



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ABRIL 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 una reducción del 4% (39 GBTUD) respecto del mes de marzo de 2023 (1,049 GBTUD), ubicándose en 1,010 GBTUD en abril de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 67.3% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.50 USD/MBTU y 5.21 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, 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 abril de 2023 fue de 893 GBTUD, disminuyendo un 1% por debajo de la demanda registrada en el mes de marzo de 2023 (901 GBTUD), explicado principalmente por la reducción del consumo en los sectores de consumo Generación Térmica e Industrial.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 30.7% pasando de 377 en marzo a 261 en abril de 2023; las negociaciones de transporte se redujeron en 38.7%, pasando de 405 en marzo a 248 en abril de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en abril, la modalidad Firme registra un valor de 6.15 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.49 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 **abril**.

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	273	4	277	90%
Cupiagua	239	245	-	245	103%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	128	91	-	91	71%
Floreña	73	10	48	58	79%
Nelson	39	12	-	12	31%
Bloque VIM 5***	112	93	17	110	98%
Gibraltar	41	22	-	22	54%
Bonga/Mamey	36	29	-	29	81%
Otras Fuentes	225	118	45	163	72%
Potencial Producción Nacional	1,201	893	114	1,007	84%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	2	-	2	1%
Total	1,601	895	114	1,009	-

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

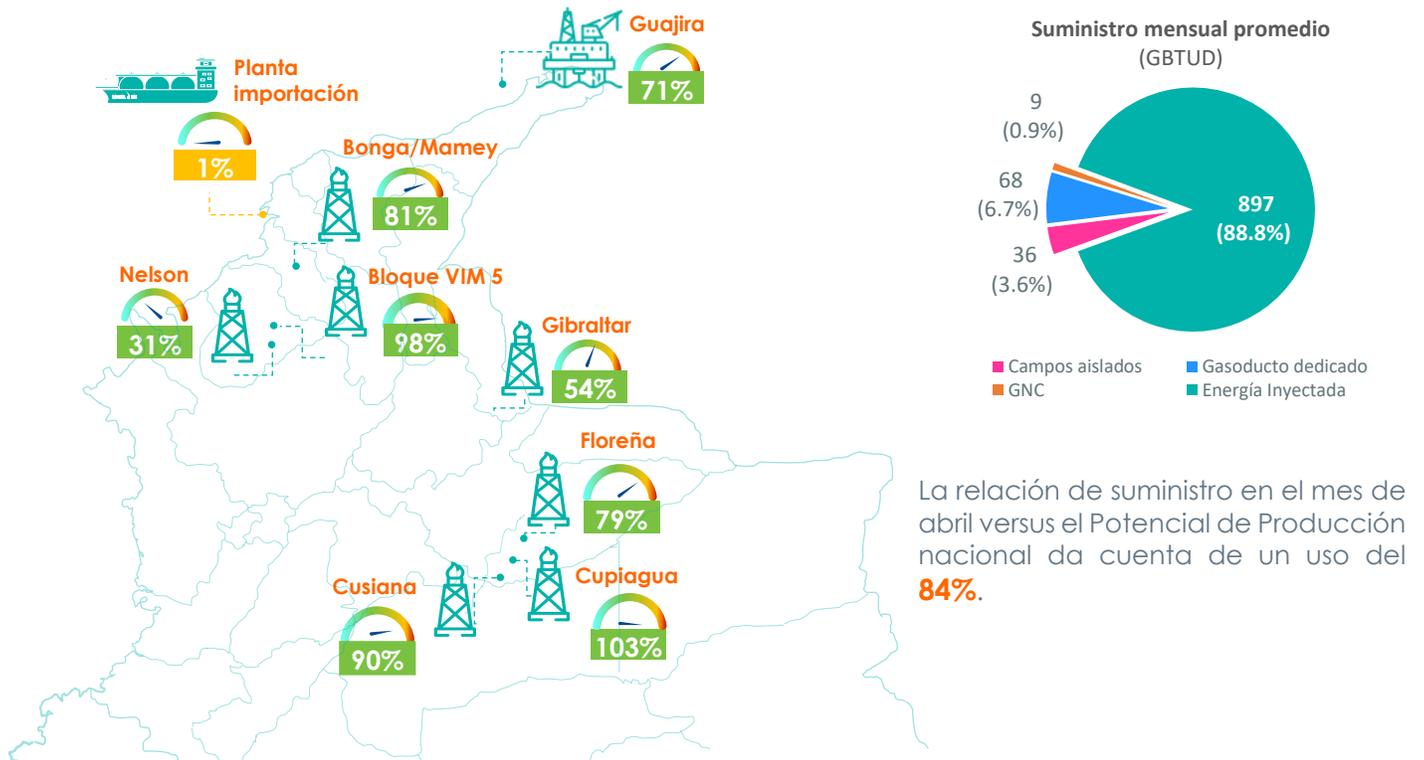
* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 20 de diciembre de 2022. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

** 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.

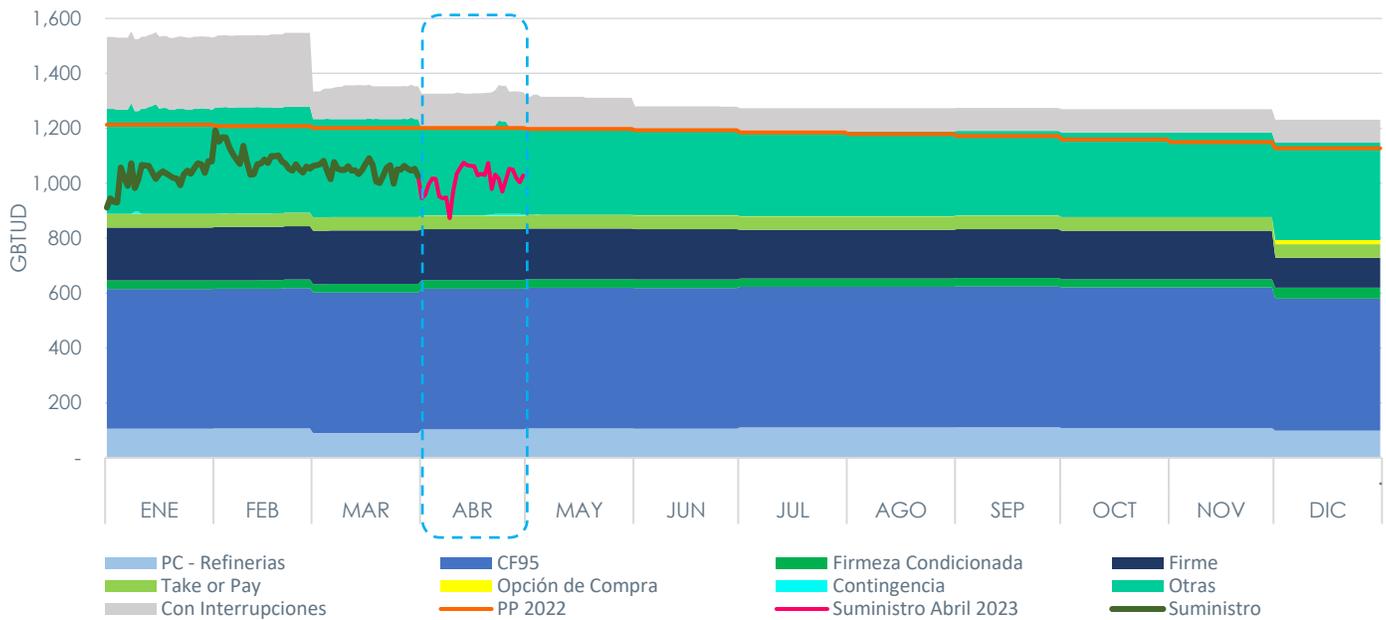


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2023** 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 de gas natural.

Se resalta para el mes de abril que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 780 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 129 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,010 GBTUD**, con oscilaciones entre **873 GBTUD (min.)** y **1,075 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,201 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	998	873								
Suministro Prom.	1,025	1,088	1,049	1,010								
Suministro Máx.	1,081	1,192	1,091	1,075								
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	107	106	110	110	112	108	108	99
Garantía Firmeza*	785	786	787	780	778	777	770	770	770	769	769	694
Otras**	383	386	358	318	309	308	308	308	308	308	308	354
Con Interrupciones	262	264	117	129	120	89	84	84	84	84	84	84

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 Bolefín 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 Bolefín 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 abril

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					4	N.D.			196
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					2	N.D.			198
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	1	N.D.			5	\$ 3.95			31
	Floreña	55	\$ 3.69			12	N.D.							3	\$ 3.83			70
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	3	\$ 1.01	18	\$ 5.45										28	\$ 4.97		
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									3	\$ 6.50			12
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08									7	\$ 8.07	0.1	\$ 5.80	53
	Bloque VIM 5 ³	76	\$ 5.04									55	\$ 6.51	30	\$ 7.33			161
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69									9	\$ 4.50			44
	B. Esperanza PE ⁴	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110
	Bullerengue	15	N.D.	16	\$ 5.15									6	\$ 6.53	2.1	\$ 6.00	40
	Otros Costa ⁵	1	\$ 6.65									184	\$ 8.84	6	\$ 4.84			191
	Otros C. Aislados ⁶	9	\$ 2.65			4	N.D.							14	\$ 2.73			26
Otros C. Aislados- MM ⁷	5	\$ 4.57					2	\$ 2.84					7	\$ 1.43			14	
Total	185	\$ 4.50	512	\$ 5.00	49	\$ 4.53	31	\$ 4.08	1	N.D.	318	\$ 8.23	129	\$ 5.21	2	\$ 5.99	1227	
Total (%)		15.1%		41.7%		4.0%		2.5%		0.1%		26.0%		10.5%		0.2%		100.0%

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo 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, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta y Oboe.

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

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21 (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Comamusa, y Toronja), Guama, La Creciente, Merecumbe.

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 Toqui Toqui.

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

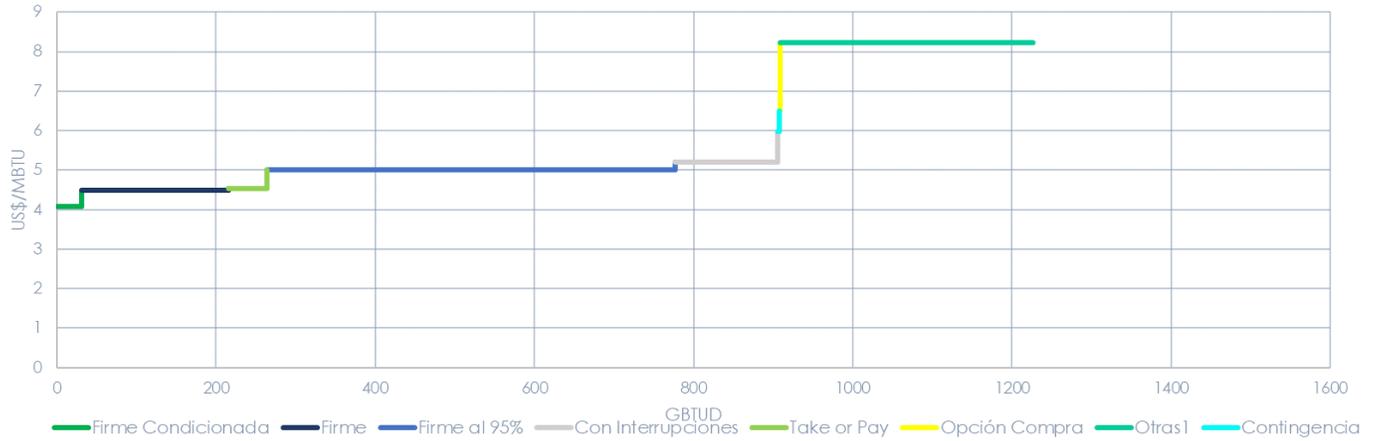
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 abril se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,227 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (512 GBTUD), **ii)** Firme (185 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (129 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **67.3%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 1 GBTUD y 2 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 4.08 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 8.23 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 67.3% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.50 USD/MBTU y 5.21 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 - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMMP	Pareja de cargos 80-20** (Moneda Vigente/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	308,200	298,226	8,474	3%	\$ 997.88	7,915	97,741	113,380
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	15	723,703	716,084	4,819	1%	\$ 1,068.47	40,933	82,674	138,250
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	14	698,003	684,586	9,117	1%	\$ 1,554.88	129,891	173,626	203,614
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	247,044	0	0%	\$ 175.02	123,338	130,994	147,797
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	285,945	278,717	3,128	1%	\$ 2,227.40	144,605	181,054	205,037
	6	JOBO-SINCELEJO	10	191,745	186,440	2,705	1%	\$ 2,337.85	117,929	141,266	161,003
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	86,616	3,884	4%	\$ 957.62	3,794	28,736	35,866
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 3,817.91	459	1,033	1,538
	9	APIAY-OCOA	8	22,020	16,321	5,699	26%	\$ 0.45	10,132	14,264	14,887
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 0.80	150	151	152
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	63,256	84,744	57%	\$ 0.49	50,412	62,542	71,624
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	10	260,000	68,957	183,043	70%	\$ 1.01	5,012.92	12,721	22,061
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	3	37,361	38,670	0	0%	\$ 8,228.33	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	6	333,000	114,664	215,649	65%	\$ 0.32	81,493	105,512	127,561
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,398.86	3,648	4,424	4,736
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,499	7,516	63%	\$ 6,170.13	3,662	3,973	4,339
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	0	0%	\$ 0.37	94,666	144,966	164,352
	18	CUSIANA-APIAY	11	64,159	56,102	7,057	11%	\$ 0.55	28,565	36,507	39,644
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	22	470,000	457,473	2,605	1%	\$ 0.08	342,685	417,283	440,056
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	19	472,500	448,441	14,137	3%	\$ 0.63	340,987	415,540	438,109
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 1,709.39	1,130	1,206	1,314
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,006.04	1,179	1,304	1,358
	23	FLOREÑA-YOPAL	6	16,161	14,876	1,285	8%	\$ 838.31	3,974	11,904	13,299
	24	GBS_I-GBS_F	11	63,744	10,177	53,567	84%	\$ 0.72	9,294	13,898	16,244
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	42,347	7,051	14%	\$ 11,673.79	5,512	23,256	38,075
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 1.65	8,427	9,059	9,354
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,340.70	833	916	1,016
	28	LA BELLEZA-COGUA	7	223,500	221,759	1,741	1%	\$ 0.23	97,006	147,606	167,115
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	300,539	280,461	15,420	5%	\$ 0.43	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 0.88	14,167	15,939	17,599
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,868	49,984	30%	\$ 0.58	73,755	89,360	100,261
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 29,779.82	295	361	691
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 0.21	59,938	72,427	81,890
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,566.78	2,215	3,382	4,233
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 6,590.78	3,175	3,513	4,060
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	67,197	10,205	13%	\$ 6,016.04	35,383	51,314	59,971
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	9	349,000	169,842	176,471	51%	\$ 0.15	100,733	124,896	145,478
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 23,079.15	195	237	254
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	141,987	48,705	25%	\$ 0.27	95,636	113,154	124,028
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 0.48	0	4,543	5,204
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 384.58	36,777	47,329	54,869

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 STN. 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 2022.

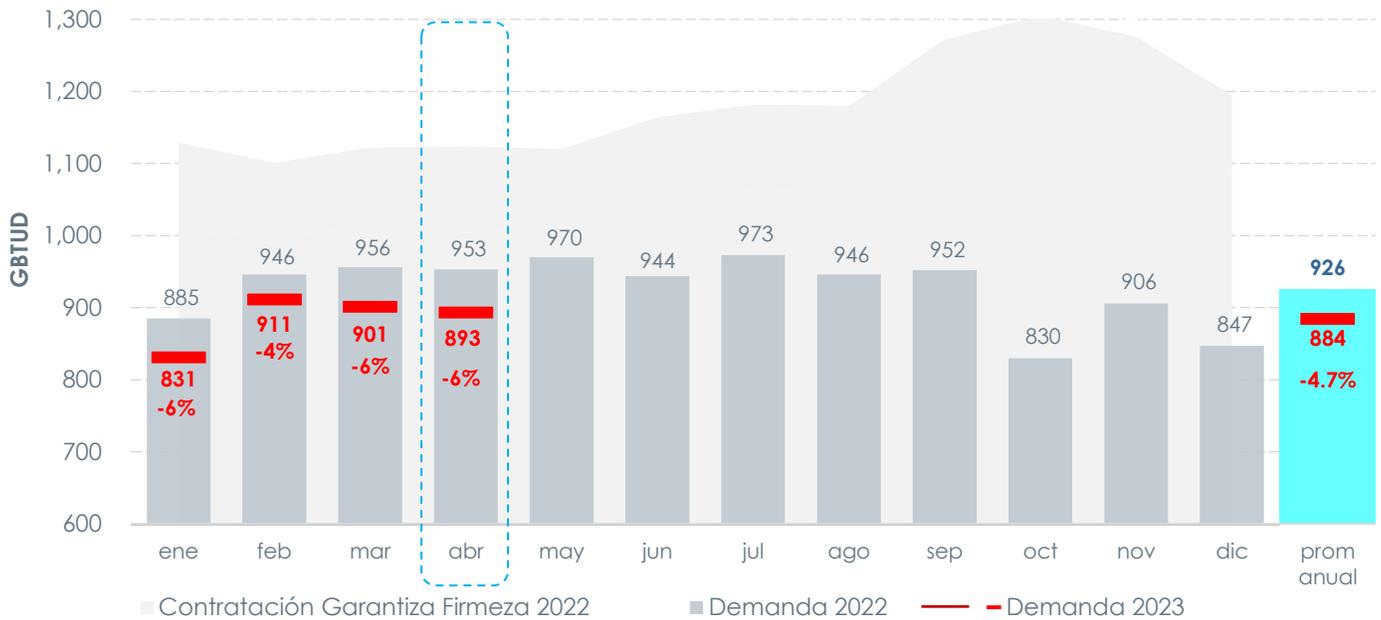
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 abril se observa una demanda promedio de 893 GBTUD, esto es **6% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 953 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **884** GBTUD, estando por debajo un 4.7% 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.

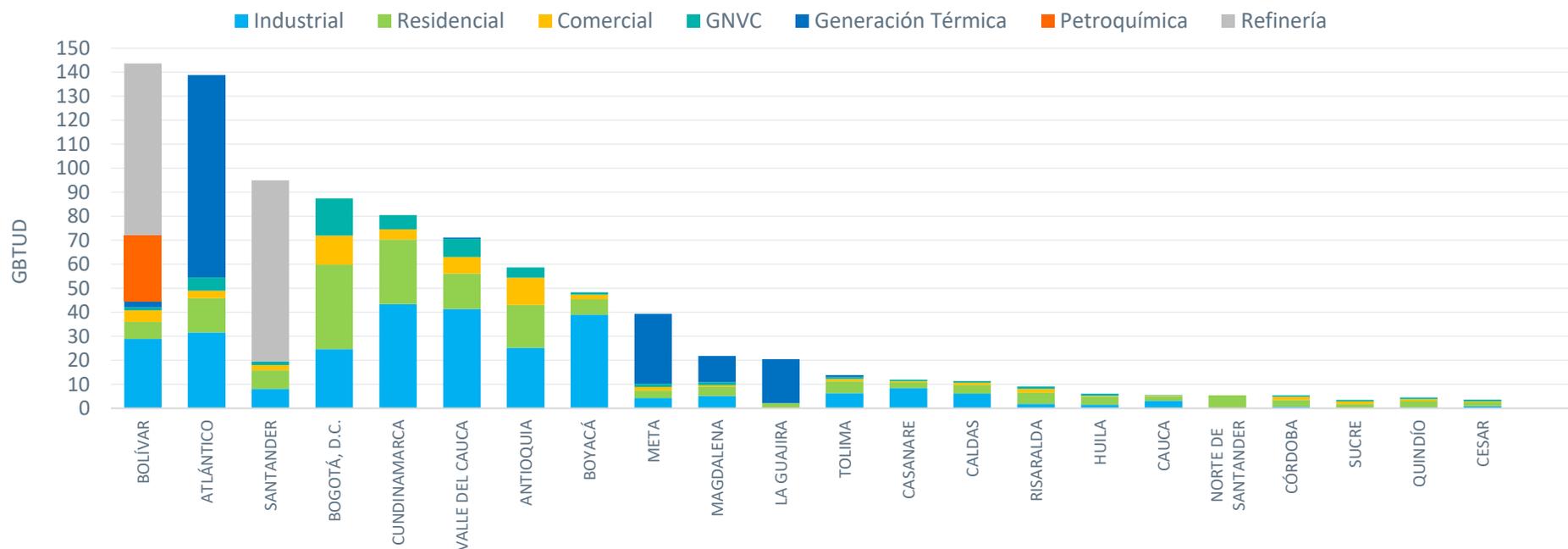
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en abril la demanda **térmica** fue 64 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** **aumentó** en 4 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	153 748	146 747								

Térmica
 No Térmica

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

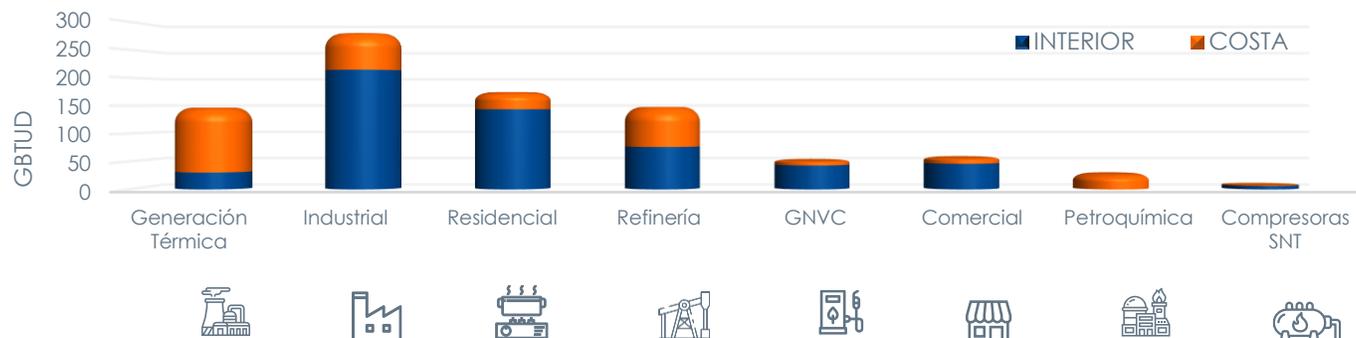


	Residencial	7.1	14.2	7.7	35.2	26.9	14.7	17.9	6.4	3.2	3.7	2.2	5.0	2.5	3.6	4.8	3.5	1.8	5.4	2.8	1.7	2.6	1.7	175
	Comercial	4.8	3.2	2.2	12.1	4.3	7.0	11.3	2.0	1.4	0.7	0.0	0.9	0.5	1.0	1.5	0.3	0.3	0.0	1.3	1.1	0.8	0.3	57
	Industrial	28.9	31.6	8.2	24.6	43.4	41.4	25.1	39.0	4.3	5.2	0.0	6.3	8.4	6.1	1.8	1.4	3.1	0.0	0.6	0.2	0.3	0.9	281
	GNVC	1.2	5.5	1.4	15.6	6.0	7.6	4.3	1.0	1.4	1.3	0.0	0.8	0.5	0.7	1.1	0.8	0.2	0.0	0.6	0.5	0.7	0.7	52
	Generación Térmica	2.6	84.3	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	29.1	10.9	18.3	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146
	Refinería	71.5	0.0	75.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	147
	Petroquímica	27.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28
	Compresoras	0.1	0.1	1.9	0.0	0.3	0.0	0.1	3.1	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.1	7
	TOTAL	144	139	97	88	81	71	59	51	39	22	20	15	12	11	9	6	5	5	5	4	4	4	893

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 abril de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 281 GBTUD en promedio, de los cuales 214 GBTUD corresponden a la región Interior y 67 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 144 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.



COSTA	116	67	31	71	9	11	28	1
INTERIOR	30	214	144	76	43	46	0	6
TOTAL Nacional	146	281	175	147	52	57	28	7
% Segmento	16%	31%	20%	17%	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 abril de 2023, con respecto a marzo de 2023 se observa una leve reducción asociada principalmente al consumo del sector de Generación térmica e Industrial.

TIPO DE USUARIO			Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23		Febrero 23		Marzo 23		Abril 23		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	10	0	10	0	11	0	11	0	12	0	11	
		Interior	0	47	0	46	0	44	0	46	0	47	0	46	
	Generación Térmica	Costa	101	0	98	0	98	0	127	0	120	0	116	0	
		Interior	67	0	28	0	24	0	45	0	34	0	30	0	
	GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	
		Interior	45	1	45	0	42	0	45	0	45	0	43	0	
	Industrial	Costa	49	4	49	4	51	4	52	4	64	4	62	4	
		Interior	197	26	192	25	183	24	192	25	194	25	191	24	
	Petroquímica	Costa	24	0	25	0	24	0	24	0	25	0	28	0	
		Interior	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	54	0	57	0	79	0	74	0	69	0	72	0	
		Interior	83	0	76	0	67	0	72	0	69	0	76	0	
	Residencial	Costa	0	34	0	34	0	30	0	31	0	31	0	31	
		Interior	0	147	0	143	0	137	0	145	0	147	0	143	
	Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	
		Interior	7	0	5	0	6	0	7	0	6	0	6	0	
Subtotal UR/UNR			Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23		Febrero 23		Marzo 23		Abril 23		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	237	49	238	48	261	45	288	46	287	47	288	46
			Interior	399	221	347	214	320	205	361	216	348	219	346	213
TOTAL			906		847		831		911		901		893		

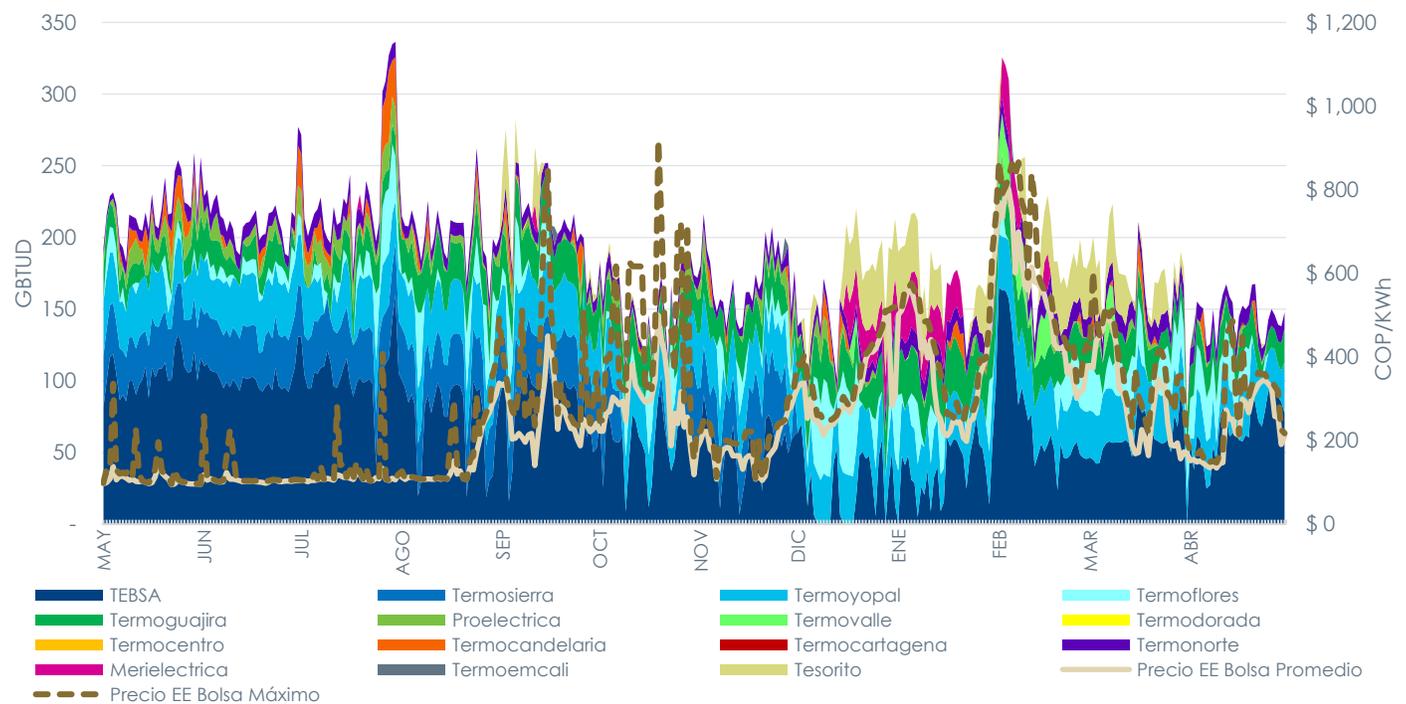
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 abril fue en promedio 144 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de abril las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 120 GBTUD y 167 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (67 GBTUD), Termoyopal (28 GBTUD), Termoguajira (18, GBTUD), Termoflores (18 GBTUD), y TermoNorte(11 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 abril el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 144 GBTUD¹ que representó el 68.9% del total, carbón con 62 GBTUD (29.6%) y los combustibles líquidos consumieron 3.2 GBTUD (1.5%).

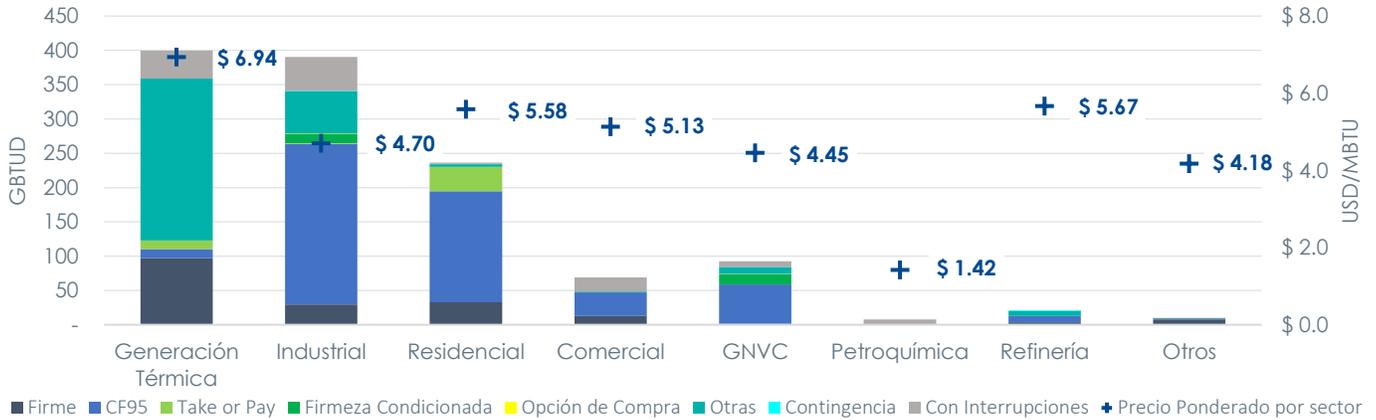
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en abril 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).



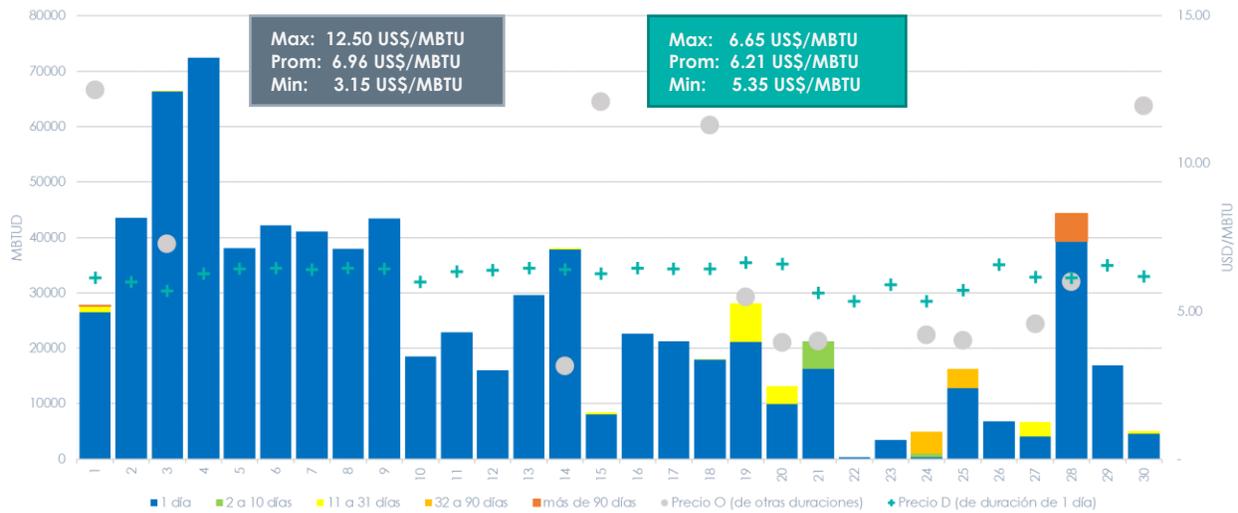
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 abril registró 261 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (234). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 5.35 USD/MBTU (abril 24) y 6.65 USD/MBTU (abril 19) para las transacciones de duración de **1 día**.

Transacciones mercado secundario abril – 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.

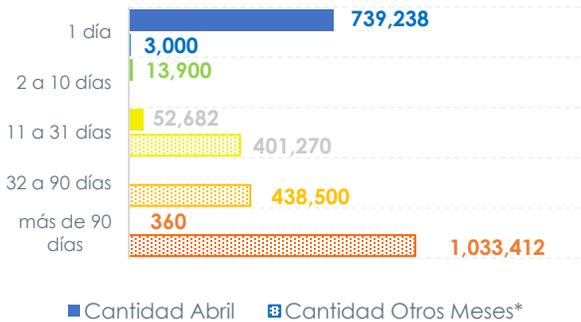
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.26 USD/MBTU.

Número de operaciones en abril – 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	29	30		
1 día	8	13	12	16	9	10	8	7	8	5	7	9	12	15	3	12	8	7	6	7	10	1	4	1	7	7	4	10	4	4	234	\$6.26
2 a 10 días																				1				1							2	\$4.20
11 a 31 días	5		1											1	2			1	2	2							3		3	20	\$5.96	
32 a 90 días																								2	1						3	\$3.96
más de 90 días	1																											1		2	\$6.05	
TOTAL	14	13	13	16	9	10	8	7	8	5	7	9	12	16	5	12	8	8	8	9	11	1	4	4	8	7	7	11	4	7	261	\$6.22

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 89.6% del número total de operaciones. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 4 y el 14 de abril con 16 transacciones cada una, equivalentes al 12.3% del total de transacciones realizadas durante el mes y negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en abril – 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 **91.7%** (**739,238 MBTU**) del volumen total transado ejecutado en abril (**806,180 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes transados de **1,033,772 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **30.1 %** 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 MAMONAL con 265,707 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 745,719 MBTUD equivalente al 96.1% del total de las cantidades negociadas, la modalidad **"Con interrupciones"** registró 25,375 MBTUD, equivalente al 3.3%, la modalidad **"Contingencia"** registró 4,757 MBTUD, equivalente al 0.6%, de las cantidades transadas. MAMONAL (92) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por BALLENA (53), BARRANCABERMEJA (47) y CUSIANA (39). Los puntos No SNT registraron 13 operaciones.



Transporte

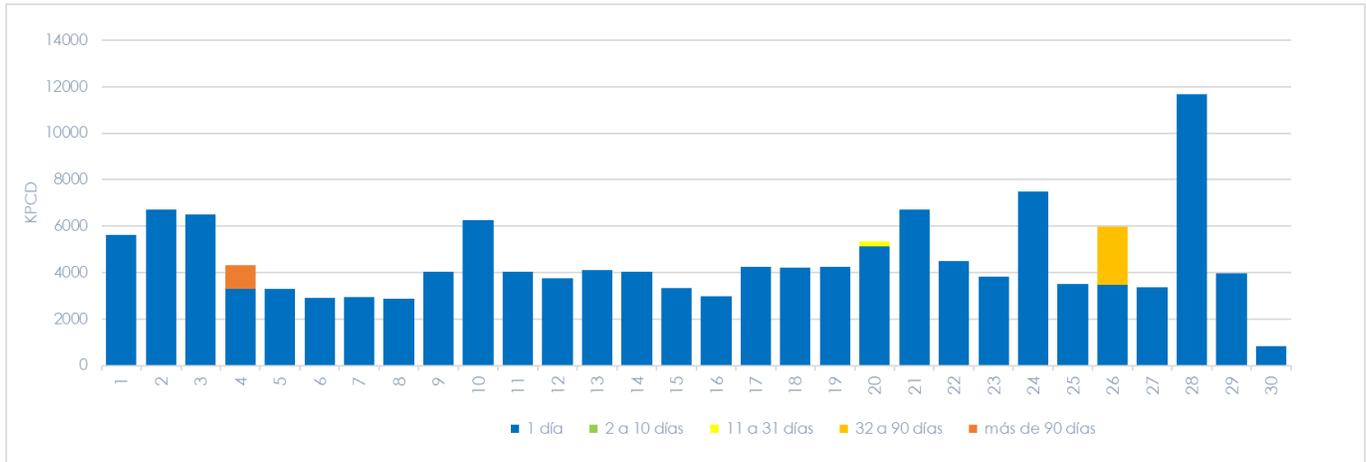
En el mercado secundario de Transporte para el mes de abril se registraron 248 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (245).

Número de operaciones en abril – Transporte

Duración contrato \ Día del mes	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	29	30	
1 día	9	6	9	5	3	6	6	8	8	10	11	11	10	8	11	6	9	9	9	10	12	8	8	9	9	8	9	9	7	2	245
2 a 10 días																															
11 a 31 días																				1											1
32 a 90 días																										1					1
más de 90 días				1																											1
TOTAL	9	6	9	6	3	6	6	8	8	10	11	11	10	8	11	6	9	9	9	11	12	8	8	9	9	9	9	9	7	2	248

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 4,582 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 21 de abril con 12 transacciones, equivalentes al 4.8 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

Transacciones mercado secundario abril – Transporte



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

Subasta (SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo	
52	\$ 1.08	53,135	3,500	2,970	\$ 0.41 5
28	\$ 0.08	7,928	9,759		\$ 0.19 2
46	\$ 0.29	16,624			
37	\$ 0.11	13,443			
48	\$ 0.07	13,427			
			5,057	200	\$ 1.50 3
			4,473		\$ 0.19 2
19	\$ 0.45	3,348			
2	\$ 0.38	1,681	635		N.D. 1
1	N.D.	402	533		N.D. 1
			341		N.D. 1

■ Firme
 ■ Con Interrupciones
 #Transacciones

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

Del total de transacciones, 233 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 15 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (20.0% del total del mes); también se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transaron 53,135 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 57 transacciones (52 asignadas por subasta SUVCP y 5 mediante negociación directa), LA BELLEZA – COGUA con 48 transacciones (todas asignadas por subasta SUVCP) y CUSIANA - OCOA con 46 transacciones (todas 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).

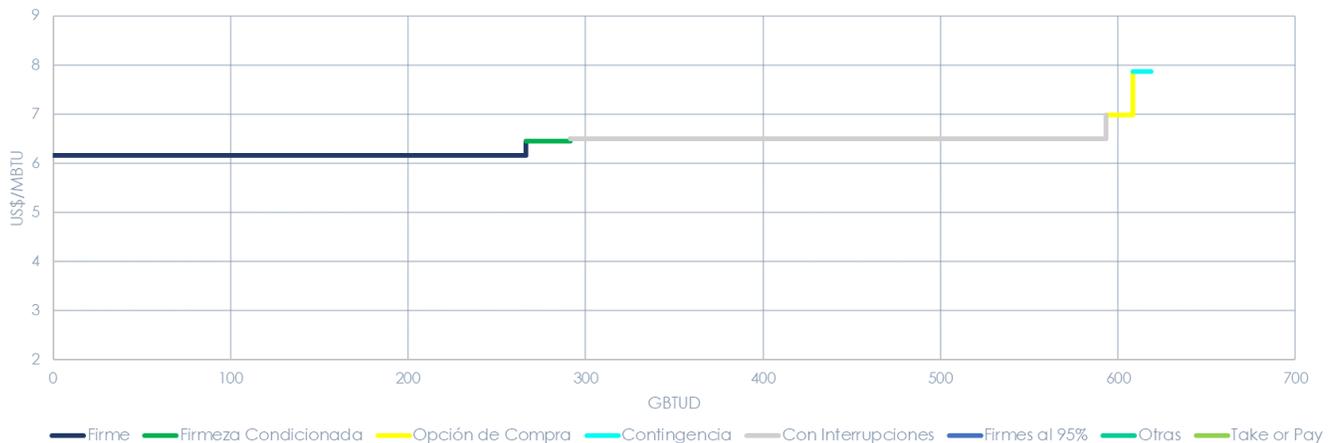
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en abril

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	98.9	\$ 5.53	44.7	\$ 4.75			5.6	\$ 4.92	1.0	N.D.	1.1	\$ 7.61	151.3
	Barranca	15.4	\$ 5.93	39.5	\$ 5.31							1.0	N.D.	55.8
	Vasconia			13.0	\$ 4.44									13.0
	Sebastopol	0.5	\$ 4.50	6.0	\$ 4.90									6.5
	Gibraltar	3.3	\$ 5.02											3.3
	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	70.3	\$ 7.05	45.3	\$ 6.25			0.9	N.D.			8.0	\$ 7.98	124.5
	Mamonal	30.9	\$ 5.67	20.0	\$ 6.26			18.5	\$ 6.93	14.3	\$ 7.41			83.7
	Bonga Mamey					-	\$ -							-
	Tucurinca	7.4	N.D.	45.9	\$ 7.95									53.3
	La Creciente					-	\$ -							-
	Hocol	15.7	\$ 5.53	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	4.6	\$ 5.86	1.0	N.D.									5.6
	No SNT*	16.8	\$ 8.96	5.3	\$ 5.17									22.2
	Total general	266.3	\$ 6.15	301.9	\$ 6.49	-	-	25.0	\$ 6.45	15.3	\$ 6.99	10.1	\$ 7.87	618.5
Total (%)		43.0%		48.8%		0.0%		4.0%		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 “Firme” presenta el valor más bajo con 6.15 USD/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto sobre los 7.87 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 91.9% de la contratación total nacional agregando 568.1 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 industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

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