



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 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 16,6% (183 GBTUD) respecto del mes de agosto de 2023 (1,113 GBTUD), ubicándose en 1,296 GBTUD en septiembre de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 68.7% de la contratación total nacional vigente, y se enmarcan en un rango de precios entre 4.50 USD/MBTU y 5.19 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, Barrancabermeja-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, Cusiana-Apiay, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali y Floreña-Yopal.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en septiembre de 2023 fue de 1,097 GBTUD, aumentando un 12% por encima de la demanda registrada en el mes de agosto de 2023 (978 GBTUD), explicado principalmente por un aumento significativo en los consumos del sector de Generación térmica en la región de la Costa y del interior, por otro lado, se identifica una reducción en los consumos del sector refinera en la región del interior.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron en 38.48% pasando de 421 en agosto a 583 en septiembre de 2023; las negociaciones de transporte crecieron un 1.5%, pasando de 267 en agosto a 271 en septiembre de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en septiembre, la modalidad "Firme" presenta el valor más bajo con 4.5 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Contingencia" representa el valor más alto sobre los \$ 18.95 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 **septiembre**.

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	266	279	4	283	107%
Cupiagua	236	253	0	253	107%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	122	99	0	99	82%
Floreña	73	12	62	74	102%
Nelson	30	7	2	9	29%
Bloque VIM 5***	135	69	35	104	77%
Gibraltar	41	33	0	33	79%
Bonga/Mamey	38	36	0	36	95%
Otras Fuentes	243	96	61	158	65%
Potencial Producción Nacional	1,182	885	164	1,049	89%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	248	0	248	62%
Total	1,582	1,133	164	1,296	

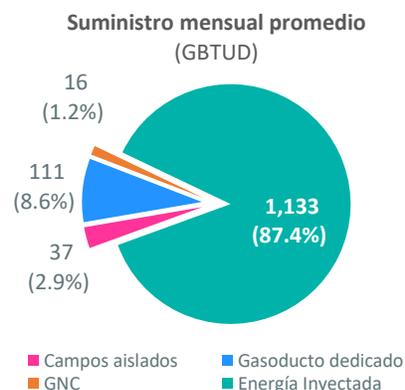
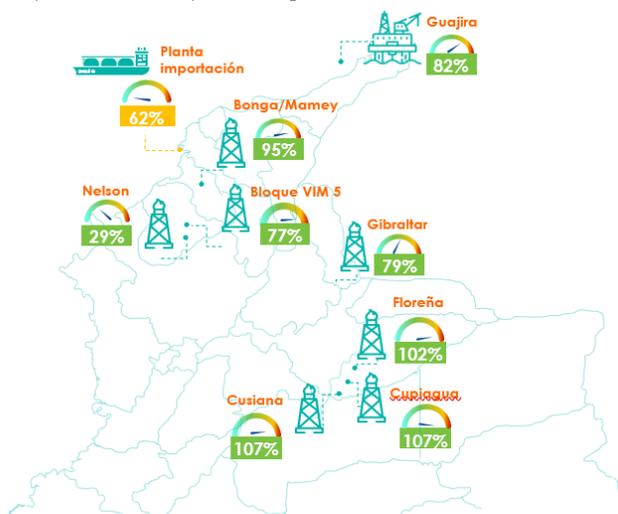
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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.



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

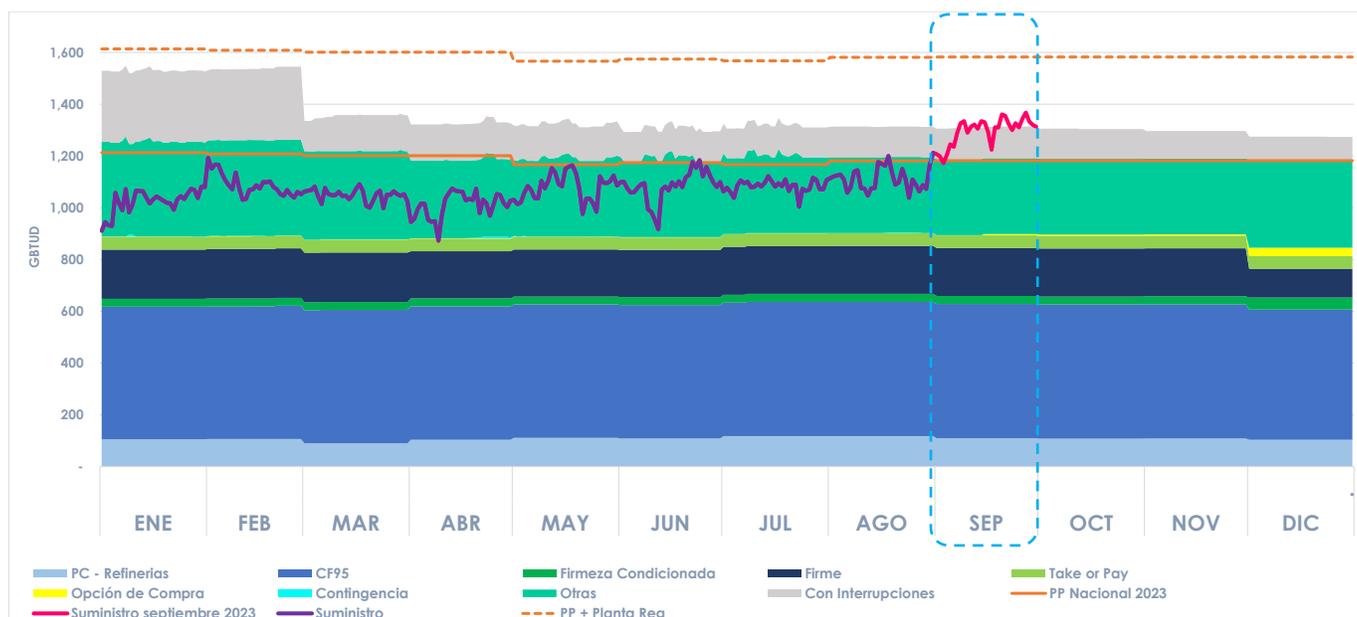
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energ.

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 septiembre que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 786 GBUTD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 121 GBUTD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,296 GBUTD**, con oscilaciones entre **1,172 GBUTD (min.)** y **1,367 GBUTD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional (**línea naranja continua**).



VARIABLE (en GBUTD)	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	1,167	1,181	1,182	1,178	1,165	1,134
Suministro Min.	911	1,030	998	873	976	917	1,003	1,038	1,172			
Suministro Prom.	1,025	1,088	1,049	1,010	1,079	1,086	1,084	1,112	1,296			
Suministro Máx.	1,081	1,192	1,091	1,075	1,164	1,183	1,122	1,211	1,367			
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	785	786	783	783	695
Otras**	383	386	358	318	317	320	316	293	293	309	309	355
Con Interrupciones	262	264	117	129	133	114	116	118	121	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 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>).

3 Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de agosto 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 septiembre

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.			197
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					2	N.D.			198
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	3	\$ 6.50			4	\$ 3.95			32
	Floreña	58	\$ 3.72											2	\$ 3.85			72
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	3	\$ 1.10	18	\$ 5.45									28	\$ 4.71			49
Costa	Ballena			9	\$ 5.50													9
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08									5	\$ 13.02			50
	Bloque VIM 5 ³	76	\$ 5.04									48	\$ 6.21	30	\$ 7.33			154
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69									2	N.D.			37
	B. Esperanza PE ⁴	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20								80	N.D.	5	N.D.		110
	Bullerengue	15	N.D.	17	\$ 5.09									1	N.D.			33
	Otros Costa ⁵	1	\$ 6.65									165	\$ 8.59	4	\$ 5.11			171
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 1.80	6	\$ 3.69	4	N.D.							28	\$ 3.06			43
	Otros C. Aislados- MM ⁷	5	\$ 4.58					2	\$ 2.84					7	\$ 1.45			14
	Total	185	\$ 4.50	518	\$ 4.98	49	\$ 4.22	31	\$ 4.08	3	\$ 6.50	293	\$ 8.04	121	\$ 5.15	-	-	1200
Total (%)	15.4%		43.2%		4.1%		2.6%		0.3%		24.4%		10.1%		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, Cañandongu.

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 septiembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,200 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (518 GBTUD), **ii)** Firme (185 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (121 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **68.7%** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Contingencia con 0.4 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 8.04 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 68.7% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.50 USD/MBTU y 5.19 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 - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	308,200	305,199	1,501	0%	\$ 1,049.85	98,293	108,319	146,983
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	14	723,703	719,604	1,299	0%	\$ 1,116.35	96,869	161,728	284,179
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	13	698,003	689,404	4,299	1%	\$ 1,641.70	119,463	246,405	336,783
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	276,447	0	0%	\$ 184.13	106,842	123,737	139,721
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	285,945	284,436	0	0%	\$ 2,329.48	153,592	183,480	202,954
	6	JOBO-SINCELEJO	10	191,745	199,172	0	0%	\$ 2,438.97	119,104	148,339	172,209
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	89,944	556	1%	\$ 1,008.67	14,366	32,014	36,005
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 4,512.47	640	1,020	2,249
	9	APIAY-OCOCHA	8	22,020	17,080	4,940	22%	\$ 1,908.98	6,275	13,472	14,992
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 2,950.21	14,750	16,863	17,380
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	65,656	82,344	56%	\$ 2,625.93	48,239	69,551	87,033
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	12	260,000	108,955	143,045	55%	\$ 5,515.25	1,340	9,706	15,324
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	2	37,361	38,275	0	0%	\$ 12,348.16	21,255	26,475	31,765
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	9	333,000	152,754	177,559	53%	\$ 2,308.52	90,491	123,374	155,636
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,579.66	3,664	4,359	4,658
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,587	7,428	62%	\$ 6,434.50	3,777	4,328	4,748
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	215,000	0	0%	\$ 1,955.31	46,494	132,917	149,050
	18	CUSIANA-APIAY	11	64,159	58,930	4,229	7%	\$ 2,718.79	37,623	45,825	49,580
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	20	470,000	444,241	15,837	3%	\$ 336.80	367,432	415,622	434,365
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	17	472,500	440,875	21,703	5%	\$ 3,832.66	365,467	413,783	432,387
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 2,026.60	1,062	1,178	1,262
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,144.50	1,027	1,309	1,565
	23	FLOREÑA-YOPAL	6	16,161	15,326	835	5%	\$ 1,961.17	6,835	14,593	24,563
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	4,511	59,233	93%	\$ 3,688.91	9,571	12,957	15,463
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	42,347	7,051	14%	\$ 12,347.85	30,310	35,048	38,096
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 20,544.47	8,321	9,067	9,571
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,789.99	844	919	986
	28	LA BELLEZA-COGUA	6	223,500	219,516	3,984	2%	\$ 1,332.95	100,854	138,774	151,817
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	14	300,538	280,435	15,445	5%	\$ 2,022.90	192,930	251,927	289,200
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 5,898.88	13,433	14,915	16,006
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	115,167	51,685	31%	\$ 3,236.72	71,411	95,624	114,037
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 25,956.15	324	598	2,705
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	84,856	73,144	46%	\$ 1,141.92	57,389	79,339	97,089
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,952.63	2,033	2,644	3,050
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 6,938.19	1,946	3,642	5,268
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	65,033	12,369	16%	\$ 6,340.40	34,555	51,539	58,175
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	12	349,000	212,299	134,014	38%	\$ 980.05	111,630	142,720	175,420
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 24,312.34	182	212	223
39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	140,286	50,406	26%	\$ 1,928.14	90,715	116,877	137,036	
40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 2,049.16	4,825	5,340	5,857	
41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 402.39	35,968	44,732	52,633	

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.

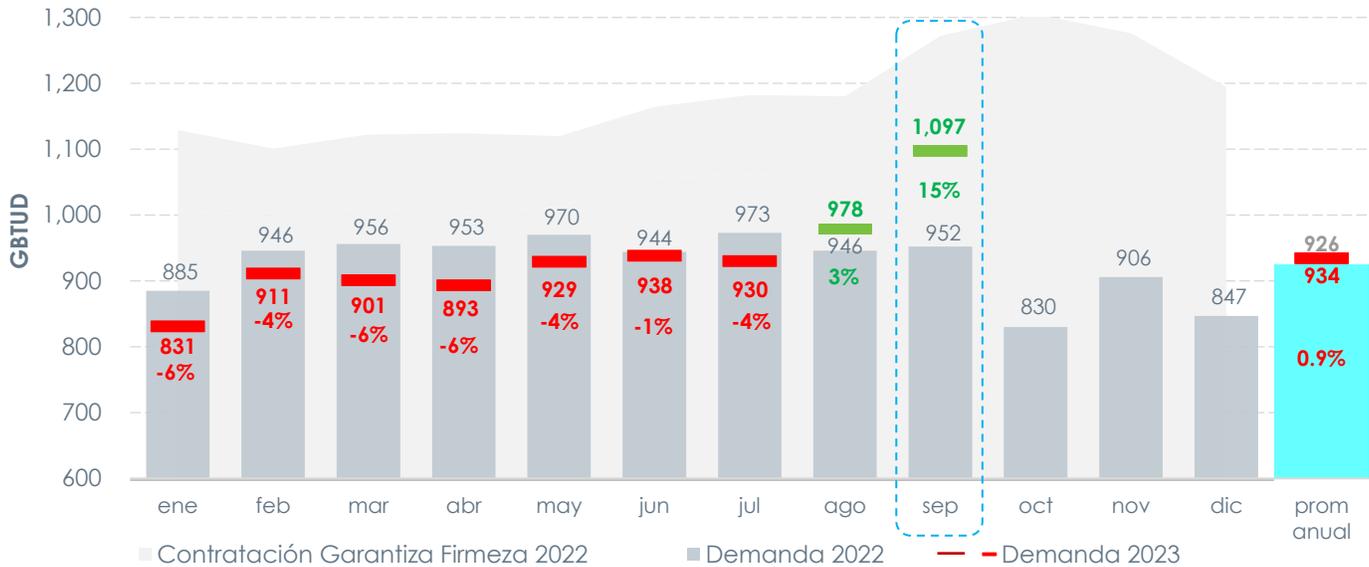
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 septiembre se observa una demanda promedio de **1,097 GBTUD**, esto es **15% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 952 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **934 GBTUD**, estando por encima un 0.9% 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.

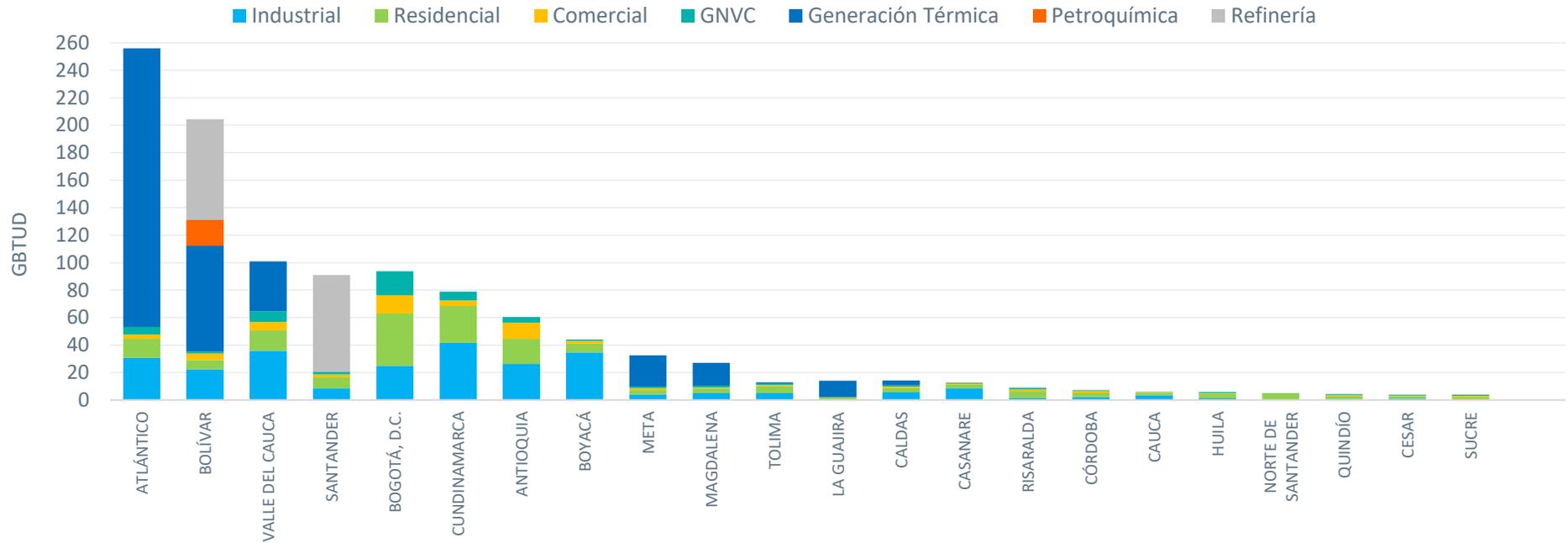
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en septiembre la demanda **térmica** fue 185 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** también **disminuyó** en 40 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	231 747	372 725			

Térmica
 No Térmica

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

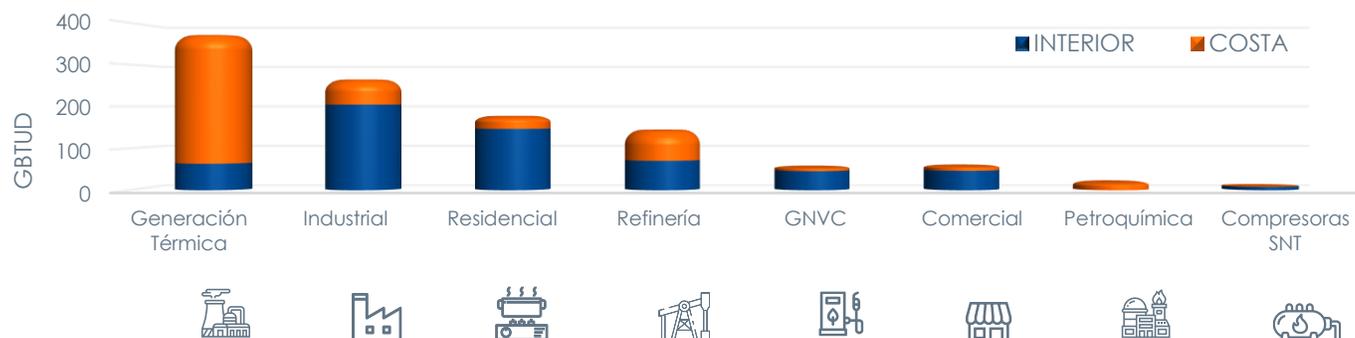


	Residencial	13.9	6.8	14.7	7.8	38.1	26.7	18.3	6.5	3.2	3.4	4.9	2.1	3.4	2.9	4.6	3.0	2.0	3.5	5.1	2.5	1.7	1.8	177
	Comercial	3.1	4.8	6.3	2.2	13.1	4.2	11.6	2.0	1.3	0.7	0.9	0.0	1.0	0.5	1.5	1.5	0.3	0.3	0.0	0.8	0.4	1.1	58
	Industrial	30.8	22.4	35.9	8.7	24.9	41.7	26.4	34.6	4.2	5.1	5.2	0.0	5.6	8.5	1.6	2.1	3.5	1.3	0.0	0.3	1.2	0.1	264
	GNVC	5.4	1.3	7.6	2.0	17.7	6.3	4.1	0.9	1.3	1.2	0.9	0.0	0.7	0.5	1.1	0.6	0.3	0.8	0.0	0.7	0.6	0.7	55
	Generación Térmica	202.9	77.1	36.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.6	16.6	1.0	12.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	372
	Refinería	0.0	73.1	0.0	70.3	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	143
	Petroquímica	0.0	19.4	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	19
	Compresoras	0.0	0.3	0.0	2.4	0.0	0.2	0.2	3.7	0.2	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	9
	TOTAL	256	205	101	93	94	79	61	48	33	27	14	14	14	12	9	7	6	6	5	4	4	4	1,097

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 septiembre de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el de Generación Térmica con 372 GBTUD en promedio, de los cuales 63 GBTUD corresponden a la región Interior y 309 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 177 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 146 GBTUD respecto a la costa con 30 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
COSTA	309	61	30	73	9	11	19	0
INTERIOR	63	204	146	70	46	46	0	8
TOTAL Nacional	372	265	177	143	55	58	19	8
% Segmento	34%	24%	16%	13%	5%	5%	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 seis meses. Para septiembre de 2023, con respecto agosto de 2023 se observa un aumento significativo en los consumos del sector de Generación térmica en la región de la Costa y del interior, por otro lado, se identifica una reducción en los consumos del sector refinería en la región del interior.

TIPO DE USUARIO			Abril 23		Mayo 2023		Junio 2023		Julio 2023		Agosto 2023		Septiembre 2023	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0	11
		Interior	0	46	0	46	0	46	0	46	0	46	0	46
	Generación Térmica	Costa	116	0	159	0	171	0	159	0	199	0	309	0
		Interior	30	0	39	0	32	0	39	0	33	0	63	0
	GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	43	0	42	0	43	0	43	0	44	0	45	0
	Industrial	Costa	62	4	59	4	60	4	61	4	57	4	56	4
		Interior	191	24	182	24	186	24	182	24	186	25	180	24
	Petroquímica	Costa	28	0	27	0	25	0	22	0	19	0	19	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	72	0	72	0	75	0	74	0	75	0	73	0
		Interior	76	0	74	0	70	0	73	0	84	0	70	0
	Residencial	Costa	0	31	0	31	0	30	0	31	0	31	0	30
		Interior	0	143	0	143	0	144	0	144	0	147	0	146
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0
		Interior	6	0	6	0	7	0	7	0	7	0	8	0
Subtotal UR/UNR			Abril 23		Mayo 23		Junio 23		Julio 23		Agosto 2023		Septiembre 2023	
	Tipo		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa		288	46	327	46	341	45	326	46	359	46	467	46
Interior		346	213	343	213	338	214	344	214	354	219	367	217	
TOTAL			893		929		938		930		978		1097	

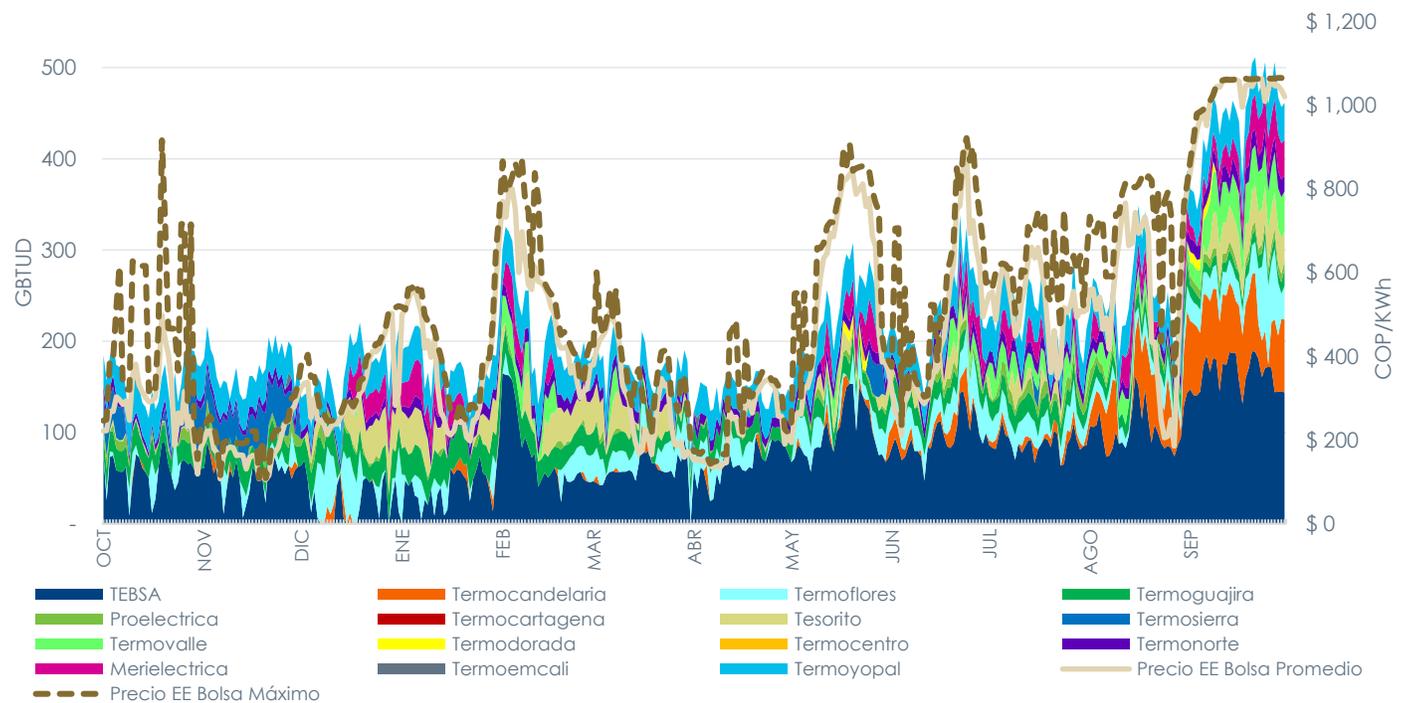
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 despacho 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 septiembre fue en promedio 446 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



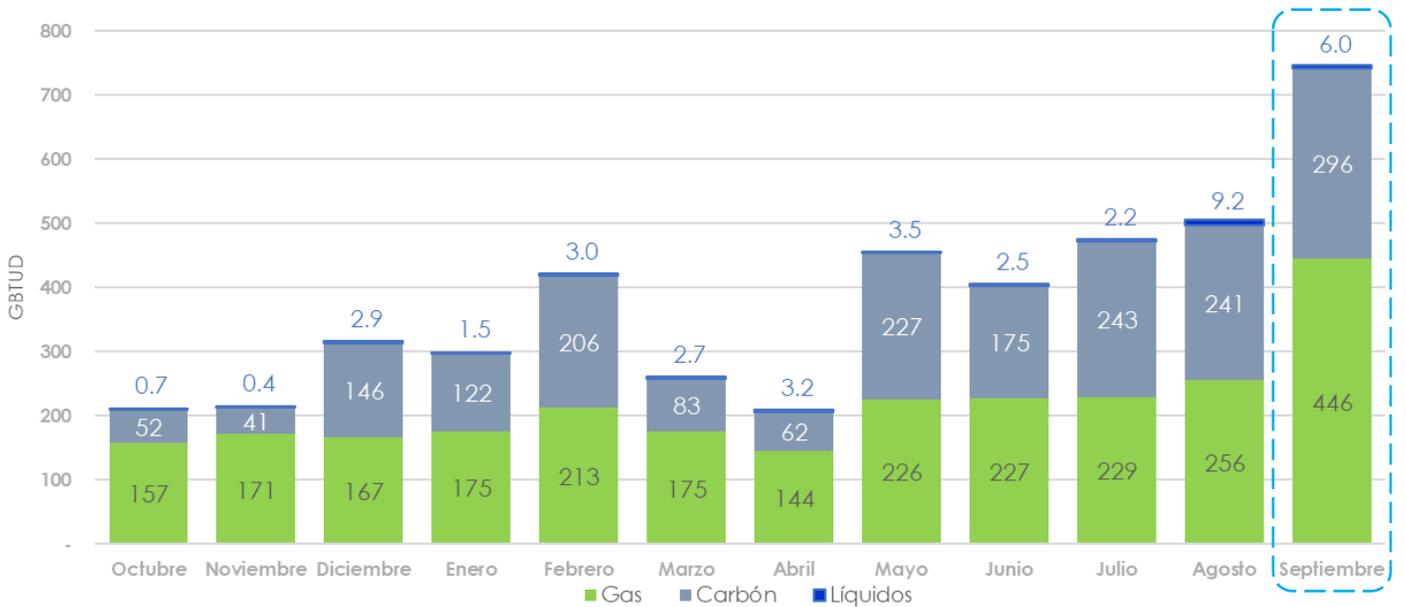
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 344 GBTUD y 511 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (165 GBTUD), TERMOCANDELARIA (69 GBTUD), Termoyopal (39 GBTUD), TermoValle(38 GBTUD), Termoflores (38 GBTUD), TermoTesorito (30 GBTUD), Merielectrica (26), TermoNorte (17 GBTUD), y Termoguajira (12 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 446 GBTUD que representó el 59.6% del total, carbón con 296 GBTUD¹(39.6%), y los combustibles líquidos consumieron 6.0 GBTUD (0.8%).

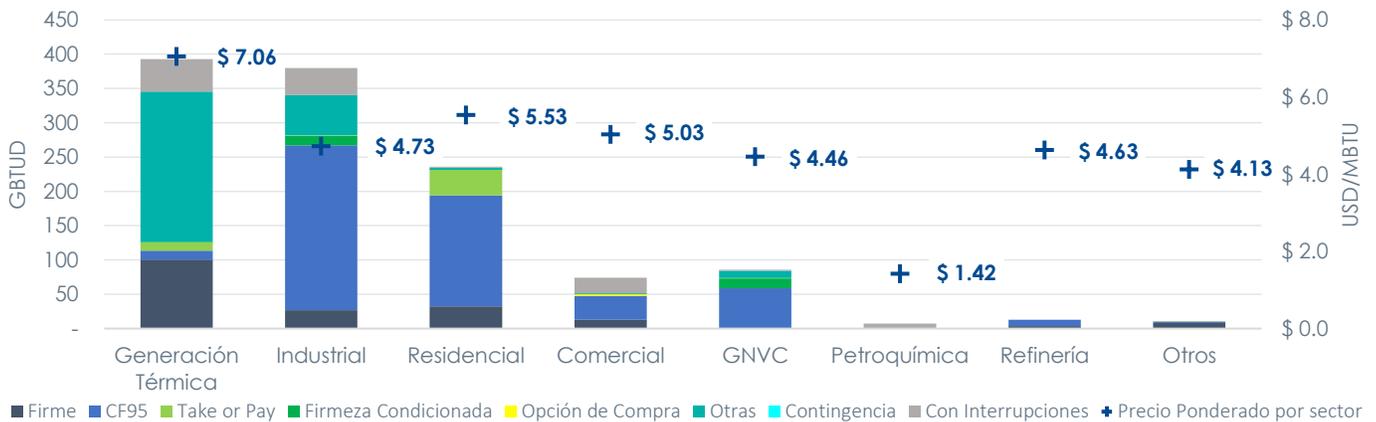
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en septiembre 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).



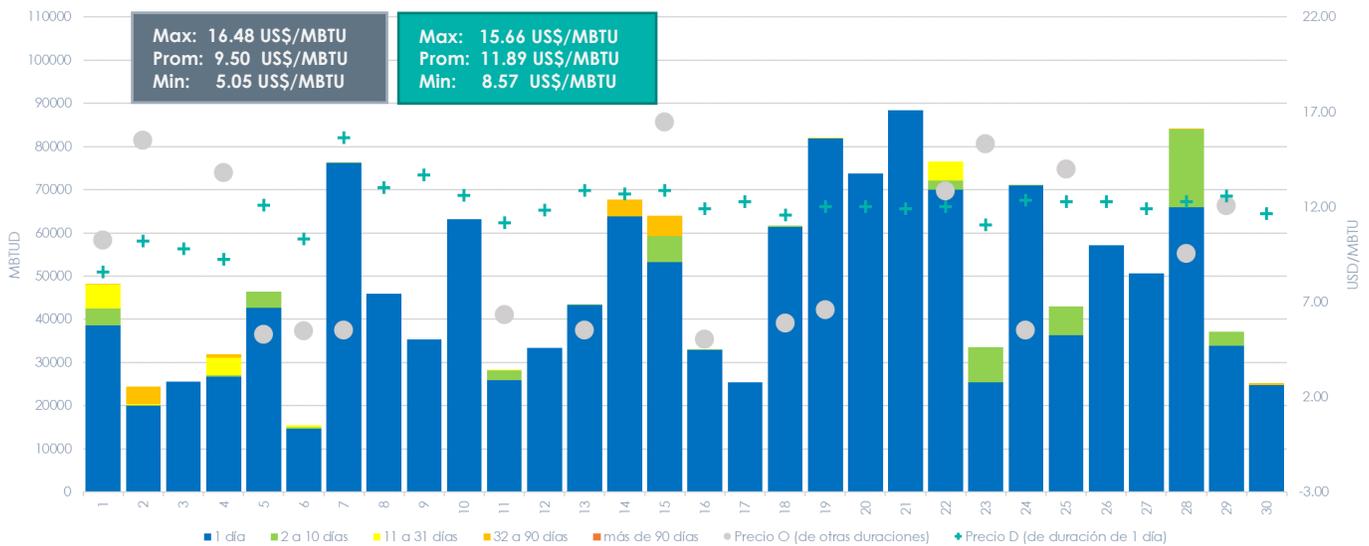
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 septiembre registró 583 operaciones, todas ellas correspondientes a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (510). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 8.57 USD/MBTU (septiembre 1) y 15.66 USD/MBTU (septiembre 7) para las transacciones de duración de **1 día**.

Transacciones mercado secundario Septiembre– 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.

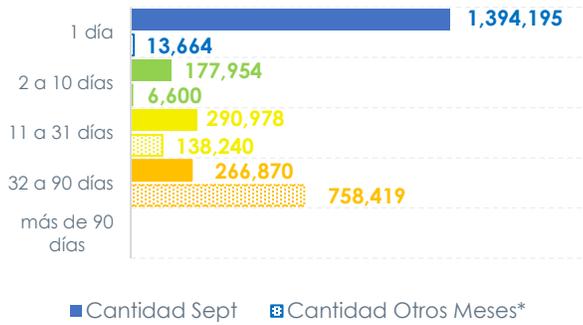
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 12.17 USD/MBTU.

Número de operaciones en Septiembre – 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	17	7	10	14	16	10	17	12	6	18	10	8	16	29	14	15	12	19	26	27	35	33	14	19	16	20	24	21	14	11	510	\$ 12.17
2 a 10 días	5		1	4	1	1				4	1	3	2		1						2	1	1	3		9	2			41	\$ 10.98	
11 a 31 días	11	1	1		1					1								1			6									22	\$ 13.90	
32 a 90 días	2	1	1										1	3													1		1	10	\$ 7.70	
más de 90 días																																-
TOTAL	35	9	10	17	20	12	18	12	6	18	15	8	17	30	20	17	12	20	27	27	35	41	15	20	19	20	24	31	16	12	583	\$ 12.10

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 87% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 22 de septiembre con 41 transacciones, equivalentes al 7.03% 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 septiembre – MBTU

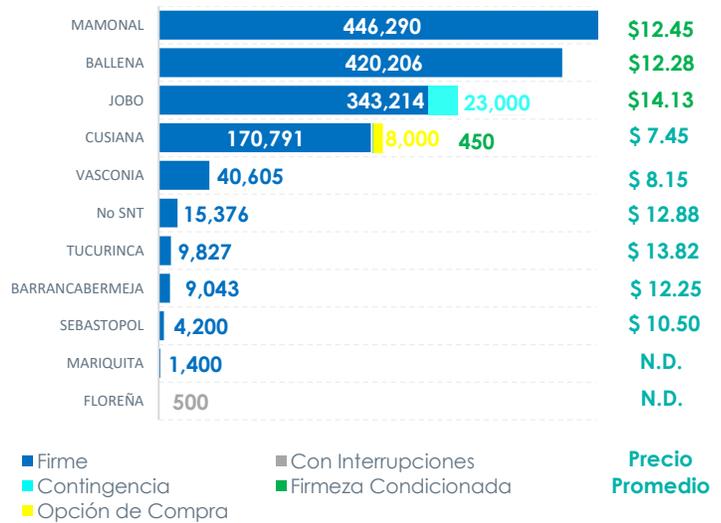


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **65.5% (1,394,195MBTU)** del volumen total transado ejecutado en septiembre (**2,129,997 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** no registró volúmenes negociados este mes.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **69.9%** de las cantidades negociadas.

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

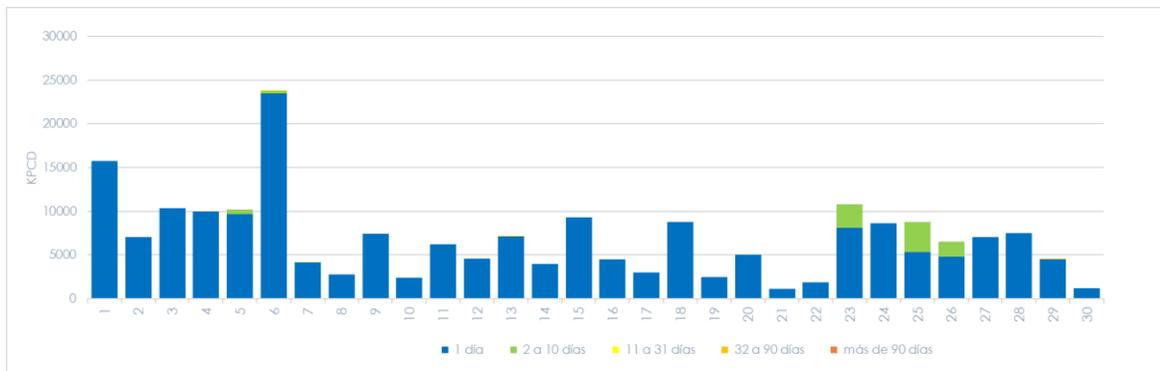
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 446,290 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,460,952 MBTUD equivalente al 97.86% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **"Con interrupciones"** registró 500 MBTUD, equivalente al 0.033%; La modalidad **"Firmeza Condicionada"** registró 450 MBTUD, equivalente al 0.030%;, **"Opción de Compra"** registró 8,000 MBTUD, equivalente al 0.54%; y Contratos de **"Contingencia"** registró 23,000 MBTUD, equivalente al 1.54%; CUSIANA (224) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por MAMONAL (114), BALLENA (89) y JOBO (79). Los puntos No SNT registraron 20 operaciones.



Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de septiembre se registraron 271 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (262).

Transacciones mercado secundario septiembre – Transporte

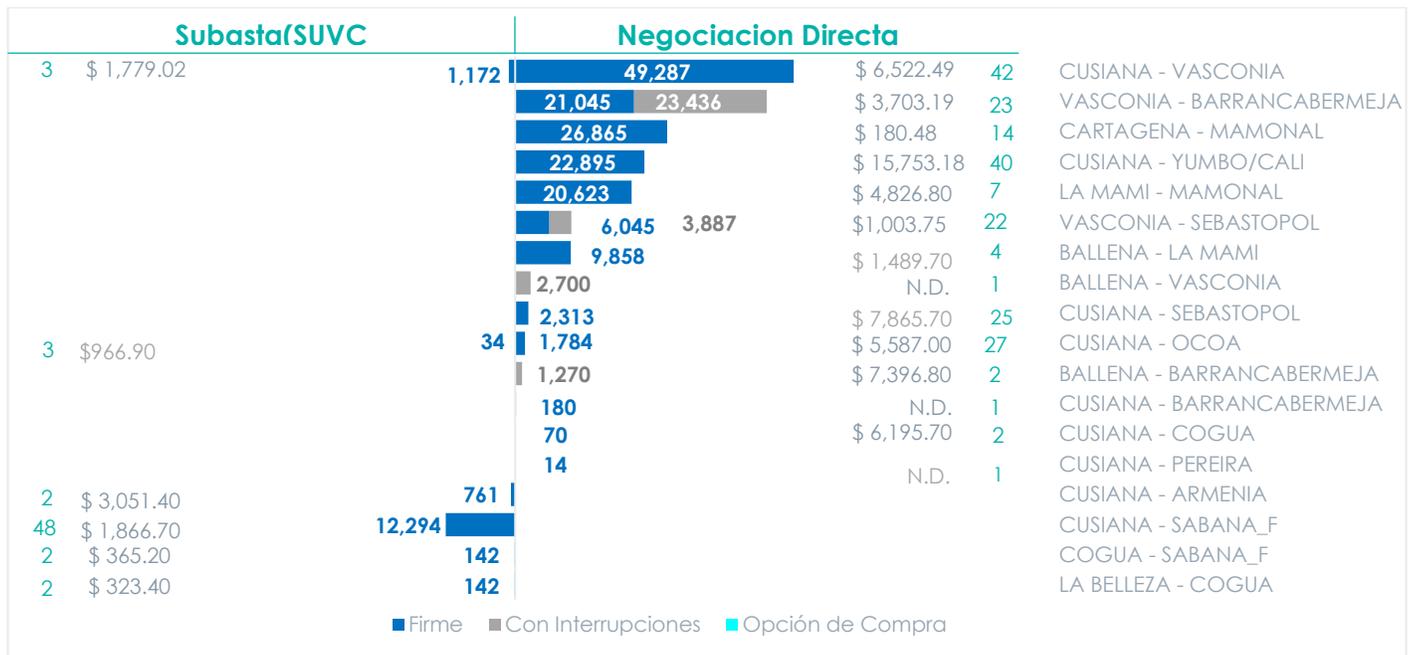


Número de operaciones en septiembre – Transporte

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	
1 día	12	7	5	11	7	13	11	10	12	7	14	10	12	10	10	7	6	10	6	9	6	5	9	9	9	7	9	5	7	7	262
2 a 10 días					1	1	1															1		1	1						6
11 a 31 días						1						1																			2
32 a 90 días																													1		1
más de 90 días																															
TOTAL	12	7	5	11	8	15	12	10	12	7	14	10	13	10	10	7	6	10	6	9	6	5	10	9	10	8	9	5	8	7	271

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6,894 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 6 de septiembre con 15 transacciones, equivalentes al 5.54% 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 (271), 60 se asignaron por medio de subasta (SUVC) y 211 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 92.97% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transaron 50,459 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - SABANA_F con 48 transacciones (todas asignadas por subasta SUVC), CUSIANA - VASCONIA con 45 transacciones (42 por medio de negociación directa y 3 mediante subasta), CUSIANA - YUMBO/CALI con 40 transacciones (todas asignadas por negociación directa), y CUSIANA - OCOA con 30 (27 por medio de negociación directa y 3 mediante subasta). 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).

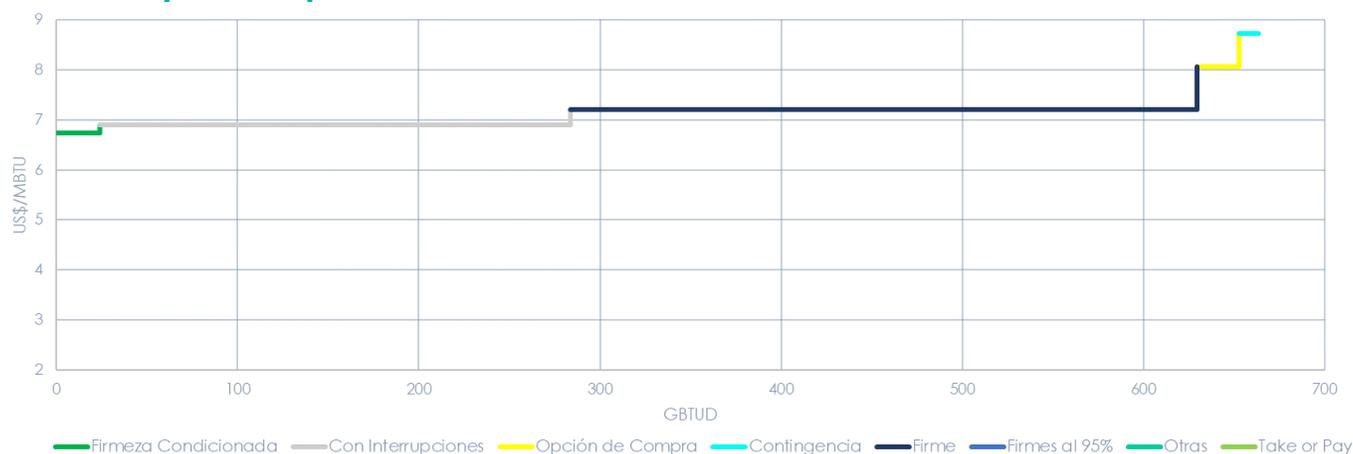
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en septiembre

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	110.9	\$ 5.60	30.1	\$ 5.11			4.7	\$ 5.23	5.2	\$ 5.67	1.0	N.D.	151.9
	Barranca	9.0	\$ 6.04	31.8	\$ 5.30							1.0	N.D.	41.8
	Vasconia	16.3	\$ 6.69	2.9	N.D.					2.0	N.D.			21.2
	Sebastopol	5.4	\$ 6.90	7.0	\$ 6.00					1.6	N.D.			14.0
	Gibraltar	3.2	\$ 4.99											3.2
	Caramelo	6.3	\$ 6.75	0.4	\$ 4.60									6.7
	Mariquita	0.2	\$ 8.02											0.2
Costa	Jobo	14.9	\$13.97	80.0	N.D.							0.8	N.D.	95.7
	Ballena	89.7	\$ 8.29	25.5	\$ 6.83			0.9	N.D.			8.0	\$ 7.98	124.1
	Mamonal	43.0	\$ 8.17	20.0	\$ 6.26			17.0	N.D.	14.3	\$ 7.41			94.3
	Bonga Mamey					0	0							0
	Tucurínca	7.8	\$ 4.35	51.0	\$ 7.95									58.8
	La Creciente					0	0							0
	Hocol	15.7	\$ 5.53	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	7.3	\$ 5.46	1.0	N.D.									8.3
	No SNT*	16.0	\$ 9.14	9.2	\$ 5.67			1.41	\$ 9.04					26.6
	Total general	345.7	\$ 7.21	259.9	\$ 6.90	0	0	24.0	\$ 6.74	23.1	\$ 8.06	10.7	\$ 8.72	663.5
Total (%)		52.1%		39.2%		0.0%		3.6%		3.5%		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 "Firmeza Condicionada" presenta el valor más bajo con 6.74 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Contingencia" representa el valor más alto sobre los \$ 8.72 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 91.3% de la contratación total nacional agregando 605.63 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