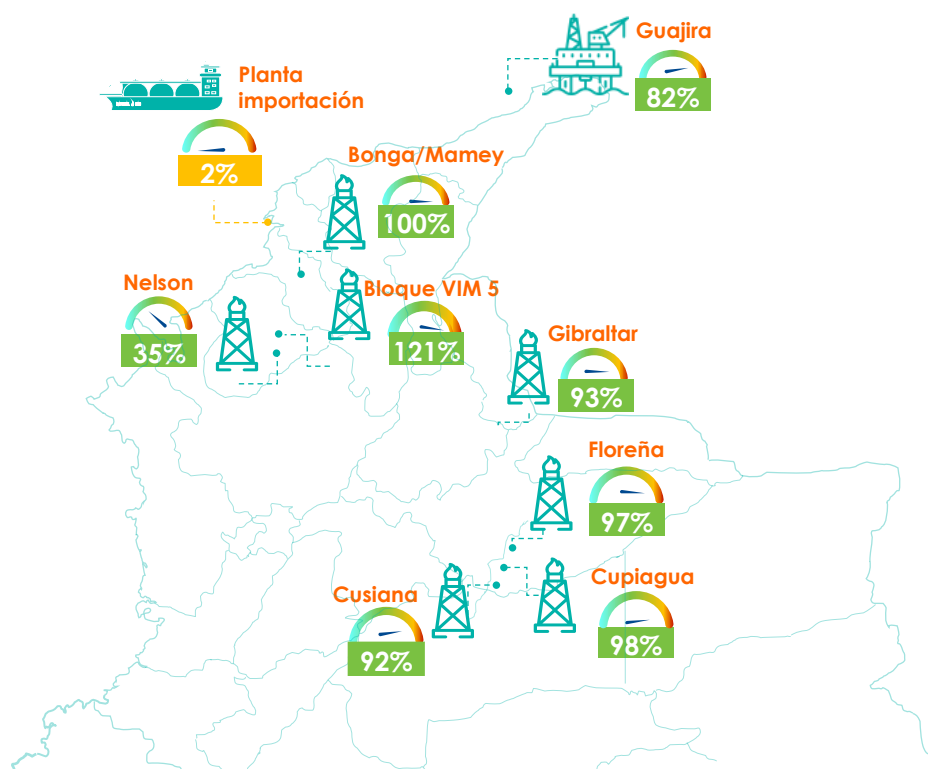
* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 20 de diciembre de 2022. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

*** Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta y Oboe.

**** Capacidad total de la planta de regasificación.

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



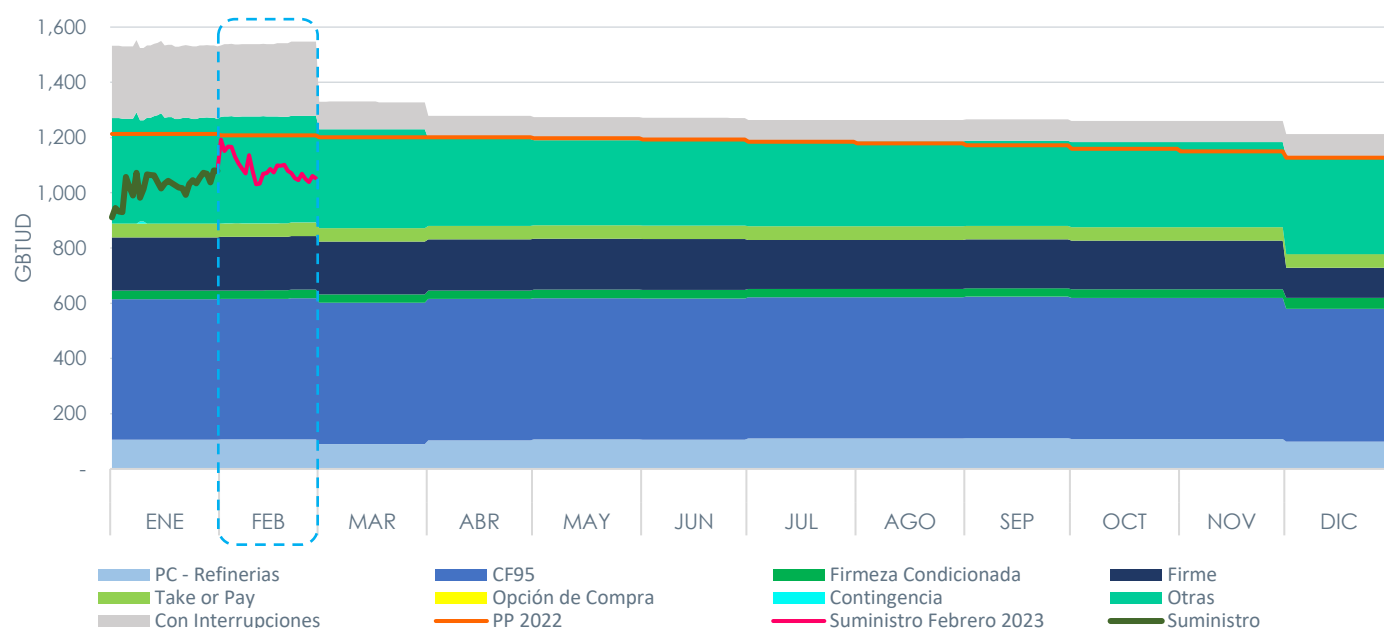
La relación de suministro en el mes de febrero versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **89%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el año **2023** 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 contratación¹ respaldada con firmeza representó 786 GBTUD, mientras la modalidad “**Con interrupciones**” registró 264 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,088 GBTUD**, con oscilaciones entre **1,030 GBTUD (min.)** y **1,192 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,208 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,213	1,208	1,201	1,201	1,197	1,193	1,185	1,179	1,172	1,159	1,150	1,127
Suministro Min.	911	1,030										
Suministro Prom.	1,025	1,088										
Suministro Máx.	1,081	1,192										
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	107	106	110	110	112	108	108	99
Garantía Firmeza*	785	786	782	776	776	775	768	768	768	767	767	678
Otras**	383	386	358	316	308	308	308	308	308	308	308	354
Con Interrupciones	262	264	99	84	84	82	77	77	77	77	77	81

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

2 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. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta/oferta-por-campo>).

* Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Firmeza Condicionada, Opción de Compra y Contingencia.

**Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en febrero

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/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 (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			184	\$ 4.72			9	\$ 4.15					9	\$ 4.80			202
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					8	\$ 4.35			204
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	1	N.D.			2	\$ 3.95			28
	Floreña	55	\$ 3.69			12	N.D.							3	\$ 3.83			70
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	9	\$ 3.11	15	\$ 5.75									20	\$ 5.01			44
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									8	\$ 5.90			17
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08									4	\$ 8.05	1	\$ 6.00	51
	Bloque VIM 5 ³	76	\$ 5.04									89	\$ 4.94	30	\$ 7.33			195
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69									144	\$ 4.20			180
	B. Esperanza PE ⁴	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110
	Bullerengue	18	\$ 5.91	16	\$ 5.15									3	\$ 6.20			37
	Otros Costa ⁵	1	\$ 6.65									217	\$ 8.19	6	\$ 4.86			224
	Otros C. Aislados ⁶	9	\$ 2.64			4	N.D.							15	\$ 2.62			28
	Otros C. Aislados- MM ⁷	5	\$ 4.57					2	\$ 2.84					7	\$ 1.43			14
	Total	195	\$ 4.48	509	\$ 5.00	49	\$ 4.53	32	\$ 4.07	1	\$ 6.50	386	\$ 7.40	264	\$ 4.62	1	\$ 6.00	1436
Total (%)		13.6%		35.4%		3.4%		2.2%		0.1%		26.9%		18.4%		0.1%		100%

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 20).

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

³ Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

⁴ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuat, Cañadonga

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbé y Toronja.

⁶ 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.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

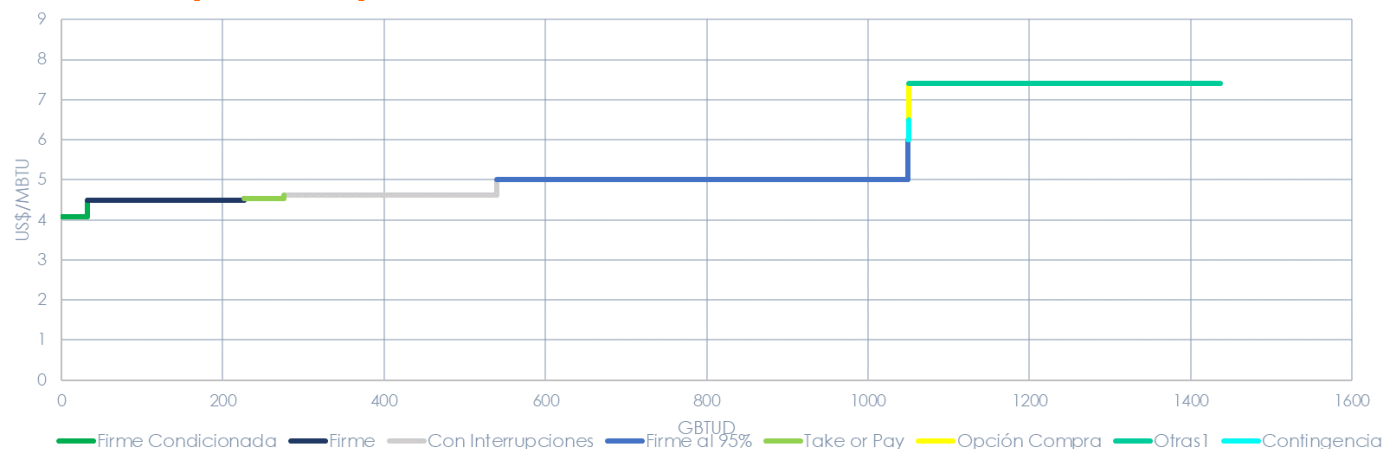
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 1,437 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (509 GBTUD), **ii)** Firme (195 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (264 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **67.4%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 1 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 4.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 7.40 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 67.4% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.48 USD/MBTU y 5.00 USD/MBTU.

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 (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMM	Pareja de cargos 80-20** (Moneda Vigente/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	12	282,600	281,338	0	0%	\$ 997.88	89,448	100,085	109,119
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	14	723,703	713,771	7,132	1%	\$ 1,068.47	56,579	90,756	180,271
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	12	698,003	696,071	0	0%	\$ 1,554.88	138,406	177,995	270,764
	4	CARTAGENA-MAMONAL	8	204,509	187,294	17,215	8%	\$ 175.02	123,008	130,119	136,886
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	285,945	281,845	0	0%	\$ 2,227.40	158,158	181,784	216,189
	6	JOBO-SINCELEJO	10	191,745	189,144	1	0%	\$ 2,337.85	101,276	131,995	168,449
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	90,501	0	0%	\$ 957.62	34,936	35,885	36,149
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 3,817.91	503	804	1,089
	9	APIAY-OCOA	8	22,020	16,425	5,595	25%	\$ 0.45	13,342	14,430	14,970
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 0.80	123	149	151
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	57,256	90,744	61%	\$ 0.49	50,673	74,994	94,330
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	69,291	182,709	70%	\$ 1.01	1,211	17,281	31,790
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	37,361	0	0%	\$ 8,228.33	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	7	333,000	113,588	216,725	65%	\$ 0.79	58,067	93,999	130,135
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,398.86	3,798	4,408	4,730
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,455	7,560	63%	\$ 6,170.13	3,557	4,130	5,002
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	0	0%	\$ 0.37	124,906	151,381	160,989
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	55,371	7,788	12%	\$ 0.55	33,079	37,208	38,939
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	21	470,000	464,616	0	0%	\$ 0.08	353,035	413,012	449,353
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	18	472,500	455,687	6,891	1%	\$ 0.63	351,755	411,495	447,924
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 1,709.39	1,165	1,247	1,346
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,006.04	1,179	1,416	1,934
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,576	1,585	10%	\$ 838.31	12,075	12,766	13,687
	24	GBS_I-GBS_F	11	63,744	10,144	53,600	84%	\$ 0.72	9,887	13,487	15,447
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	5	49,920	47,044	2,354	5%	\$ 11,673.79	26,187	35,606	38,309
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 1.65	8,619	9,102	9,480
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,340.70	829	902	1,022
	28	LA BELLEZA-COGUA	6	223,500	223,500	0	0%	\$ 0.23	127,309	154,017	163,689
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	14	301,723	278,861	18,204	6%	\$ 0.43	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 0.88	14,348	15,971	17,509
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,768	50,084	30%	\$ 0.58	74,452	102,114	122,638
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 29,779.82	283	328	369
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 0.21	60,008	84,822	104,315
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,566.78	2,014	3,173	3,901
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 6,590.78	2,416	3,432	3,942
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	66,896	10,506	13%	\$ 6,016.04	43,074	54,262	63,722
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	10	349,000	168,828	177,485	51%	\$ 0.15	79,422	114,960	152,361
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 23,079.15	179	208	220
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	141,887	48,805	25%	\$ 0.27	94,471	124,170	144,045
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 0.48	5,004	5,431	5,720
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 384.58	36,477	46,740	51,784

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo, en color **naranja** se resaltan los valores en USD. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del SNT. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M. Dólares constantes de diciembre de 2021.

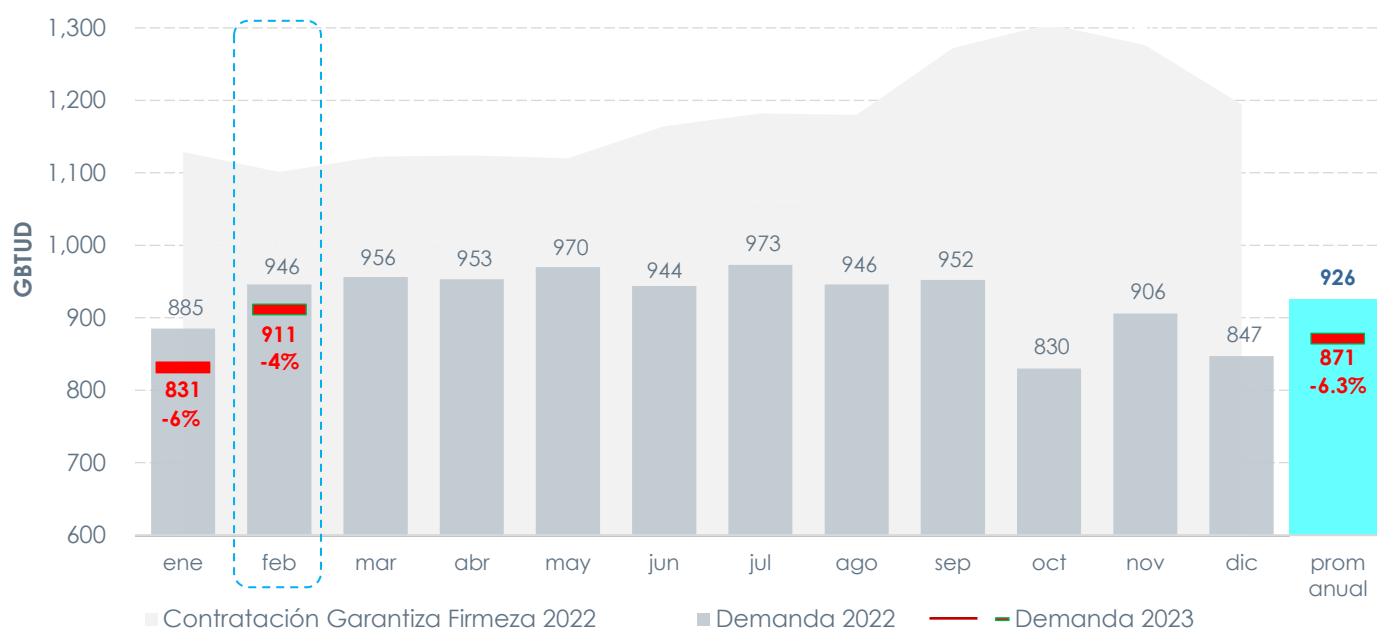
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 911 GBTUD, esto es **4% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 946 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **871** GBTUD, estando por debajo un 6.3% al promedio anual del 2022 (926 GBTUD).



Fuente: SEGAS.

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2023 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2022 (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.

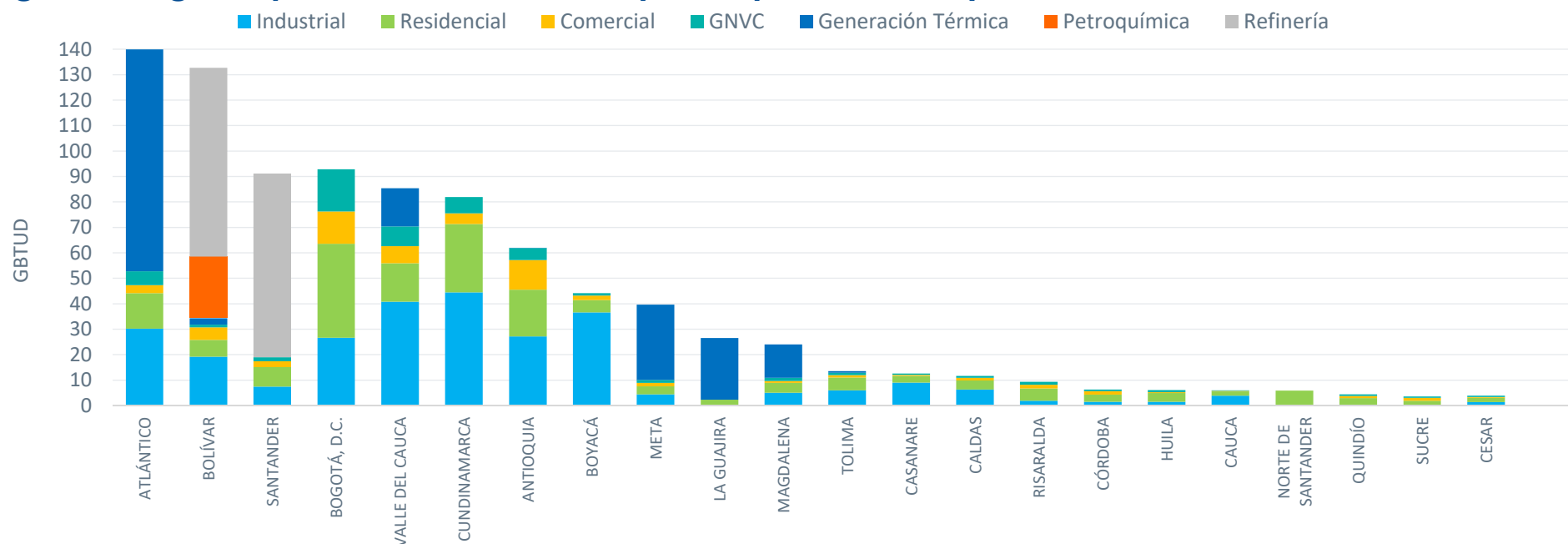
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en febrero la demanda **térmica** fue **57** GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** **aumentó** en 21 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2022	197 688	229 718	230 726	210 743	215 755	206 738	234 739	189 757	187 765	136 694	168 738	126 721
2023	122 709	172 739										

Térmica
 No Térmica

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



Residencial



Comercial



Industrial



GNVC

Generación
Térmica

Refinería



Petroquímica



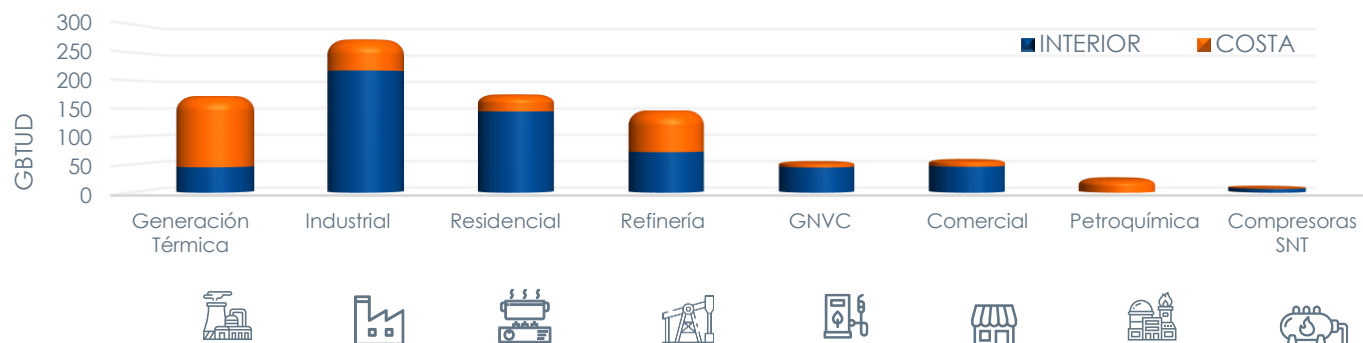
Compresoras

TOTAL

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 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 274 GBTUD en promedio, de los cuales 218 GBTUD corresponden a la región Interior y 56 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 175 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 145 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.



COSTA	127	56	31	74	9	11	24	1
INTERIOR	45	218	145	72	45	46	0	7
TOTAL Nacional	172	274	175	146	54	58	24	8
% Segmento	19%	30%	19%	16%	6%	6%	3%	1%

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. Para febrero de 2023, con respecto a enero de 2023 se observa un aumento asociado principalmente al consumo del sector de Generación Térmica en la región de la Costa e Interior.

TIPO DE USUARIO			Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23		Febrero 23	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	11	0	10	0	10	0	10	0	11	0	11
		Interior	0	48	0	47	0	47	0	46	0	44	0	46
	Generación Térmica	Costa	136	0	102	0	101	0	98	0	98	0	127	0
		Interior	51	0	34	0	67	0	28	0	24	0	45	0
	GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	47	1	45	1	45	1	45	0	42	0	45	0
	Industrial	Costa	49	5	48	4	49	4	49	4	51	4	52	4
		Interior	197	25	170	25	197	26	192	25	183	24	192	25
	Petroquímica	Costa	23	0	22	0	24	0	25	0	24	0	24	0
		Interior	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	71	0	52	0	54	0	57	0	79	0	74	0
		Interior	89	0	77	0	83	0	76	0	67	0	72	0
	Residencial	Costa	0	34	0	33	0	34	0	34	0	30	0	31
		Interior	0	147	0	145	0	147	0	143	0	137	0	145
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0
		Interior	7	0	5	0	7	0	5	0	6	0	7	0
Subtotal UR/UNR			Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23		Febrero 23	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	289	49	234	47	237	49	238	48	261	45	288	46
		Interior	392	222	331	218	399	221	347	214	320	205	361	216
TOTAL			952		830		906		847		831		911	

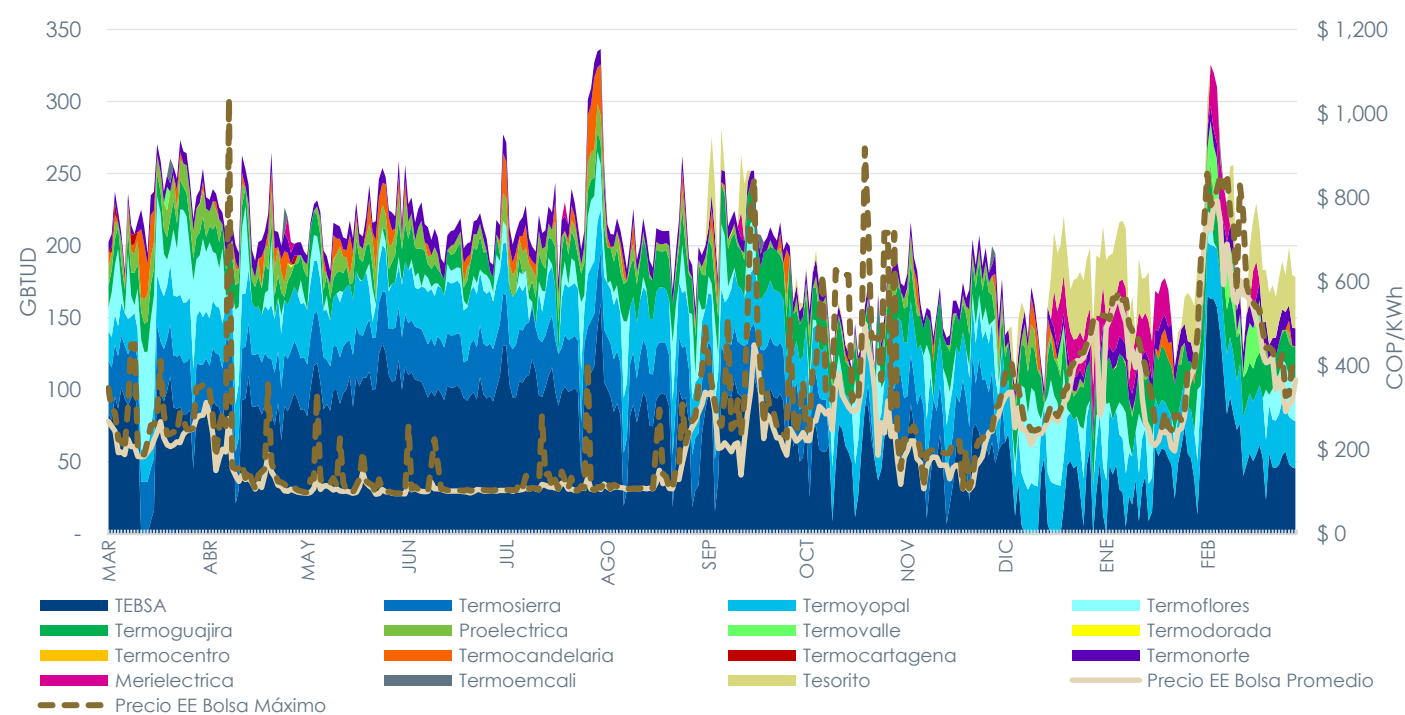
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, 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 213 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



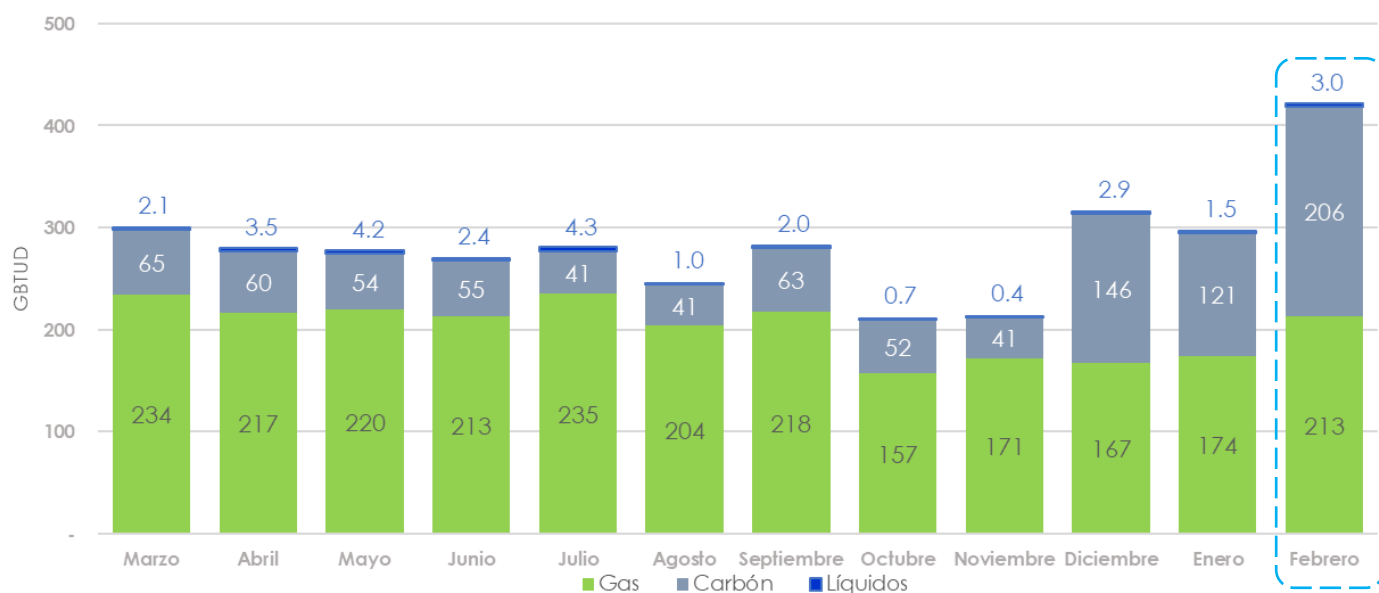
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 131 GBTUD y 325 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (77 GBTUD), Termoyopal (38 GBTUD), Termoguajira (24 GBTUD), y TermoTesorito (23 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 gas natural con 213 GBTUD¹ que representó el 50.4% del total, carbón con 206 GBTUD (48.9%) y los combustibles líquidos consumieron 3 GBTUD (0.7%).

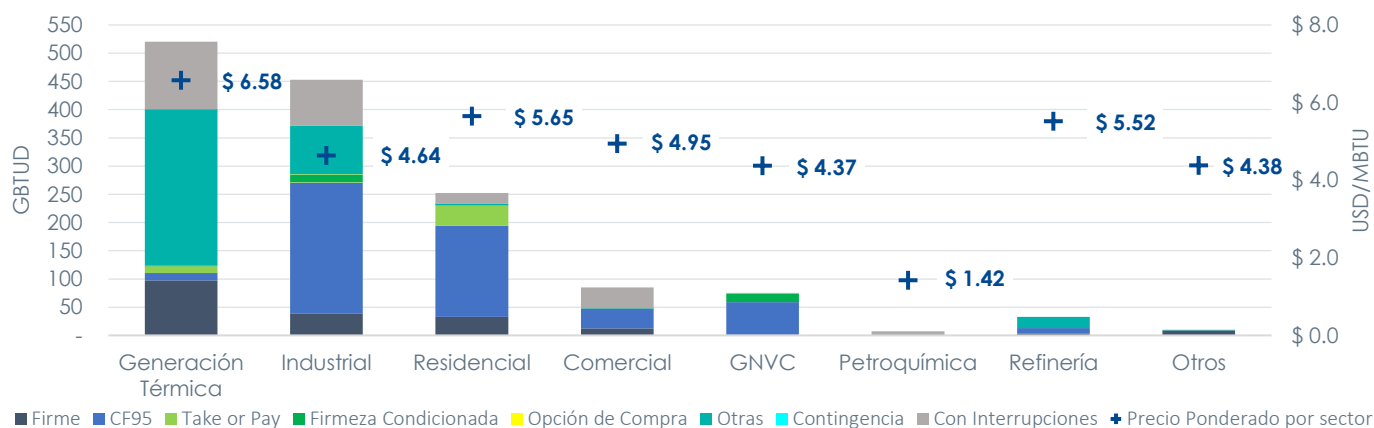
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



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).



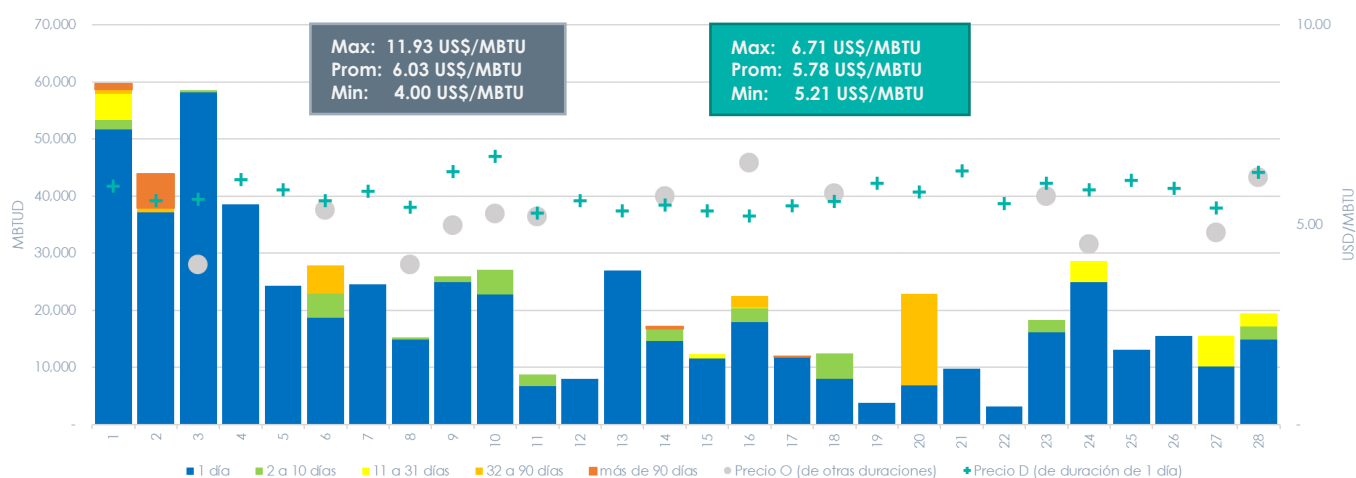
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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. El sector refinería registro contratos en modalidades Firme y "Otras".

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de febrero registró 465 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (400). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 5.21 USD/MBTU (febrero 16) y 6.71 USD/MBTU (febrero 10) para las transacciones de duración de **1 día**.

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.

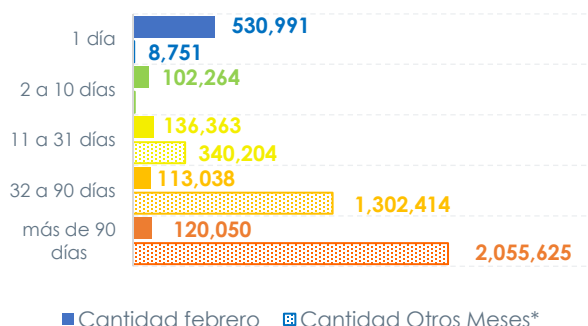
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 5.82 USD/MBTU.

Número de operaciones en febrero – Suministro

Día del mes \ Duración contrato	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	16	31	25	17	19	25	15	22	17	7	9	21	16	13	19	11	12	6	5	8	4	11	20	7	11	10	6	400	\$ 5.82
2 a 10 días	2		1			4		1	2	3	1			2		2		4					2					2	26	\$ 5.44
11 a 31 días	11														3	1								1			4	6	26	\$ 7.58
32 a 90 días	1	1				1										1				4									8	\$ 4.89
más de 90 días	2	1												1			1												5	\$ 5.27
TOTAL	33	18	32	25	17	24	25	16	24	20	8	9	21	19	16	23	12	16	6	9	8	4	13	21	7	11	14	14	465	\$ 5.80

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 86.0% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de febrero con 33 transacciones equivalentes al 7.0% del total realizadas durante el mes 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

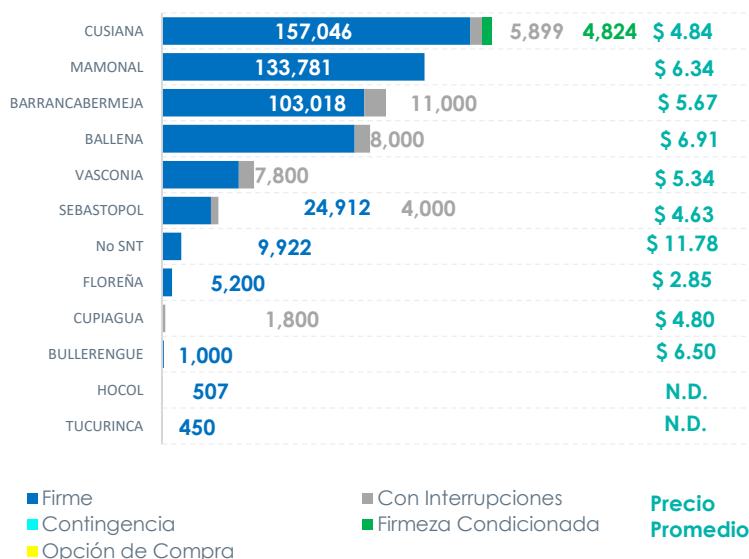


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **53.0%** (530,991 MBTU) del volumen total transado ejecutado en febrero (1,002,706 MBTU). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registra los mayores volúmenes transados (2,175,675 MBTU).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **21.2%** de las cantidades negociadas.

Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue CUSIANA con 167,769 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 572,971 MBTUD equivalente al 93.0% del total de las cantidades negociadas, la modalidad “**Con interrupciones**” registró 38,499 MBTUD, equivalente al 6.2%, la modalidad “**Firmeza Condicionada**” registró 4,824 MBTUD, equivalente al 0.8%, de las cantidades transadas. CUSIANA (168) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por BARRANCABERMEJA (117), MAMONAL (57), BALLENA (46) y. Los puntos No SNT registraron 23 operaciones.



Transporte

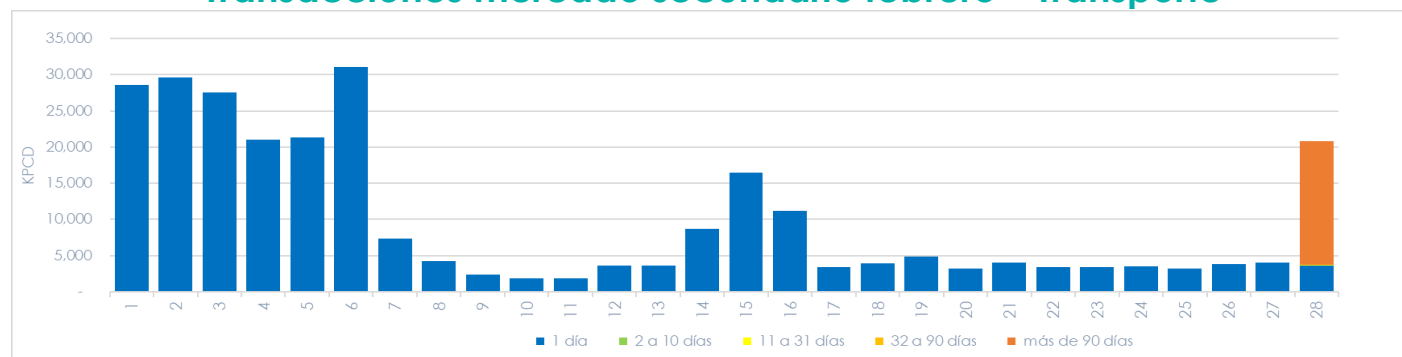
El mercado secundario de Transporte en el mes registró 320 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las únicas transadas (318).

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	11	13	16	15	15	19	10	11	9	7	9	12	9	7	12	19	12	8	9	9	11	11	10	11	11	11	11	10	318
2 a 10 días																													-
11 a 31 días																											1		1
32 a 90 días																													-
más de 90 días																											1		1
TOTAL	11	13	16	15	15	19	10	11	9	7	9	12	9	7	12	19	12	8	9	9	11	11	10	11	11	11	11	12	320

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 10,083 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 6 y 16 de febrero con 19 transacciones cada uno, equivalentes al 11,8 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

Transacciones mercado secundario febrero – Transporte



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

Subasta (SUVCP)				Negociación Directa				Ruta o Tramo
				123,742	\$ 0.64	18		VASCONIA - BARRANCABERMEJA
45	\$ 0.40	34,410		4,678	\$ 1.40	9		CUSIANA - VASCONIA
24	\$ 0.08	6,439		15,904	\$ 0.18	2		SEBASTOPOL - VASCONIA
				20,520	\$ 1,167.98	2		CARTAGENA - MAMONAL
49	\$ 0.28	12,762						CUSIANA - OCOA
49	\$ 0.43	12,050						CUSIANA - SABANA_F
33	\$ 0.11	10,052						COGUA - SABANA_F
38	\$ 0.07	10,039						LA BELLEZA - COGUA
5	\$ 0.13	6,104						VASCONIA - LA BELLEZA
15	\$ 0.19	5,977						EL PORVENIR - LA BELLEZA
14	\$ 0.06	5,965						CUSIANA - EL PORVENIR
				5,773	\$ 1.46	5		BALLENA - BARRANCABERMEJA
				4,326	N.D.	1		BALLENA - SEBASTOPOL
				1,869	\$ 1.99	3		CUSIANA - BARRANCABERMEJA
				1,555	\$ 6,082.80	2		JOBO - CARTAGENA
				110	N.D.	1		MARIQUITA - GUALANDAY
5	\$ 0.11	48						APIAY - OCOA

■ Firme ■ Con Interrupciones #Transacciones

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

Del total de transacciones, 277 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 43 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (63.2% del total del mes); también se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transó 123,742 KPCD su mayoría en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 54 transacciones (45 asignadas por subasta SUVCP y 9 mediante negociación directa), CUSIANA - OCOA con 49 transacciones (asignadas por subasta SUVCP) y CUSIANA - SABANA_F con 49 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 determinan 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).

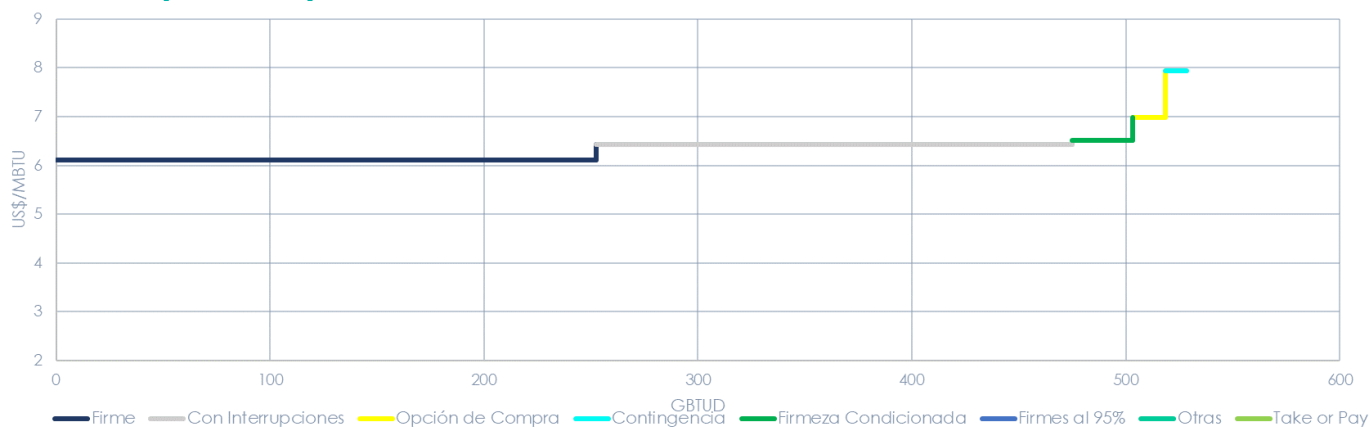
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en febrero

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/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 (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	100.2	\$ 5.55	33.0	\$ 4.74			5.7	\$ 4.90	1.0	N.D.	1.0	N.D.	140.9
	Barranca	7.4	\$ 5.58	40.5	\$ 5.17							1.0	N.D.	48.8
	Vasconia	2.5	\$ 5.68	6.6	N.D.									9.1
	Sebastopol	1.1	\$ 4.98											1.1
	Gibraltar	3.2	\$ 4.99											3.2
	Caramelo	2.3	\$ 6.48	0.2	N.D.									2.5
	Mariquita	0.1	\$ 8.03											0.1
Costa	Jobo			80.0	N.D.									80.0
	Ballena	65.8	\$ 7.12	36.0	\$ 6.59			3.9	\$ 6.97			8.0	\$ 7.98	113.6
	Mamonal	26.9	\$ 5.59	20.0	\$ 6.26			18.5	\$ 6.93	14.3	\$ 7.41			79.7
	Bonga Mamey					-								-
	Tucurín	7.5	\$ 3.94											7.5
	La Creciente					-								-
	Hocol	15.7	\$ 5.54	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	4.4	\$ 5.78	1.0	N.D.									5.4
	No SNT*	15.6	\$ 8.70	4.3	\$ 5.23									19.9
	Total general	252.5	\$ 6.11	222.5	\$ 6.43	0	0	28.1	\$ 6.52	15.3	\$ 6.99	9.9	\$ 7.93	528.3
Total (%)		47.8%		42.1%		0.0%		5.3%		2.9%		1.9%		

*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 “Firme” presenta el valor más bajo con 6.11 USD/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto sobre los 7.93 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 89.9% de la contratación total nacional agregando 474.9 GBTUD vigentes 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; **USD** = Dólares de los Estados Unidos de América

Notas Aclaratorias

Sección I. OFERTA. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de las publicaciones del Ministerio de Minas y Energía, mediante resoluciones 00841, 00940, 01023, 01240, 01394, 01475, 01553, 01684, 01834, 01944 de 2022.

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. 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.

La información del sector petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniaco del Caribe) y Amocar Materia Prima.

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

WWW.BMCBEC.COM.CO