



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JULIO 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 0.2% (2 GBTUD) respecto del mes de junio de 2023 (1,086 GBTUD), ubicándose en 1,083 GBTUD en julio 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, y se enmarcan en un rango de precios entre 4.51 USD/MBTU y 5.06 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, Apiay-Usmé, Barrancabemeja-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali y Floreña-Yopal.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en julio de 2023 fue de 930 GBTUD, disminuyendo un 1% por debajo de la demanda registrada en el mes de junio de 2023 (938 GBTUD), explicado principalmente por la disminución en los consumos del sector de generación térmica en la región de la Costa e industrial en la región del Interior.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 16.5% pasando de 376 en junio a 438 en julio de 2023; las negociaciones de transporte se redujeron en 9.0%, pasando de 356 en junio a 324 en julio de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en julio, la modalidad Firme registra un valor de 6.18 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.84 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 julio.

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	236	246	-	246	104%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	125	100	-	100	80%
Floreña	73	12	60	72	99%
Nelson	30	10	-	10	33%
Bloque VIM 5***	245	92	17	109	44%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	38	36	-	36	95%
Otras Fuentes	196	135	52	187	95%
Potencial Producción Nacional	1,292	945	133	1,078	83%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	6	-	6	2%
Total	1,692	951	133	1,084	-

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

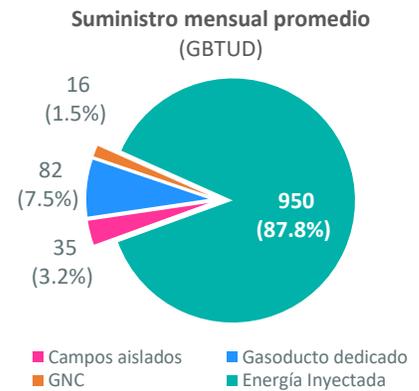
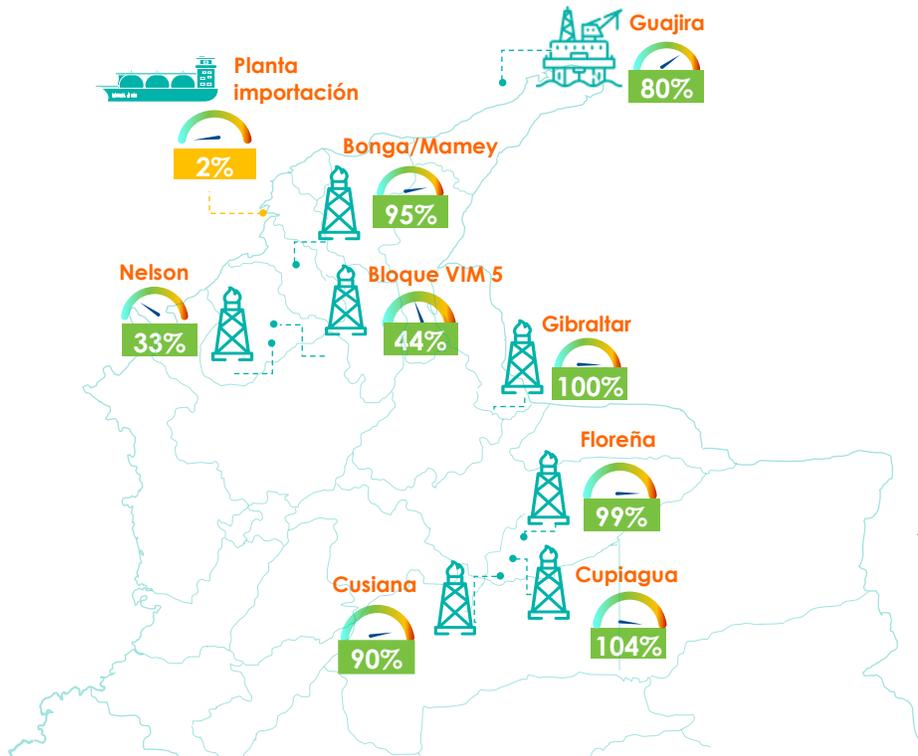
* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de julio de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

** 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 (Campo Mayor), Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón.

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

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



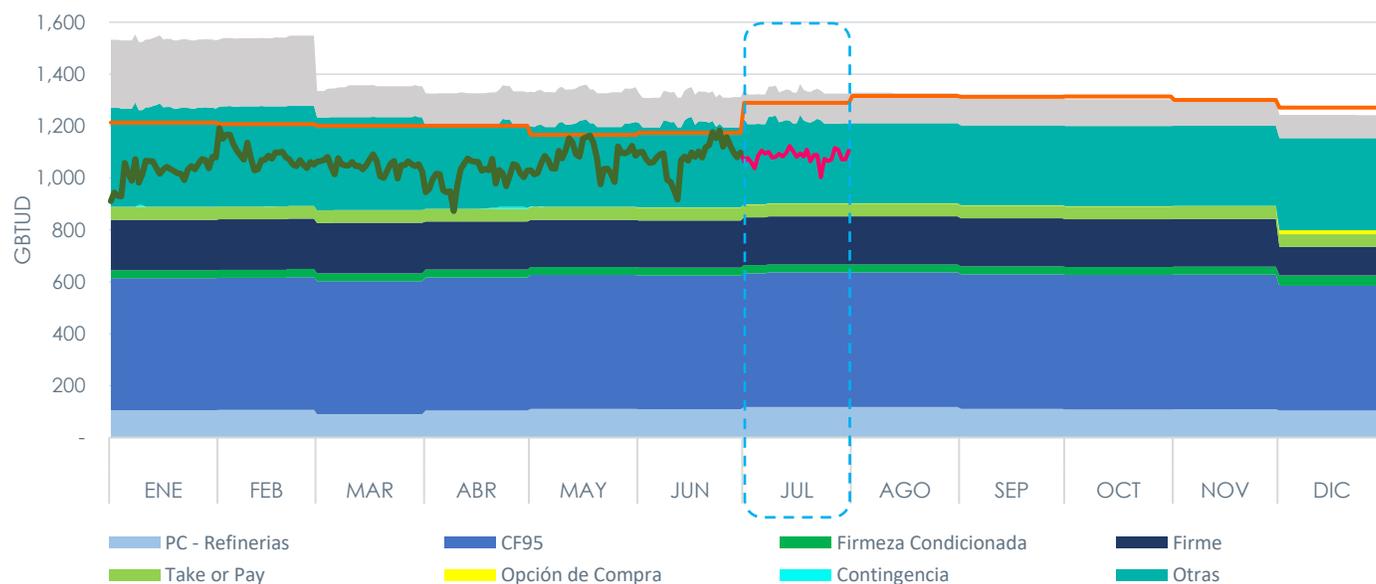
La relación de suministro en el mes de julio versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **83%**.

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 julio que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 783 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 115 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,084 GBTUD**, con oscilaciones entre **1,003 GBTUD (min.)** y **1,122 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que mayoritariamente las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP³ de 1,290 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	1,166	1,176	1,290	1,316	1,313	1,314	1,300	1,271
Suministro Min.	911	1,030	998	873	976	917	1,003					
Suministro Prom.	1,025	1,088	1,049	1,010	1,079	1,086	1,084					
Suministro Máx.	1,081	1,192	1,091	1,075	1,164	1,183	1,122					
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	111	109	118	118	110	108	109	104
Garantía Firmeza*	785	786	787	780	777	778	783	784	784	783	783	695
Otras**	383	386	358	318	317	320	316	309	309	309	309	355
Con Interrupciones	262	264	117	129	133	114	116	116	104	104	104	89

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>).

3 Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de julio de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

* 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 julio

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					3	N.D.			195
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					2	N.D.			198
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	1	N.D.			4	\$ 3.95			30
	Floreña	58	\$ 3.72			12	N.D.							2	\$ 3.85			72
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	2	N.D.	18	\$ 5.45									28	\$ 4.61	-	-	49
Costa	Ballena			9	\$ 5.50													9
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08									4	N.D.			50
	Bloque VIM 5 ³	76	\$ 5.04									55	\$ 6.36	30	\$ 7.33			161
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69													36
	B. Esperanza PE ⁴	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110
	Bullerengue	15	N.D.	17	\$ 5.10									1	N.D.			33
	Otros Costa ⁵	1	\$ 6.65									181	\$ 8.88	5	\$ 5.06			187
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 1.80	5	\$ 3.69	4	N.D.							24	\$ 3.34			39
	Otros C. Aislados- MM ⁷	5	\$ 4.58					2	\$ 2.84					7	\$ 1.45			14
Total	185	\$ 4.51	518	\$ 4.99	49	\$ 4.53	31	\$ 4.08	1	N.D.	316	\$ 8.22	115	\$ 5.06	-	-	1214	
Total (%)	15.2%		42.6%		4.0%		2.5%		0.1%		26.0%		9.4%		0.0%		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, Saxofón 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, Fresa, Lulo 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.

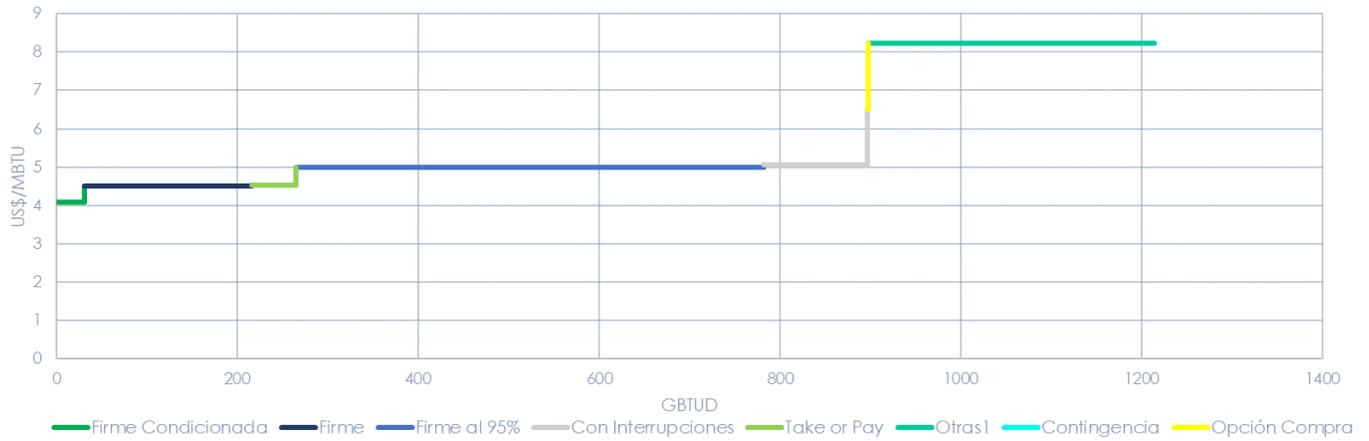
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 julio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,214 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (518 GBTUD), **ii)** Firme (185 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (115 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **67.3%** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Opción de compra con 1 GBTUD. 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 8.22 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 4.51 USD/MBTU y 5.06 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** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	12	308,200	306,950	0	0%	\$ 1,049.85	96,765	108,092	112,313
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	13	723,703	728,482	0	0%	\$ 1,068.47	73,375	105,448	137,442
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	12	698,003	698,281	0	0%	\$ 1,554.88	163,808	204,369	235,589
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	270,941	0	0%	\$ 175.02	118,546	133,032	148,376
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	285,945	276,026	5,819	2%	\$ 2,227.40	176,731	200,372	216,274
	6	JOBO-SINCELEJO	10	191,745	185,134	4,011	2%	\$ 2,337.85	117,563	149,694	173,362
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	11	92,000	86,533	3,967	4%	\$ 957.62	35,194	35,854	36,253
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 3,817.91	300	610	1,003
	9	APIAY-OCOA	8	22,020	16,321	5,699	26%	\$ 1,814.92	12,078	14,484	14,955
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 2,821.85	1,400	10,897	16,929
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	63,256	84,744	57%	\$ 2,531.24	49,524	70,415	91,919
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	113,955	138,045	53%	\$ 5,291.12	4,876	10,166	11,503
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	3	37,361	38,625	0	0%	\$ 8,228.33	26,555	29,221	31,831
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	7	333,000	153,384	176,929	53%	\$ 2,210.25	89,866	105,365	133,914
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,579.66	3,734	4,416	5,391
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,543	7,472	62%	\$ 6,434.50	3,790	4,332	4,757
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	227,085	0	0%	\$ 1,878.38	93,236	136,185	161,656
	18	CUSIANA-APIAY	11	64,159	55,172	7,987	12%	\$ 2,604.29	31,229	41,350	48,256
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	21	470,000	471,349	0	0%	\$ 320.47	374,396	413,879	437,737
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	18	472,500	462,314	264	0%	\$ 3,642.08	372,740	412,113	435,654
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 1,709.39	1,093	1,186	1,262
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,144.50	1,125	1,327	1,565
	23	FLOREÑA-YOPAL	7	16,161	15,397	764	5%	\$ 1,090.78	13,310	14,549	15,594
	24	GBS_I-GBS_F	11	63,744	10,180	53,564	84%	\$ 3,526.18	10,207	12,500	14,528
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	42,347	7,051	14%	\$ 11,673.79	34,309	37,596	38,227
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 19,592.71	8,586	9,081	9,344
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,789.99	205	896	968
	28	LA BELLEZA-COGUA	7	223,500	231,597	0	0%	\$ 1,260.13	95,886	138,785	164,203
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	14	300,538	284,496	11,384	4%	\$ 1,919.33	214,398	251,099	300,489
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 5,608.58	13,414	15,326	16,642
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,922	49,930	30%	\$ 3,117.68	72,956	96,219	118,087
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 25,956.15	297	444	1,047
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 1,100.02	58,634	79,922	101,114
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,952.63	2,018	2,601	3,014
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	16%	\$ 6,938.19	1,228	3,408	3,919
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	67,262	10,140	13%	\$ 6,016.04	38,686	51,350	60,912
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	9	349,000	208,555	137,758	39%	\$ 932.48	109,589	126,189	157,311
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 24,312.34	180	210	237
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	142,059	48,633	25%	\$ 1,840.79	93,934	121,238	214,398
	40	YOPAL-MORICAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 1,947.09	4,830	5,610	6,311
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 384.58	32,3316	42,381	47,756

N.D.: Información no disponible

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

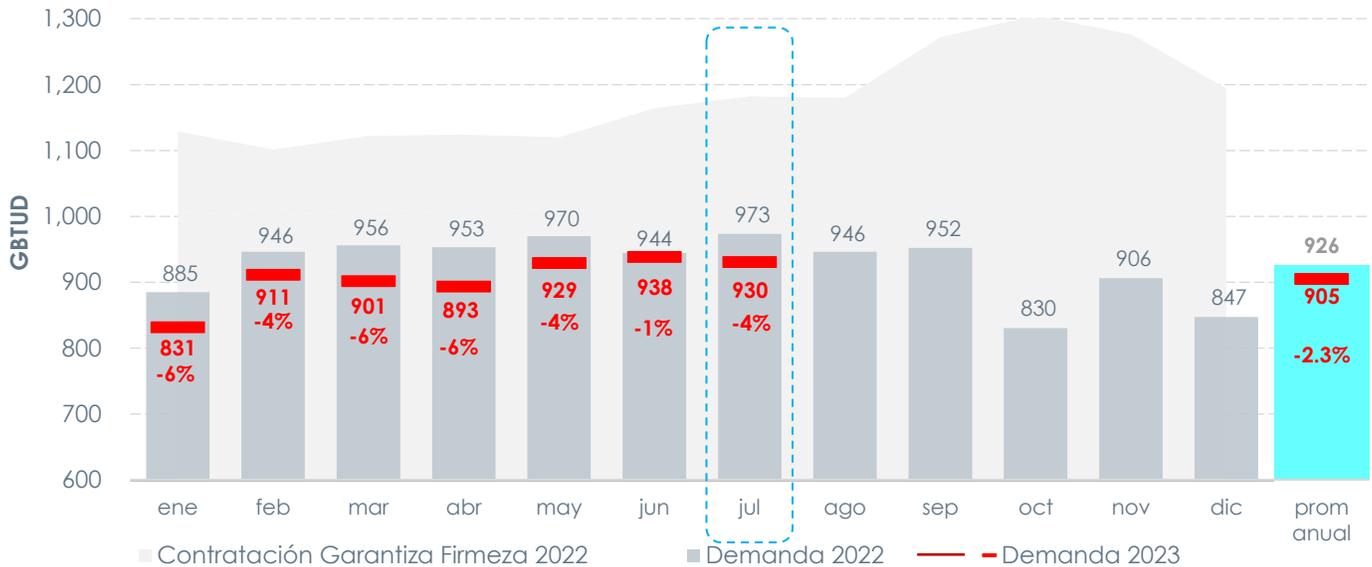
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 julio se observa una demanda promedio de 930 GBTUD, esto es **4% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 973 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **905** GBTUD, estando por debajo un 2.3% 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.

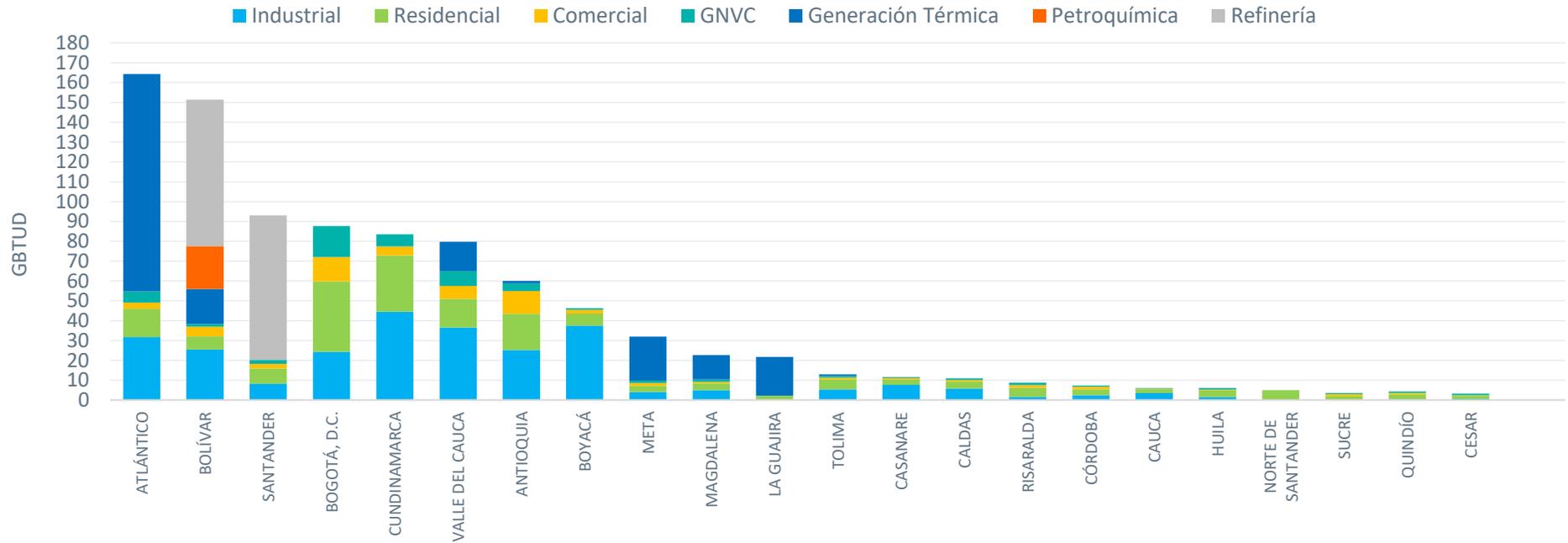
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en julio la demanda **térmica** fue 36 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** también **disminuyó** en 7 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	198 / 731	203 / 735	198 / 732					

Térmica
 No Térmica

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

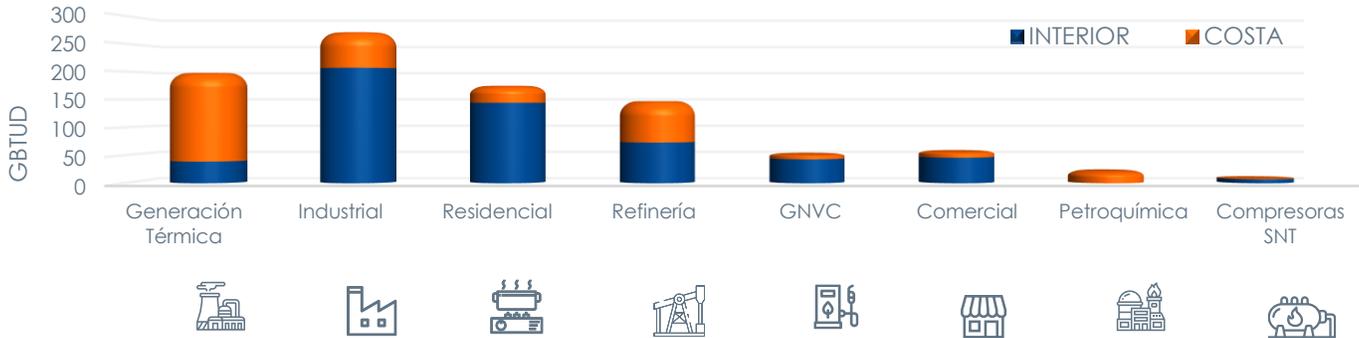


	Residencial	14.3	6.6	7.7	35.5	28.4	14.4	18.2	6.0	3.2	3.4	2.1	5.0	2.9	3.4	4.6	3.0	2.1	3.5	4.9	1.8	2.5	1.7	175
	Comercial	3.2	4.8	2.2	12.2	4.5	6.4	11.5	1.9	1.4	0.7	0.0	0.9	0.5	0.9	1.5	1.4	0.3	0.3	0.0	1.1	0.8	0.3	57
	Industrial	31.7	25.5	8.3	24.3	44.5	36.6	25.2	37.6	4.0	5.0	0.0	5.4	7.7	5.8	1.6	2.4	3.5	1.4	0.0	0.1	0.3	0.5	271
	GNVC	5.6	1.3	2.0	15.7	6.0	7.5	3.9	0.8	1.2	1.3	0.0	0.9	0.5	0.7	1.1	0.6	0.3	0.8	0.0	0.5	0.7	0.7	52
	Generación Térmica	109.5	17.7	0.0	0.0	0.0	14.7	1.2	0.0	22.1	12.3	19.6	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	198
	Refinería	0.0	73.8	72.9	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	0.0	21.6	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	22
	Compresoras	0.0	0.1	2.0	0.0	0.3	0.0	0.1	3.3	0.1	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.1	8
	TOTAL	164	151	95	88	84	80	60	50	32	23	22	14	12	11	9	7	6	6	5	5	4	3	930

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 julio de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 271 GBTUD en promedio, de los cuales 207 GBTUD corresponden a la región Interior y 65 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.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
COSTA	159	65	31	74	9	11	22	1
INTERIOR	39	207	144	73	43	46	0	7
TOTAL Nacional	198	271	175	147	52	57	22	8
% Segmento	21%	29%	19%	16%	6%	6%	2%	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 siete meses. Para julio de 2023, con respecto junio de 2023 se observa una disminución en los consumos del sector de Generación térmica en la región de la Costa y del sector industrial en la región del interior.

TIPO DE USUARIO			Febrero 23		Marzo 23		Abril 23		Mayo 2023		Junio 2023		Julio 2023	
			UNR	UR	UNR	UR								
 Comercial	Costa	0	11	0	12	0	11	0	11	0	11	0	11	
	Interior	0	46	0	47	0	46	0	46	0	46	0	46	
 Generación Térmica	Costa	127	0	120	0	116	0	159	0	171	0	159	0	
	Interior	45	0	34	0	30	0	39	0	32	0	39	0	
 GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	
	Interior	45	0	45	0	43	0	42	0	43	0	43	0	
 Industrial	Costa	52	4	64	4	62	4	59	4	60	4	61	4	
	Interior	192	25	194	25	191	24	182	24	186	24	182	24	
 Petroquímica	Costa	24	0	25	0	28	0	27	0	25	0	22	0	
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
 Refinería	Costa	74	0	69	0	72	0	72	0	75	0	74	0	
	Interior	72	0	69	0	76	0	74	0	70	0	73	0	
 Residencial	Costa	0	31	0	31	0	31	0	31	0	30	0	31	
	Interior	0	145	0	147	0	143	0	143	0	144	0	144	
 Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
	Interior	7	0	6	0	6	0	6	0	7	0	7	0	
Subtotal UR/UNR	Febrero 23	911		901		893		929		938		930		
	Tipo	UNR	UR											
	Costa	288	46	287	47	288	46	327	46	341	45	326	46	
Interior	361	216	348	219	346	213	343	213	338	214	344	214		
TOTAL	911		901		893		929		938		930			

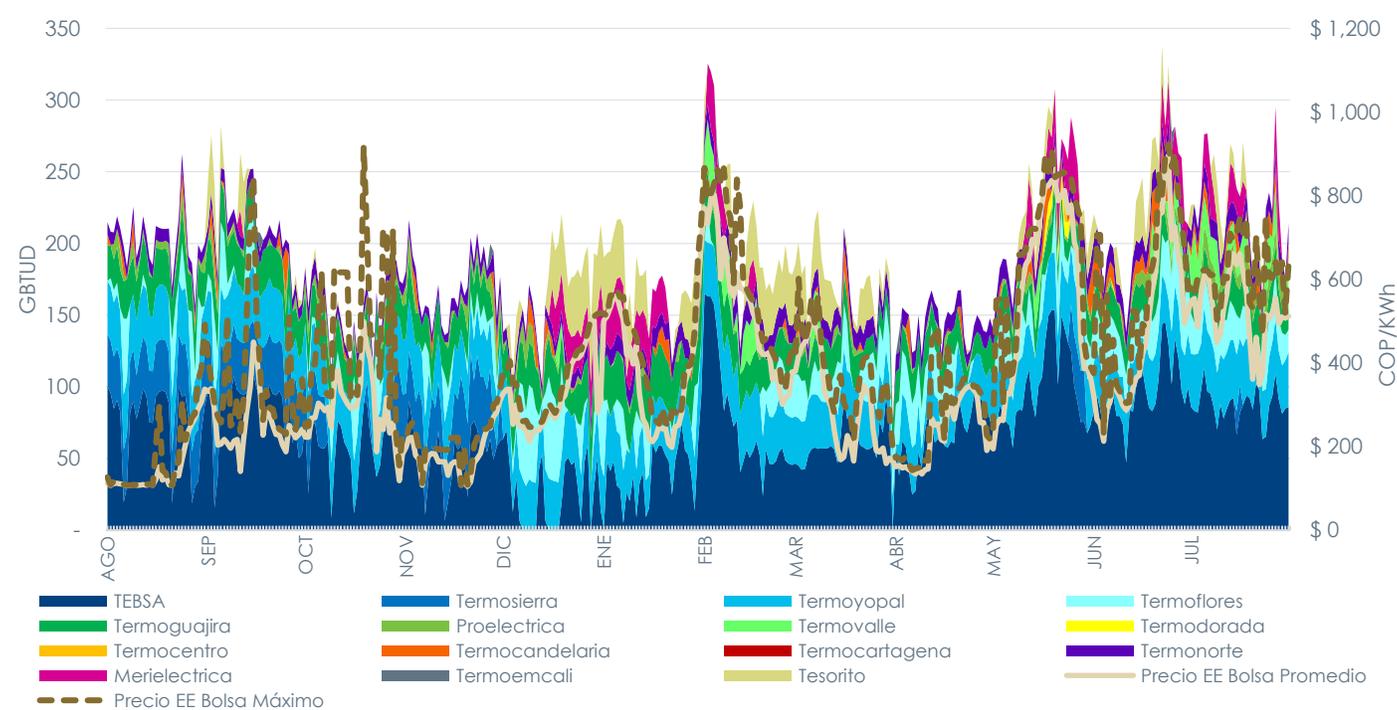
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 julio fue en promedio 229 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



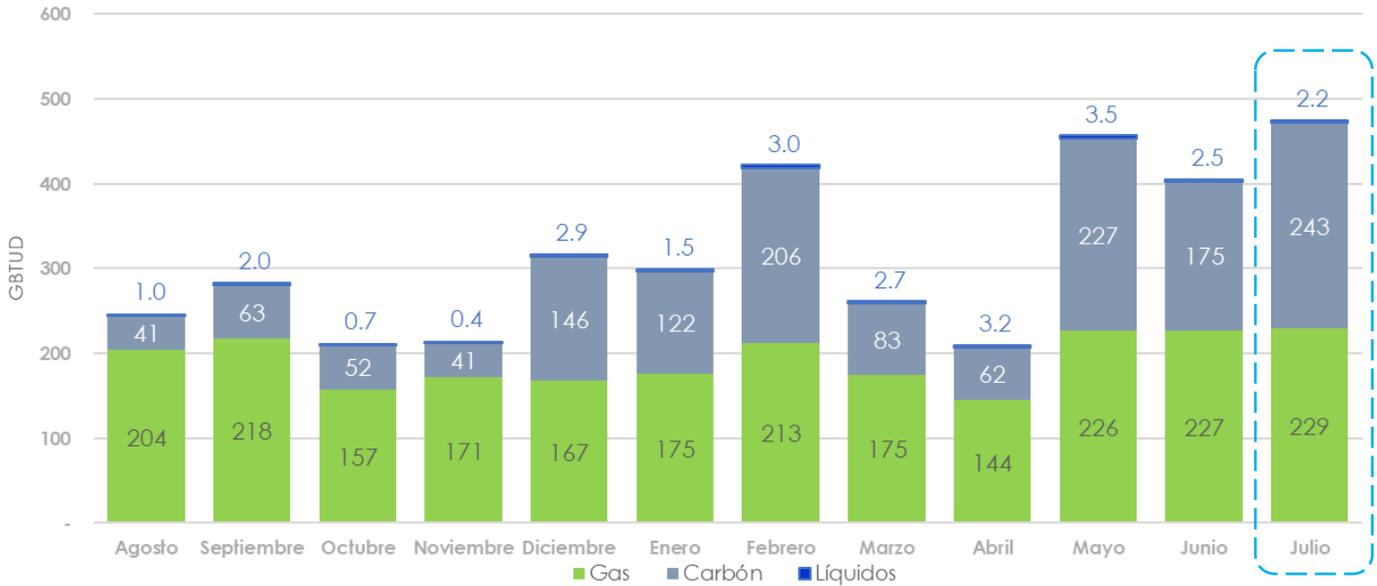
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de julio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 170 GBTUD y 295 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (87 GBTUD), Termoyopal (37 GBTUD), Termoflores (22 GBTUD), Termoguajira (20 GBTUD), TermoValle(16 GBTUD), y TermoNorte (12 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de julio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón con 243 GBTUD¹ que representó el 51.2% del total, gas natural con 229 GBTUD (48.3%), y los combustibles líquidos consumieron 2.2 GBTUD (0.5%).

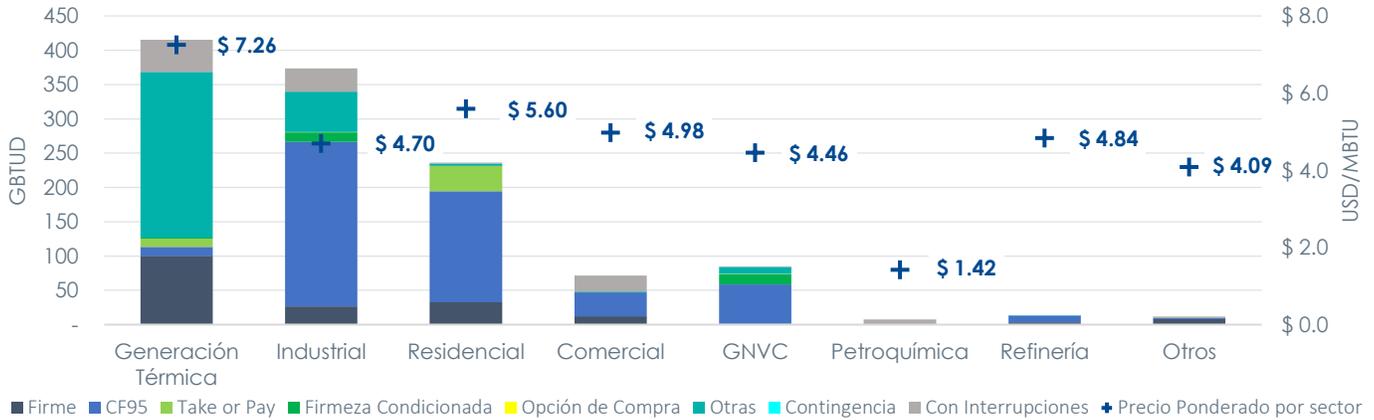
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en julio 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).



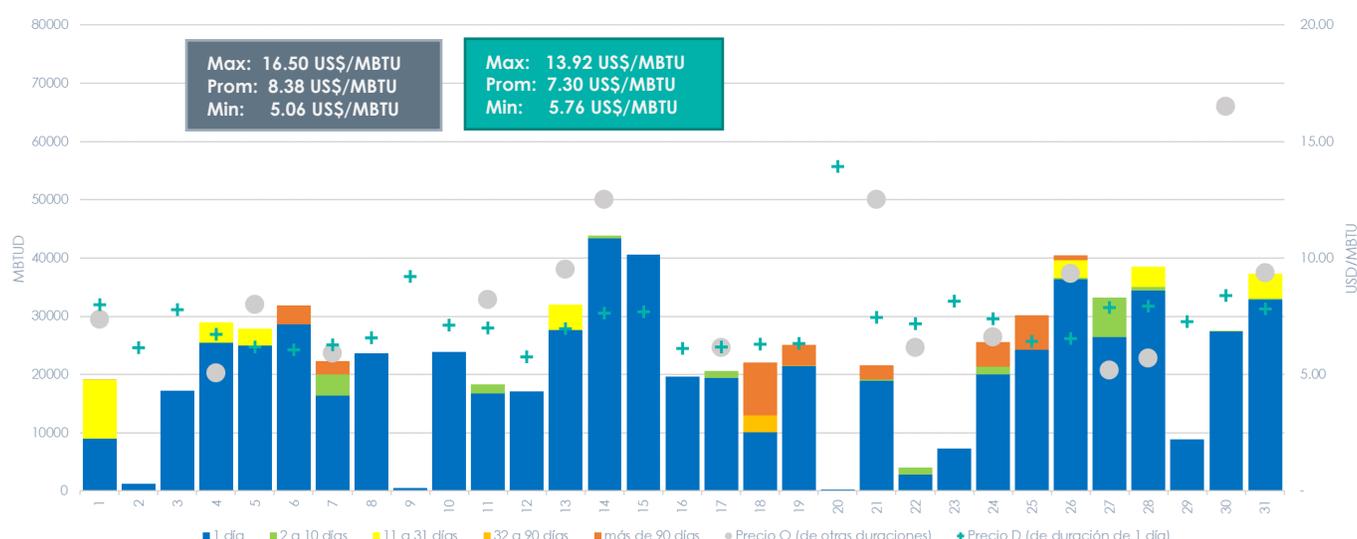
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la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

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de julio registró 438 operaciones, siendo 435 de ellas correspondientes a negociaciones directas y 3 a adjudicaciones producto de la Subasta de Suministro con Interrupciones; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (376). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 5.76 USD/MBTU (julio 12) y 13.92 USD/MBTU (julio 20) para las transacciones de duración de **1 día**.

Transacciones mercado secundario julio– 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.

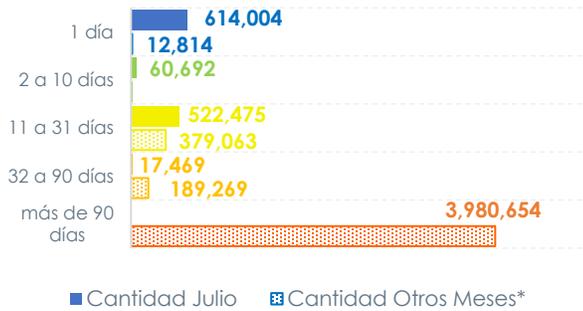
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 7.08 USD/MBTU.

Número de operaciones en julio – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	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	31		
1 día	8	1	7	15	18	20	11	15	1	12	7	16	22	33	16	15	17	9	17	1	14	2	3	10	12	18	19	13	4	10	10	376	\$7.08
2 a 10 días							6				2		1			1					1	1		2		1	4	2		1	1	23	\$6.40
11 a 31 días	8			1	1								1													1		3			1	16	\$7.69
32 a 90 días	2																	1	1													4	\$7.03
más de 90 días						2	2											6	2		1				2	2	2					19	\$5.96
TOTAL	18	1	7	16	19	22	19	15	1	12	9	16	23	34	16	15	18	16	20	1	16	3	3	14	14	22	23	18	4	11	12	438	\$7.04

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 85.84% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 14 de julio con 34 transacciones, equivalentes al 7.8% del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en julio – 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 **50.6%** (**614,004 MBTU**) del volumen total transado ejecutado en julio (**1,214,640 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes transados de **3,980,654 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **21.0 %** de las cantidades negociadas.

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

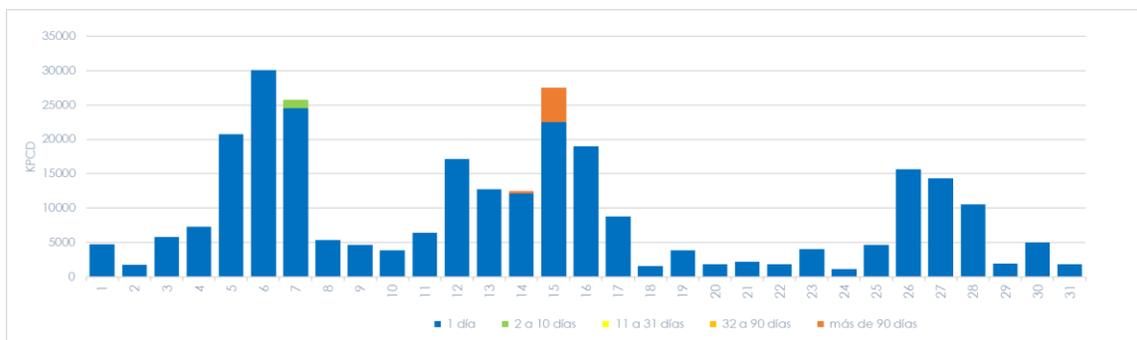
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue CUSIANA con 197,711 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 689,354 MBTUD equivalente al 96.98% del total de las cantidades negociadas; la modalidad “**Con interrupciones**” registró 19,748 MBTUD, equivalente al 2.78%, “**Firmeza Condicionada**” registró 1,707 MBTUD, equivalente al 0.24%; Las modalidades “**Opción de Compra**” y Contratos de “**Contingencia**” no presentaron cantidades transadas en julio para el mercado secundario. CUSIANA (171) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por MAMONAL (88), BALLENA (58) y VASCONIA (56). Los puntos No SNT registraron 21 operaciones.



Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de julio se registraron 324 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (321).

Transacciones mercado secundario julio – Transporte

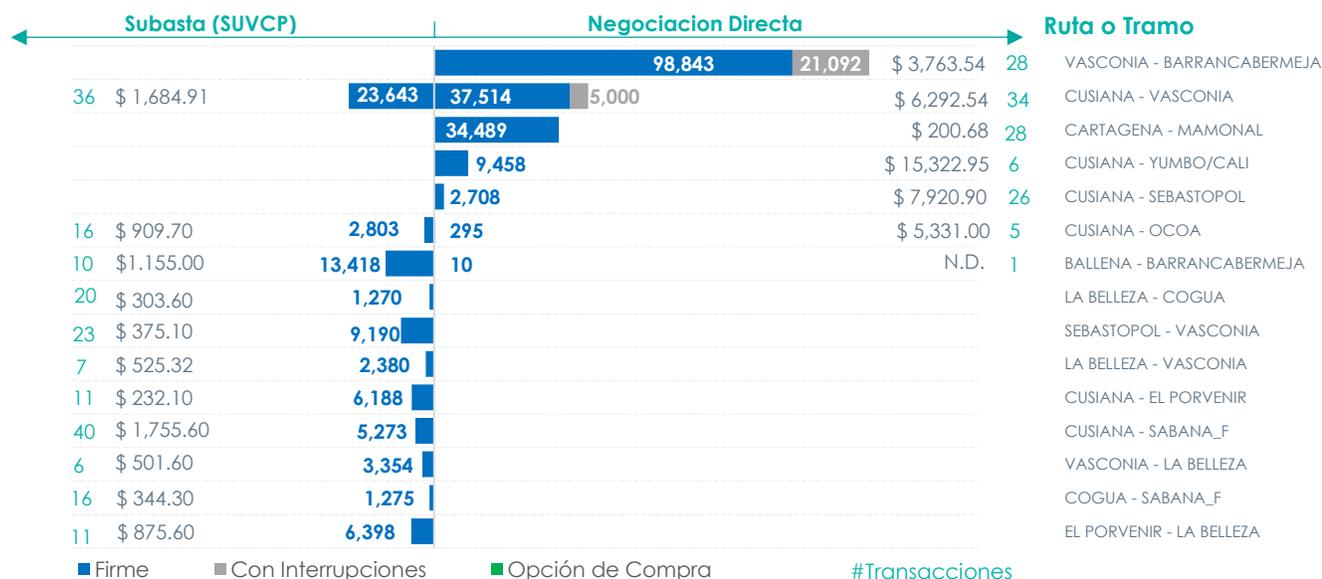


Número de operaciones en julio – Transporte

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	29	30	31		
1 día	9	5	10	10	16	23	19	10	15	11	13	18	14	10	11	8	13	4	7	4	4	5	7	4	7	19	17	12	6	7	3	321	
2 a 10 días						1																										1	
11 a 31 días																																	
32 a 90 días																																	
más de 90 días																																	
TOTAL	9	5	10	10	16	23	20	10	15	11	13	18	14	11	12	8	13	4	7	4	4	5	7	4	7	19	17	12	6	7	3	324	

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 9,181 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 6 de julio con 23 transacciones, equivalentes al 7.1 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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



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

Del total de transacciones (324), 196 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 128 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 73.58% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo VASCONIA - BARRANCABERMEJA para el cual se transaron 98,843 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 70 transacciones (36 asignadas por subasta SUVCP y 34 mediante negociación directa), CUSIANA - SABANA_F con 40 transacciones (todas asignadas por medio de subasta SUVCP), VASCONIA - BARRANCABERMEJA y CARTAGENA - MAMONAL (Cada una con 28 operaciones asignadas por medio de negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas 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).

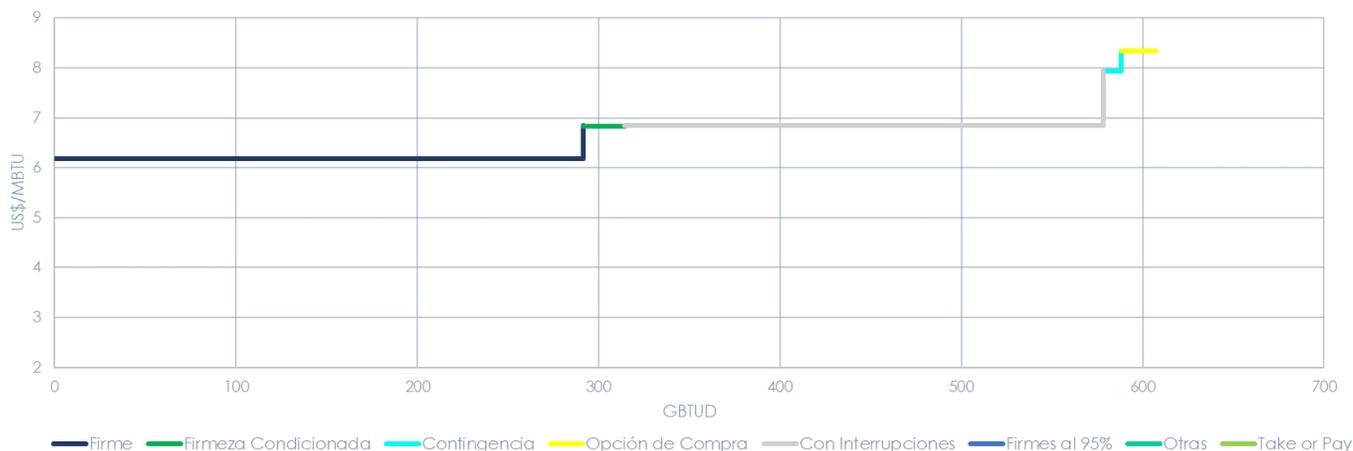
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en julio

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	110.2	\$ 5.45	30.4	\$ 4.93			3.7	\$ 5.43	1.0	N.D.	1.0	N.D.	146.1
	Barranca	7.6	\$ 5.55	34.3	\$ 5.29							1.0	N.D.	42.9
	Vasconia	6.4	\$ 5.68	0.6	\$ 5.89					2.0	N.D.			9.0
	Sebastopol	0.5	\$ 6.75	7.0	\$ 6.00					1.6	N.D.			9.1
	Gibraltar	3.2	\$ 4.99											3.2
	Caramelo	3.5	\$ 6.55	0.4	\$ 4.60									3.9
	Mariquita	0.1	\$ 8.03											0.1
Costa	Jobo			80.0	N.D.									80.0
	Ballena	80.5	\$ 7.16	28.0	\$ 6.74			0.9	N.D.			8.0	\$ 7.98	117.4
	Mamonal	32.2	\$ 6.00	20.0	\$ 6.26			17.0	N.D.	14.3	\$ 7.41			83.5
	Bonga Mamey					-	-							0
	Tucurinca	7.4	N.D.	51.0	\$ 7.95									58.4
	La Creciente					-	-							0
	Hocol	15.7	\$ 5.53	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	7.4	\$ 5.51	1.0	N.D.									8.4
	No SNT*	16.7	\$ 9.12	10.2	\$ 5.74			1.41	\$ 9.04					28.4
	Total general	291.5	\$ 6.18	263.9	\$ 6.84	-	-	23.0	\$ 6.84	18.9	\$ 8.34	9.9	\$ 7.93	607.2
Total (%)		48.0%		43.5%		0.0%		3.8%		3.1%		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 6.18 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto sobre los \$ 8.34 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 91.5% de la contratación total nacional agregando 555.3 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 la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Nelson, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

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