



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

AGOSTO 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 una disminución del 0.8% (8 GBTUD) respecto al mes de julio (1,038 GBTUD) alcanzando los 1,030 GBTUD en agosto, debido entre otros factores, a las afectaciones sobre el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga y al mantenimiento del campo Cupiagua al final 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 agosto decreció hasta 874 GBTUD bajando cerca del 2% respecto al mes de julio, debido a la reducción de consumo principalmente del sector refineras (126 a 103 GBTUD). Los sectores Térmico e Industrial fueron afectados por el mantenimiento programado de Cupiagua en la última semana de agosto sin embargo no se presentó una reducción en el consolidado promedio mensual.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron un 56% pasando de 373 en julio a 550 en agosto, con una cantidad diaria promedio transada de 51 GBTUD, comportamiento que reflejó un mayor nivel de negociación de suministro días previos (entre el 21 y 27 de agosto) al desarrollo del mantenimiento programado en Cupiagua.

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 **agosto**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	290	4	294	106% (1)
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	207	-	207	77%
Guajira (Chucupa/Ballena)	127	118	-	118	93%
Floreña	71	11	55	66	94%
Nelson	65	35	8	43	66%
Bloque VIM 5***	106	97	1	98	93%
Gibraltar	41	1	-	1	2%
Bonga/Mamey	35	31	-	31	89%
Otras Fuentes	187	93	59	152	81%
Potencial Producción Nacional	1,178	883	127	1,010	86%
Planta regasificación Cartagena **	400	20	-	20	5%
Total	1,578	903	127	1,030	65%

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

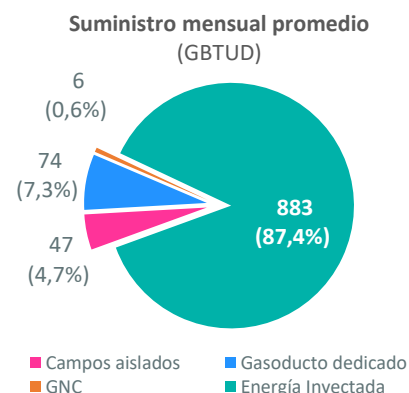
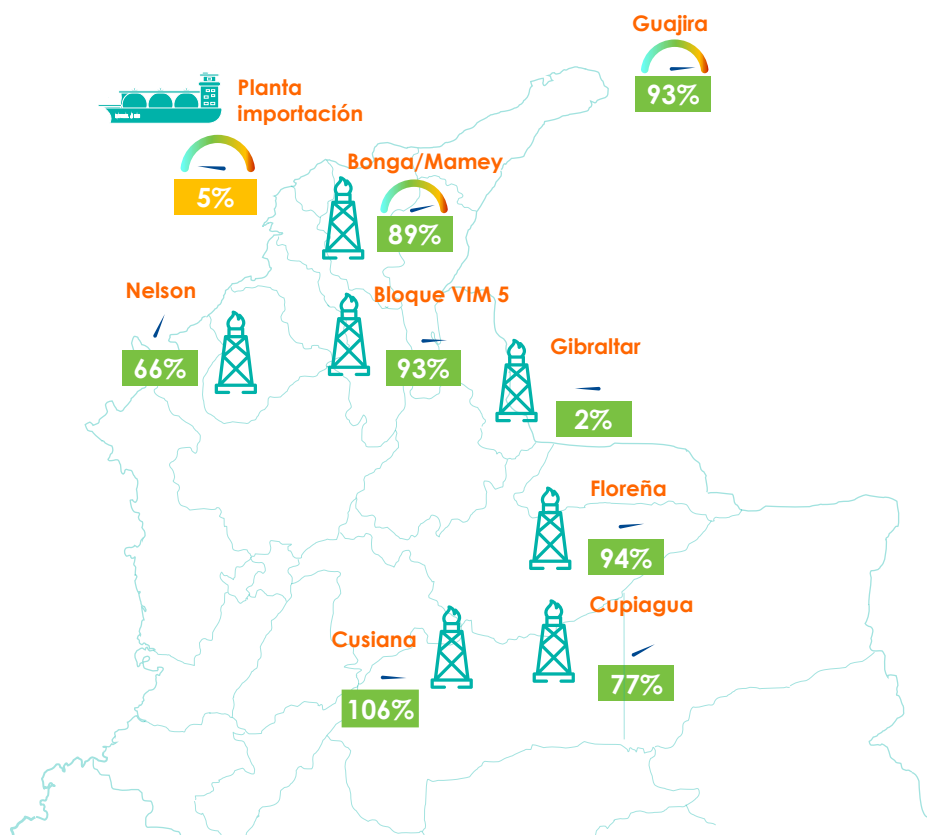
* Corresponde a las cantidades extraídas y entregas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

** 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) Suministro superior al Potencial debido al mantenimiento de Cupiagua y a las afectaciones sobre el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.



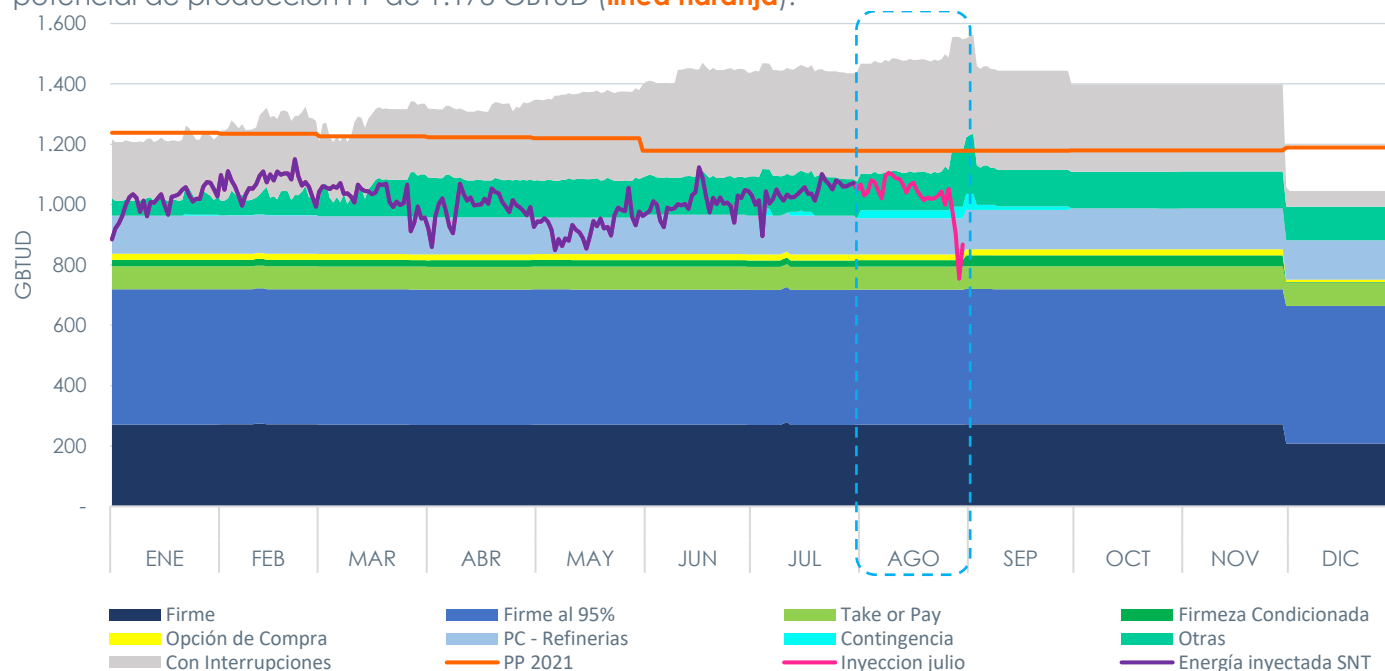
La relación de Suministro en el mes de agosto versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **86%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **5%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

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 que representan respaldo físico para el suministro de gas natural.

Se resalta para el mes de agosto que la contratación respaldada con firmeza representó 996 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 371 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de 1,030 **GBTUD**¹, con oscilaciones entre **754 GBTUD (mín.)** y **1,105 GBTUD (máx.)**³. Se evidencia de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.178 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 Mín.	885	993	911	859	849	925	896	754				
Suministro Prom.	1,011	1,073	1,026	992	929	1,004	1,038	1,030				
Suministro Máx.	1,075	1,150	1,072	1,069	1,056	1,123	1,101	1,105				
Garantía Firmeza	894	903	936	962	961	961	970	996	998	973	973	863
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	289	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 AGOSTO

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/GBTUD) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en agosto, 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			24	\$ 3.00	22	\$ 4.77	276
	Cupiagua	25	N.D.	147	\$ 4.28			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29			2.1	\$ 3.00	1.8	\$ 4.70	186
	Cupiagua Sur			6.9	\$ 5.32									23	\$ 2.66			30
	Floreña	53	\$ 3.07	0.6	N.D.	12	N.D.							0.7	\$ 3.74			67
	Gibraltar			0.3	N.D.	33	N.D.											33
	Otros Interior ²	15	\$ 5.32	14	\$ 4.11									14	\$ 4.41			43
Costa	Ballena			44	\$ 5.01									27	\$ 4.73			72
	Chuchupa	0.2	N.D.	10	\$ 5.50									7.0	\$ 4.13	0.7	N.D.	18
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	\$ 4.80							23	\$ 5.98	85	\$ 4.62			199
	Bonga Mamey			8.7	\$ 3.65	26	N.D.							120	\$ 3.65			155
	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	43	\$ 4.05			106
	Otros C. Aislados ⁵	7.2	\$ 2.35			4.9	\$ 6.47							11	\$ 3.29			23
	Otros C. Aislados – MM ⁶	5.4	\$ 4.20					11	\$ 2.67	9.2	N.D.			8.7	\$ 1.61	1.8	\$ 5.36	36
Total		270	\$ 4.26	448	\$ 4.18	76	\$ 3.54	21	\$ 3.06	20	\$ 6.29	134	\$ 6.40	371	\$ 3.88	27	\$ 4.81	1,367
Total (%)		19.8%		32.8%		5.6%		1.6%		1.4%		9.8%		27.1%		1.9%		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.

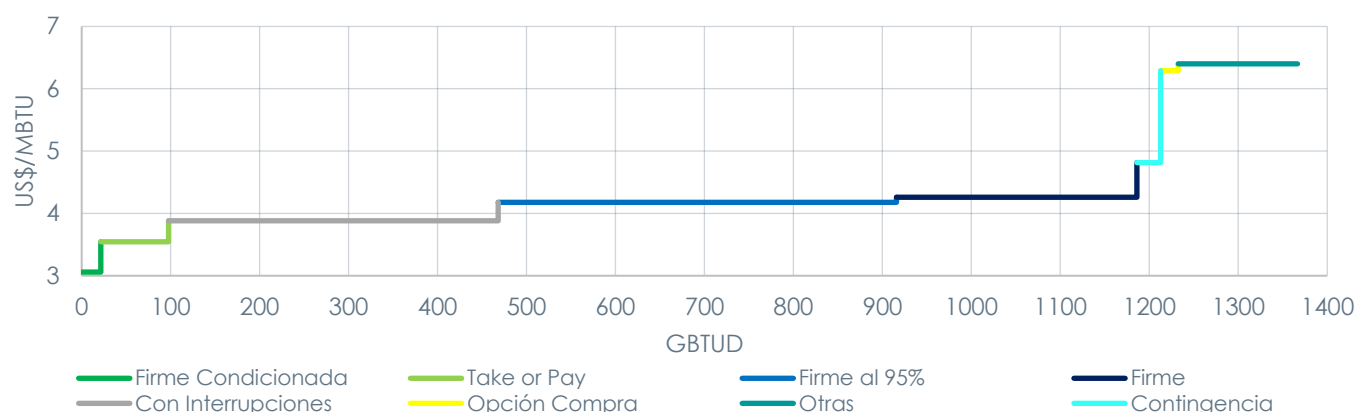
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 agosto se encuentran contratados a nivel nacional 1,367 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: i) "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), ii) Firme (270 GBTUD) y iii) "Con interrupciones" (371 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 80% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada y Opción de compra, con 21 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.

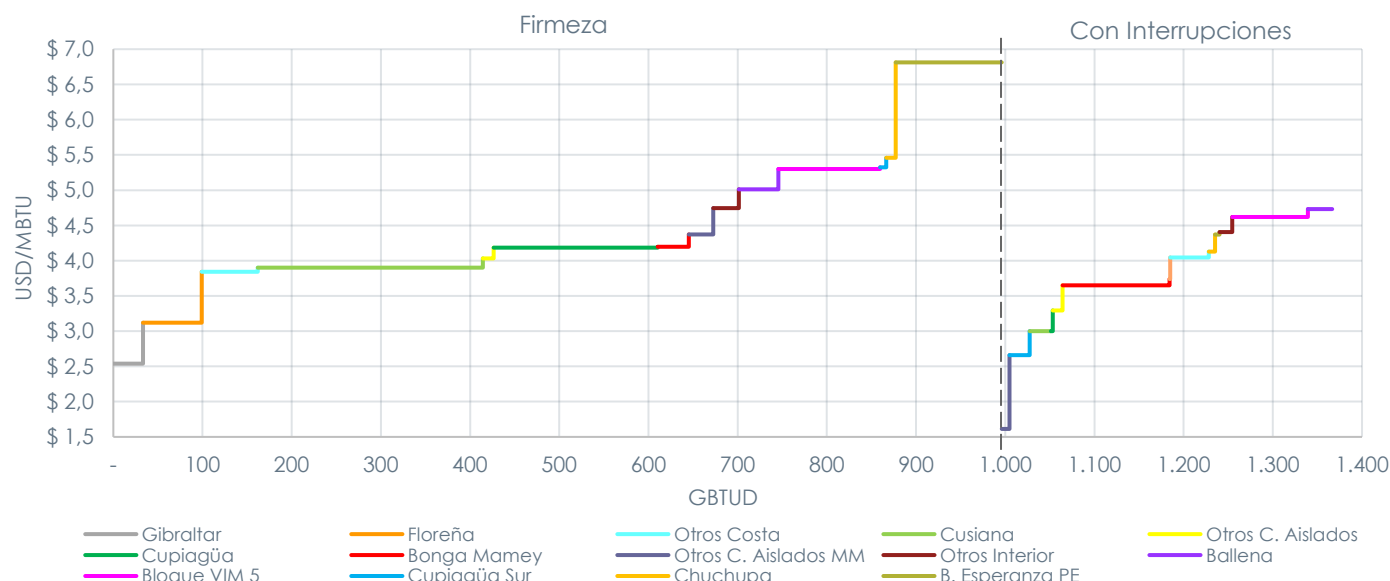
Curva de precios por modalidad



*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 3.06 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.40 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 80% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 3.88 US\$/MBTU y 4.26 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 (996 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (371 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 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 - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	3	279,091	114,169	164,922	59%	\$ 0.25	5,681	85,943	118,114
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751,363	529,654	221,709	30%	\$ 0.26	77,095	115,989	228,040
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	4	684,494	451,852	232,642	34%	\$ 0.35	149,907	196,021	242,112
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204,509	138,731	65,778	32%	\$ 0.04	77,237	115,523	131,184
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285,945	220,127	65,818	23%	\$ 0.54	166,375	190,709	218,083
	6	JOBO-SINCELEJO	3	191,445	174,600	16,845	9%	\$ 0.57	137,167	161,992	182,460
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92,000	40,751	51,249	56%	\$ 0.24	18,561	35,866	40,516
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.02	10	663	1,130
	9	APIAY-OCOIA	3	22,020	17,370	4,650	21%	\$ 0.45	5,989	13,034	15,062
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	1,155	10,043	12,163
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148,000	52,950	95,050	64%	\$ 0.61	40,880	58,396	63,956
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	9	260,000	56,871	203,129	78%	\$ 1.28	11,609	43,225	150,789
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37,361	20,342	17,019	46%	\$ 1.50	8,215	11,288	23,940
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	103,128	229,872	69%	\$ 0.38	42,348	85,457	106,136
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15,552	5,779	9,773	63%	\$ 0.26	3,782	4,430	4,814
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.51	3,357	3,879	4,383
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	81,921	135,425	151,005
	18	CUSIANA-APIAY	8	64,159	56,943	7,216	11%	\$ 0.64	30,024	47,034	55,570
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	11	470,000	446,361	23,639	5%	\$ 0.08	87,585	385,717	434,772
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	9	472,500	436,277	36,223	8%	\$ 0.66	87,578	383,992	432,856
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 0.47	1,110	1,204	1,390
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.96	1,191	1,365	1,516
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,774	1,387	9%	\$ 0.25	10,093	12,113	13,237
	24	GBS_I-GBS_F	8	63,744	9,367	54,377	85%	\$ 0.88	7,779	12,650	15,347
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,312	19,608	39%	\$ 2.96	255	7,136	30,814
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	12,910	9,857	3,053	24%	\$ 1.85	6,944	9,075	10,050
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.54	714	920	1,119
	28	LA BELLEZA-COGUA	1	223,500	217,854	5,646	3%	\$ 0.23	83,784	138,253	154,179
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	9	292,254	273,436	18,818	6%	\$ 0.42	1,210	225,756	280,082
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	25,253	15,287	9,966	39%	\$ 0.94	12,660	14,673	16,078
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	102,096	65,904	39%	\$ 0.76	61,111	84,692	91,699
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.85	285	340	488
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158,000	79,550	78,450	50%	\$ 0.27	48,999	68,188	74,117
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.32	236	341	374
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.62	3,101	3,569	4,016
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78,000	54,824	23,176	30%	\$ 1.03	36,532	51,827	61,701
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	186,648	162,352	47%	\$ 0.16	704	122,721	156,356
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	198	162	45%	\$ 5.85	163	190	206
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	120,350	71,650	37%	\$ 0.31	77,335	105,518	114,297
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,142	6,694	57%	\$ 0.49	4,577	5,243	5,635
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	30,052	42,629	46,886

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 ago. 3,878)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

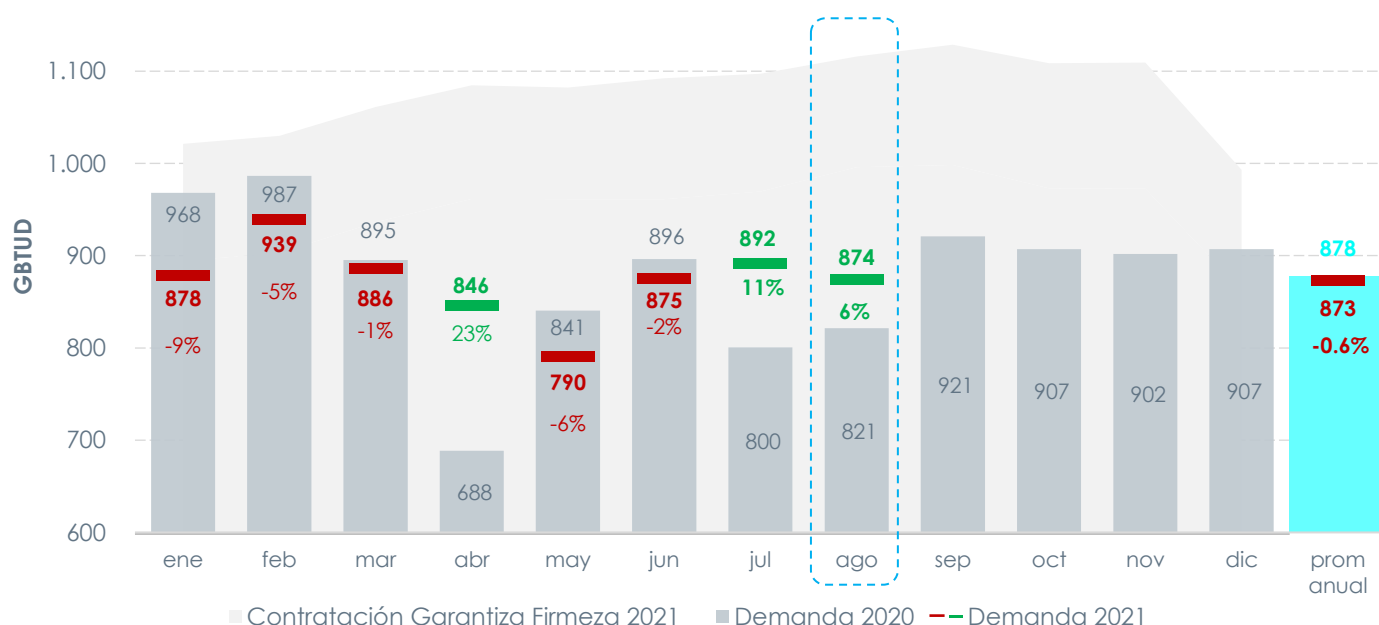
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de agosto se observa una demanda promedio de **874** GBTUD, esto es **6.5%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 821 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-agosto) es de **873** GBTUD, **0,6%** inferior respecto al promedio anual del 2020.

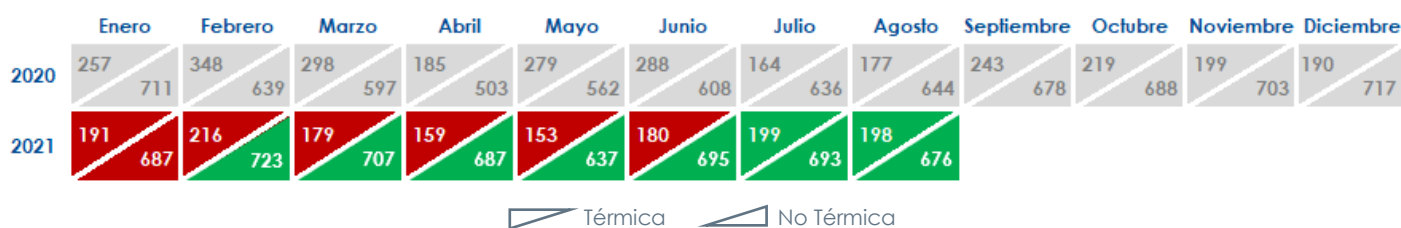
En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en agosto la demanda **No térmica** fue 21 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, de igual manera, la demanda **térmica** fue **superior** en 32 GBTUD, siendo julio y agosto los únicos meses 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).



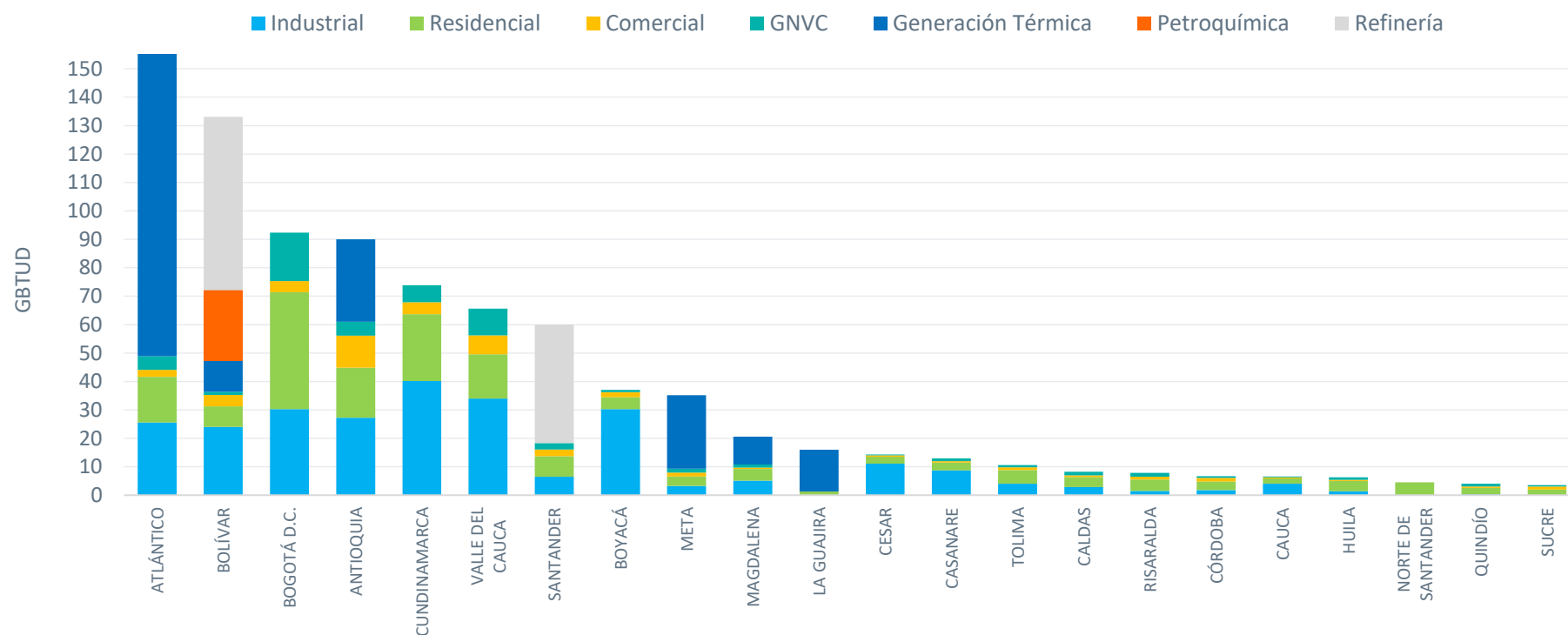
Fuente: SEGAS.

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 agosto por Departamento y Sector de consumo SNT

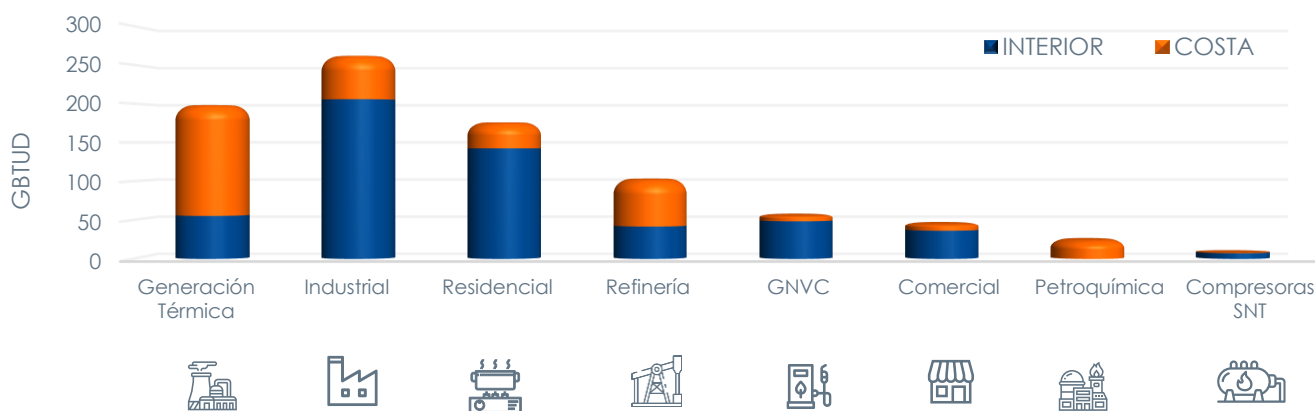


	Residencial	16.0	7.2	41.1	17.6	23.5	15.5	7.2	4.2	3.3	4.2	1.3	2.5	2.7	4.8	3.5	4.0	3.1	1.9	3.7	4.5	2.3	1.8	176
	GNVC	4.8	1.1	17.0	4.9	6.0	9.5	2.2	0.8	1.3	1.1	-	0.3	0.9	0.8	1.3	1.4	0.6	0.3	0.9	-	0.9	0.5	57
	Comercial	2.4	4.1	3.9	11.3	4.3	6.6	2.4	1.7	1.4	0.5	-	0.5	0.5	0.9	0.6	1.0	1.3	0.4	0.3	-	0.5	1.1	46
	Industrial	25.6	24.0	30.3	27.3	40.2	34.0	6.5	30.3	3.3	5.1	-	11.1	8.8	4.0	2.9	1.5	1.8	4.0	1.4	-	0.3	0.2	262
	Generación Térmica	108	10.9	-	29.0	-	-	-	-	25.9	9.8	14.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198
	Refinería	-	60.9	-	-	-	-	41.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103
	Petroquímica	-	24.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25
	Compresoras																							8
	TOTAL	156	133	92.3	90.1	73.9	65.6	60.0	37.0	35.2	20.6	16.0	14.3	13.0	10.6	8.3	7.9	6.7	6.6	6.3	4.5	4.0	3.5	874

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 agosto de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 262 GBTUD en promedio, de los cuales 206 GBTUD corresponden a la Región Interior y 57 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 176 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 142 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



Costa	143	57	34	61	8	9	25	1
Interior	55	206	142	42	48	36		7
TOTAL Nacional	198	262	176	103	57	46	25	8
% Segmento	23%	30%	20%	12%	6%	5%	2.8%	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			Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		Junio 21		Julio 21		Agosto 21	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa		10		9		9		9		9		9
		Interior		36		35		34		36		36		36
	Generación Térmica	Costa	125		113		123		124		139		143	
		Interior	54		46		30		56		60		55	
	GNVC	Costa	8		8		7		8		8		8	
		Interior	48		44		41		47		49		49	
	Industrial	Costa	45	4	45	4	45	4	45	4	46	4	53	4
		Interior	189	30	179	28	153	28	181	30	177	30	176	29
	Petroquímica	Costa	8		22		25		24		25		25	
		Interior	69		68		60		61		61		61	
	Refinería	Costa	75		71		58		69		65		42	
		Interior		34		32		33		33		33		34
	Residencial	Costa		144		136		135		143		141		142
		Interior												
	Compresoras SNT	Costa	0.4		0.3		0.5		0.4		0.9		0.8	
		Interior	7		6		4		5		7		7	
Subtotal UR/UNR			Marzo 21		Abril 21		Mayo 21		Junio 21		Julio 21		Agosto 21	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	256	47	256	45	262	44	262	46	280	46	291	47
		Interior	373	210	345	200	285	198	358	209	358	207	329	207
TOTAL			886		846		790		875		892		874	

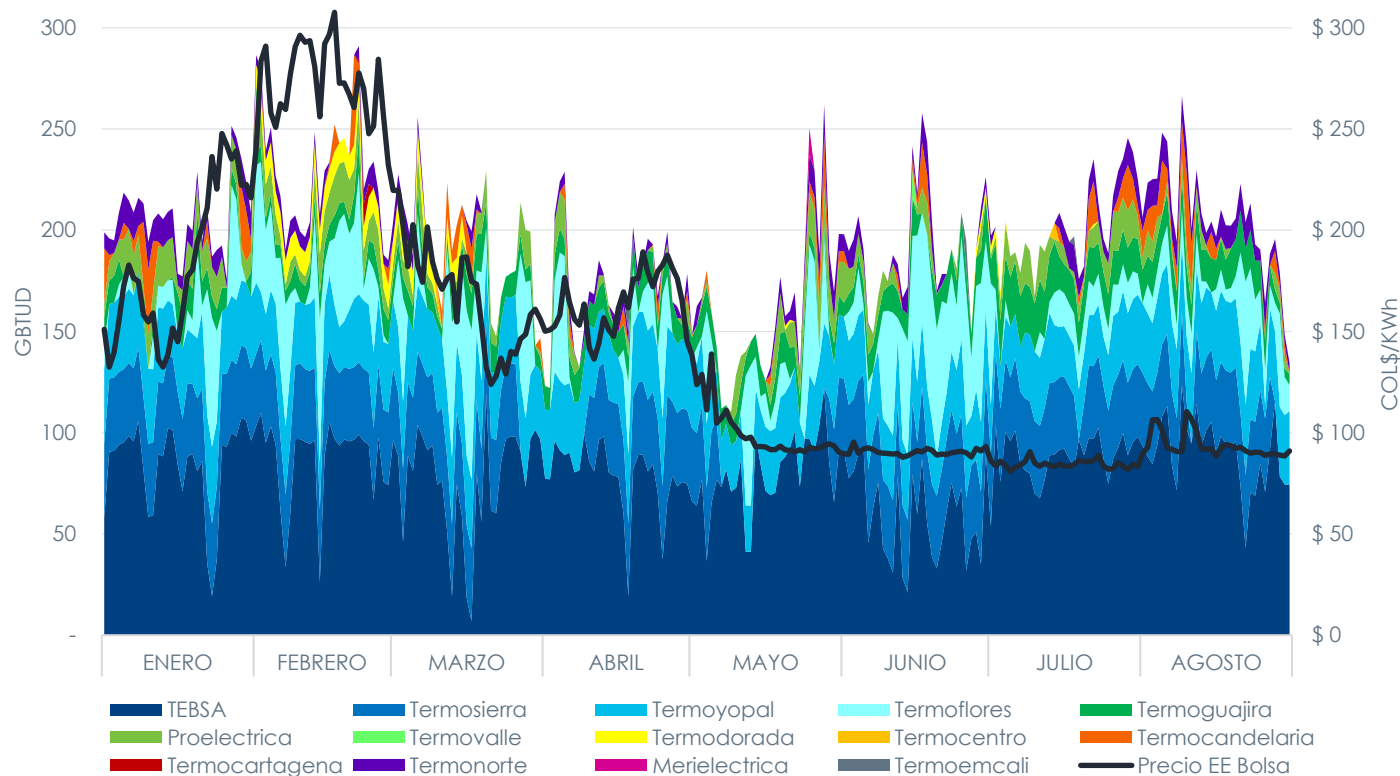
Fuente: SEGAS.

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 agosto fue en promedio 206 GBTUD, el cual es mayor a los consumos mensuales de los últimos 5 meses; los aportes hídricos continúan por encima de la media histórica, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre en niveles inferiores a los 100 \$/KWh para la mayor parte del mes.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



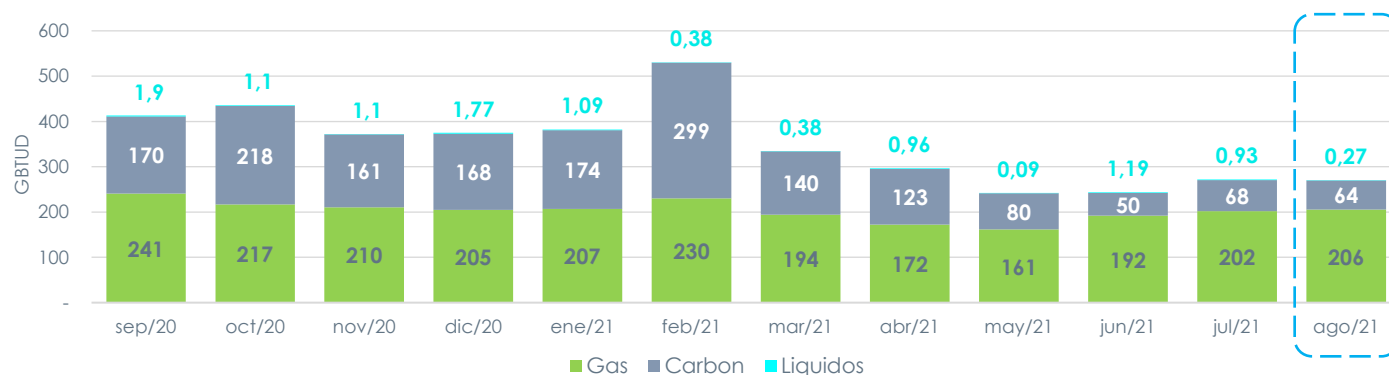
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de agosto las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 134 GBTUD y 266 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (90 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), Termosierra (29 GBTUD), Termoflores (18 GBTUD) y Termoguajira (15 GBTUD).

Aproximadamente el 68% de la energía generada con gas natural fue por seguridad (140 GBTUD) y el 32% restante fue generación por mérito durante el mes (66 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

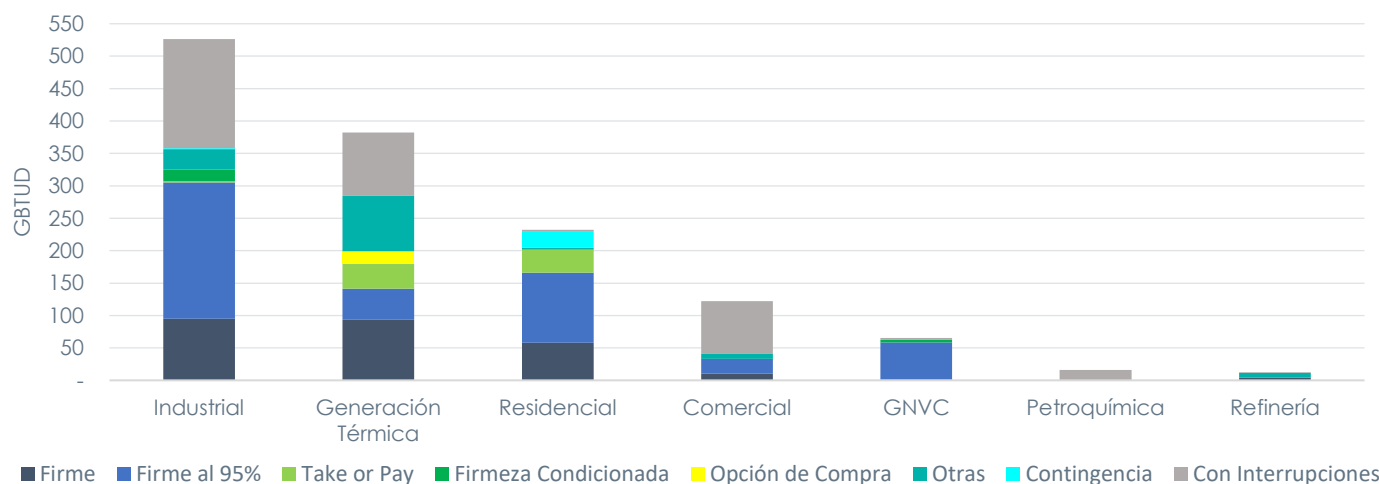
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de agosto el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 206 GBTUD² (gas nacional 186 GBTUD y gas natural importado 20 GBTUD) que representó el 76,2%, carbón con 64 GBTUD (23,7%) y los combustibles líquidos consumieron 0,27 GBTUD (0,1%).



Fuente: XM

Contratación vigente en agosto 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 agosto 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.

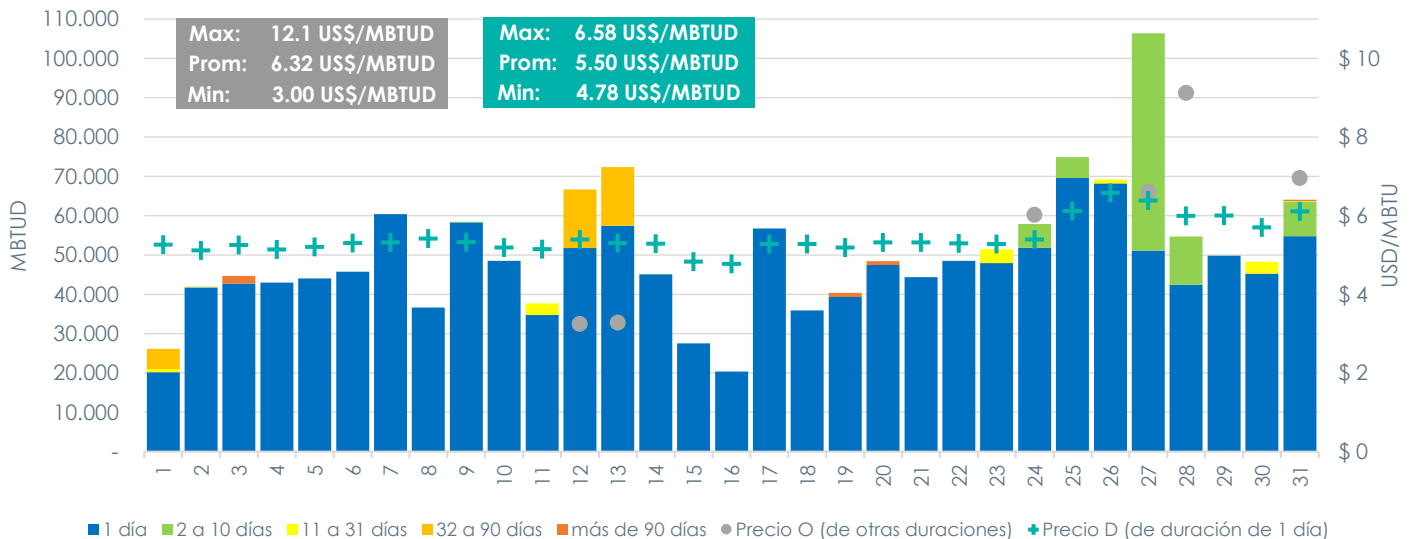
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de AGOSTO registró 550 operaciones (548 negociaciones directas y 2 por medio de subasta), siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (501). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 4.78 USD\$/MBTU (agosto 16) y 6.58 USD\$/MBTU (agosto 26) para las transacciones de duración de **1 día**; El **precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.56 USD\$/MBTU**.

Transacciones mercado secundario AGOSTO – Suministro



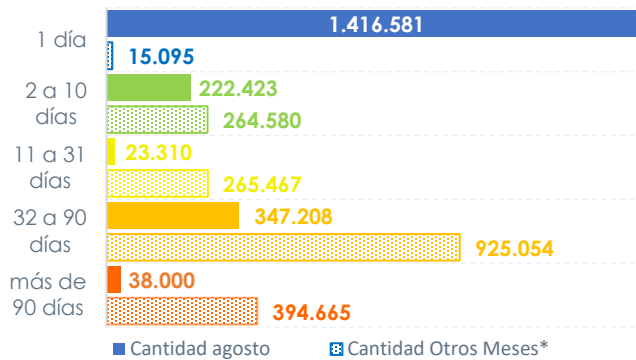
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en AGOSTO – 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	31	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	9	15	16	14	17	16	19	15	18	19	17	19	19	14	11	9	17	14	14	13	11	18	18	19	24	23	20	13	14	12	24	501	\$ 5.50
2 a 10 días		1							1				1	1										2	1		15	10			1	33	\$ 6.92
11 a 31 días	1										1												1			1				1	1	6	\$ 6.38
32 a 90 días	1											2	2										1			1					1	6	\$ 4.61
más de 90 días			1																1	1											1	4	\$ 3.47
TOTAL	11	16	17	14	17	16	19	15	19	19	18	21	22	15	11	9	17	14	15	14	11	18	19	21	25	24	35	23	14	13	28	550	\$ 5.56

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 91% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 27 de agosto con 35 transacciones equivalentes al 6% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en AGOSTO – MBTU



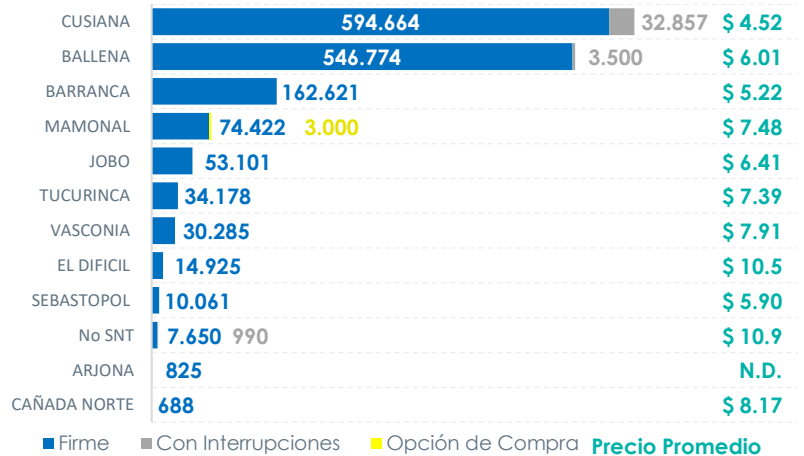
*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a agosto.

En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 501 transacciones de duración **diaria** representan el **69% (1,416,581 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en agosto, mientras que las transacciones con duración de **32 a 90 días** asocian el **17% (347,208 MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **4,8%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de agosto (42,377,000 MBTU³).

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

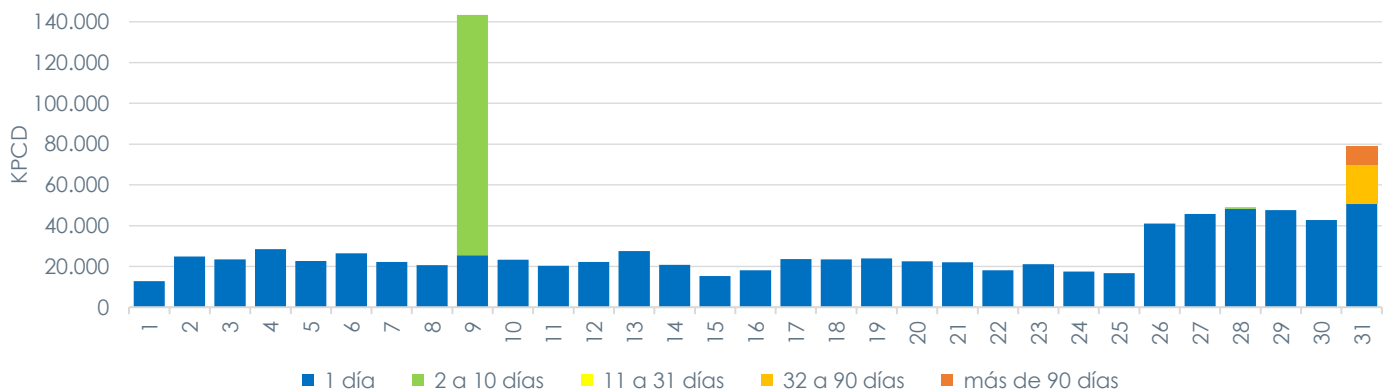
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue CUSIANA con 627,521 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (1,533,194 MBTUD) equivalente al 97.6% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **"con interrupciones"** registró (37,347 MBTUD) equivalente al 2.4% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (287) seguido por Ballena (128), Barranca (54) y los puntos NO SNT registraron (8 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de AGOSTO registró 517 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (491).

Transacciones mercado secundario AGOSTO - Transporte



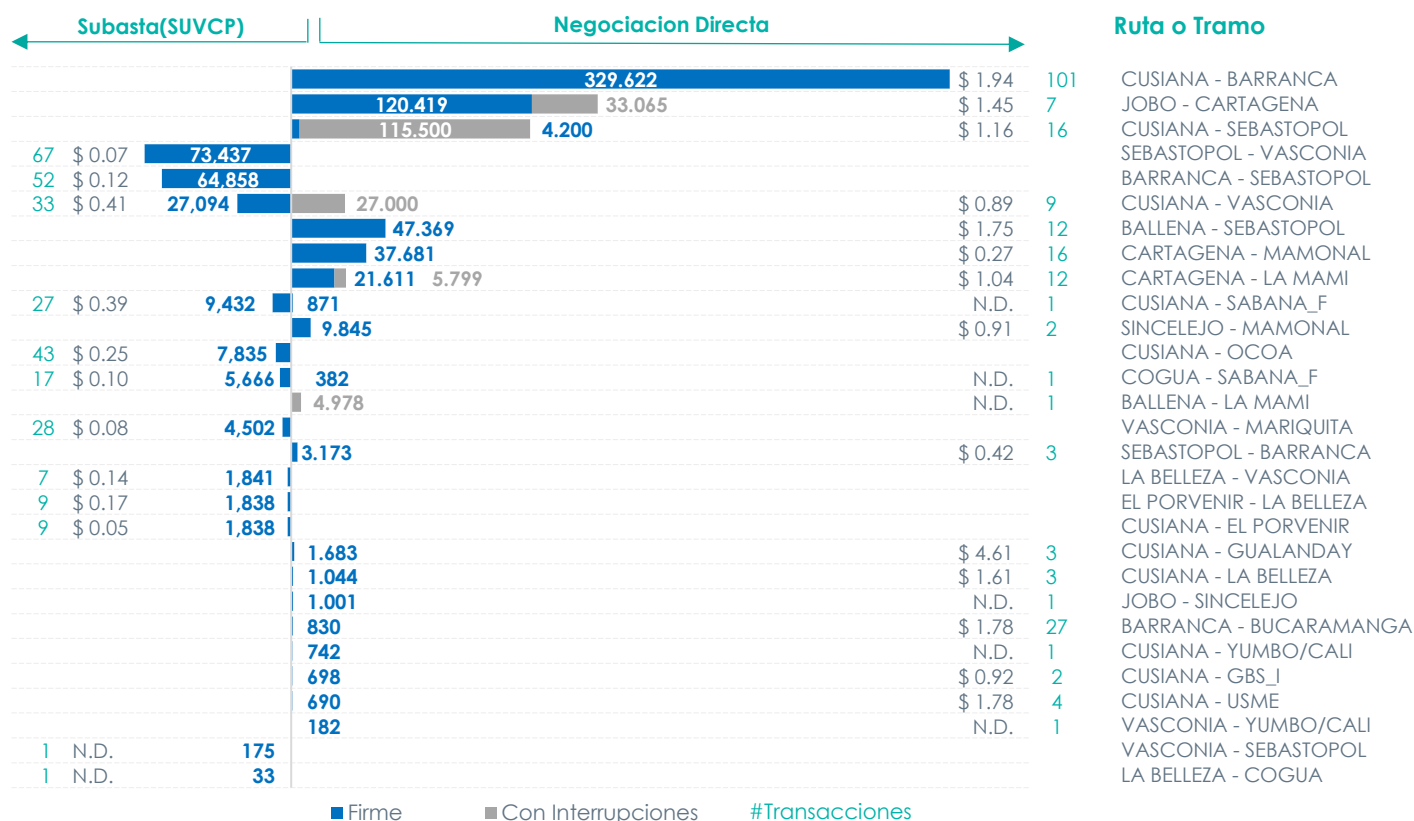
³ 42,377,000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.367 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en AGOSTO – 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	31	TOTAL
1 día		9	17	14	24	18	16	12	17	15	17	19	15	20	17	12	15	18	13	20	15	20	24	13	13	15	22	14	11	12	6	18	491
2 a 10 días										20																			1				21
11 a 31 días																																	0
32 a 90 días																																3	3
más de 90 días																																2	2
TOTAL		9	17	14	24	18	16	12	17	35	17	19	15	20	17	12	15	18	13	20	15	20	24	13	13	15	22	14	12	12	6	23	517

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 31,191 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 09 de agosto con 35 transacciones (en su mayoría con interrupciones) equivalentes al 7% 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, 223 se dieron bajo negociación directa y 294 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (76% del total del mes), también se destaca la ruta CUSIANA-BARRANCA la cual transó 329,622 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-BARRANCA con 101 transacciones (todas por negociación directa), seguido del tramo SEBASTOPOL-VASCONIA con 67 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).

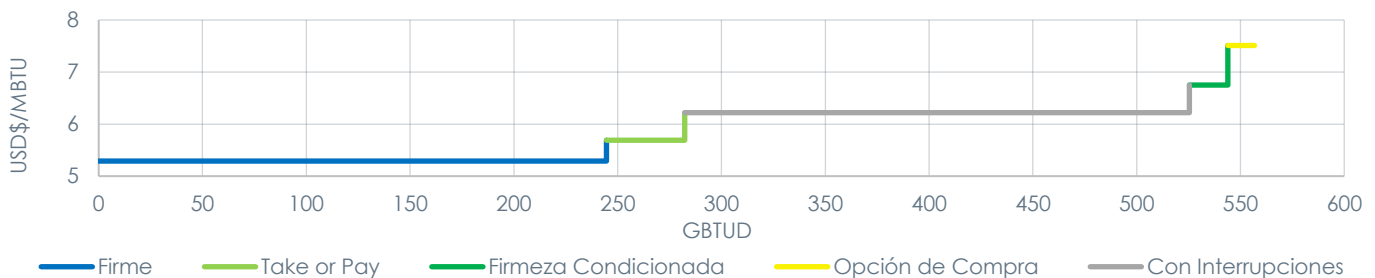
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en AGOSTO

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	66.8	\$ 3.47	112	\$ 4.19			1.5	\$ 3.99			180
	Barrancabermeja	16.0	\$ 4.95	5.2	\$ 5.22							21.2
	Caramelo	3.0	N.D.	2.1	\$ 6.80							5.1
	Gibraltar	0.01	N.D.	2.9	\$ 4.67							2.9
	Vasconia			1.5	\$ 7.04							1.5
	Sebastopol			0.3	\$ 5.90							0.3
	Mariquita			0.04	N.D.							0.04
Costa	Mamonal	150	\$ 7.67	10.9	\$ 5.40			17.0	N.D.	13.0	\$ 7.51	191
	Ballena			54.5	\$ 6.19							54.5
	Bonga Mamey					26.2	N.D.					26.2
	Tucurínca			24.1	\$ 6.31							24.1
	La Creciente					11.5	N.D.					11.5
	Hocol			7.6	\$ 4.64							7.6
	Jobo	3.5	\$ 6.33	2.4	\$ 6.02							5.9
	Bullerengue			3.2	\$ 5.54							3.2
	El Dificil			1.7	\$ 9.78							1.7
Aislados	Arjona	3.4	\$ 4.66	0.1	N.D.							3.5
	Aguas Blancas	0.3	N.D.	1.2	\$ 2.50							1.5
	San Roque			0.7	N.D.							0.7
	Lisama			0.2	N.D.							0.2
	El Centro			0.1	N.D.							0.1
	La Cañada Norte			0.03	\$ 8.25							0.03
	No SNT*	0.1	\$ 8.50	14.0	\$ 8.49							14.2
Total General		243.1	\$ 6.22	244.6	\$ 5.29	37.7	\$ 5.69	18.5	\$ 6.75	13.0	\$ 7.51	557
Total (%)		44,9%		41,9%		7,2%		3,6%		2,5%		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 5.29 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.51 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 88% de la contratación total nacional de 557 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