



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 2021

La **BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A** en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta a los agentes del mercado, el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. Dentro de su contenido se cuenta con las siguientes secciones:



OFERTA

- Suministro por fuente
- Perfil Contratación vs Suministro de gas natural
- Contratación Vigente por campo y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria
- Nivel de Uso de los tramos

DEMANDA

- Energía Entregada a usuarios finales – SNT
- Energía Entregada por Departamento - SNT
- Energía Entregada por Sector de consumo, Región y Usuario
- Energía Entregada al Sector Térmico
- Consumo de combustible para generación eléctrica
- Contratación por sector de consumo

MERCADO SECUNDARIO

- Suministro: Precios, Duración y Puntos de entrega
- Transporte: Precios, Duración y tramos
- Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** La inyección de gas natural (a través del Sistema Nacional de Transporte SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un aumento del 0.3% (3 GBTUD) respecto al mes de agosto (1,030 GBTUD) alcanzando los 1,033 GBTUD en septiembre; se resalta la mayor inyección desde los campos de Cusiana y Guajira para soportar las afectaciones sobre el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga y el mantenimiento en Cupiagua a inicio del mes.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Floreña-Yopal, Guando-Fusagasuga, Jobo – Sincelejo, La Belleza-Cogua, La Belleza-Vasconia, Pradera-Popayan y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda (atendida a través del SNT) en septiembre creció hasta 887 GBTUD subiendo cerca del 1.5% respecto al mes de agosto, debido al aumento de consumo principalmente del sector industrial (262 a 271 GBTUD) y residencial (176 a 180 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario se redujeron un 7% pasando de 550 en agosto a 512 en septiembre con promedio diario negociado de 37 GBTUD, de igual manera las negociaciones de transporte se redujeron cerca del 37% pasando de 517 en agosto a 324 en septiembre debido a la culminación del mantenimiento de Cupiagua, las cantidades promedio transadas en transporte fueron de 13,807 KPCD.

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	278	280	4	284	102%(1)
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	217	-	217	81%
Guajira (Chucupa/Ballena)	126	132	-	132	105%(1)
Floreña	71	11	57	68	96%
Nelson	67	38	8	46	68%
Bloque VIM 5***	103	87	3	90	88%
Gibraltar	41	-	-	-	0%
Bonga/Mamey	35	28	-	28	80%
Otras Fuentes	190	107	54	161	85%
Potencial Producción Nacional	1,179	900	126	1,026	87%
Planta regasificación Cartagena **	400	7	-	7	1.6%
Total	1,579	907	126	1,033	65%

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

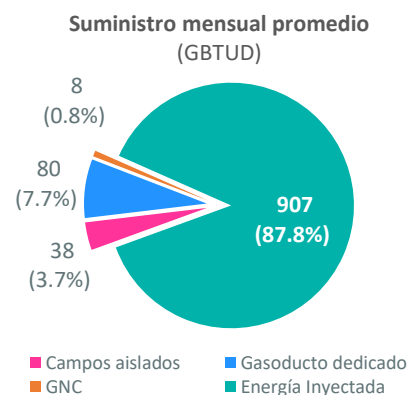
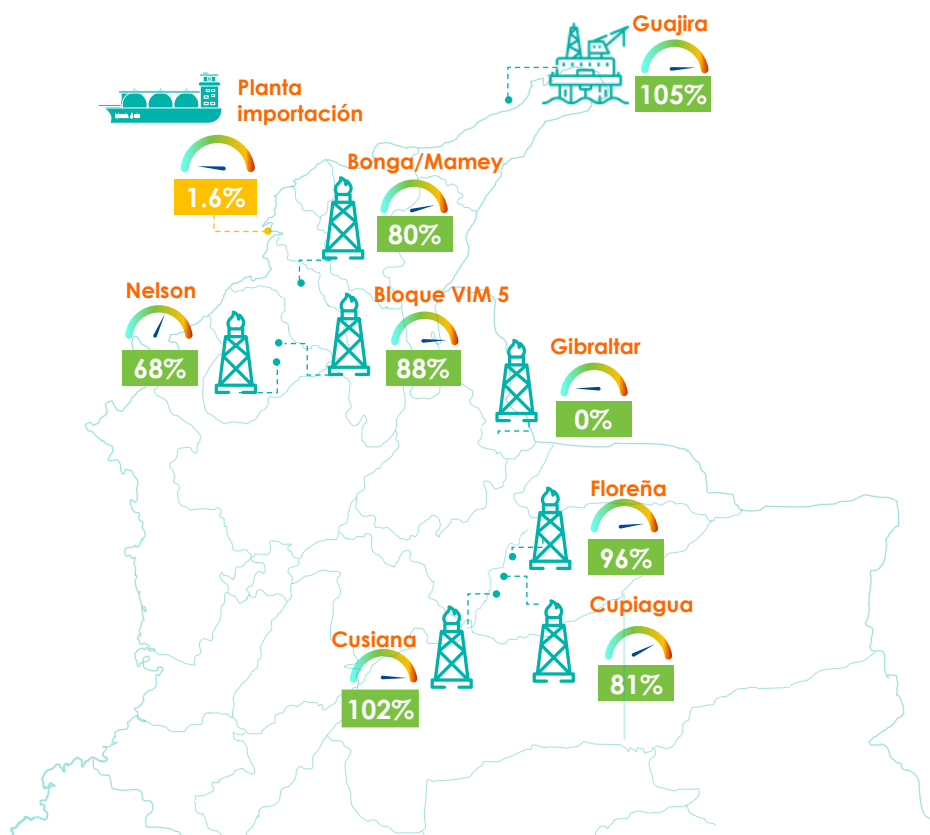
* Corresponde a las cantidades extraídas y entregas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

** Capacidad total de la planta de regasificación

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

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

(1) mayor inyección para soportar las afectaciones sobre el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga y el mantenimiento en Cupiagua a inicio del mes.



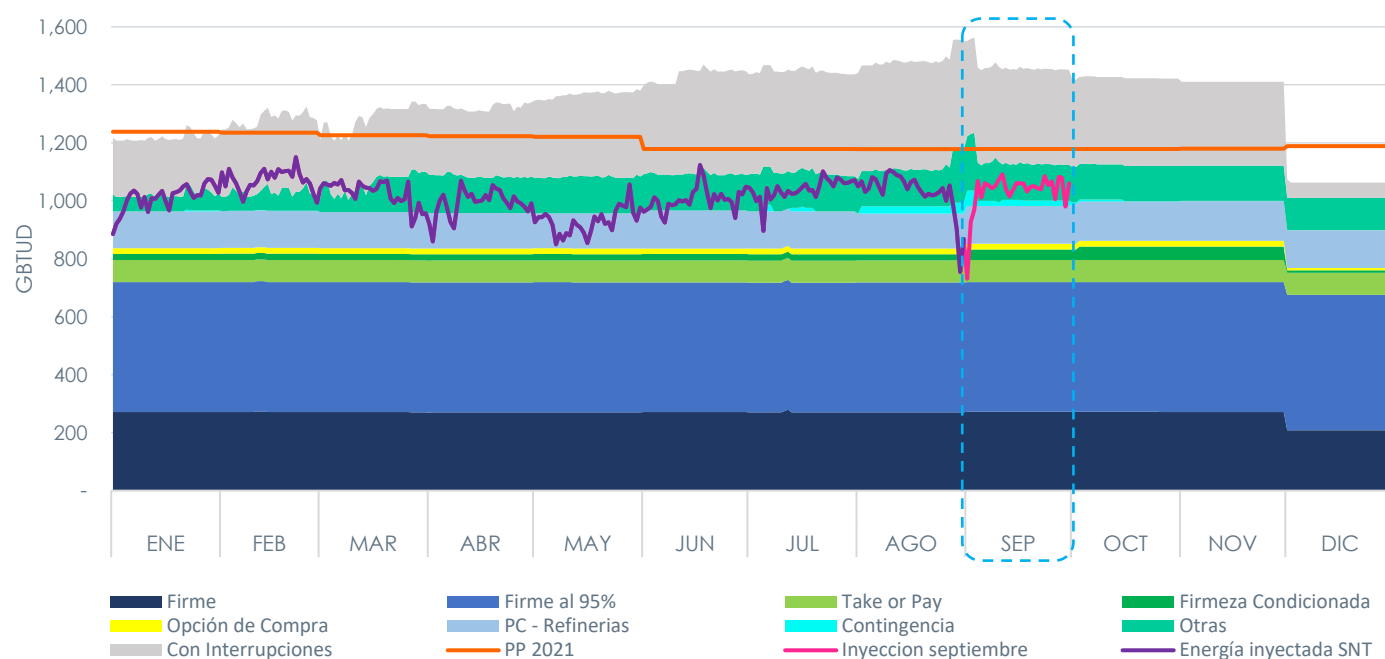
La relación de Suministro en el mes de septiembre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**. Desde Gibraltar no se presenta inyección debido a la afectación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, que impide el flujo de gas desde esa fuente.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

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

Se resalta para el mes de septiembre que la contratación respaldada con firmeza representó 1,008 GBTUD mientras bajo la modalidad **"con interrupciones"** se registraron 328 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,033 GBTUD¹**, con oscilaciones entre **731 GBTUD (mín.)** y **1,091 GBTUD (máx.)³**. Se evidencia en la gráfica el impacto del mantenimiento en Cupiagua, que tuvo inicio en agosto 28 y finalizó en septiembre 3. además, se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.179 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,238	1,235	1,226	1,223	1,220	1,179	1,178	1,178	1,179	1,179	1,180	1,189
Suministro Min.	885	993	911	859	849	925	896	754	731			
Suministro Prom.	1,011	1,073	1,026	992	929	1,004	1,039	1,029	1,033			
Suministro Máx.	1,075	1,150	1,072	1,069	1,056	1,123	1,101	1,105	1,091			
Garantía Firmeza	894	903	936	962	961	961	969	996	1,008	987	984	879
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	131	128	120	130	136	137	130
Con Interrupciones	197	252	224	237	285	342	350	371	328	302	289	53

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

1 Incluye producción de gas natural en campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, gas natural comprimido, y gas proveniente de la planta de regasificación.

2 Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 19).

3 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>)

Contratación vigente por campo y por modalidad en SEPTIEMBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/MBTUD) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en septiembre, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		Firme al 95%		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras ¹		Con Interrupciones		Contingencia		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	24	N.D.	195	\$ 3.78			6.6	\$ 3.61	4.0	\$ 6.29			10	\$ 3.00	11	\$ 4.83	251
	Cupiagua	25	N.D.	147	\$ 4.28			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29			2.1	\$ 3.00	1.9	N.D.	186
	Cupiagua Sur			6.9	\$ 5.32			14	\$ 3.00					9.2	\$ 3.50			31
	Floreña	55	\$ 3.08	0.6	N.D.	12	N.D.							1.0	\$ 3.74			68
	Gibraltar			0.3	N.D.	33	N.D.											33
	Otros Interior ²	15	\$ 5.31	13.6	\$ 4.08									14	\$ 4.41			43
Costa	Ballena			44	\$ 5.01									23	\$ 4.71	0.6	\$ 5.36	68
	Chuchupa	0.2	N.D.	10	\$ 5.50									16	\$ 6.92	6.7	\$ 5.19	33
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	\$ 4.80							23	\$ 6.22	85	\$ 4.62			199
	Bonga Mamey			8.7	\$ 3.65	26	N.D.							105	\$ 3.69			140
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5.0	N.D.			124
	Otros Costa ⁴	16	\$ 5.17	18	\$ 4.60							29	\$ 2.61	38	\$ 4.14			101
	Otros C. Aislados ⁵	7.2	\$ 2.35			4.9	\$ 6.47							11	\$ 3.29			23
	Otros C. Aislados – MM ⁶	5.4	\$ 4.21					11	\$ 2.67	9.2	\$ 6.29			8.7	\$ 1.61	1.8	\$ 5.36	36
	Total	272	\$ 4.25	448	\$ 4.18	76	\$ 4.02	36	\$ 3.04	20	\$ 6.29	134	\$ 6.44	328	\$ 4.15	22	\$ 4.99	1336
	Total (%)	20.3%		33.5%		5.7%		2.7%		1.5%		10.0%		24.6%		1.6%		100%

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 19).

² Otros Interior: Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

⁵ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí.

⁶ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

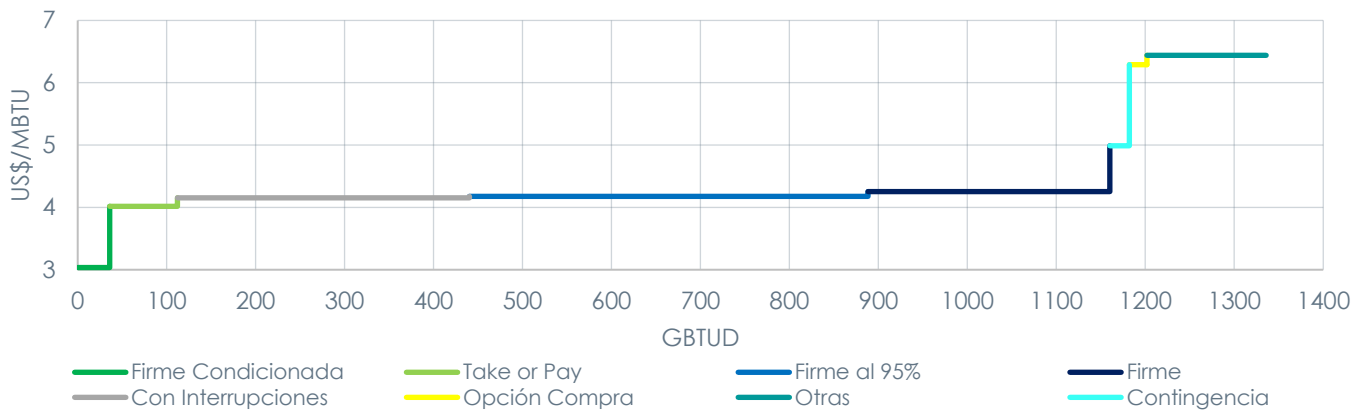
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 a nivel nacional 1,336 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), **ii)** Firme (272 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (328 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **79%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Contingencia y Opción de compra, con 22 GBTUD y 20 GBTUD respectivamente. Los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, ya que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

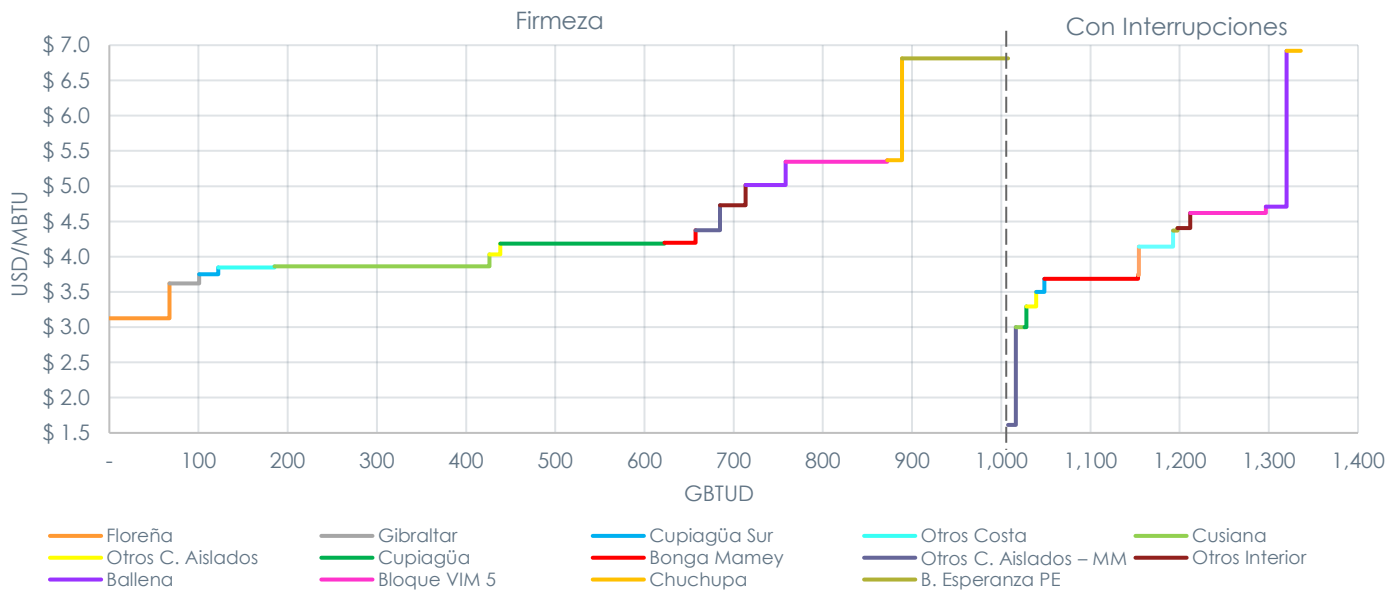
Curva de precios por modalidad



*Precios promedio ponderado por modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firmeza Condicionada presenta el valor más bajo con 3.04 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.44 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 79% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.15 US\$/MBTU y 4.25 US\$/MBTU.

Curva de precios por fuente



*Precios promedio ponderado de las modalidades para cada fuente de suministro

Las gráficas separadas por la línea punteada identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,008 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (328 GBTUD). Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, mas no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una mixtura de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva "con interrupciones" se encuentran en su mayoría por debajo de la curva de las modalidades que garantizan "firmeza" (a excepción de Floreña, Chuchupa y Otros costa), dicha valoración es visible para la fuente Cupiagua Sur en donde el valor de "con interrupciones" corresponde aproximadamente a la mitad del valor de las modalidades que garantizan firmeza.

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel de contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

REGION	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	3	279,091	125,452	153,639	55%	\$ 0.25	4,422	90,583	119,402
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751,363	529,596	221,767	30%	\$ 0.26	56,297	98,929	183,698
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	4	684,494	463,238	221,256	32%	\$ 0.35	135,000	180,369	250,268
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204,509	138,731	65,778	32%	\$ 0.04	110,847	120,750	131,682
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285,945	231,385	54,561	19%	\$ 0.54	160,677	197,167	224,093
	6	JOBOSINCELEJO	3	191,445	183,234	8,212	4%	\$ 0.57	136,467	165,732	176,347
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92,000	40,751	51,249	56%	\$ 0.24	4,259	32,277	39,723
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	2	460	876
	9	APIAY-OCOA	3	22,020	17,370	4,650	21%	\$ 0.45	9,583	13,530	14,199
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	2,635	10,529	12,150
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148,000	52,950	95,050	64%	\$ 0.62	33,847	58,849	63,981
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	9	260,000	61,263	198,737	76%	\$ 1.29	24,818	51,544	157,050
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37,361	20,353	17,008	46%	\$ 1.50	4,120	11,179	14,579
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	104,378	228,622	69%	\$ 0.38	55,725	79,528	98,600
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15,552	5,779	9,773	63%	\$ 0.26	3,829	4,536	5,067
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,729	8,286	69%	\$ 0.51	3,172	3,720	4,334
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	104,014	139,517	150,835
	18	CUSIANA-APIAY	8	64,159	56,989	7,170	11%	\$ 0.64	32,326	44,886	50,258
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	11	470,000	448,164	21,836	5%	\$ 0.08	86,725	391,326	433,483
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	9	470,000	438,004	31,996	7%	\$ 0.66	86,725	389,608	431,565
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	2,500	8,238	77%	\$ 0.47	1,064	1,173	1,227
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.96	1,158	1,335	1,496
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,774	1,387	9%	\$ 0.25	10,155	11,851	13,220
	24	GBS_I-GBS_F	8	63,744	9,976	53,768	84%	\$ 0.88	9,985	12,629	14,834
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,311	19,609	39%	\$ 2.96	6,555	8,538	9,585
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	12,910	9,857	3,053	24%	\$ 1.86	7,162	8,454	8,965
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.55	801	901	975
	28	LA BELLEZA-COGUA	1	223,500	217,859	5,641	3%	\$ 0.23	106,146	142,232	153,554
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	9	302,195	275,158	27,037	9%	\$ 0.43	30,655	226,370	259,244
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	25,253	15,287	9,966	39%	\$ 0.94	12,744	14,156	15,057
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	102,096	65,904	39%	\$ 0.76	57,350	85,267	90,905
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.86	288	347	598
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158,000	79,550	78,450	50%	\$ 0.27	42,006	68,350	73,593
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.32	2,248	3,174	3,878
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.62	1,423	2,797	3,518
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78,000	55,317	22,683	29%	\$ 1.03	43,236	53,840	64,862
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	188,194	160,806	46%	\$ 0.16	21,018	115,656	157,822
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	200	160	44%	\$ 5.86	152	193	218
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	120,338	71,662	37%	\$ 0.31	72,852	104,772	111,654
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,142	6,694	57%	\$ 0.49	5,109	5,442	5,898
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	23,684	43,415	47,807

N.D.: Información no disponible

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

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos. ** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M (TRM promedio sept. 3,823) La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

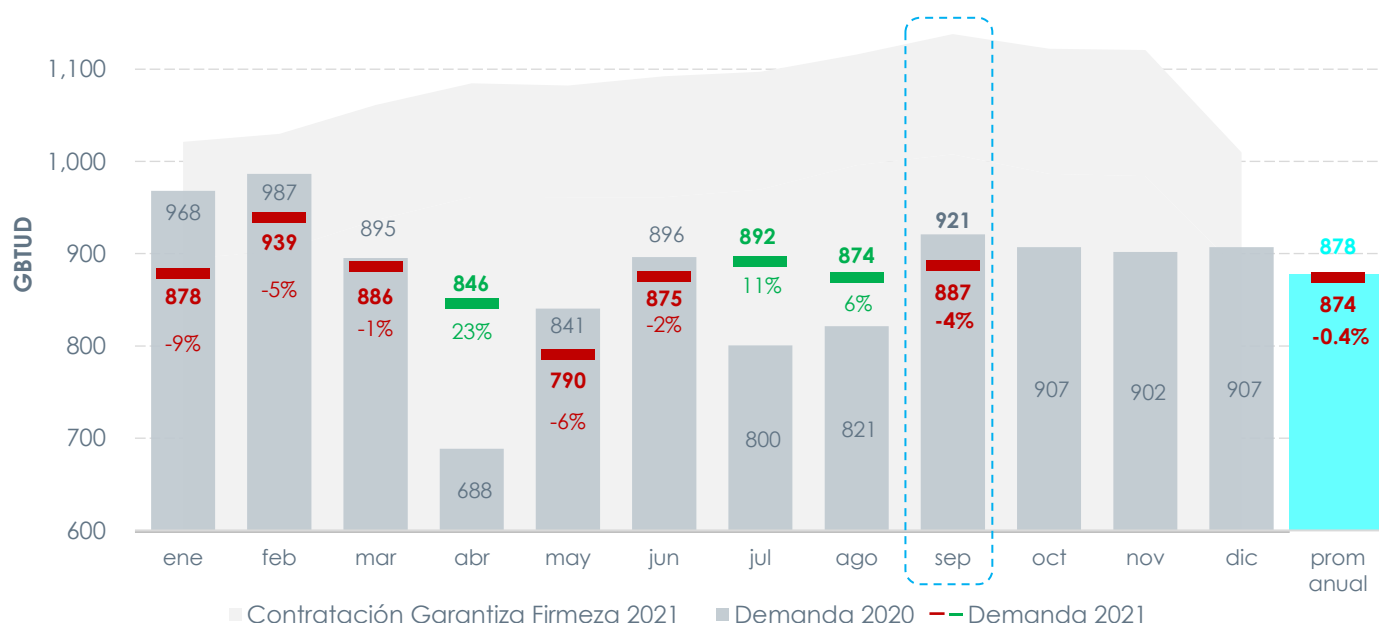
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de septiembre se observa una demanda promedio de **887** GBTUD, esto es **4%** inferior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 921 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-septiembre) es de **874** GBTUD, **0,4%** inferior respecto al promedio anual del 2020.

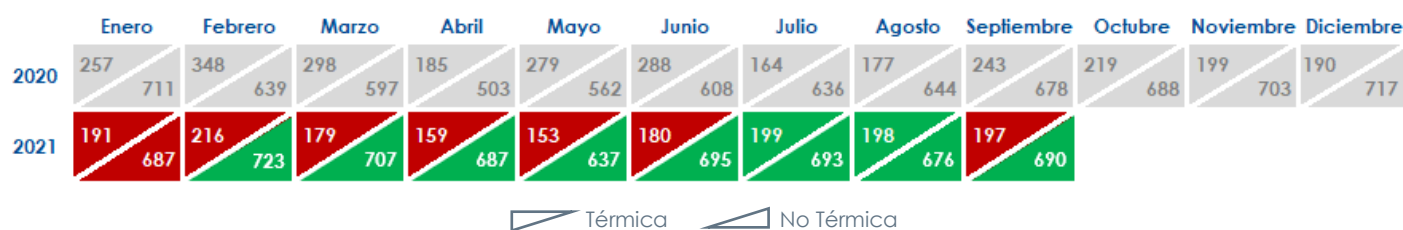
En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en septiembre la demanda **No térmica** fue 12 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, por el contrario, la demanda **térmica** fue **inferior** en 46 GBTUD, siendo julio y agosto los únicos meses que la demanda térmica ha superado el consumo del año anterior. Para lo corrido del año en curso la energía total entregada a usuarios finales estuvo por debajo del valor presentado en 2020, esto se debe en gran parte a la disminución del consumo por parte del sector térmico durante el primer semestre del año, en contraste con la demanda No térmica que desde febrero ha sido superior respecto al año anterior (ver tabla Evolución mensual demanda térmica y No Térmica).



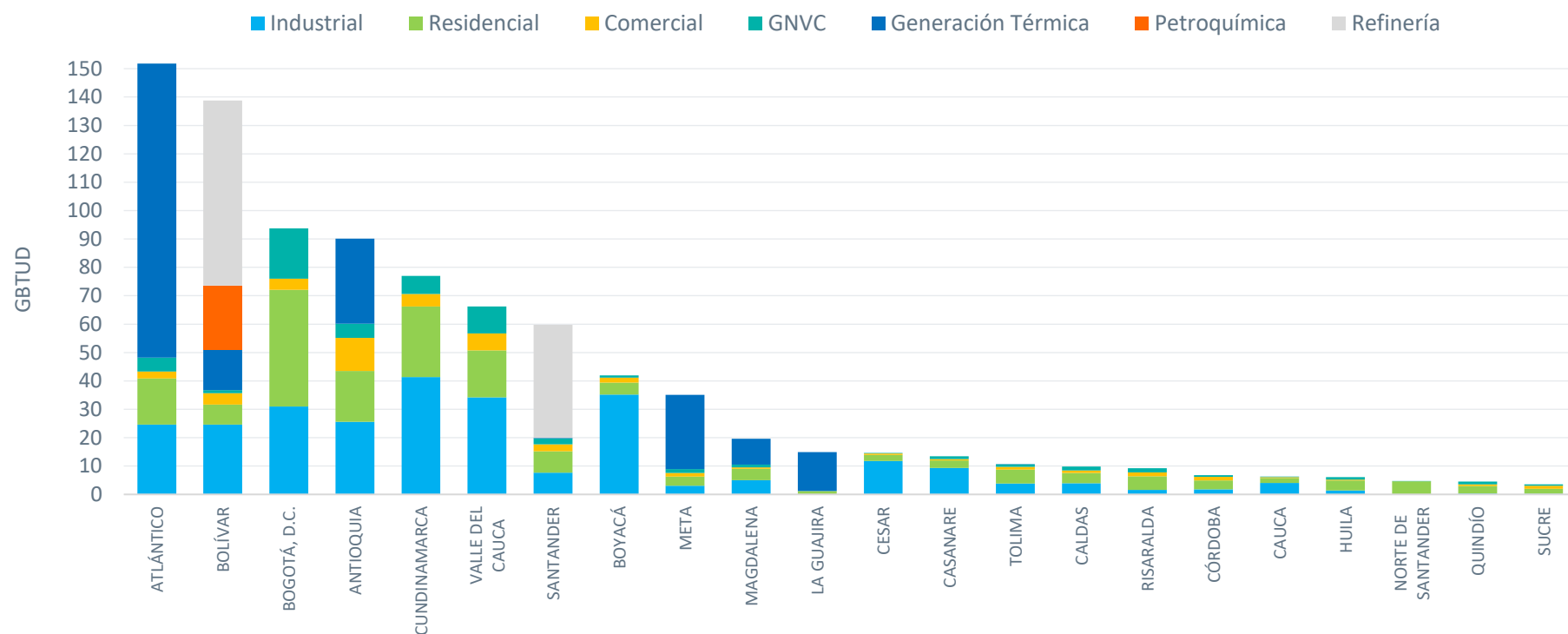
Fuente: SEGAS.

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

Evolución mensual demanda térmica y No térmica



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

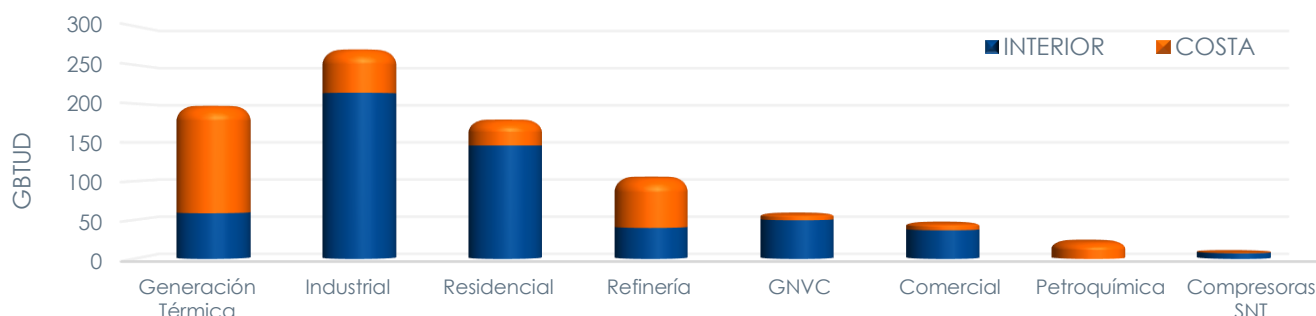


	Residencial	16.3	7.0	41.2	18.0	24.8	16.6	7.5	4.2	3.2	4.0	1.2	2.2	2.6	4.9	3.6	4.8	3.1	1.7	3.5	4.6	2.6	1.8	180
	GNVC	4.9	1.1	17.7	5.0	6.4	9.5	2.0	0.8	1.3	1.0		0.2	1.0	0.9	1.4	1.5	0.6	0.3	0.9	0.1	0.9	0.5	58
	Comercial	2.5	3.9	3.9	11.6	4.4	6.0	2.5	1.7	1.3	0.5		0.4	0.5	0.9	0.9	1.4	1.3	0.3	0.3		0.6	1.0	46
	Industrial	24.6	24.6	30.9	25.5	41.3	34.2	7.7	35.2	3.1	5.0		11.8	9.3	3.9	4.0	1.6	1.8	4.1	1.4		0.3	0.2	271
	Generación Térmica	104	14.5		30.0			0.2		26.1	9.1	13.6												197
	Refinería		65.2					39.9																22
	Petroquímica		22.4																					105
	Compresoras																							8
	TOTAL	152	139	93.7	90.1	77.0	66.2	59.8	42.0	35.0	19.6	14.8	14.6	13.4	10.6	9.8	9.3	6.8	6.3	6.1	4.7	4.5	3.6	887

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 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 271 GBTUD en promedio, de los cuales 214 GBTUD corresponden a la Región Interior y 57 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 180 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 146 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



Costa	141	57	34	65	8	9	22	1
Interior	56	214	146	40	50	37	0	7
TOTAL Nacional	197	271	180	105	58	46	22	8
% Segmento	22%	30%	20%	12%	7%	5%	2.5%	0.9%

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:

TIPO DE USUARIO			Abril 21		Mayo 21		Junio 21		Julio 21		Agosto 21		Septiembre 21	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa		9		9		9		9		9		9
		Interior		35		34		36		36		36		37
	Generación Térmica	Costa	113		123		124		139		143		141	
		Interior	46		30		56		60		55		56	
	GNVC	Costa	8		7		8		8		8		8	
		Interior	44		41		47		49		49		50	
	Industrial	Costa	45	4	45	4	45	4	46	4	53	4	53	4
		Interior	179	28	153	28	181	30	177	30	176	29	183	31
	Petroquímica	Costa	22		25		24		25		25		22	
		Interior	68		60		61		61		61		65	
	Refinería	Costa	71		58		69		65		42		40	
		Interior		32		33		33		33		34		34
	Residencial	Costa		136		135		143		141		142		146
		Interior												
	Compresoras SNT	Costa	0.3		0.5		0.4		0.9		0.8		1.1	
		Interior	6		4		5		7		7		7	
Subtotal UR/UNR			Abril 21		Mayo 21		Junio 21		Julio 21		Agosto 21		Septiembre 21	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	256	45	262	44	262	46	280	46	291	47	290	47
		Interior	345	200	285	198	358	209	358	207	329	207	336	214
TOTAL			846		790		875		892		874		887	

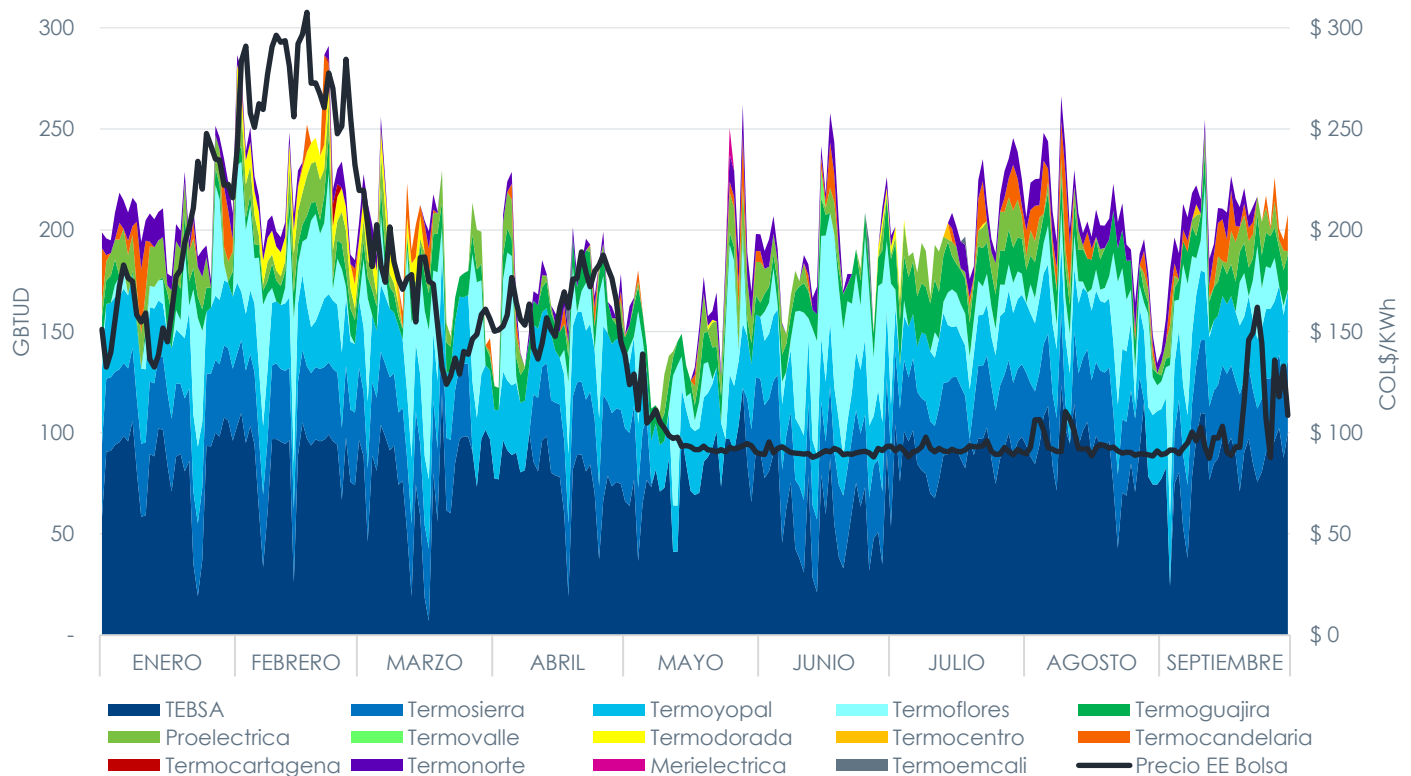
Fuente: SEGAS.

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, 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 septiembre fue en promedio 205 GBTUD; los aportes hídricos continúan levemente por encima de la media histórica, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre generalmente en niveles inferiores a los 150 \$/KWh para la mayor parte del mes.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



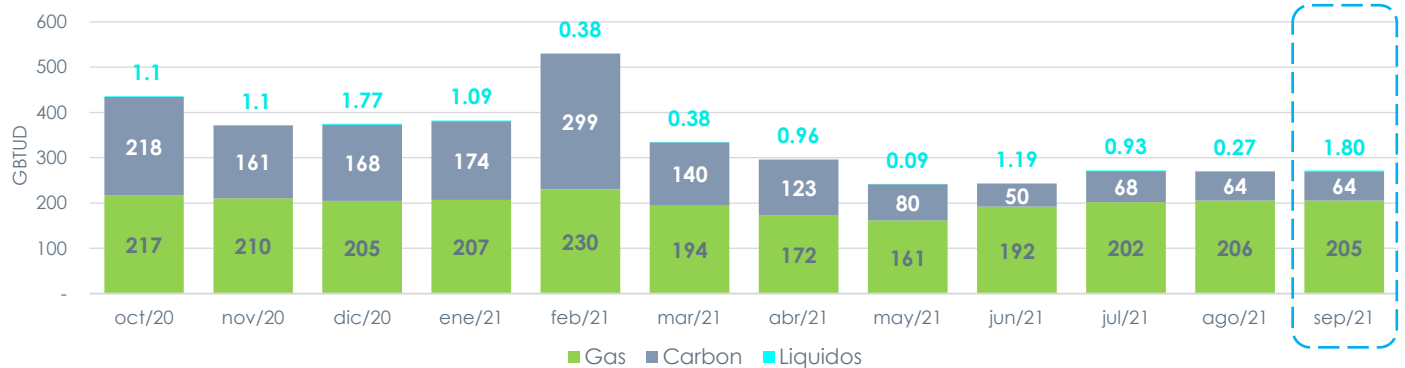
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 140 GBTUD y 255 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (84 GBTUD), Termoyopal (34 GBTUD), Termosierra (33 GBTUD), Termoflores (20 GBTUD) y Termoguajira (14 GBTUD).

Aproximadamente el 69% de la energía generada con gas natural fue por seguridad (141 GBTUD) y el 31% restante fue generación por mérito durante el mes (64 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

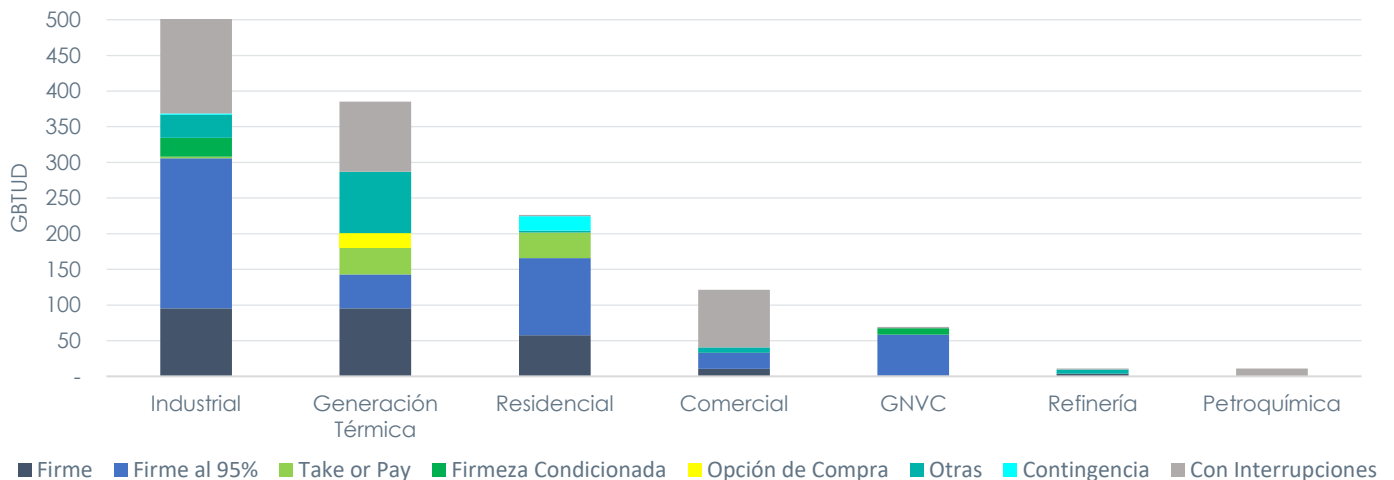
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 205 GBTUD² (gas nacional 198 GBTUD y gas natural importado 7 GBTUD) que representó el 75.7%, carbón con 64 GBTUD (23.7%) y los combustibles líquidos consumieron 1.8 GBTUD (0.7%).



Fuente: 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 septiembre para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector Petroquímico solamente registra contratación "con interrupciones", los sectores de Refinerías y Gas natural vehicular comprimido - GNVC registran una mixtura de contratos que garantizan firmeza y modalidad "con interrupciones". El segmento residencial se caracteriza por una composición en la que predominan las modalidades que garantizan firmeza, mientras los sectores industrial y comercial incorporan la modalidad "con interrupciones" en una proporción relevante para complementar la contratación con firmeza. Finalmente se destaca la pluralidad de modalidades contractuales asociadas a la Generación Térmica, que representa el segmento con mayor sofisticación en su contratación, la cual se puede explicar en la diversidad de perfiles de consumos de las diferentes plantas termoeléctricas y sus estrategias para afrontar la probabilidad de ser despachadas en el mercado eléctrico.

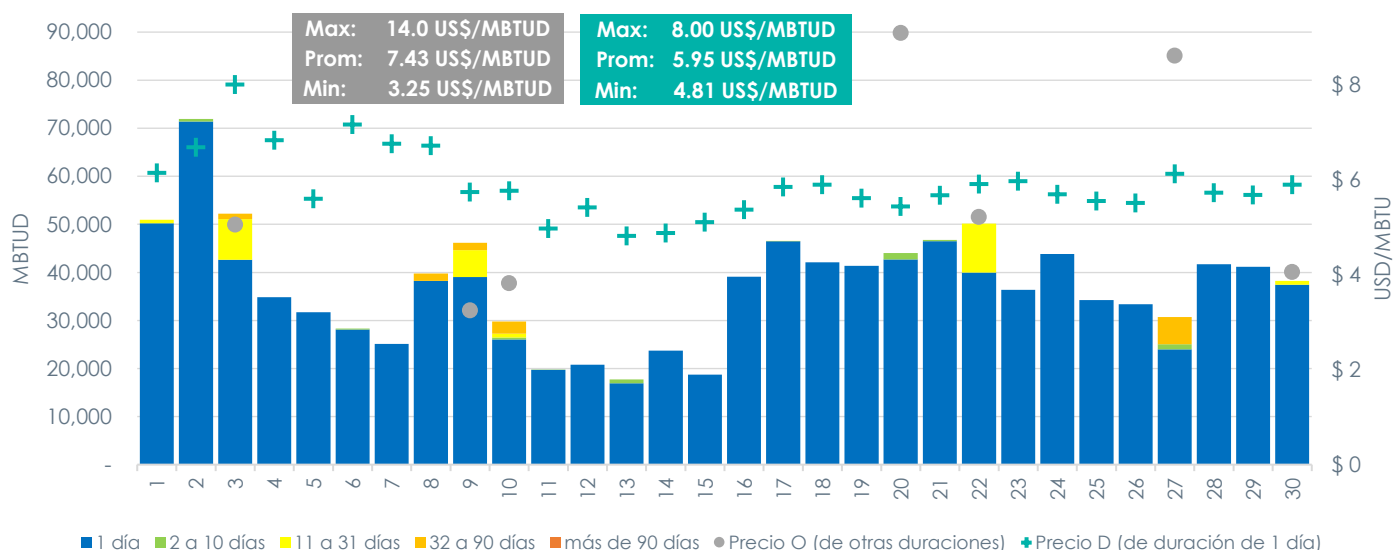
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de SEPTIEMBRE registró 512 operaciones (510 negociaciones directas y 2 por medio de subasta), siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (483). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 4.81 USD\$/MBTU (septiembre 13) y 8.00 USD\$/MBTU (septiembre 03) para las transacciones de duración de **1 día**; El **precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.91 USD\$/MBTU**.

Transacciones mercado secundario SEPTIEMBRE – Suministro



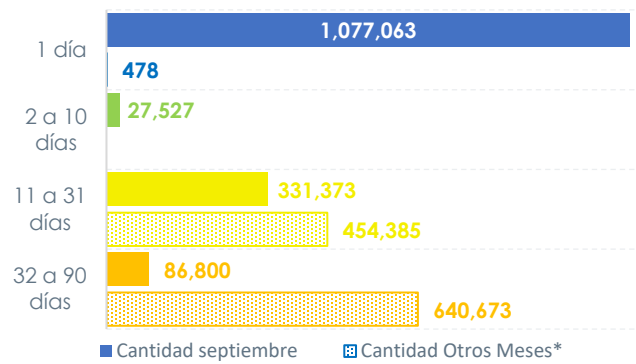
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en SEPTIEMBRE – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	16	15	16	12	11	13	14	21	20	20	11	8	8	12	15	20	20	16	20	14	22	19	17	20	18	16	13	20	20	16	483	\$ 5.95
2 a 10 días		1				1				1	1		1							2	1					2					10	\$ 9.18
11 a 31 días	1		2						2	1							1					2								2	11	\$ 4.79
32 a 90 días			2					1	1	2																2					8	\$ 3.33
más de 90 días																															0	--
TOTAL	17	16	20	12	11	14	14	22	23	24	12	8	9	12	15	20	21	16	20	16	23	21	17	20	18	16	17	20	20	18	512	\$ 5.91

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como los registros de duración de **1 día** representan el 94% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 10 de SEPTIEMBRE con 24 transacciones equivalentes al 5% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en SEPTIEMBRE – MBTU



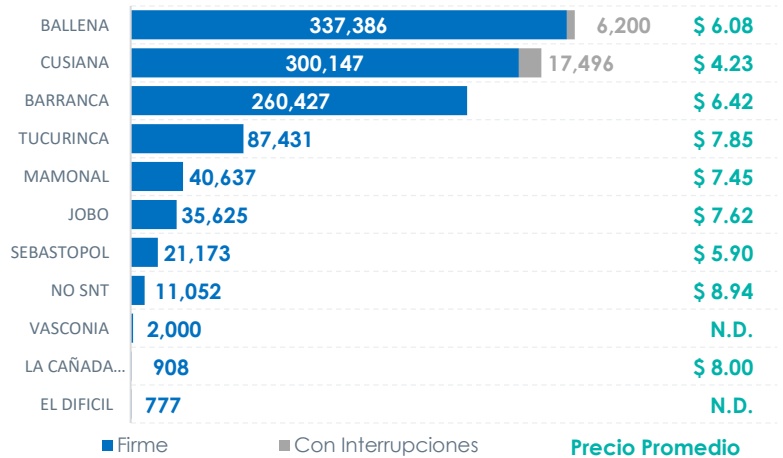
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 483 transacciones de duración **diaria** representan el **71% (1,077,063 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en septiembre, mientras que las transacciones con duración de **11 a 31 días** asocian el **22% (331,373 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **3,8%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de septiembre (40,075,125 MBTU³).

*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a septiembre.

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

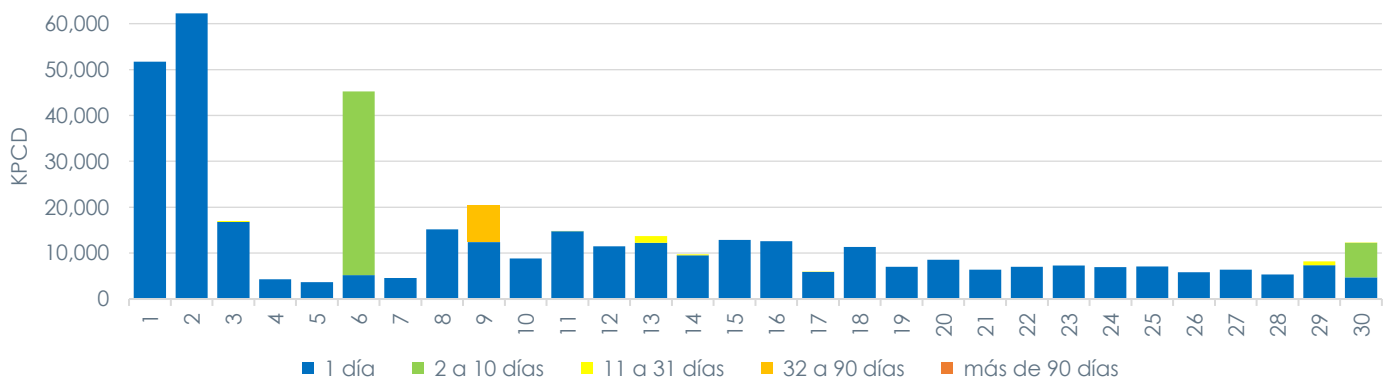
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 343,586 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (1,097,563 MBTUD) equivalente al 98% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad “**con interrupciones**” registró (23,696 MBTUD) equivalente al 2% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (209) seguido por Ballena (129), Barranca (75) y los puntos NO SNT registraron (19 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de SEPTIEMBRE registró 324 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (299).

Transacciones mercado secundario SEPTIEMBRE - Transporte



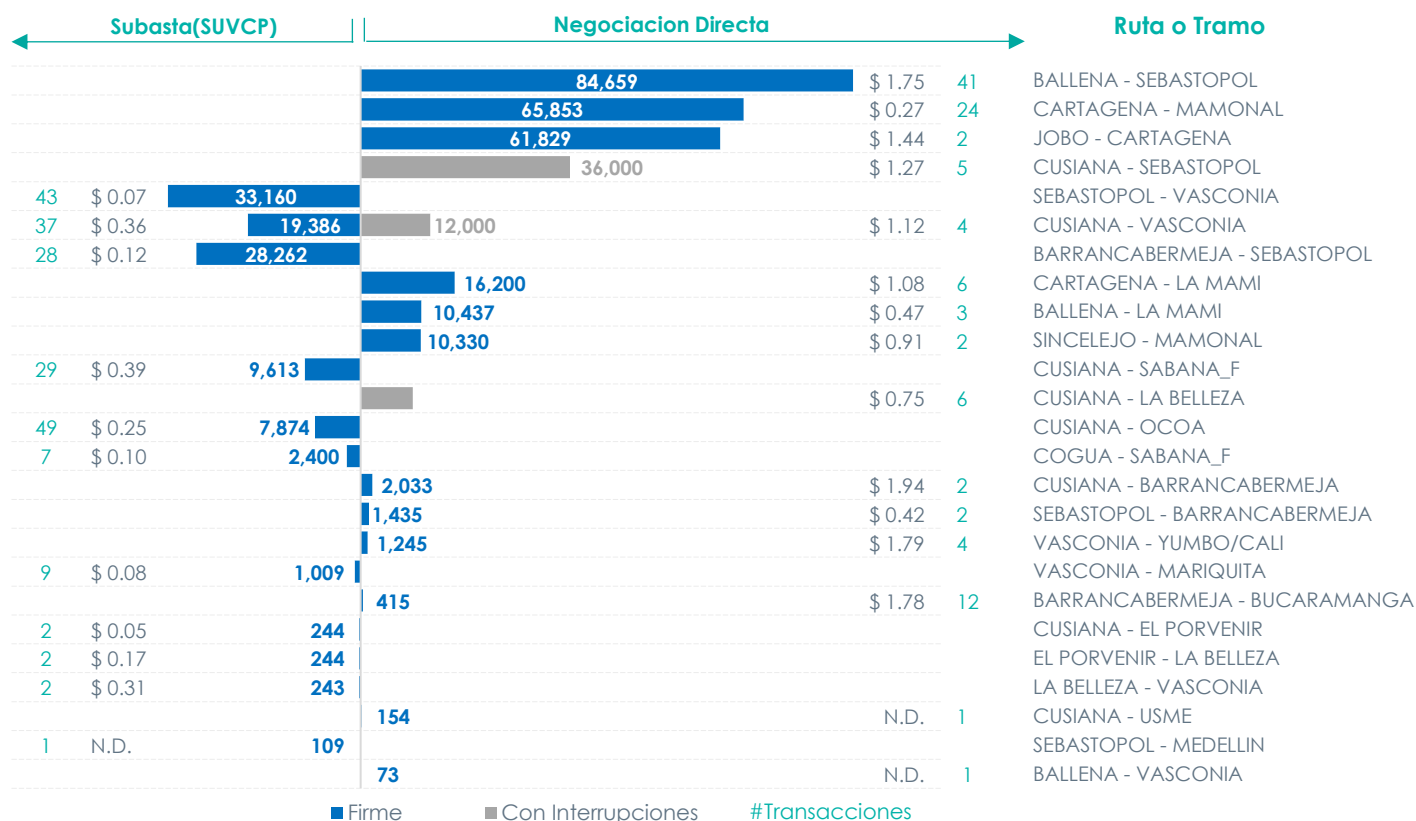
³ 40,075,125 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.336 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en SEPTIEMBRE – Transporte

Duración contrato \ Día del mes		Día del mes																														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	TOTAL
1 día		10	11	12	11	8	11	10	19	12	10	12	10	13	11	12	10	10	8	9	7	10	9	8	7	10	8	6	6	10	9	299
2 a 10 días						8					2																			5	15	
11 a 31 días				1										1	1			2												2	2	9
32 a 90 días										1																						1
más de 90 días																																0
TOTAL		10	11	13	11	8	19	10	19	13	10	14	10	14	12	12	10	12	8	9	7	10	9	8	7	10	8	6	6	12	16	324

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 13,807 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registrados fueron el 06 y 08 de septiembre con 19 transacciones cada uno, equivalentes al 6% del total realizadas durante el mes.

Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – USD\$/KPCD



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

Del total de transacciones, 115 se dieron bajo negociación directa y 209 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (75% del total del mes), también se destaca la ruta BALLENA-SEBASTOPOL la cual transó 84,659 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-OCOIA con 49 transacciones (todas asignadas por subasta SUVCP), seguido del tramo SEBASTOPOL-VASCONIA con 43 transacciones todas asignadas por subasta SUVCP. Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas los obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se forman tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

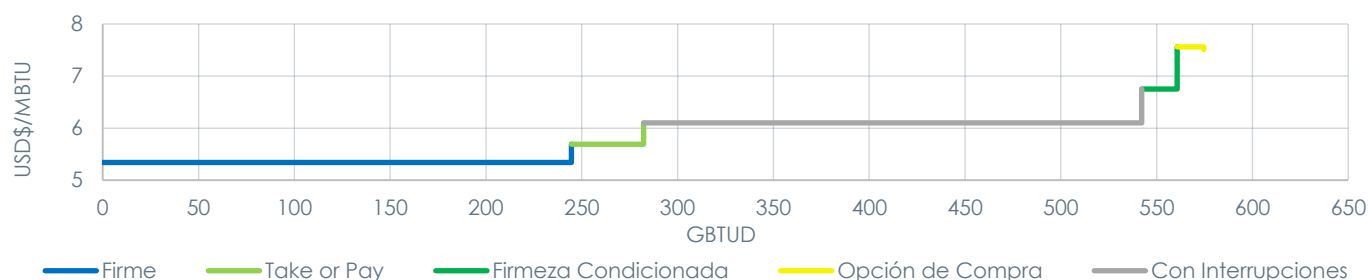
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en SEPTIEMBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/MBTUD) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes. para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto SNT	Con Interrupciones		Firme		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	CUSIANA	79.4	\$ 3.49	109.2	\$ 4.10			1.5	\$ 3.99			190
	BARRANCABERMEJA	16.0	\$ 4.95	8.7	\$ 6.42							24.7
	CARAMELO	3.0	N.D.	2.1	\$ 6.80							5.1
	GIBRALTAR	0.01	N.D.	2.9	\$ 4.67							2.9
	VASCONIA			0.7	\$ 7.25							0.7
	SEBASTOPOL			0.7	\$ 5.90							0.7
	MARIQUITA			0.04	N.D.							0.04
Costa	MAMONAL	150.0	\$ 7.67	10.4	\$ 5.31			17.0	N.D.	13.9	\$ 7.56	191
	BALLENA	3.5	N.D.	52.6	\$ 6.22							56.1
	Bonga Mamey					26.2	N.D.					26.2
	TUCURINCA			25.9	\$ 6.44							25.9
	LA CRECIENTE					11.5	N.D.					11.5
	HOCOL			7.6	\$ 4.64							7.6
	JOBO	3.5	\$ 6.33	2.2	\$ 7.55							5.7
	BULLERENGUE			3.2	\$ 5.54							3.2
	EL DIFICIL			1.4	\$ 9.75							1.4
	ARJONA	3.4	\$ 4.66	0.08	N.D.							3.5
Aislados	AGUAS BLANCAS	0.3	N.D.	1.2	\$ 2.50							1.5
	SAN ROQUE			0.7	\$ 1.85							0.7
	LISAMA			0.2	N.D.							0.2
	EL CENTRO			0.08	N.D.							0.08
	LA CAÑADA NORTE			0.03	\$ 8.00							0.03
	No SNT*	0.9	\$ 8.50	14.7	\$ 8.54							15.5
	Total General	260	\$6.10	245	\$5.34	37.7	\$5.69	18.5	\$6.75	13.9	\$7.56	575
Total (%)		45.2%		42.6%		6.6%		3,2%		2,4%		100%

*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 5.34 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.56 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 88% de la contratación total nacional de 575 GBTUD vigente 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.

Notas Aclaratorias

Sección I. OFERTA. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 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 y CREG 068 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

Información de Oferta y Demanda.

La información de Oferta referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.

Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

Contáctenos para más información: gestordegas@bolsamercantil.com.co
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor Del Mercado de Gas Natural