



**GESTOR DEL MERCADO DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

BOGOTÁ
VIGILADO
SUPERINTENDENCIA
FINANCIERA
DE COLOMBIA



**BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA**

INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 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 **diciembre**.

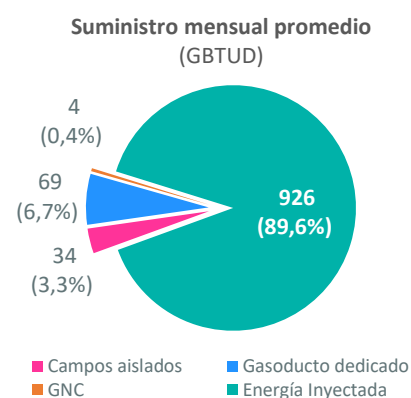
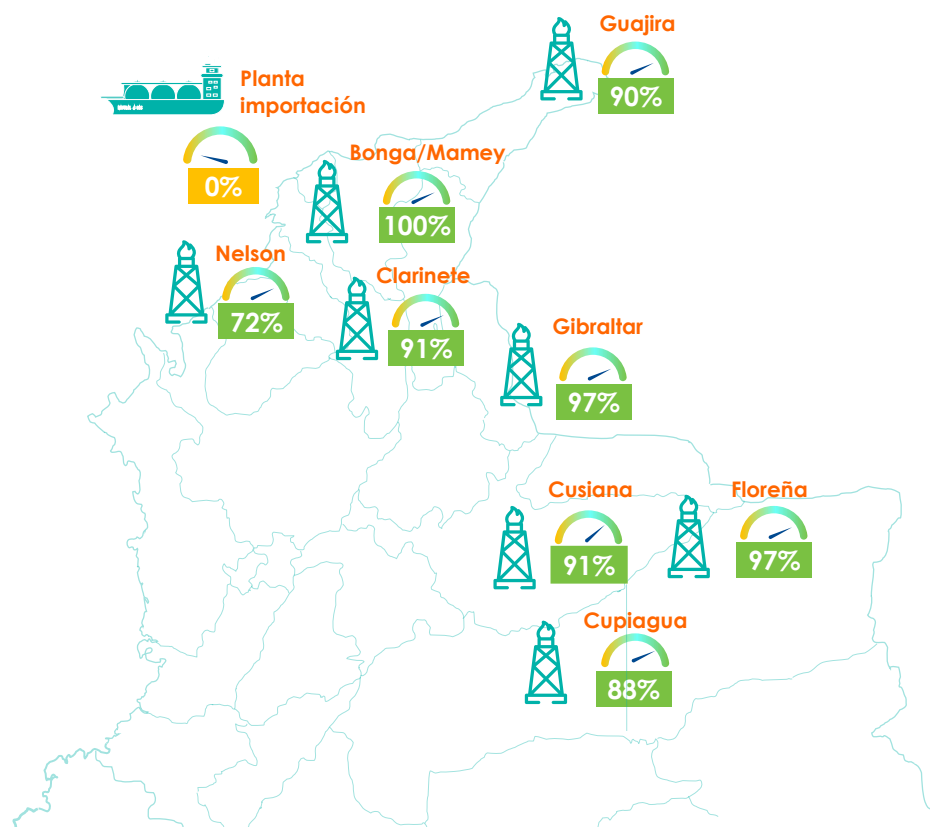
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	249	4	253	91%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	237	-	237	88%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	152	136	-	136	90%
Floreña	69	10	58	68	97%
Nelson	64	39	7	46	72%
Clarinete/Pandereta	115	103	1	104	91%
Gibraltar	41	39	-	39	97%
Bonga/Mamey	35	35	-	35	100%
Otras Fuentes	193	78	36	114	59%
Potencial Producción Nacional	1.215	926	107	1.033	85%
Planta regasificación Cartagena **	400	-	-	-	0%
Total	1.615	926	107	1.033	64%

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



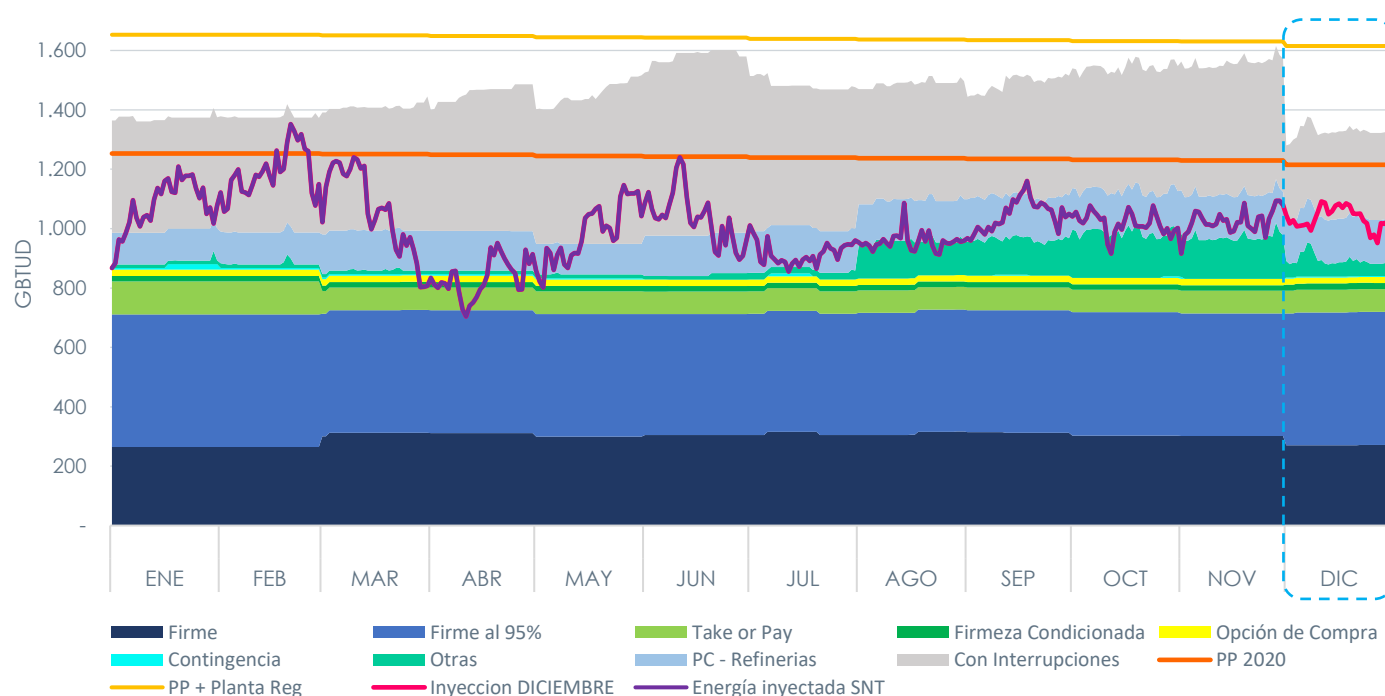
La relación de Suministro en el mes de diciembre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **85%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **0%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el año **2020** 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 diciembre que la contratación respaldada con firmeza representó 894 GBUTD mientras bajo la modalidad “con interrupciones” se registraron 285 GBUTD. El suministro promedio del mes fue de 1033 GBUTD¹, con oscilaciones entre 952 GBUTD (mín.) y 1092 GBUTD (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 1.215 GBUTD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBUTD)	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 Mín.	867	1.057	802	704	802	895	855	913	960	916	916	952
Suministro Prom.	1.076	1.190	1.058	835	983	1.037	917	956	1.046	1.018	1.024	1.033
Suministro Máx.	1.209	1.352	1.240	951	1.147	1.241	1.010	1.086	1.161	1.078	1.094	1.092
Garantía Firmeza	887	882	859	859	846	844	860	956	964	987	971	894
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	285

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 DICIEMBRE

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 DICIEMBRE, 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	49	\$ 3,40	195	\$ 3,76			6,6	\$ 3,59	4	\$ 6,29					9	N.D.	264
	Cupiagua			148	\$ 4,28			4	\$ 3,2	6,56	\$ 6,29					3	N.D.	162
	Cupiagua Sur			6,2	\$ 5,11											72	\$ 2,42	78
	Floreña	53	\$ 3,06	1,1	\$ 3,38	12	N.D.									13	\$ 3,69	79
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	N.D.											33
	Otros Interior ²	19	\$ 5,27	14	\$ 4,16			6,4	\$ 2,47	9,21	\$ 6,29					20	\$ 3,40	68
Costa	Ballena			44	\$ 5,01											15	\$ 4,02	59
	Chuchupa			10	\$ 5,50									3	N.D.			13
	Bloque VIM 5	88	\$ 5,13	3	\$ 4,8							24	\$ 5,94			66	\$ 5,14	182
	Bonga Mamey			8,7	\$ 3,65	26	N.D.									24	\$ 4,71	59
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4,45									3	N.D.			41	\$ 5,38	80
	Otros Costa ⁴	17	\$ 5,17	17	\$ 4,59							29	\$ 2,61			8	\$ 4,55	70
	Otros C. Aislados ⁵	9,2	\$ 2,32			4,9	\$ 5,73	4,54	\$ 2,49							14	\$ 2,98	33
	Total	271	\$ 4,24	448	\$ 4,16	76	\$ 3,83	21	\$ 2,96	20	\$ 6,29	56	\$ 4,07	3	N.D.	285	\$ 4,03	1179
	Total (%)	22,9%		37,9%		6,4%		1,8%		1,7%		4,7%		0,3%		24,2%		100%

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

² Otros Interior: Caramelo, Corrales, El Difícil, Payoa, Provincia, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

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

⁵ Otros Campos Aislados: Aguas Blancas, Andina, Arjona, Cantagallo, Capachos, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, El Centro, Guaduas, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Punta, Lisama, Llanito, Mana, Opón, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí.

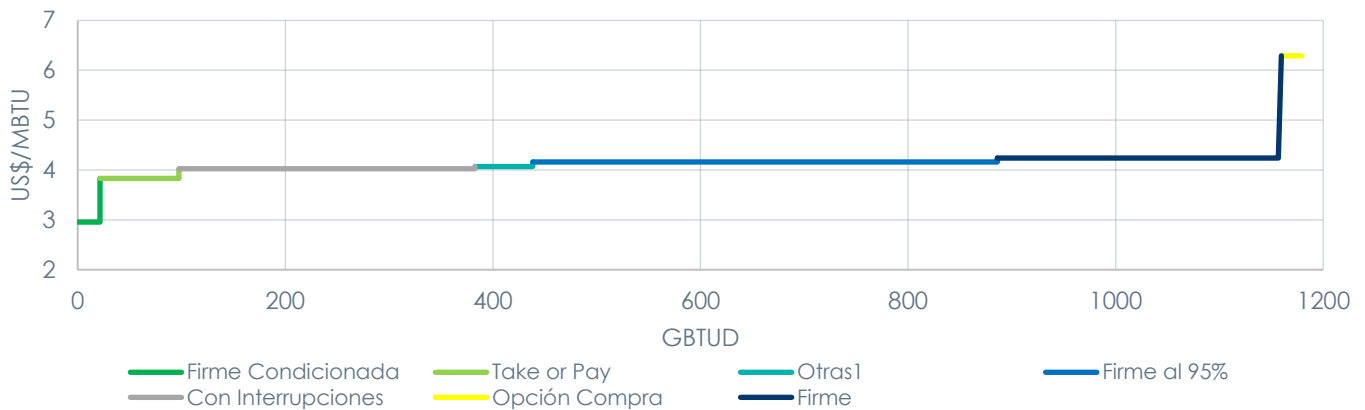
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 diciembre se encuentran contratados a nivel nacional 1179 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** “Firme al 95% – CF 95” (448 GBTUD), **ii)** “Con interrupciones” (285 GBTUD) y **iii)** Firme (271 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 81% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada, Opción de compra y contingencia, con 21 GBTUD, 20 GBTUD y 3 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.

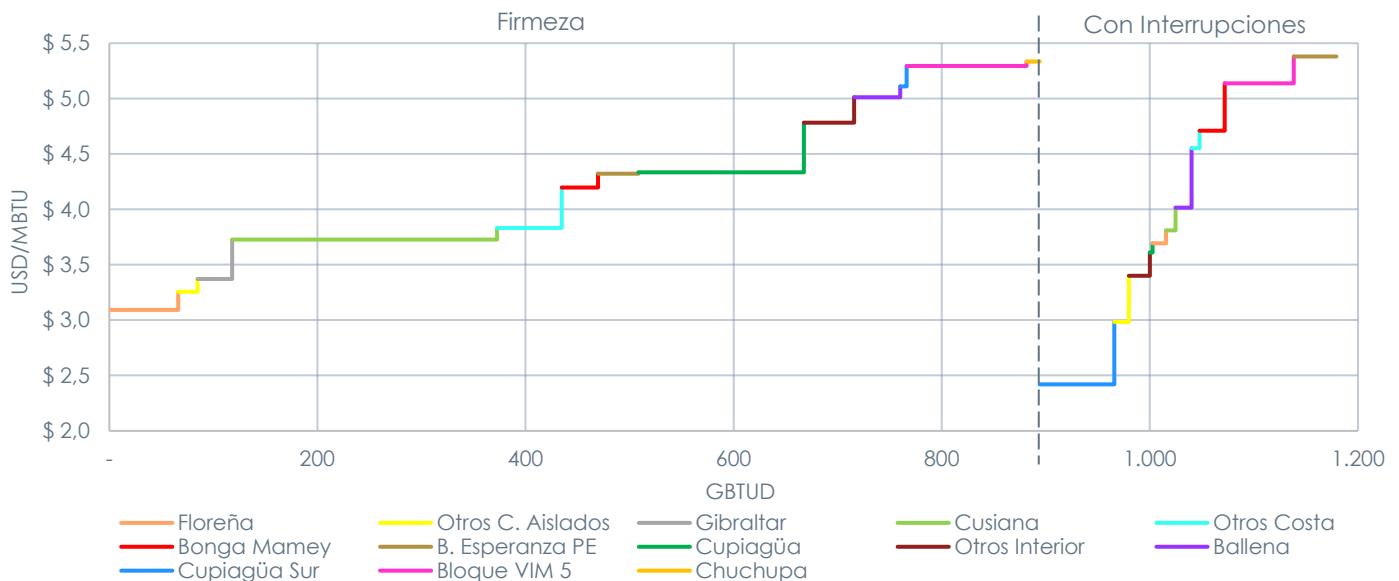
Curva de precios por modalidad



*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 2.96 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto con 6.29 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 81% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.03 US\$/MBTU y 4.24 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 (894 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (285 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 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 B. Esperanza PE, Bonga Mamey, Cusiana, 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	Tramos*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	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	83.707	99.350	119.272
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,79	62.160	88.268	121.013
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,87	154.599	186.901	227.912
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	137.730	66.769	33%	\$ 0,68	112.584	126.742	138.625
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	194.350	87.495	31%	\$ 0,92	159.353	194.364	224.062
	6	JOBÓ-SINCELEJO	3	191.445	152.100	36.745	19%	\$ 1,05	127.500	147.011	156.443
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	37.750	52.750	57%	\$ 1,49	38.856	40.261	40.742
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	3.575	10.368	74%	\$ 0,22	-	267	755
	9	APIAY-OCOA	6	22.020	20.117	1.903	9%	\$ 1,25	4.600	5.518	5.931
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.254	530	3%	\$ 1,55	1.633	3.249	6.513
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148.000	85.309	62.691	42%	\$ 3,05	43.264	57.446	74.759
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	12	260.000	259.528	472	0%	\$ 1,52	25.329	44.990	55.353
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,55	21.541	27.018	30.517
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	9	333.000	143.182	189.818	57%	\$ 1,62	42.916	75.073	97.097
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	6.938	10.054	65%	\$ 0,25	2.984	4.590	5.444
	16	CENTAURUS-GRANADA	2	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
	17	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.845	8.788	73%	\$ 0,48	2.652	3.656	4.219
	18	COGUA-SABANA_F	3	215.000	195.597	19.403	9%	\$ 1,61	80.724	138.090	154.505
	19	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.886	6.273	10%	\$ 1,24	20.055	29.153	35.469
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	17	458.000	435.613	22.387	5%	\$ 1,77	336.587	396.379	421.966
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	12	460.500	432.813	27.687	6%	\$ 1,78	328.943	389.444	414.798
	22	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.250	9.488	88%	\$ 0,49	1.058	1.159	1.292
	23	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.388	768	36%	\$ 0,94	1.284	1.427	1.660
	24	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	13.565	2.596	16%	\$ 0,44	6.677	9.301	10.514
	25	GBS_I-GBS_F	9	63.744	6.607	57.137	90%	\$ 1,53	6.749	12.374	15.231
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,97	30.002	36.087	38.001
	27	GUALANDAY-NEIVA	4	12.910	8.687	4.223	33%	\$ 3,80	7.224	8.143	8.705
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,52	690	842	1.058
	29	LA BELLEZA-COGUA	4	220.583	199.532	21.051	10%	\$ 1,61	82.948	140.608	157.092
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	10	298.576	277.525	30.997	10%	\$ 1,96	198.507	229.751	272.769
	31	MARIQUITA-GUALANDAY**	7	25.253	16.486	8.767	35%	\$ 2,49	11.689	15.594	16.956
	32	MARIQUITA-PEREIRA	8	168.000	136.849	31.151	19%	\$ 2,80	61.552	84.084	103.092
	33	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,81	286	409	492
	34	PEREIRA-ARMENIA	6	158.000	110.966	47.034	30%	\$ 2,92	50.461	67.122	84.973
	35	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.676	-	0%	\$ 2,37	1.917	3.190	3.841
	36	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,72	1.804	3.412	3.881
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	57.623	20.377	26%	\$ 0,89	35.389	49.807	57.333
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	8	349.000	214.434	134.566	39%	\$ 1,33	99.665	129.938	154.253
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	180	180	50%	\$ 5,71	141	184	203
	40	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	157.159	34.841	18%	\$ 2,72	78.727	102.582	122.651
	41	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.312	6.524	55%	\$ 0,48	4.275	4.928	5.767
	42	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,07	26.972	40.540	47.107

Notas: En color **rojo** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. N.D. : Información no disponible

*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

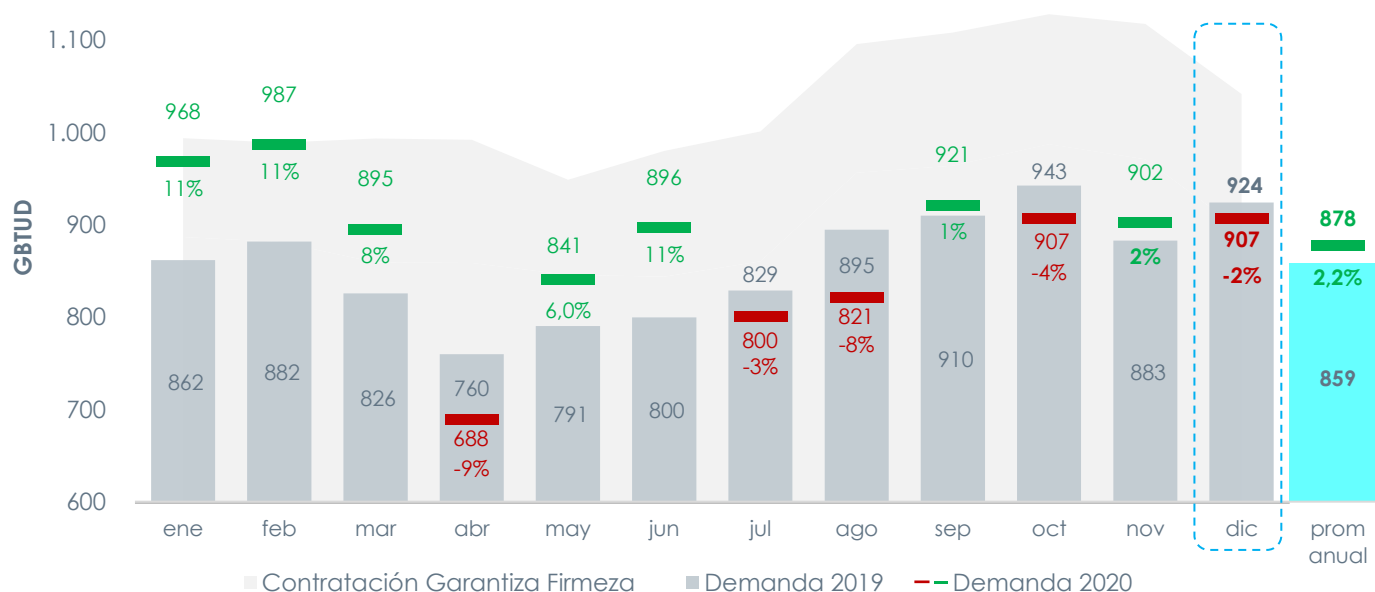
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

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 diciembre se observa una demanda de 907 GBTUD, esto es 2% por debajo de la energía entregada en diciembre del 2019. El promedio de 2020 (enero-diciembre) es de 878 GBTUD, equivalente a un 2,2% 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 y diciembre fueron los únicos meses en donde la demanda no térmica creció respecto al 2019.**



Fuente: SEGAS, XM.

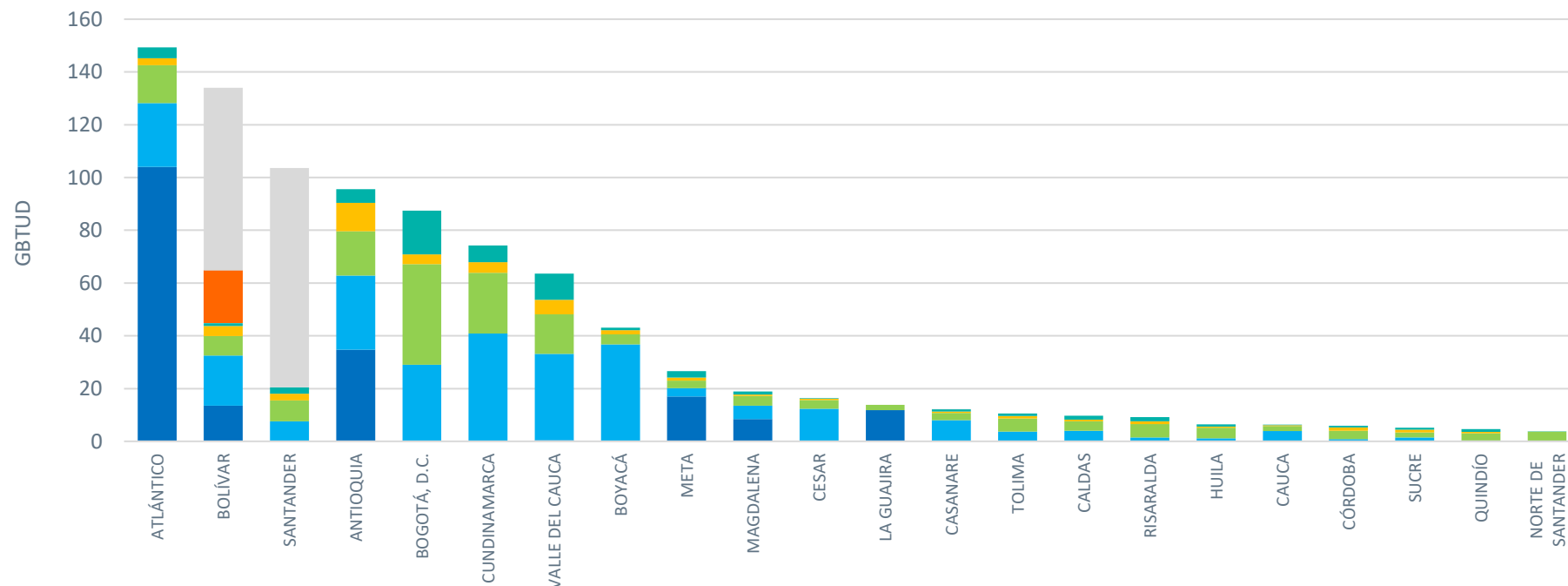
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2020 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2019 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales 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	199 703	190 717
	Térmica No Térmica											

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

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

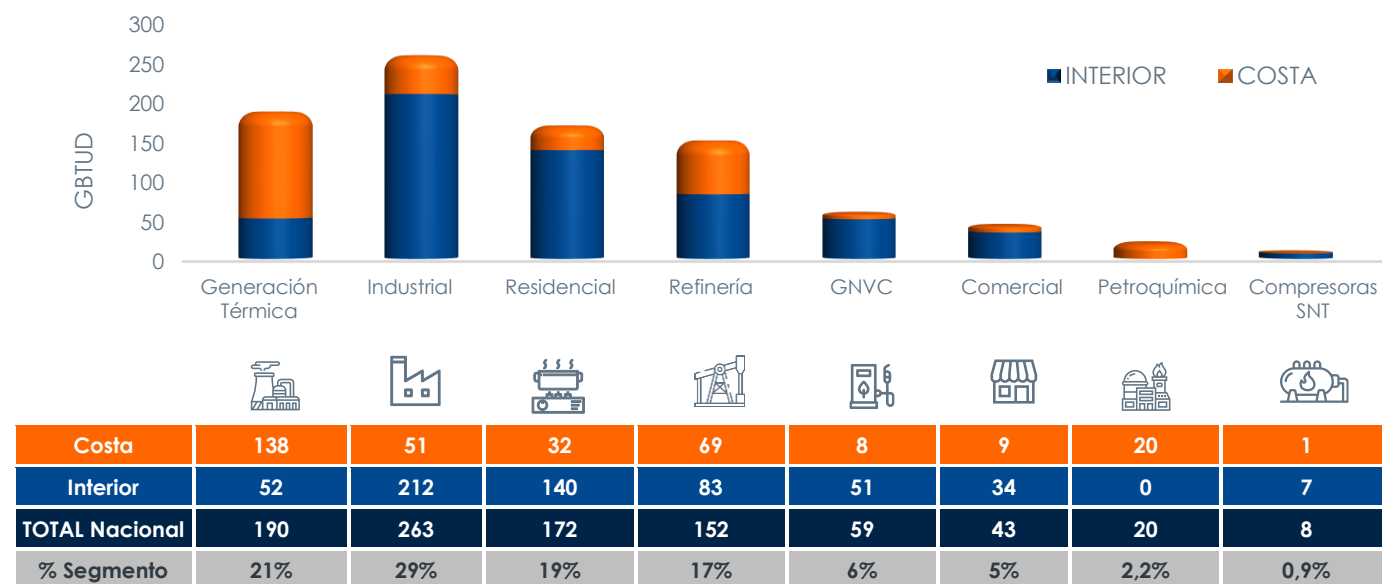


	Residencial	14,4	7,4	7,9	16,8	38,1	23,0	15,0	3,9	2,8	3,7	3,2	2,0	2,7	5,0	3,6	5,0	4,0	1,9	3,2	1,9	2,8	3,7	172
	GNVC	4,2	1,0	2,5	5,2	16,6	6,3	9,9	1,0	2,4	1,1	0,3		0,9	0,9	1,5	1,6	0,9	0,3	0,6	0,8	1,0	0,1	59
	Comercial	2,6	3,8	2,5	10,8	3,7	4,0	5,5	1,5	1,2	0,6	0,5		0,5	1,0	0,7	1,1	0,4	0,3	1,2	1,0	0,5		43
	Industrial	24,2	19,4	7,6	28,0	29,0	40,9	32,7	36,7	3,2	5,0	12,4		8,1	3,7	3,9	1,5	1,2	3,9	0,8	1,5	0,3		263
	Generación Térmica	104	13,5		34,8			0,4		17,0	8,4		11,8			0,1								190
	Refinería		69,3	83,1										0,1										152
	Petroquímica		20,6																					20
	Compresoras																							8
	TOTAL	149	135	104	95,5	87,4	74,3	63,6	43,1	26,6	18,9	16,4	13,8	12,2	10,5	9,7	9,2	6,4	6,4	5,9	5,1	4,6	3,8	907

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 diciembre de 2020 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 263 GBTUD en promedio, de los cuales 212 GBTUD corresponden a la Región Interior y 51 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 190 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 138 GBTUD respecto al Interior con 52 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:

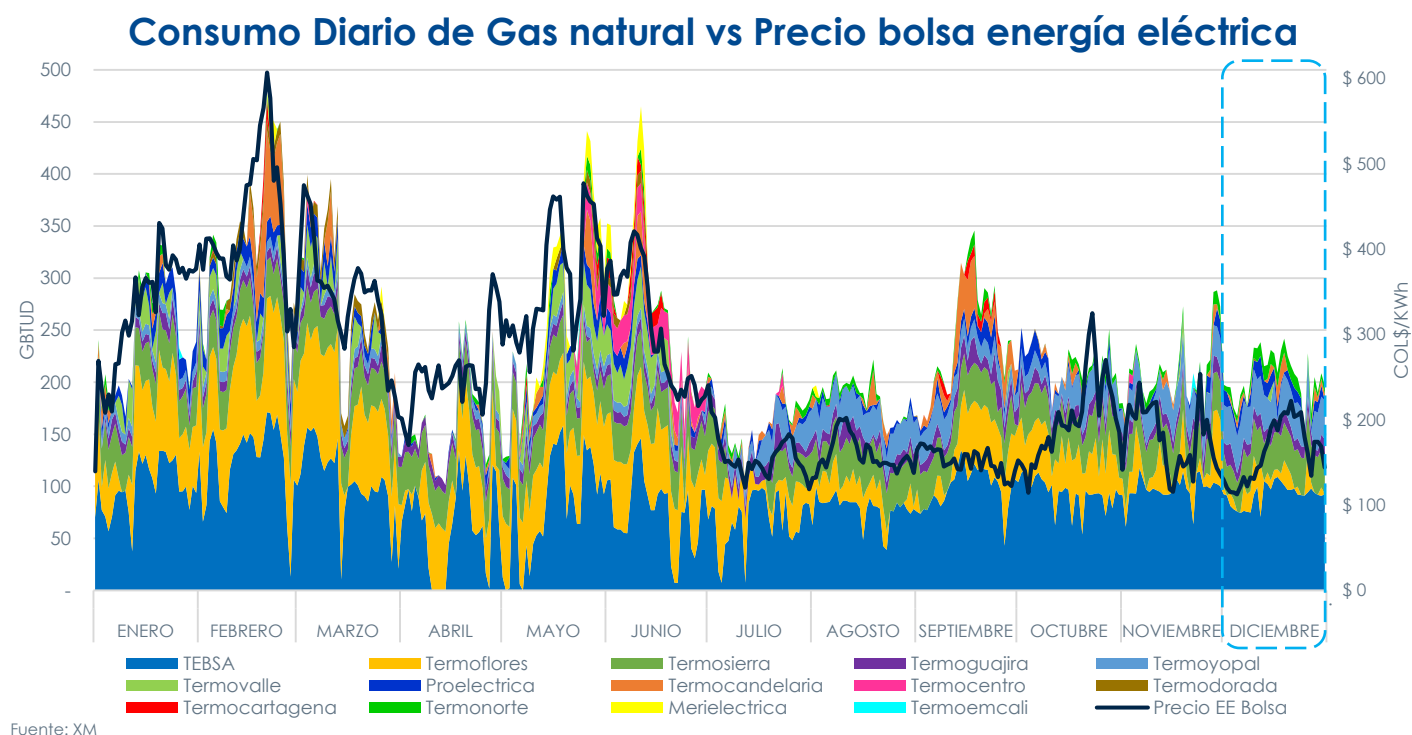
TIPO DE USUARIO			Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	6	0	6	0	8	0	11	0	10	0	9	
		Interior	0	32	0	31	0	32	0	33	0	34	0	34	
	Generación Térmica	Costa	124	0	121	0	185	0	161	0	141	0	138	0	
		Interior	40	0	56	0	58	0	58	0	58	0	52	0	
	GNVC	Costa	5	0	6	0	6	0	7	0	7	0	8	0	
		Interior	41	1	41	1	47	1	49	1	49	1	50	1	
	Industrial	Costa	46	4	49	4	51	4	50	5	50	4	47	4	
		Interior	169	27	170	26	177	28	183	29	184	29	184	28	
	Petroquímica	Costa	19	0	18	0	18	0	18	0	17	0	20	0	
		Interior	69	0	70	0	69	0	69	0	68	0	69	0	
	Refinería	Costa	47	0	51	0	61	0	56	0	72	0	83	0	
		Interior	0	30	0	31	0	30	0	28	0	29	0	32	
	Residencial	Costa	0	134	0	135	0	139	0	141	0	142	0	140	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0,5	0	0,2	0	1	0	
	Compresoras SNT	Costa	5	0	4	0	6	0	6	0	7	0	7	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Subtotal UR/UNR			Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	263	40	263	41	330	42	306	44	283	43	282	45
			Interior	303	194	324	193	350	199	353	204	369	206	377	203
TOTAL			800		821		921		907		901		907		

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 a diciembre 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 los meses de noviembre y diciembre considerando el nivel del precio de bolsa de la energía eléctrica, este consumo puede asociarse principalmente a las restricciones de red.

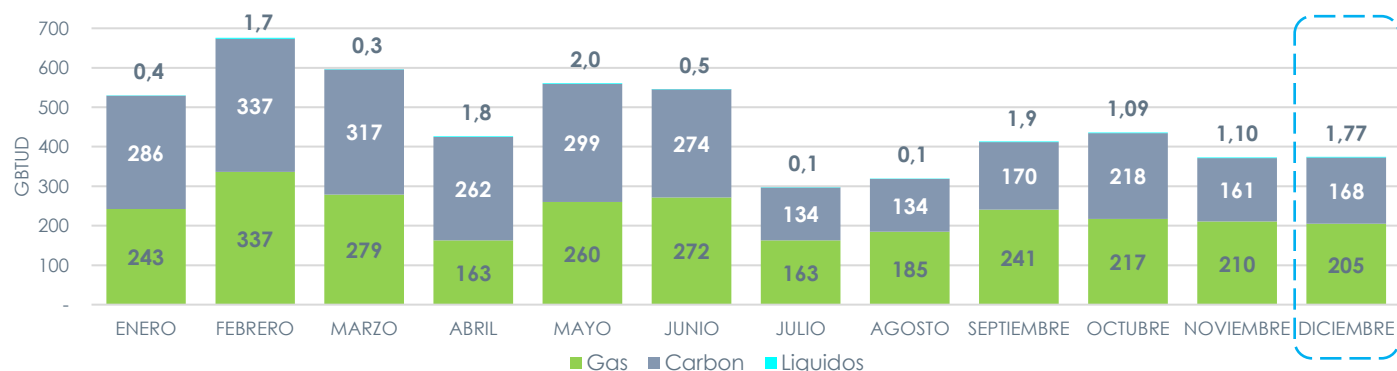


Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 141 GBTUD y 242 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (91,4 GBTUD), Termosierra (34,8 GBTUD), Termoyopal (32,3) y Termoflores (11,8 GBTUD).

Aproximadamente el 64% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (131 GBTUD) y el 36% restante fue generación por mérito durante el mes (74 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

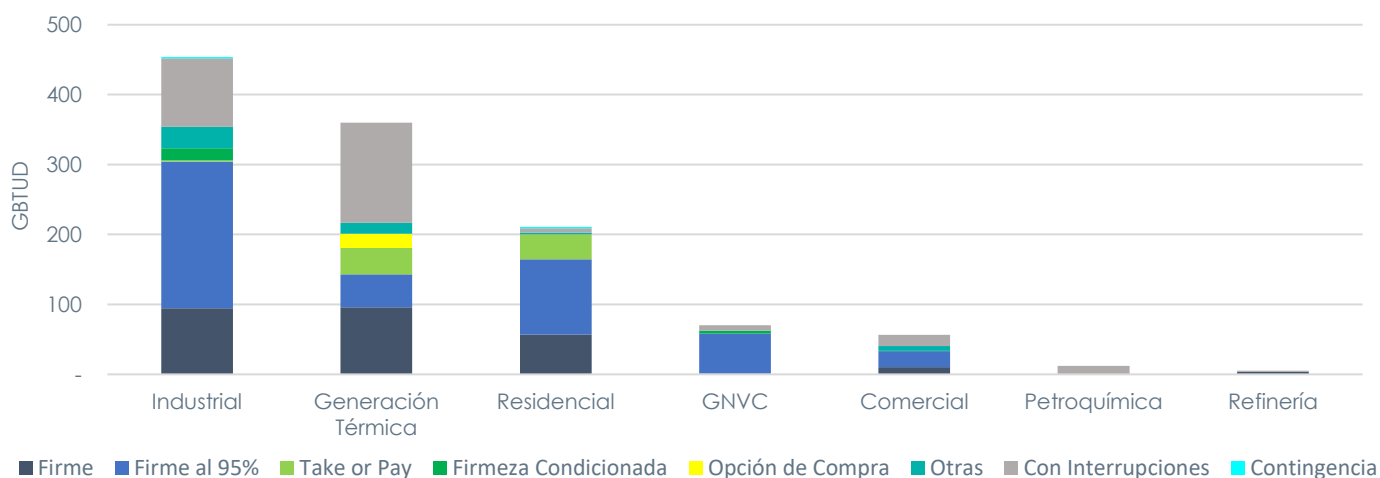
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de diciembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 205 GBTUD² (gas nacional 205 GBTUD, gas natural importado 0 GBTUD) que representó el 54,7%, y carbón con 168 GBTUD (44,9%), Combustibles líquidos consumió 1,77 GBTUD (0,4%)



Fuente: XM

Contratación vigente en diciembre 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 diciembre 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.

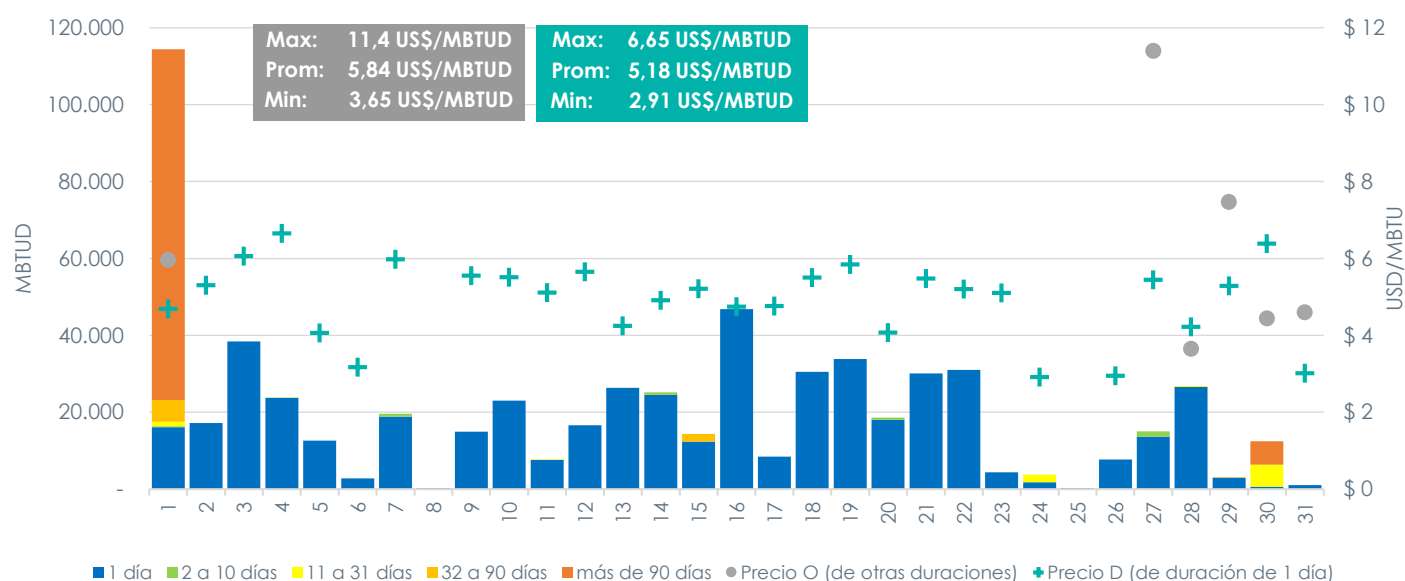
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de DICIEMBRE registró 356 operaciones, todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (259). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 2,91 US\$/MBTU (diciembre 24) y 6,65 US\$/MBTU (diciembre 4) para las transacciones de duración de **1 día**; **El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.30 US\$/MBTU**. A inicio del año gas (diciembre 1) se registraron 61 operaciones en su mayoría con duración mayor a un año en modalidades que garantizan firmeza.

Transacciones mercado secundario diciembre – Suministro



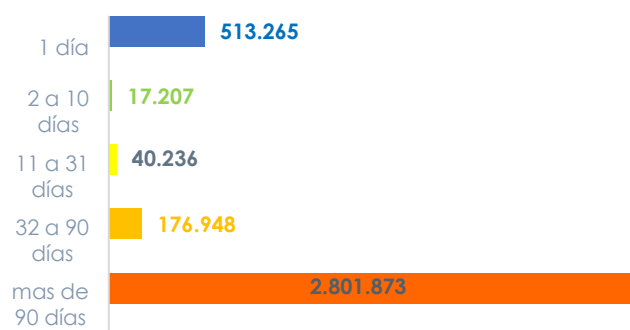
• **Precio O:** Promedio ponderado de los precios de todas las transacciones, excepto las de duración "1 día".
 + **Precio D:** Promedio ponderado que incorpora únicamente los precios de las transacciones de duración de un día.
 Nota: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.

Número de operaciones en diciembre – 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	31			
1 día	7	7	14	11	8	3	10	1	9	14	5	9	11	8	7	19	6	13	11	9	10	16	7	7	1	5	5	14	5	3	4	259	\$ 5,18	
2 a 10 días	1						1							1						1								2				6	\$ 11,5	
11 a 31 días	8			1							1													1					2	1	5	4	23	\$ 4,55
32 a 90 días	3														1																		4	\$ 9,57
más de 90 días	61																													1	2		64	\$ 5,49
TOTAL	80	7	14	12	8	3	11	1	9	14	6	9	11	9	8	19	6	13	11	10	10	16	7	8	1	5	7	16	7	10	8	356	\$ 5,30	

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 73% del número de operaciones. El día con mayor número de operaciones registradas fue el 1 de diciembre con 80 transacciones equivalentes al 22% del total realizadas durante el mes, este gran número de transacciones se presentó debido al inicio del año gas lo que conlleva a que muchos agentes aseguren el suministro de gas para este nuevo año.

Energía asociada a las transacciones realizadas en diciembre – MBTU

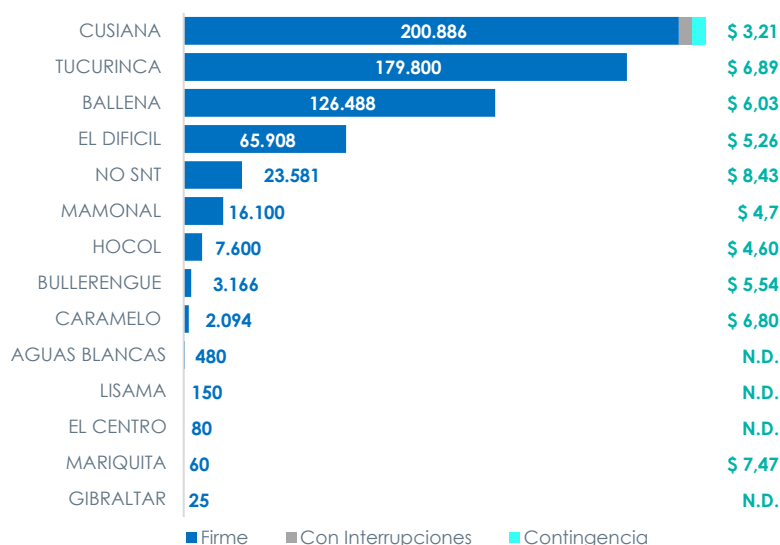


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 259 transacciones de duración **diaria** representan el **14% (513.265 MBTU)** del volumen total transado, mientras que las transacciones con duración de **más de 90 días** asocian el **79% (2.801.873 MBTU)**.

En comparación con las cantidades del mercado primario vigentes en el mes de diciembre (36.549.000 MBTU³), el mercado secundario equivale al **10%**, y las transacciones diarias del mercado secundario un **1,4%**.

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

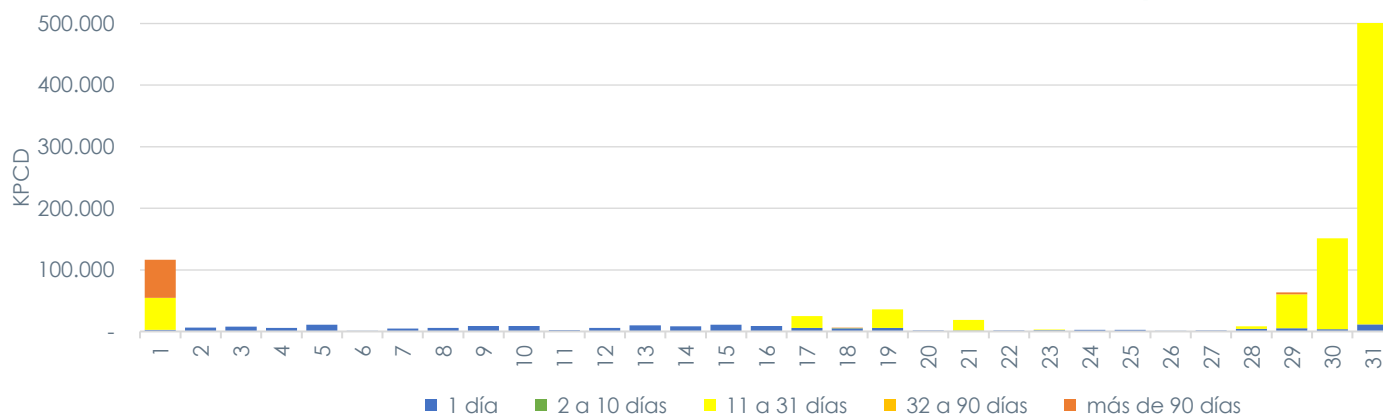
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante DICIEMBRE fue CUSIANA con 208.018 MBTUD en modalidad firme, contingencia y con interrupciones. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (626.418 MBTUD) equivalente al 98,9% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad “**con interrupciones**” registró (5.600 MBTUD) equivalente al 0,9% de las cantidades transadas y **contingencia** registro (1.532 MBTUD) equivalente al 0,2%. El punto de entrega con menor precio es AGUAS BLANCAS (\$2,50 USD) y el de mayor precio se encuentra fuera del SNT (\$8,43 USD).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de DICIEMBRE registró 531 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **11 a 31 días**, las más transadas (270).

Transacciones mercado secundario diciembre- Transporte



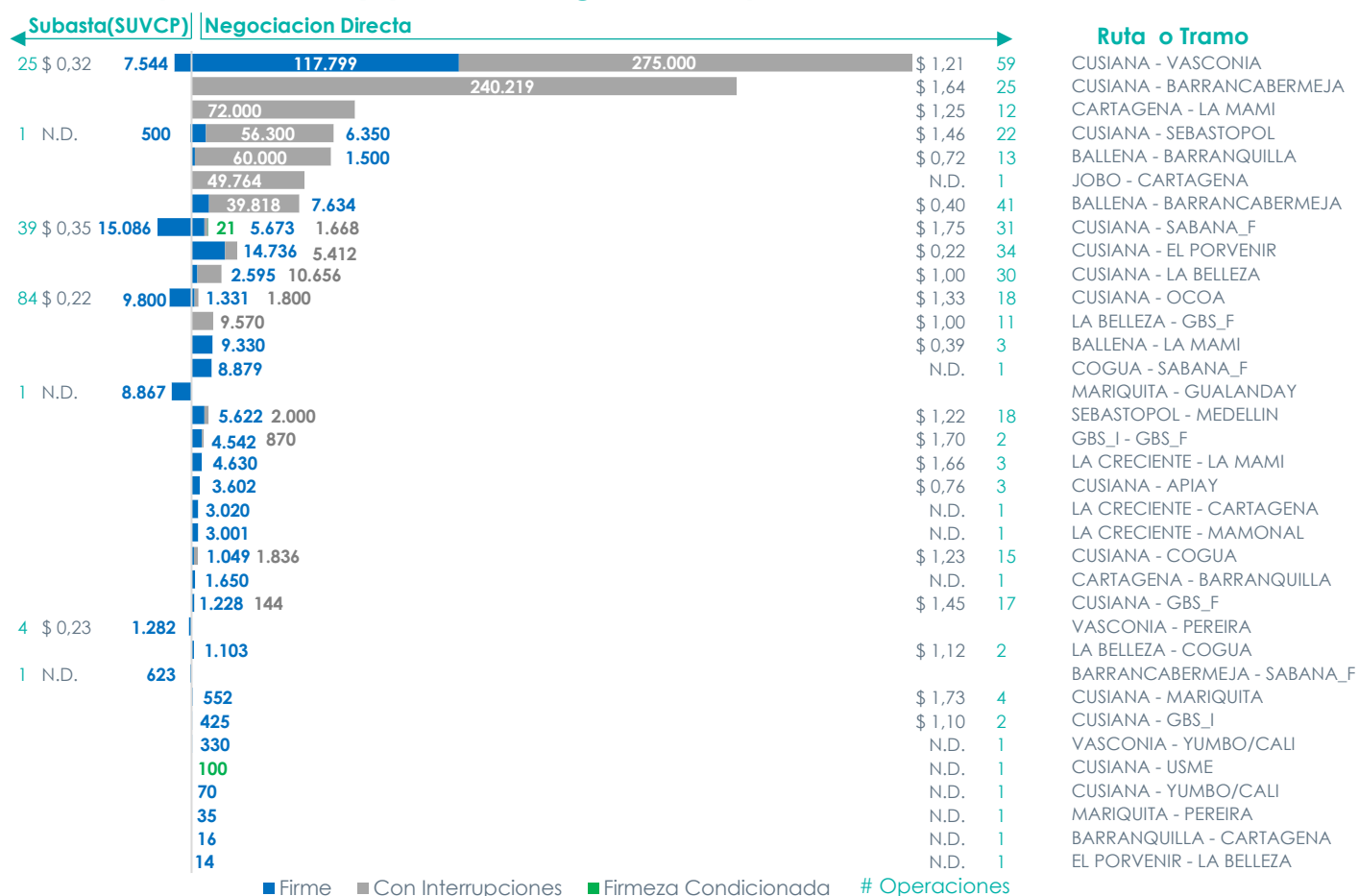
³ 36.549.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1179 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en diciembre – Transporte

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
Duración contrato																																
1 día	7	10	9	7	8	5	7	7	7	11	5	7	5	5	5	8	6	4	6	6	6	7	9	8	4	7	8	9	10	3	2	208
2 a 10 días																																
11 a 31 días	117																22	1	3		23		1					1	11	21	70	270
32 a 90 días																																
más de 90 días	50																	1											1		1	53
TOTAL	174	10	9	7	8	5	7	7	7	11	5	7	5	5	5	8	28	6	9	6	29	7	10	8	4	7	8	10	22	24	73	531

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 34.761 KPCD, para el día 31 de diciembre se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian más de 500.000 KPCD, influenciado por los contratos de duración mensual.

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



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

Del total de transacciones, 376 se dieron bajo negociación directa y 155 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 CUSIANA-BARRANCABERMEJA la cual transó 240.219 KPCD todos en modalidad **con Interrupciones**. El tramo con más operaciones es CUSIANA-OCOA con 102 transacciones (84 asignadas por subasta SUVCP y 18 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-VASCONIA con 84 transacciones (59 asignadas por subasta SUVCP y 25 negociación directa). 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