



INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

NOVIEMBRE 2020

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

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 **noviembre**.

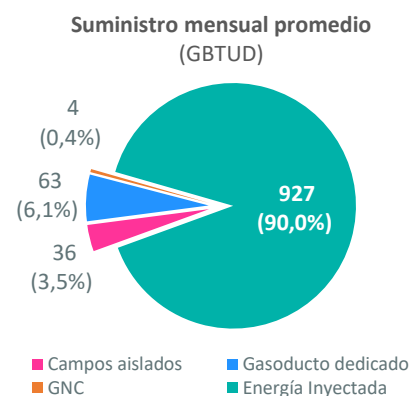
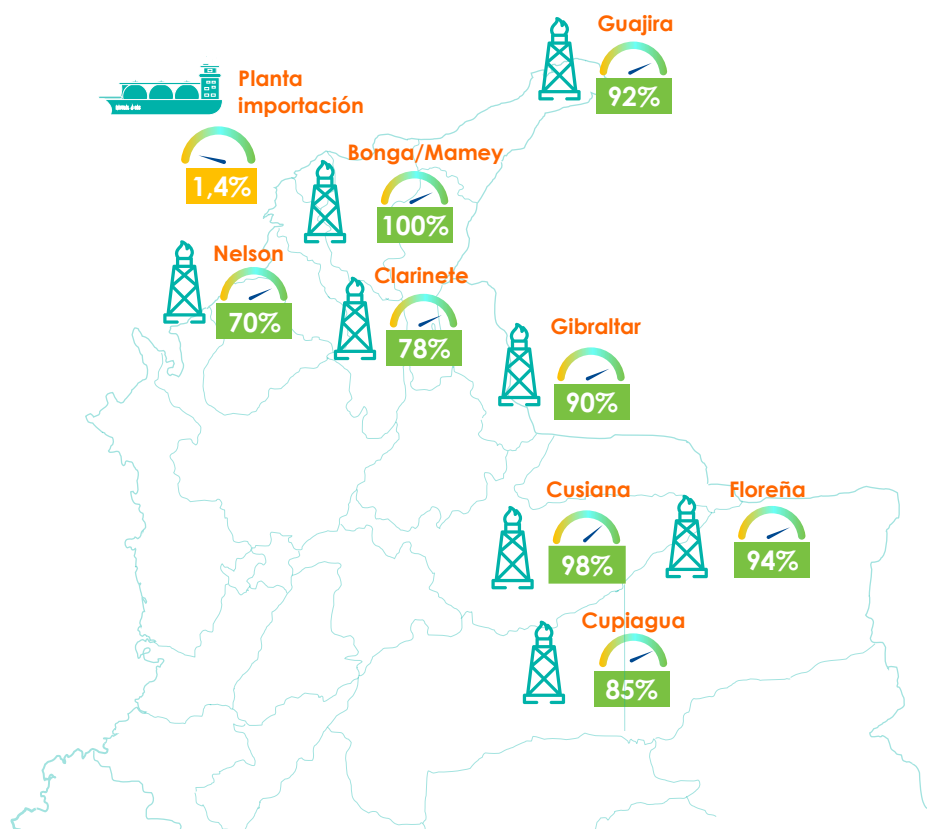
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	269	4	273	98%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	228	-	228	85%
Guajira (Chucupa/Ballena)	154	142	-	142	92%
Floreña	69	10	55	65	94%
Nelson	66	40	6	46	70%
Clarinete/Pandereta	115	89	1	90	78%
Gibraltar	40	36	-	36	90%
Bonga/Mamey	35	35	-	35	100%
Otras Fuentes	203	72	37	109	54%
Potencial Producción Nacional	1.230	921	103	1.024	83%
Planta regasificación Cartagena **	400	6	-	6	1,4%
Total	1.630	927	103	1.030	63%

Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados.

* 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

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



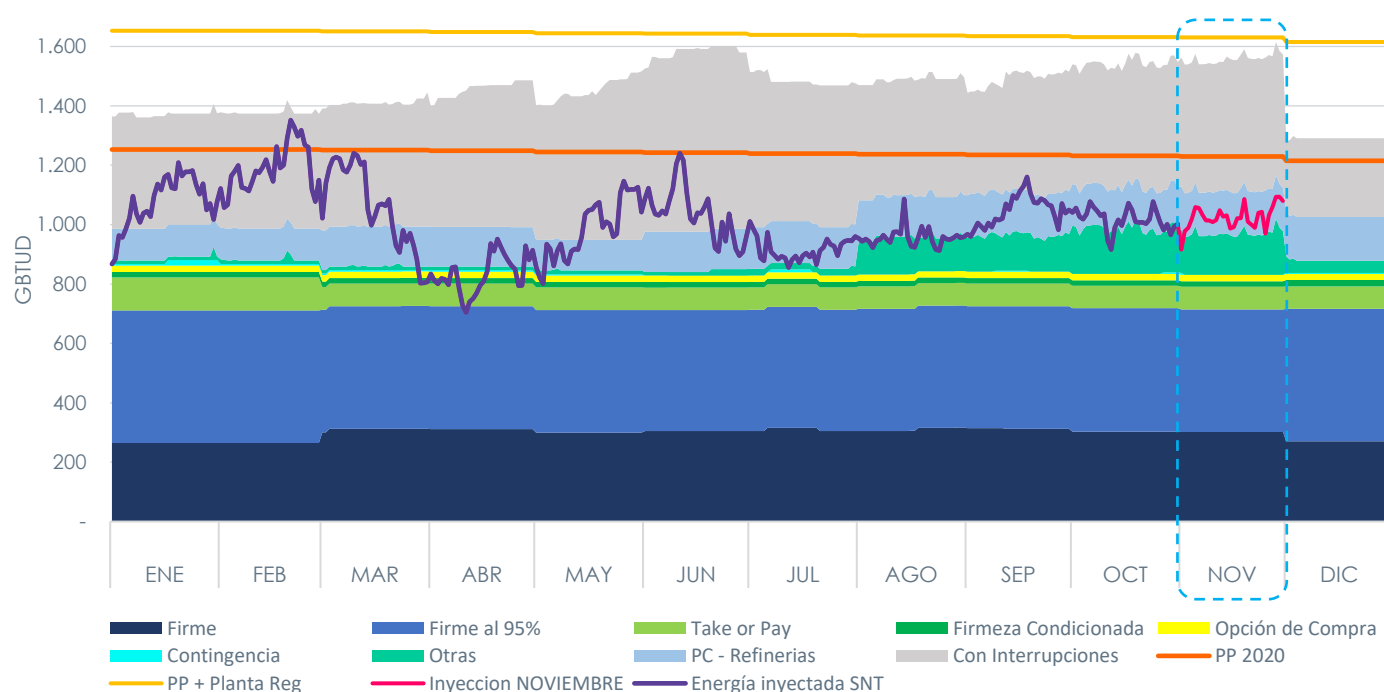
La relación de Suministro en el mes de noviembre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **83%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **1,4%**, la cual es utilizada por el sector termoeléctrico, segmento de demanda que soporta esta infraestructura de importación.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2020** 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 que representan respaldo físico para el suministro de gas natural.

Se resalta para el mes de noviembre que la contratación respaldada con firmeza representó 971 GBTUD mientras bajo la modalidad “con interrupciones” se registraron 441 GBTUD. El suministro promedio del mes fue de 1024 GBUTD¹, con oscilaciones entre 916 GBTUD (min) y 1094 GBTUD (máx.). Se evidencia de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron debajo del potencial de producción PP de 1.230 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBUTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1.253	1.253	1.251	1.249	1.245	1.243	1.239	1.237	1.235	1.232	1.230	1.215
Suministro Min.	867	1.057	802	704	802	895	855	913	960	916	916	
Suministro Prom.	1.076	1.190	1.058	835	983	1.037	917	956	1.046	1.018	1.024	
Suministro Máx.	1.209	1.352	1.240	951	1.147	1.241	1.010	1.086	1.161	1.078	1.094	
Garantía Firmeza	887	882	859	859	846	844	860	956	964	987	971	879
Prod. comprometida - Refinerías	107	107	134	134	103	136	141	140	144	141	147	147
Con Interrupciones	378	389	415	465	503	602	483	393	382	415	441	264

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.

Contratación vigente por campo y por modalidad en NOVIEMBRE

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 NOVIEMBRE, 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		Contingencia		Con Interrupciones		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	85	\$ 4,28	184	\$ 3,67			6,8	\$ 3,58							13	\$ 3,36	288
	Cupiagua	0,1	N.D.	128	\$ 4,07											38	\$ 2,50	166
	Cupiagua Sur			4,7	\$ 5,00											73	\$ 2,42	78
	Floreña	43	\$ 3,06	0,5	N.D.	12	N.D.									13	\$ 3,69	69
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	N.D.											33
	Otros Interior ²	19	\$ 5,06	17	\$ 4,41			6,8	\$ 2,49	12,3	\$ 6,17					16	\$ 3,33	71
Costa	Ballena			48	\$ 5,17								0,2	N.D.	28	\$ 4,40	77	
	Chuchupa			8	\$ 6,05												8	
	Bloque VIM 5 ⁷	59	\$ 4,74									101	\$ 7,11			77	\$ 4,52	237
	Bonga Mamey			9,0	\$ 3,83	26	N.D.									88	\$ 3,85	123
	B. Esperanza PE ³	39	\$ 4,55									11	\$ 4,69			44	\$ 5,40	94
	B. Esperanza CM ⁴	35	\$ 5,97															35
	Otros Costa ⁵	15	\$ 5,18	12	\$ 4,54							29	\$ 2,61			37	\$ 4,23	92
	Otros C. Aislados ⁶	6,2	\$ 1,92	2,0	\$ 3,11	4,9	\$ 5,73	4,967	\$ 2,51	9,20	\$ 6,17					16	\$ 2,89	43
Total	302	\$ 4,47	413	\$ 4,09	76	\$ 3,83	19	\$ 2,89	22	\$ 6,17	140	\$ 6,01	0,2	N.D.	441	\$ 3,76	1412	
Total (%)	21,3%		29,2%		5,4%		1,3%		1,5%		9,9%		0,1%		31,2%		100%	

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 114/2017 (parágrafo del artículo 23).

² Otros Interior. Caramelo, Corrales, El Difícil, Payoa, Y Provincia.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Bloque Esperanza (Campo Mayor) CM.

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente y Toronja.

⁶ Otros Campos Aislados: Aguas Blancas, Andina, Arjona, Cantagallo, Capachos, Cerito, Cerro Gordo, El Centro, Guaduas, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Punta, Lisama, Llanito, Mana, Opon, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Santo Domingo y Sardinata.

⁷ El precio reportado para algunos casos incluye transporte en diferentes puntos de entrega tales como Cartagena, Mamonal, La Mami, entre otros.

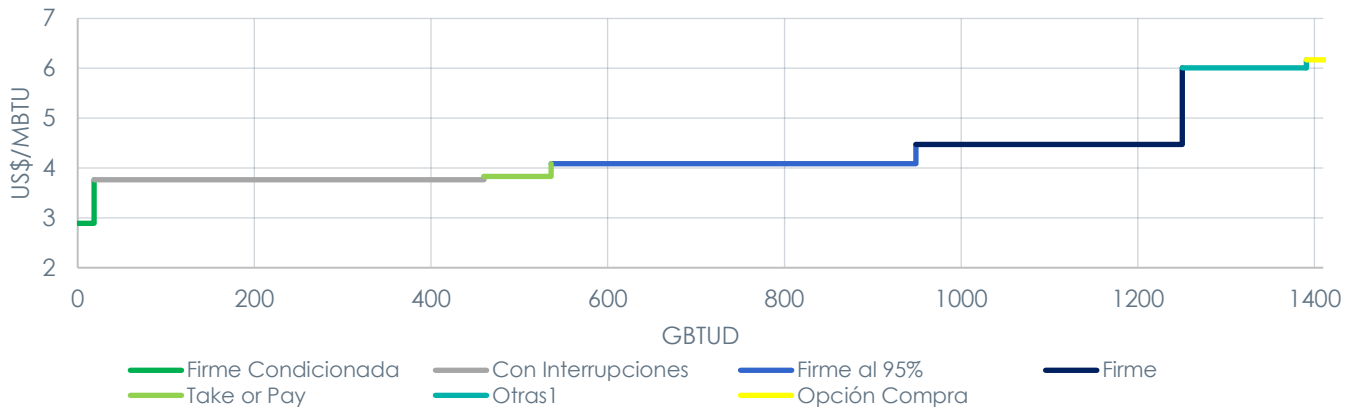
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 noviembre se encuentran contratados a nivel nacional 1412 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (413 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (441 GBTUD) y **iii)** Firme (302 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 82% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada, Opción de compra y contingencia, con 19 GBTUD, 22 GBTUD y 0,2 GBTUD respectivamente; Se resalta la inclusión de los campos Arrecife y Ramiriquí en la contratación de octubre, los cuales son registrados y contenidos en "Otros Costa" y "Otros C. Aislados" 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.

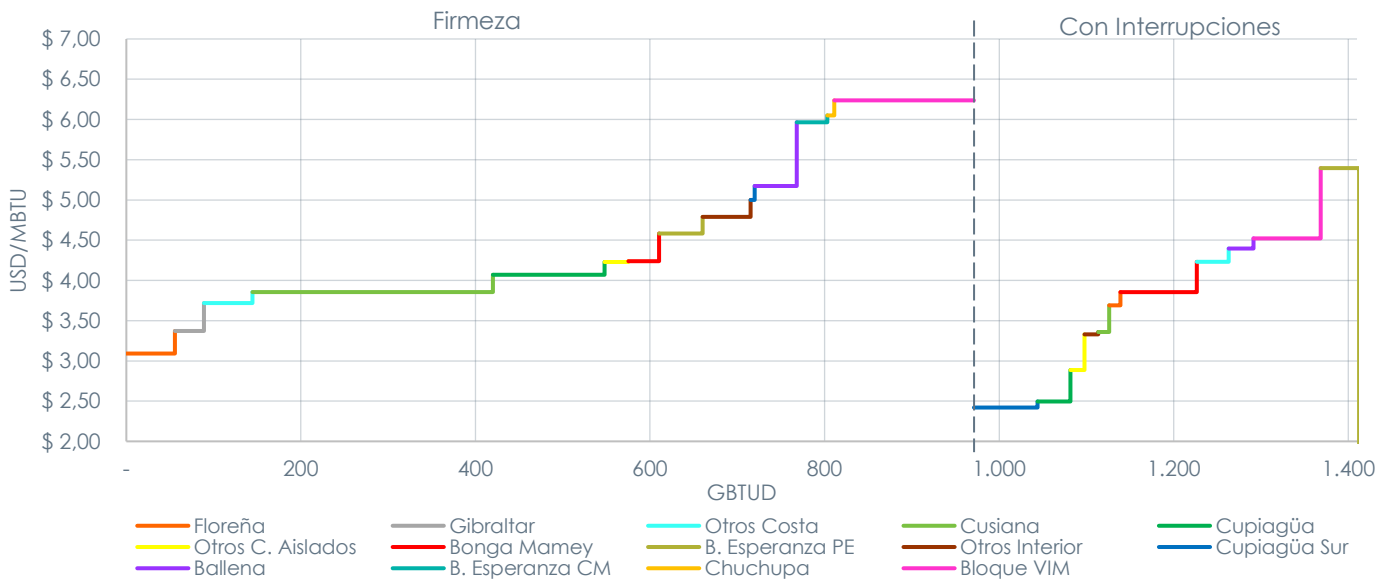
Curva de precios por modalidad



*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 2.89 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto con 6.17 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 82% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 3.76 US\$/MBTU y 4.47 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 (971 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (441 GBTUD). Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, más no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una mezcla 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 B. Esperanza PE, Floreña y Otros Costa), dicha valoración es visible para la fuente Cupiagüa 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	Tramos*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	4	279.091	113.008	164.583	59%	\$ 0,71	88.146	114.183	128.908
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,83	45.366	84.127	156.351
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	4	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,91	158.160	198.007	270.803
	4	CARTAGENA-MAMONAL	5	204.509	137.730	66.779	33%	\$ 0,73	93.281	117.900	137.264
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	194.350	87.495	31%	\$ 1,23	139.635	175.625	220.878
	6	JOBÓ-SINCELEJO	3	191.445	152.100	36.745	19%	\$ 1,59	99.268	118.137	150.755
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	4	92.000	37.750	52.750	57%	\$ 1,42	36.743	40.652	41.666
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	3	13.943	3.575	10.368	74%	\$ 0,19	-	21	196
	9	APIAY-OCOÁ	5	22.020	20.071	1.949	9%	\$ 1,25	4.748	5.481	5.817
	10	APIAY-USME	2	17.784	17.227	557	3%	\$ 1,55	1.576	3.643	5.648
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148.000	99.634	48.366	33%	\$ 2,82	38.901	58.531	75.524
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260.000	259.500	500	0%	\$ 1,52	23.147	39.141	70.298
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	2	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,54	16.576	24.538	30.963
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	8	333.000	143.182	189.818	57%	\$ 1,63	40.507	75.215	93.481
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	5	15.552	6.114	9.438	61%	\$ 0,25	3.834	4.663	5.775
	16	CENTAUIROS-GRANADA	2	708	692	16	2%	\$ 2,38	-	-	-
	17	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	3.934	8.081	67%	\$ 0,49	3.245	3.612	4.018
	18	COGUA-SABANA_F	3	215.000	195.960	19.040	9%	\$ 1,61	103.228	139.464	154.088
	19	CUSIANA-APIAY	8	64.159	57.862	6.287	10%	\$ 1,24	20.208	31.214	37.716
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	18	458.000	453.312	4.688	1%	\$ 1,73	302.478	402.408	442.871
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	15	460.500	450.512	9.988	2%	\$ 1,73	295.014	395.047	435.109
	22	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.250	9.488	88%	\$ 0,49	1.042	1.159	1.241
	23	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.388	768	36%	\$ 0,94	1.211	1.335	1.401
	24	FLOREÑA-YOPAL	4	16.161	13.565	2.596	16%	\$ 0,45	8.358	9.822	10.600
	25	GBS_I-GBS_F	9	63.744	6.714	57.030	89%	\$ 1,57	11.537	13.120	14.673
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,97	26.011	33.392	38.031
	27	GUALANDAY-NEIVA	4	12.910	10.307	2.603	20%	\$ 3,50	6.331	8.057	8.707
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,52	585	871	934
	29	LA BELLEZA-COGUA	5	210.511	199.600	10.911	5%	\$ 1,62	105.542	141.981	156.649
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	13	298.508	287.597	20.857	7%	\$ 1,88	172.593	233.323	280.663
	31	MARIQUITA-GUALANDAY**	7	25.253	16.484	8.769	35%	\$ 2,50	11.224	15.033	16.320
	32	MARIQUITA-PEREIRA	8	168.000	151.559	16.441	10%	\$ 2,67	67.154	85.440	99.331
	33	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,81	284	412	604
	34	PEREIRA-ARMENIA	7	158.000	125.776	32.224	20%	\$ 2,73	48.975	68.207	81.358
	35	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,37	2.158	3.212	3.739
	36	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,72	1.774	3.370	3.920
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	7	78.000	57.623	20.377	26%	\$ 0,90	40.008	50.990	56.419
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	7	349.000	212.372	136.628	39%	\$ 1,50	73.407	128.044	146.952
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	188	172	48%	\$ 5,71	157	185	199
	40	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	170.569	21.431	11%	\$ 2,62	84.975	103.356	116.589
	41	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	6.017	5.819	49%	\$ 0,48	4.982	5.233	5.559
	42	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,00	33.924	43.268	58.986

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

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

**Este tramo incluye las capacidades asociadas a Caldas Viejo

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional

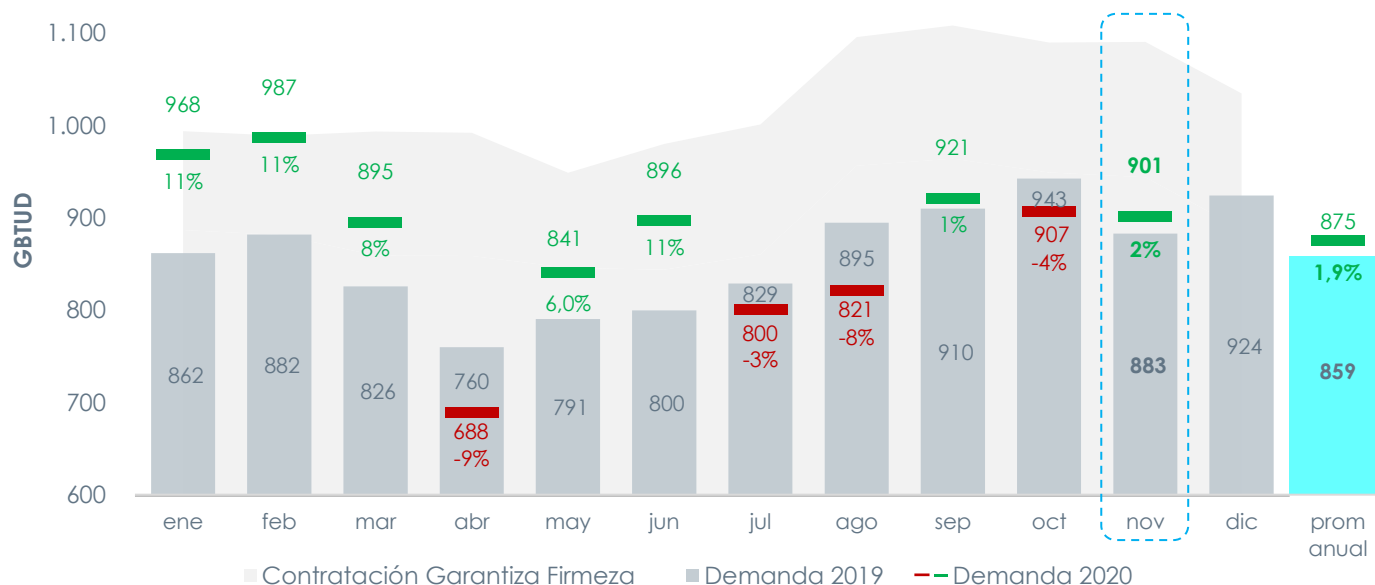
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales - SNT

La evolución de la demanda en lo corrido del año 2020 presenta una variación mensual influenciada por la emergencia sanitaria como se puede evidenciar en la gráfica (cifras en color verde y rojo). Comparado con el año 2019 (barras en color gris), el 2020 presentó en los tres primeros meses demandas superiores (entre el 8% y 11%), esta tendencia fue interrumpida por las medidas de Aislamiento Preventivo Obligatorio – APO al final de marzo (marzo 19 de 2020), resultando en un decrecimiento para abril de 688 GBTUD, que representa un valor 9% por debajo del valor registrado en abril del 2019.

En los meses de mayo y junio el incremento estuvo influenciado por la demanda termoeléctrica como se puede detallar en la tabla de evolución mensual para la demanda térmica y No térmica para los años 2019 y 2020. Para los meses de julio y agosto se registraron niveles de energía entregada inferiores a los reportados para los mismos periodos del año pasado; al cierre del mes de noviembre se observa crecimiento por parte de la demanda resultando en **901 GBTUD**, esto es 2% por encima de la energía entregada en noviembre del 2019. El promedio provisional de 2020 (enero-noviembre) es de 875 GBTUD, equivalente a un 1,9% por encima respecto al año anterior, en la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que de febrero a noviembre la demanda No térmica siempre ha sido menor a la presentada en el mismo periodo del año 2019, enero fue el único mes en donde la demanda no térmica creció respecto al 2019.



Fuente: SEGAS, XM.

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2020 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2019 (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 notas aclaratorias sección.

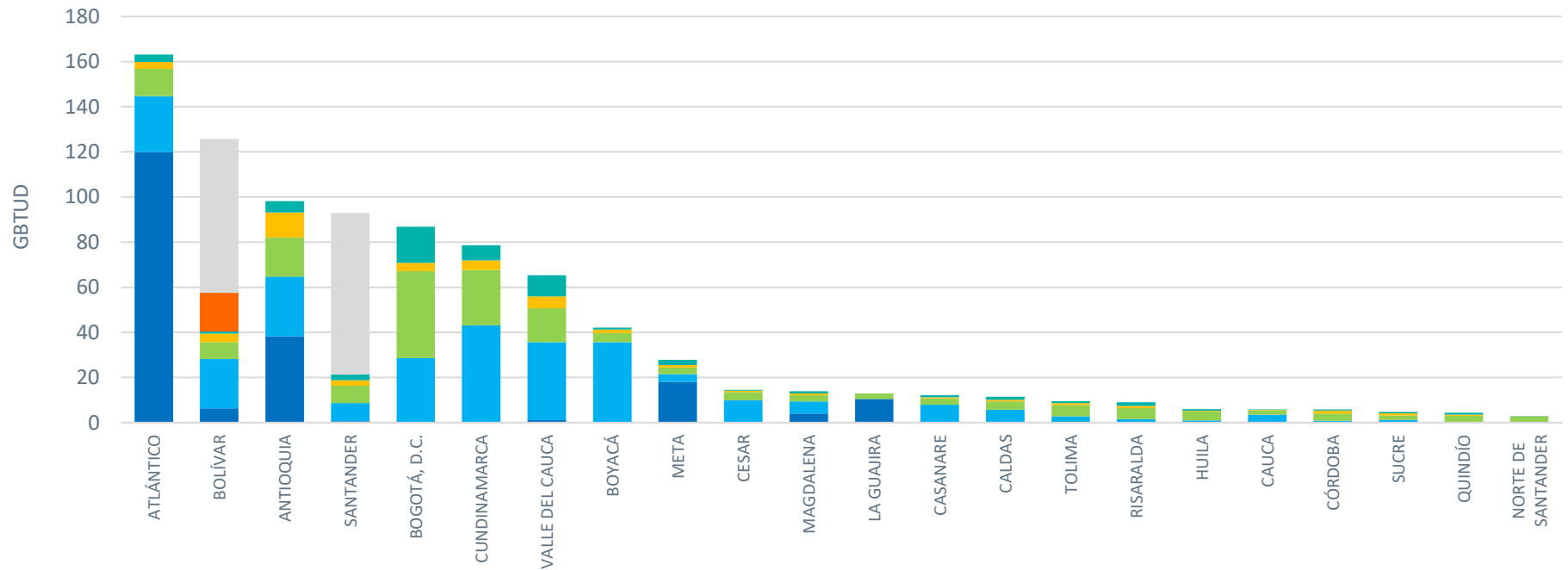
Evolución mensual demanda térmica y no térmica









	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2019	179 / 683	211 / 671	163 / 663	143 / 617	124 / 667	134 / 666	130 / 699	172 / 723	174 / 736	195 / 748	168 / 715	223 / 701
2020	257 / 711	348 / 639	298 / 597	185 / 503	279 / 562	288 / 608	164 / 636	177 / 644	243 / 678	219 / 688	199 / 702	

Térmica
 No Térmica

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

■ Generación Térmica ■ Industrial ■ Residencial ■ Comercial ■ GNVC ■ Petroquímica ■ Refinería

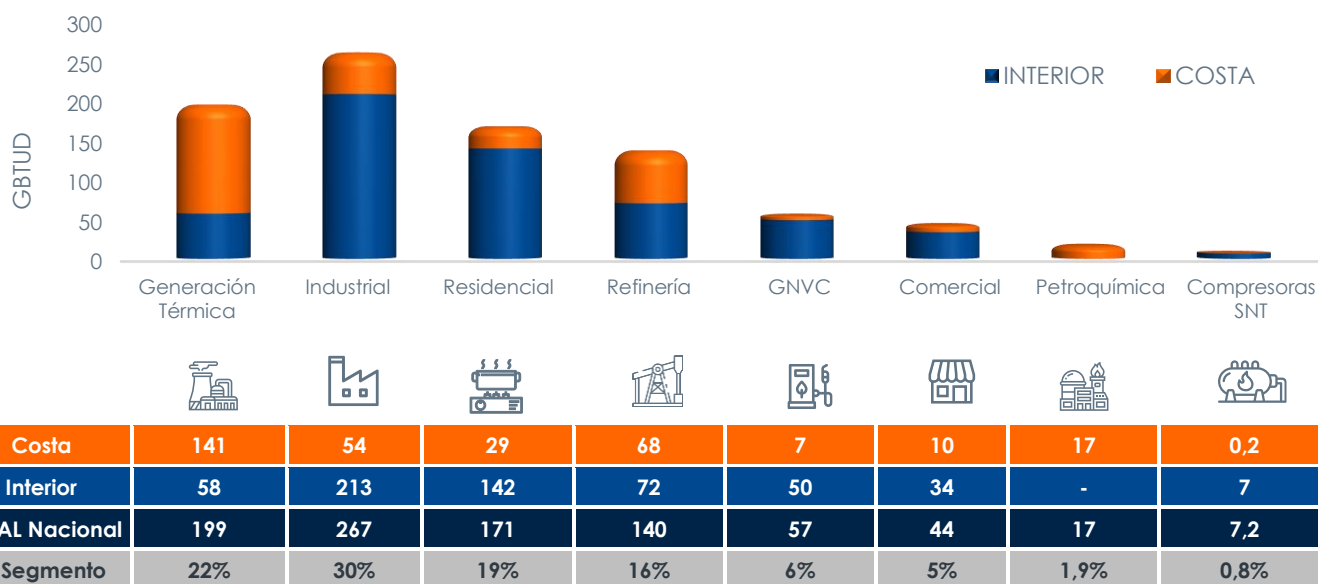


	Residencial	12,1	7,5	17,3	7,6	38,5	24,6	15,1	3,9	2,9	3,7	2,8	2,4	2,8	3,7	4,9	4,8	3,8	1,8	3,2	1,9	2,7	2,8	171
	Comercial	3,0	3,8	11,1	2,5	3,7	4,3	5,2	1,6	1,2	0,7	0,8		0,5	0,7	0,9	1,0	0,4	0,3	1,2	1,0	0,5		44
	Industrial	24,8	21,9	26,5	8,1	28,6	43,0	34,5	35,7	3,4	9,9	5,3		7,9	5,6	2,8	1,6	1,0	3,5	0,9	1,2	0,3		267
	GNVC	3,3	1,0	5,0	2,6	16,0	6,7	9,3	0,9	2,3	0,3	1,0		1,0	1,4	0,9	1,6	0,8	0,3	0,5	0,7	0,9	0,1	57
	Generación Térmica	120	6,3	38,2	0,6			1,1	0,0	18,0		4,0	10,5		0,1									199
	Petroquímica		17,1																					17
	Refinería		68,2		71,5																			140
	Compresoras																							7,2
	TOTAL	163	126	98,2	92,9	86,8	78,6	65,3	42,2	27,9	14,5	14,0	12,9	12,2	11,5	9,6	9,0	6,0	5,9	5,8	4,8	4,4	2,9	901

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

En el mes de noviembre de 2020 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 267 GBTUD en promedio, de los cuales 213 GBTUD corresponden a la Región Interior y 54 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 199 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 141 GBTUD respecto al Interior con 58 GBTUD.



Fuente: SEGAS, XM.

Evolución de la demanda semestral por tipo de Usuario

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		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	6	0	6	0	6	0	8	0	11	0	10
	Interior	0	32	0	32	0	31	0	32	0	33	0	34
Generación Térmica	Costa	172	0	124	0	121	0	185	0	161	0	141	0
	Interior	117	0	40	0	56	0	58	0	58	0	58	0
GNVC	Costa	5	0	5	0	6	0	6	0	7	0	7	0
	Interior	39	1	41	1	41	1	47	1	49	1	49	1
Industrial	Costa	40	4	46	4	49	4	51	4	50	5	50	4
	Interior	154	27	169	27	170	26	177	28	183	29	184	29
Petroquímica	Costa	17	0	19	0	18	0	18	0	18	0	17	0
Refinería	Costa	63	0	69	0	70	0	69	0	69	0	68	0
	Interior	58	0	47	0	51	0	61	0	56	0	72	0
Residencial	Costa	0	29	0	30	0	31	0	30	0	28	0	29
	Interior	0	125	0	134	0	135	0	139	0	141	0	142
Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0	0,2	0
	Interior	7	0	5	0	4	0	6	0	6	0	7	0
Subtotal UR/UNR		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	298	40	263	40	263	41	330	42	306	44	283	43
Interior	375	184	303	194	324	193	350	199	353	204	369	206	
TOTAL		896		800		821		921		907		901	

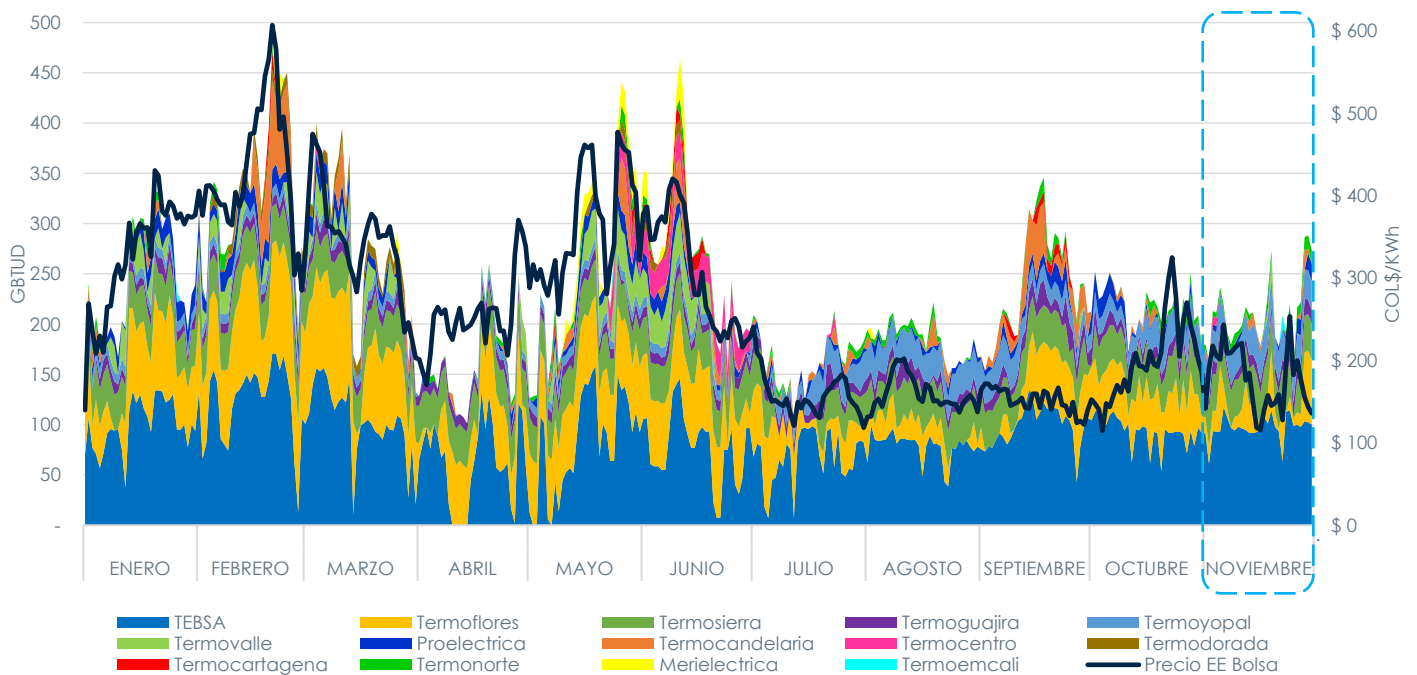
Fuente: SEGAS, XM.

Energía Entregada al Sector Termoeléctrico

El sector termoeléctrico es de relevante importancia 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) que hacen parte del despacho centralizado, en ella se evidencia para ciertos periodos la relación entre la curva del **precio de bolsa de la energía eléctrica** con el consumo de gas natural de dichos generadores. Para los meses de septiembre, octubre y noviembre se ha mantenido el nivel de consumo de gas para las plantas termoeléctricas, el cual es superior al presentado en los meses de julio y agosto. Particularmente, para el mes de noviembre considerando el nivel del precio de bolsa de la energía eléctrica, este consumo puede asociarse principalmente a las restricciones de red.

Consumo Diario de Gas vs Precio EE Bolsa



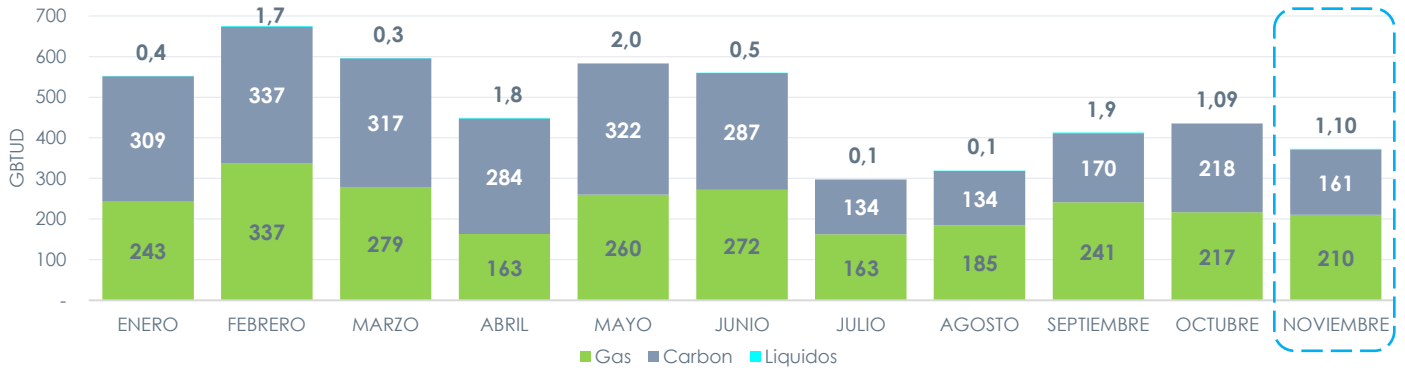
Fuente: XM

Para el mes de noviembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 152 GBTUD y 288 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (94,1 GBTUD), Termosierra (33,9 GBTUD), Termoyopal (27,6) y Termoflores (24,6 GBTUD).

Aproximadamente el 69% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (145 GBTUD) y el 31% restante fue generación por mérito durante el mes (65 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

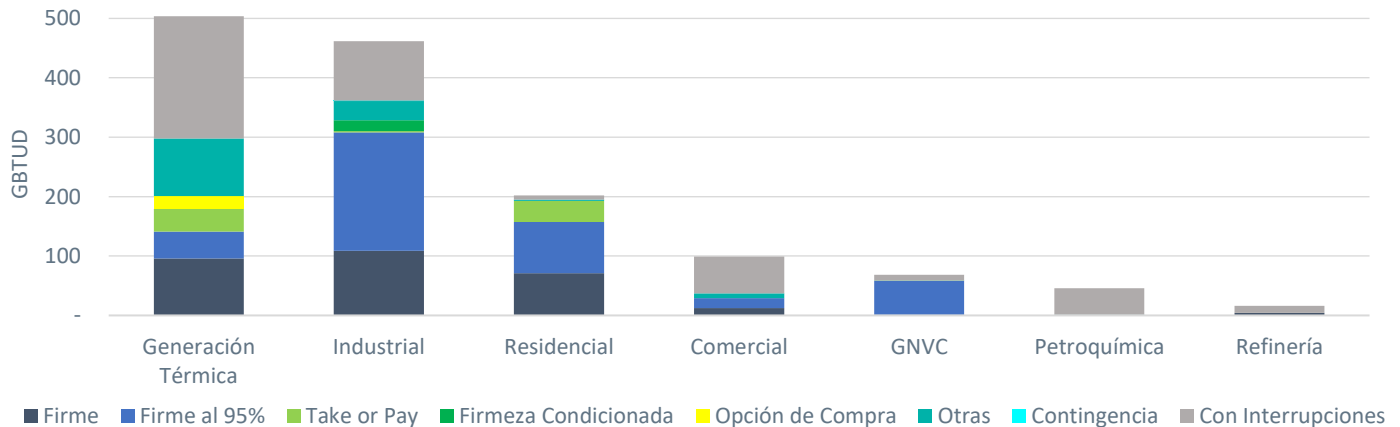
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de noviembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 210 GBTUD (gas nacional 205 GBTUD², gas natural importado 5 GBTUD) que representó el 56,5%, y carbón con 161 GBTUD (43,2%), Combustibles líquidos consumió 1,10 GBTUD (0,3%)



Fuente: XM

Contratación vigente en NOVIEMBRE 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 Noviembre 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.

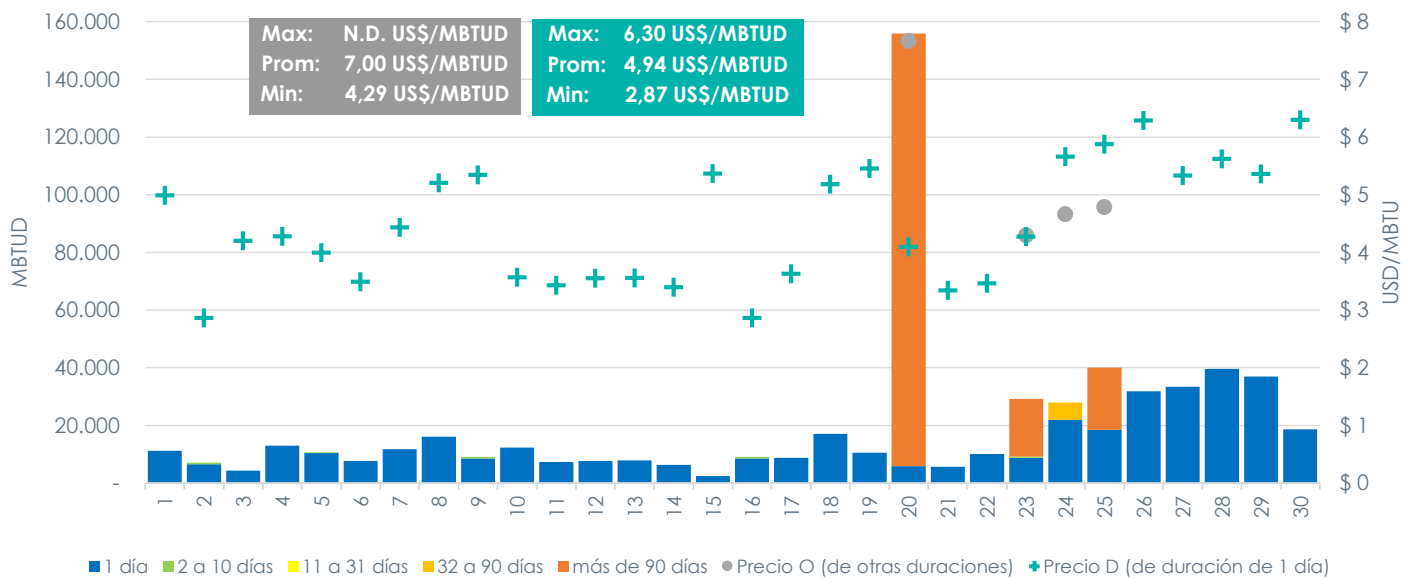
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de NOVIEMBRE registró 282 operaciones, en su mayoría negociaciones directas (280) y dos por medio de Subasta Úselo O Véndalo Corto Plazo, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (256). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 2,87 US\$/MBTU (noviembre 2) y 6,30 US\$/MBTU (noviembre 30) para las transacciones de duración de **1 día**; **El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.60 US\$/MBTU**. Las operaciones registradas con duración mayor a 10 días se dieron en modalidad “con interrupciones”, en línea con la regulación³.

Transacciones mercado secundario noviembre – Suministro



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

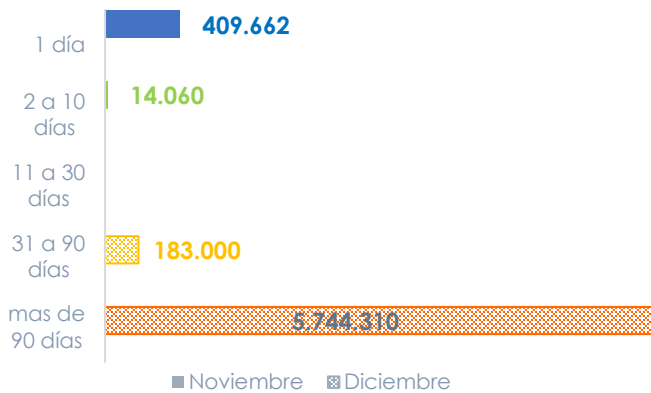
Número de operaciones en noviembre – Suministro

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	5	4	6	6	8	6	7	8	6	9	5	6	6	4	4	5	10	11	8	6	5	8	9	17	16	13	16	18	18	6	256	\$ 4,94
2 a 10 días		1		1				1							1								1								5	\$ 11,4
11 a 30 días																															0	
31 a 90 días																								2	1						3	\$ 4,68
más de 90 días																				3			7		8						18	\$ 6,97
TOTAL	5	5	6	6	9	6	7	8	7	9	5	6	6	4	4	6	10	11	8	9	5	8	17	19	25	13	16	18	18	6	282	\$ 5,60

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 de operaciones. El día con mayor número de operaciones registradas fue el 25 de noviembre con 25 transacciones del total realizadas durante el mes.

³ Resolución CREG 021 de 2019, artículo 8, parágrafo 5

Energía asociada a las transacciones realizadas en noviembre – MBTU

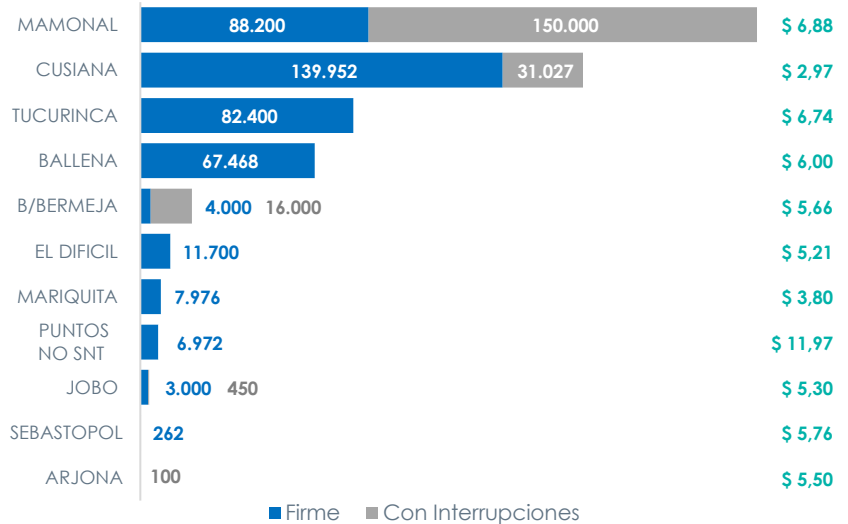


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 256 transacciones de duración diaria representan el **97% (409.662 MBTU)** del volumen total transado, mientras que las transacciones con duración de 2 a 10 días asocian el **3% (14.060 MBTU)**, las transacciones mayores a 31 días inician su ejecución en diciembre de 2020.

En comparación con las cantidades del mercado primario vigentes en el mes de noviembre (42.372.119 MBTU⁴), el mercado secundario equivale al **1%**, y las transacciones diarias del mercado secundario un **0,9%**.

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

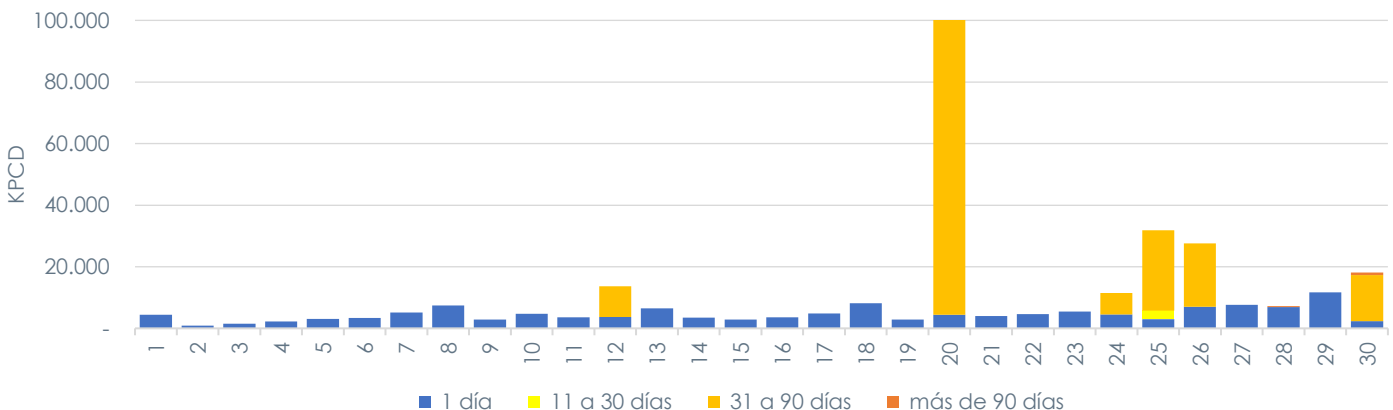
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante NOVIEMBRE fue MAMONAL con 238.200 MBTUD en modalidad firme y con interrupciones. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (411.930 MBTUD) equivalente al 68% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad “**con interrupciones**” registró (197.577 MBTUD) equivalente al 32% de las cantidades transadas. El punto de entrega con menor precio es CUSIANA (\$2.97 USD) y el de mayor precio se encuentra fuera del SNT (\$11,97 USD).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de NOVIEMBRE registró 310 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día**, las más transadas (271).

Transacciones mercado secundario noviembre- Transporte



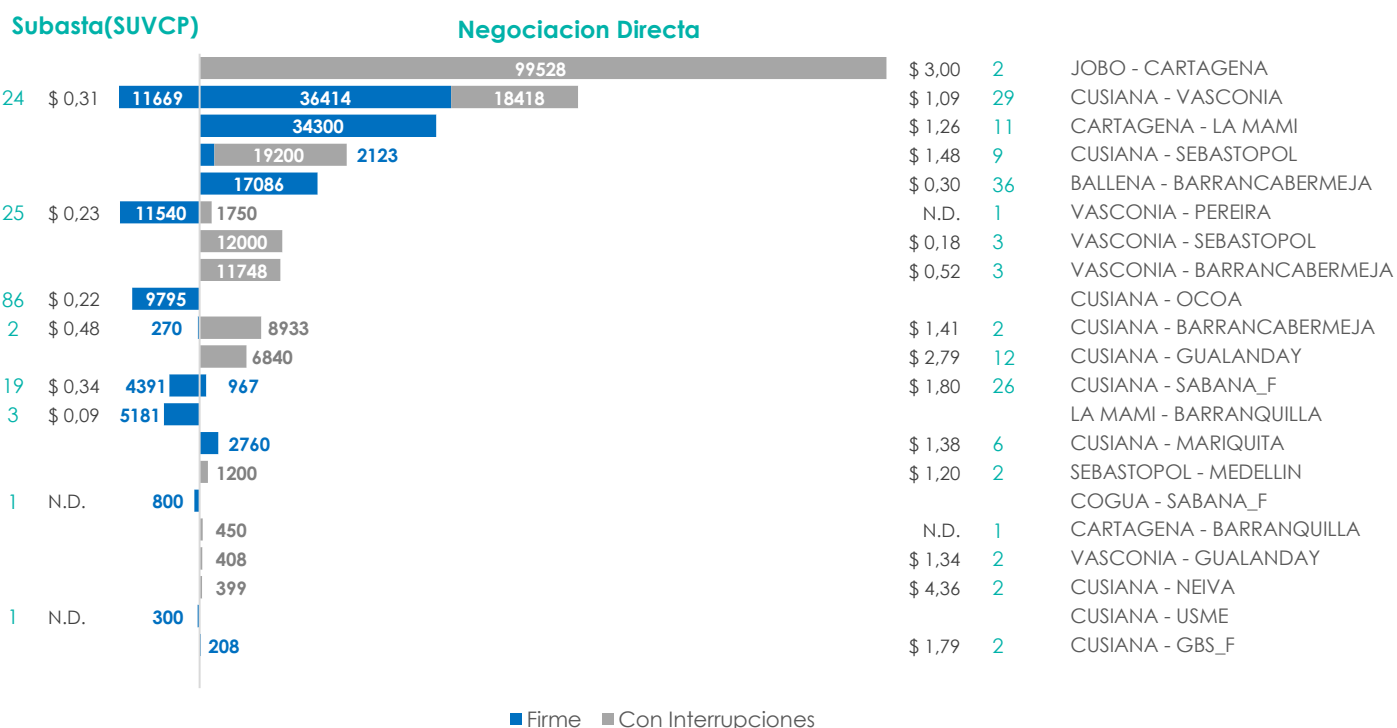
⁴ 42.372.119 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1412 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en noviembre – 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	4	6	6	11	9	11	9	10	8	9	8	11	14	7	7	10	13	11	8	10	10	10	11	9	5	8	6	12	9	9	271
2 a 10 días																															0
11 a 30 días																									5						5
31 a 90 días												1								2				3	14	7				5	32
más de 90 días																												1		1	2
TOTAL	4	6	6	11	9	11	9	10	8	9	8	12	14	7	7	10	13	11	8	12	10	10	11	12	24	15	6	13	9	15	310

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 10.623 KPCD por día, no obstante, para el día 20 de noviembre se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 103.973 KPCD, principalmente influenciado por los contratos de duración mayor a 30 días en modalidad con interrupciones.

Capacidades negociadas por ruta o tramo -KPCD



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

Del total de transacciones, 149 se dieron bajo negociación directa y 161 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca la ruta CUSIANA-VASCONIA la cual evidencia grandes capacidades negociadas y una mixtura en su forma de contratar, también se destaca la ruta JOBO-CARTAGENA la cual transó 99.528 KPCD todos en modalidad **con Interrupciones**. El tramo con más operaciones es CUSIANA-OCOA con 86 transacciones todas asignadas por subasta (SUVCP), seguido del tramo CUSIANA-VASCONIA con 53 transacciones en ambas modalidades. Los precios obtenidos mediante negociación directa superan para todas 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 114 de 2017 - Anexo 8, numeral 6.4).

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 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

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 114 de 2017 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