



INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

ENERO 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

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 **enero**.

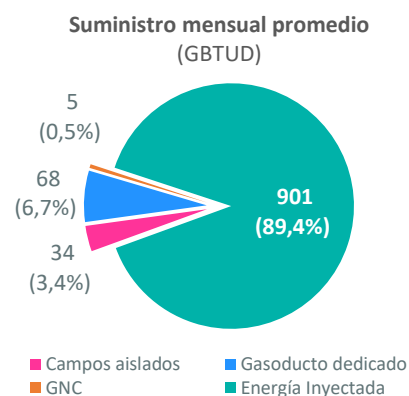
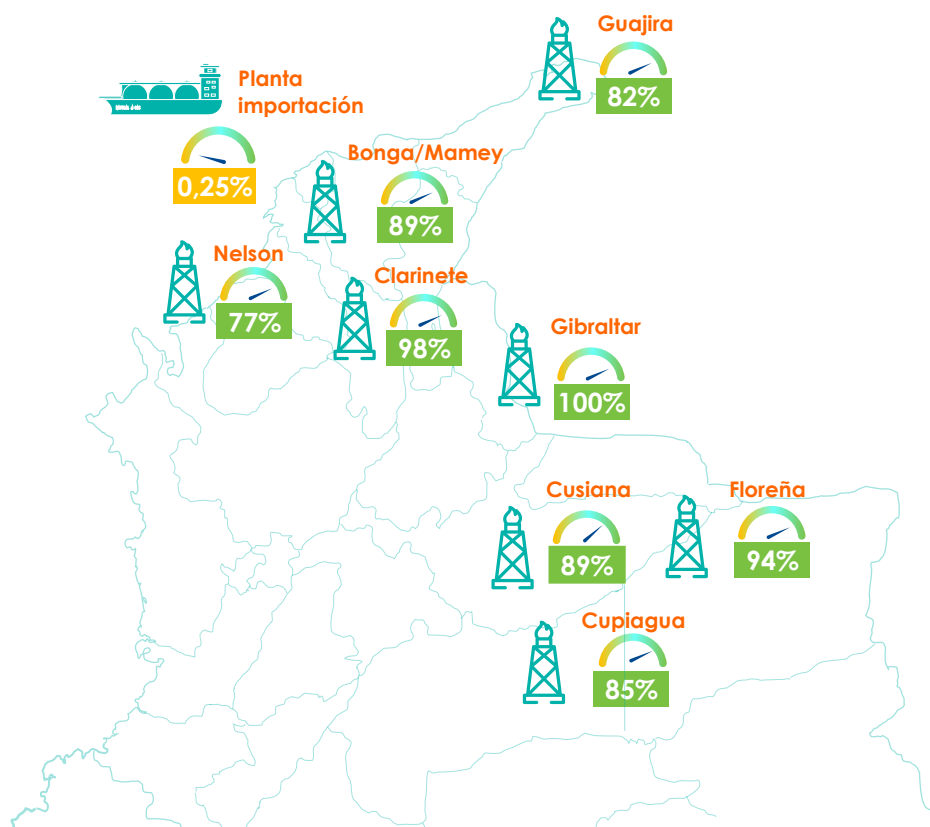
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	244	4	248	89%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	229	-	229	85%
Guajira (Chucupa/Ballena)	150	123	-	123	82%
Floreña	69	10	55	65	94%
Nelson	64	43	6	49	77%
Clarinete/Pandereta	107	103	1	104	98%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	35	31	-	31	89%
Otras Fuentes	225	76	41	117	52%
Potencial Producción Nacional	1.238	900	107	1.007	81%
Planta regasificación Cartagena **	400	1	-	-	0,25%
Total	1.638	901	107	1.008	62%

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

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



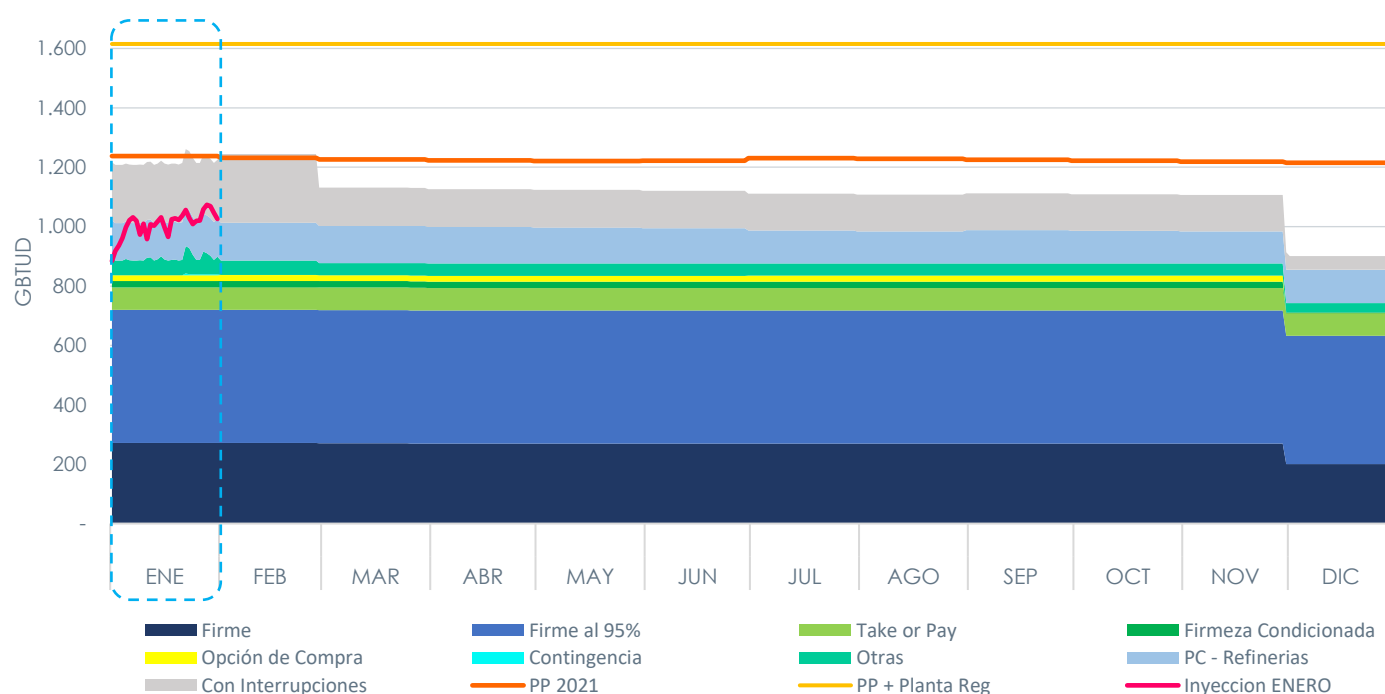
La relación de Suministro en el mes de enero versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **82%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **0,25%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2021** 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 enero que la contratación respaldada con firmeza representó 894 GBTUD mientras bajo la modalidad “con interrupciones” se registraron 197 GBTUD. El suministro promedio del mes fue de 1008 GBTUD¹, con oscilaciones entre 884 GBTUD (min) y 1073 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 1.238 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1.238	1.232	1.226	1.223	1.220	1.222	1.231	1.229	1.226	1.222	1.219	1.215
Suministro Min.	884											
Suministro Prom.	1.008											
Suministro Máx.	1.073											
Garantía Firmeza	894	886	877	876	876	876	876	876	876	876	876	743
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	118	111	107	112	110	108	112
Con Interrupciones	197	232	129	128	128	127	124	124	124	123	123	47

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 ENERO

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 ENERO, 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	\$ 3,42	195	\$ 3,78			6,6	\$ 3,61	4	N.D.							255
	Cupiagua			148	\$ 4,30			4,0	\$ 3,20	6,6	\$ 6,29							159
	Cupiagua Sur			6,2	\$ 5,13											72	\$ 2,42	78
	Floreña	53	\$ 3,08	0,6	N.D.	12	N.D.									1	\$ 3,74	67
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	N.D.											33
	Otros Interior ²	19	\$ 5,27	14	\$ 4,16			6,4	\$ 2,66	9,2	\$ 6,29						20	\$ 3,42
Costa	Ballena			44	\$ 5,01											5	N.D.	49
	Chuchupa			10	\$ 5,50								1	N.D.	5	N.D.	15	
	Bloque VIM ⁵	88	\$ 5,13	3	N.D.							18	\$ 5,92			67	\$ 5,14	176
	Bonga Mamey			8,7	\$ 3,65	26	N.D.											35
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4,45									10	\$ 1,61			5	N.D.	51
	Otros Costa ⁴	17	\$ 5,17	18	\$ 4,60							29	\$ 2,61			10	\$ 4,59	73
Otros C. Aislados ⁵	9,6	\$ 2,26			4,9	\$ 5,73	4,5	\$ 2,63							13	\$ 2,92	32	
Total	271	\$ 4,24	448	\$ 4,18	76	\$ 3,83	21	\$ 3,05	20	\$ 6,29	57	\$ 3,47	1	N.D.	197	\$ 3,76	1091	
Total (%)	24,8%		41,1%		7,0%		2,0%		1,8%		5,2%		0,1%		18,1%		100%	

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 114/2017 (párrafo 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, Merecumbe 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 Toqui Toqui.

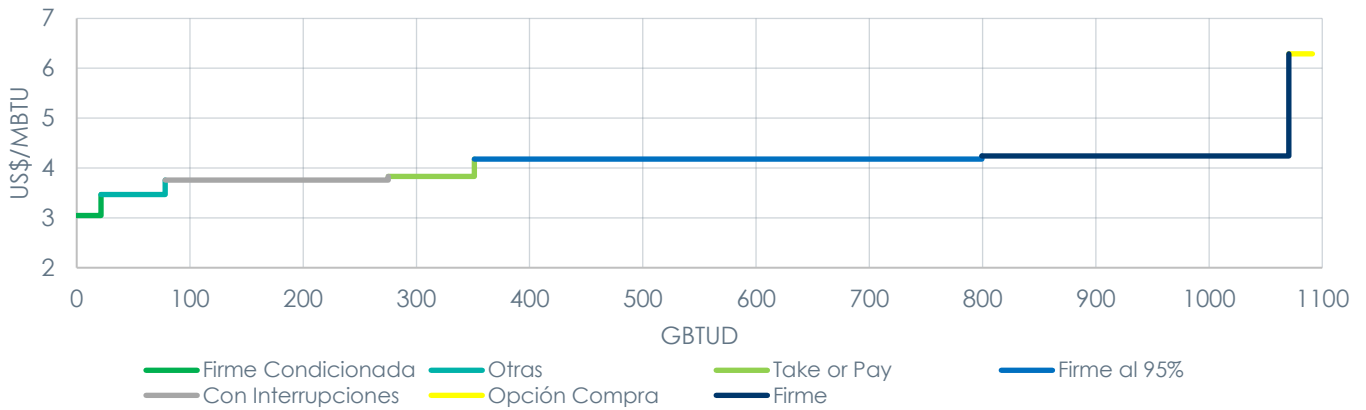
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 enero se encuentran contratados a nivel nacional 1091 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), **ii)** Firme (271 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (197 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 84% 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 1 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.

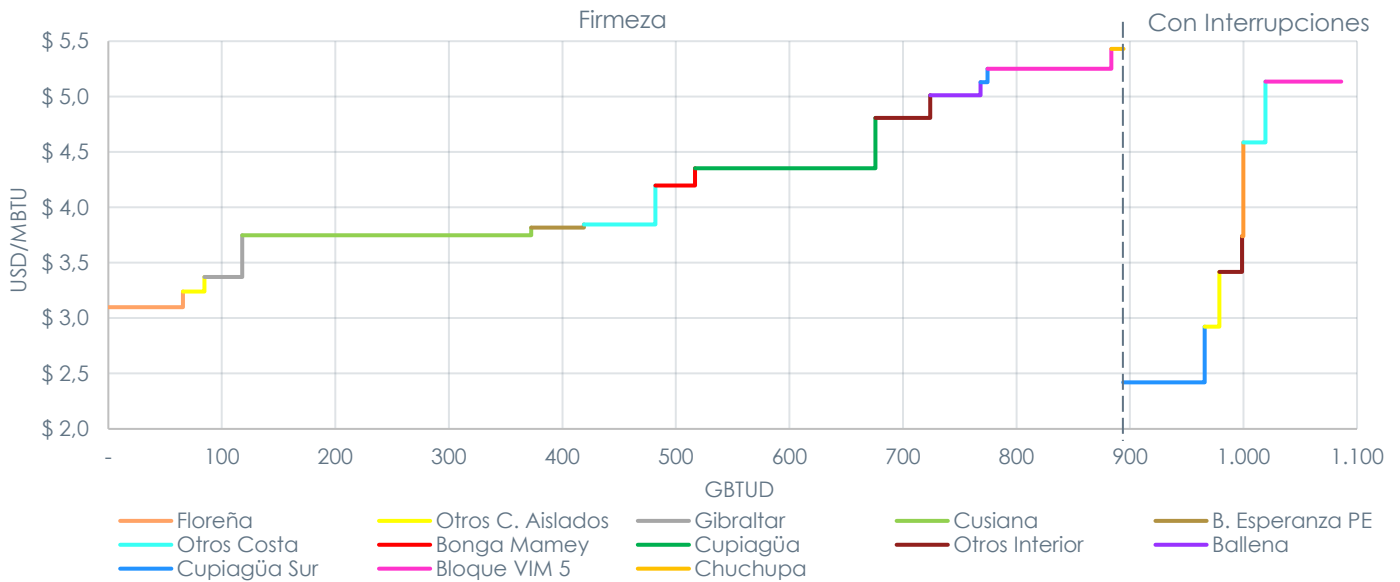
Curva de precios por modalidad



*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 3,05 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 84% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 3,76 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" (197 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 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 - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Precio pareja 80/20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	4	279.091	113.008	164.583	59%	\$ 0,25	81.656	95.677	115.922
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,27	47.222	82.404	125.361
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,35	130.814	180.998	240.254
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	138.731	65.778	32%	\$ 0,04	116.555	130.747	140.583
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	233.251	48.594	17%	\$ 0,54	155.032	191.512	226.762
	6	JOBÓ-SINCELEJO	3	191.445	183.000	5.845	3%	\$ 0,57	115.070	143.396	159.410
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	40.751	49.749	54%	\$ 0,24	5.253	36.611	40.604
	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	3.575	10.368	74%	\$ 1,02	205	517	785
	9	APIAY-OCOA	4	22.020	18.069	3.951	18%	\$ 0,46	4.599	5.432	5.960
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.784	-	0%	\$ 0,93	1.790	2.990	3.728
INTERIOR	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148.000	52.950	95.050	64%	\$ 0,62	30.680	54.419	62.636
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	8	260.210	58.032	201.968	78%	\$ 1,29	20.643	36.714	44.301
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,50	28.329	29.506	32.017
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333.000	98.402	234.598	70%	\$ 0,38	42.745	69.528	101.290
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	5.944	10.054	65%	\$ 0,45	2.479	4.171	4.593
	16	CENTAUROS-GRANADA	2	-	-	-	-	\$ 0,00	-	-	-
	17	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.995	8.788	73%	\$ 0,38	2.810	3.426	4.055
	18	COGUA-SABANA_F	1	215.000	215.000	-	0%	\$ 0,46	70.448	129.095	146.835
	19	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.565	6.594	10%	\$ 0,64	26.376	29.841	31.429
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	12	467.600	463.562	4.038	1%	\$ 0,08	306.452	384.450	426.935
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	10	470.100	463.562	6.538	1%	\$ 0,66	299.064	377.706	419.521
	22	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.140	9.598	89%	\$ 1,42	987	1.413	2.151
	23	FLANDES-RICAURTE	1	1.946	1.538	408	21%	\$ 0,94	1.154	1.391	1.589
	24	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	13.565	2.596	16%	\$ 0,25	8.204	9.823	11.120
	25	GBS_I-GBS_F	8	63.744	8.939	54.805	86%	\$ 0,88	6.833	11.284	13.063
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,96	35.936	37.774	38.076
	27	GUALANDAY-NEIVA	2	12.910	9.771	3.139	24%	\$ 1,86	6.928	7.910	9.446
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,29	685	830	1.094
	29	LA BELLEZA-COGUA	1	219.835	217.815	2.020	1%	\$ 0,23	72.676	131.607	149.411
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	10	299.839	287.873	11.966	4%	\$ 0,43	197.417	228.860	268.292
	31	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25.253	15.050	10.203	40%	\$ 0,94	8.893	13.941	16.990
	32	MARIQUITA-PEREIRA	7	168.000	103.244	64.756	39%	\$ 0,76	45.389	79.896	90.248
	33	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,41	244	339	452
	34	PEREIRA-ARMENIA	4	158.000	79.550	78.450	50%	\$ 0,27	36.626	63.500	72.678
	35	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,48	1.833	3.235	3.889
	36	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,51	1.250	3.381	3.958
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	55.763	22.237	29%	\$ 1,03	28.223	47.415	56.331
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349.000	182.622	166.378	48%	\$ 0,16	78.712	124.080	154.112
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	180	180	50%	\$ 5,56	133	178	188
	40	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	131.524	60.476	31%	\$ 0,31	59.594	97.010	107.747
	41	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.312	6.524	55%	\$ 0,49	4.634	4.974	5.216
	42	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,08	18.839	38.406	45.638

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** 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 aplicada 3.800)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional

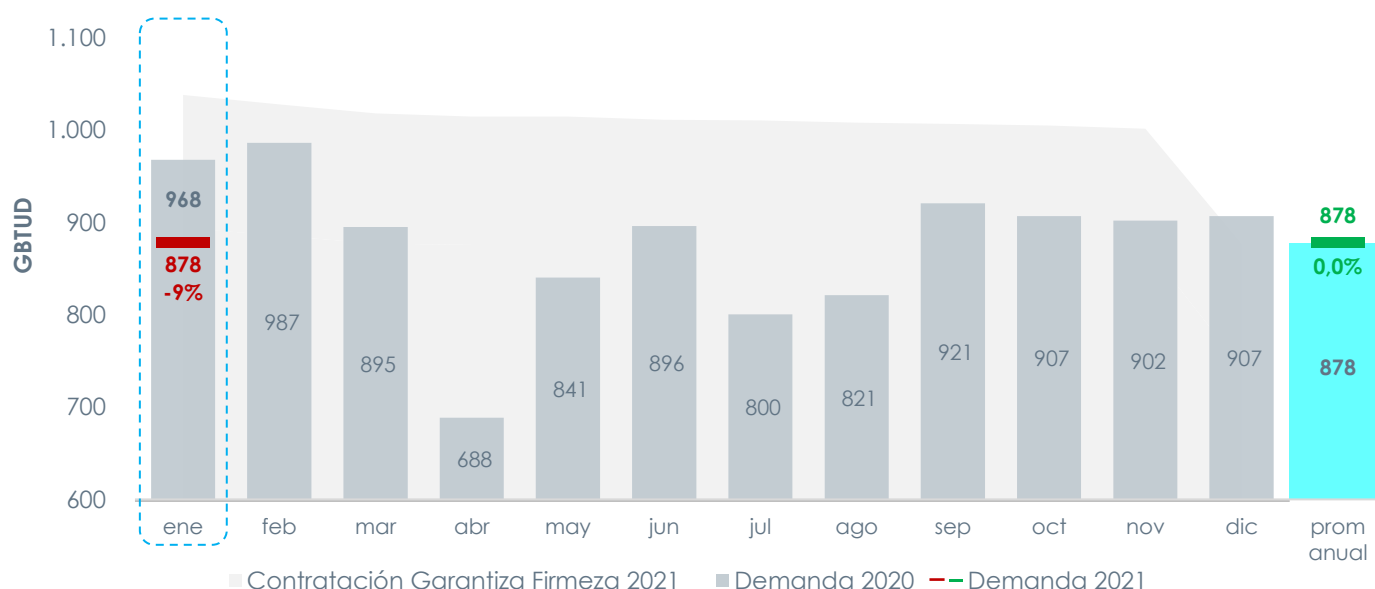
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales - SNT

Al cierre del mes de enero se observa una demanda de **878** GBTUD, esto es **9%** por debajo de la energía entregada en enero del 2020 que se situó en 968 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero) es de 878 GBTUD, que coincide con el promedio anual del año 2020.

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en enero la demanda térmica y no térmica ha sido menor a la presentada en el mismo periodo del año 2020.



Fuente: SEGAS, XM.

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 notas aclaratorias sección.

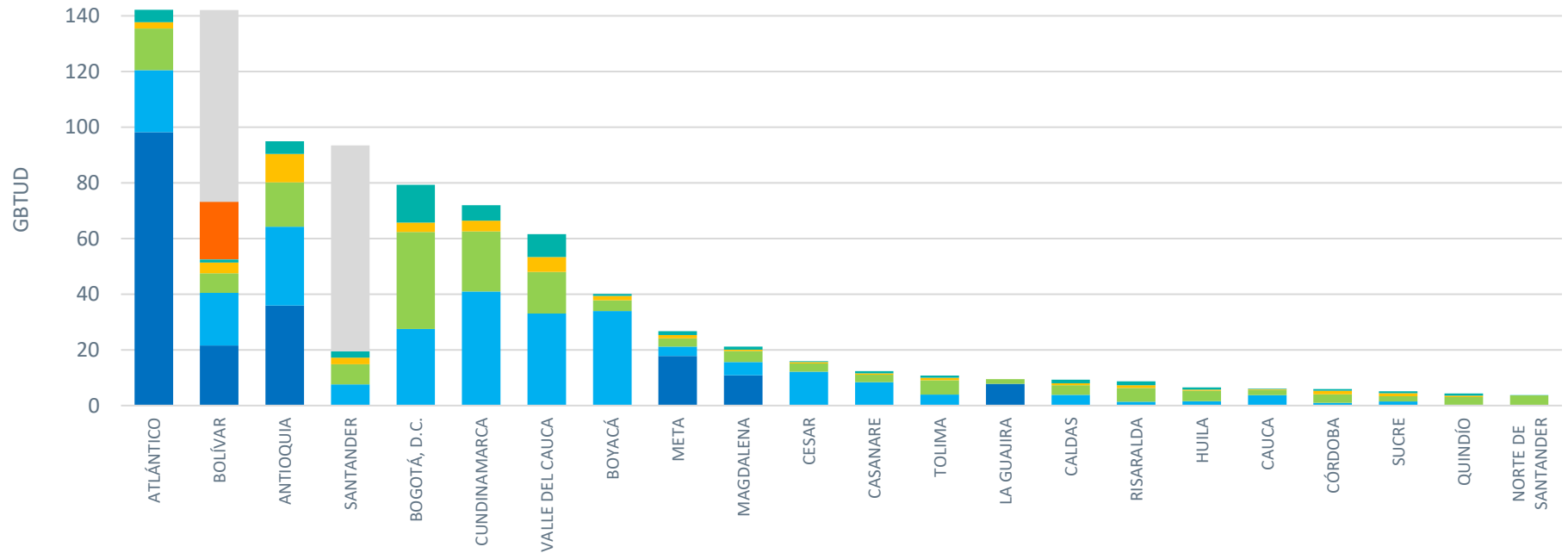
Evolución mensual demanda térmica y no térmica









	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
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
2021	191 / 687											

Térmica
 No Térmica

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

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

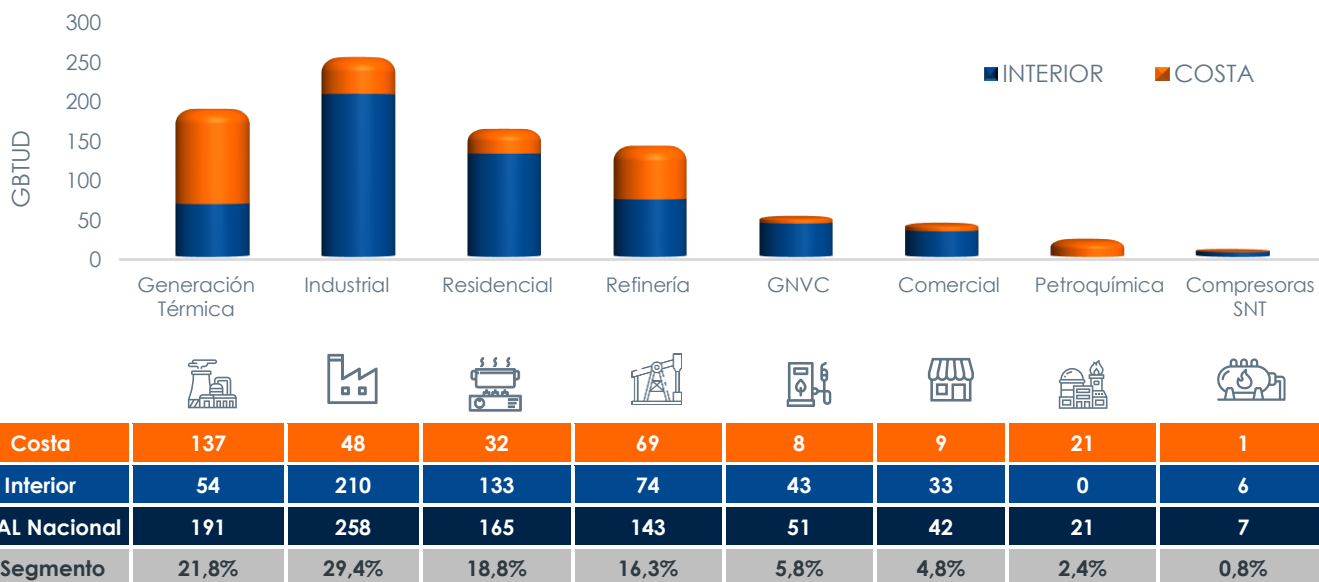


 Residencial	15,0	7,1	15,9	7,2	34,9	21,6	15,0	3,9	2,9	4,0	3,0	2,7	5,1	1,7	3,5	4,9	3,8	1,9	3,1	1,9	2,7	3,7	165
 GNVC	4,5	1,0	4,6	2,3	13,5	5,5	8,2	0,7	1,3	1,1	0,3	0,8	0,8		1,3	1,4	0,8	0,3	0,6	0,7	0,9		51
 Comercial	2,2	3,9	10,2	2,4	3,3	3,9	5,3	1,6	1,2	0,4	0,5	0,4	0,9		0,7	1,0	0,4	0,3	1,3	1,1	0,5		42
 Industrial	22,2	18,9	28,4	7,6	27,5	41,0	33,0	33,9	3,4	4,7	12,2	8,4	3,8		3,8	1,4	1,5	3,7	1,0	1,5	0,3		258
 Generación Térmica	98,2	21,6	35,9						17,2	10,9			0,1	7,8									191
 Refinería		68,9		74,0																			143
 Petroquímica		20,7																					21
 Compresoras																							7
TOTAL	142	142	95,0	93,5	79,3	71,9	61,5	40,1	26,0	21,2	15,9	12,4	10,8	9,5	9,3	8,7	6,5	6,2	5,9	5,2	4,4	3,7	878

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 enero de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 258 GBTUD en promedio, de los cuales 210 GBTUD corresponden a la Región Interior y 48 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 191 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 137 GBTUD respecto al Interior con 54 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		Agosto 20		Septiembre 20		Octubre 20		Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	6	0	8	0	11	0	10	0	9		9
	Interior	0	31	0	32	0	33	0	34	0	34	0	33
Generación Térmica	Costa	121	0	185	0	161	0	141	0	138	0	137	-
	Interior	56	0	58	0	58	0	58	0	52	0	54	-
GNVC	Costa	6	0	6	0	7	0	7	0	8	0	8	
	Interior	41	1	47	1	49	1	49	1	50	1	42	1
Industrial	Costa	49	4	51	4	50	5	50	4	47	4	44	4
	Interior	170	26	177	28	183	29	184	29	184	28	183	27
Petroquímica	Costa	18	0	18	0	18	0	17	0	20	0	21	
	Interior	51	0	61	0	56	0	72	0	83	0	74	
Residencial	Costa	0	31	0	30	0	28	0	29	0	32		32
	Interior	0	135	0	139	0	141	0	142	0	140		133
Compresoras SNT	Costa	0	0	0	0	0,5	0	0,2	0	1	0	1	0
	Interior	4	0	6	0	6	0	7	0	7	0	6	0
Subtotal UR/UNR	Agosto 20												
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	263	41	330	42	306	44	283	43	282	45	280	45
Interior	324	193	350	199	353	204	369	206	377	203	359	194	
TOTAL		821		921		907		901		907		878	

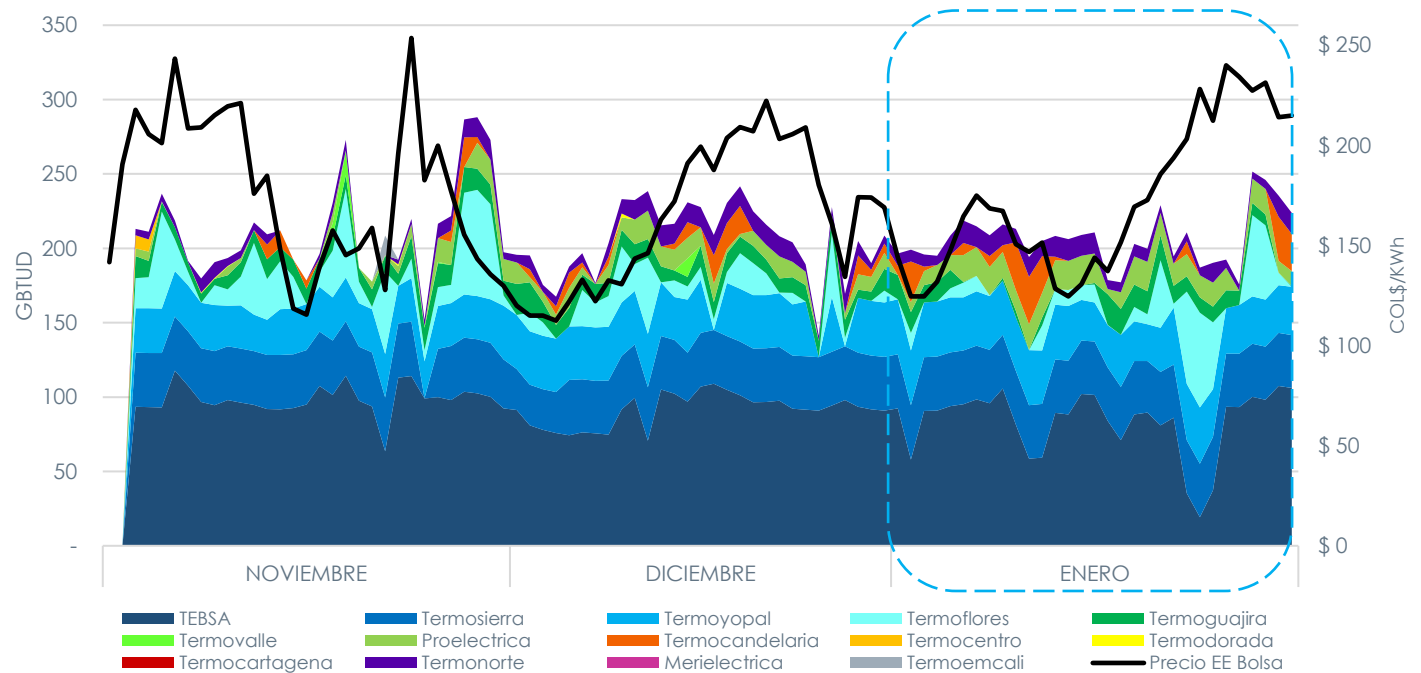
Fuente: SEGAS, XM.

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 y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas, durante enero se mantiene en niveles similares a los meses anteriores (noviembre y diciembre), esto es sobre los 200 GBTUD; por otro lado, la reducción de los aportes hídricos ha contribuido a que el precio de bolsa se incrementara en la segunda mitad del mes, sin embargo, el pico de consumo de gas natural a final de enero se relaciona con las restricciones operativas de la red.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



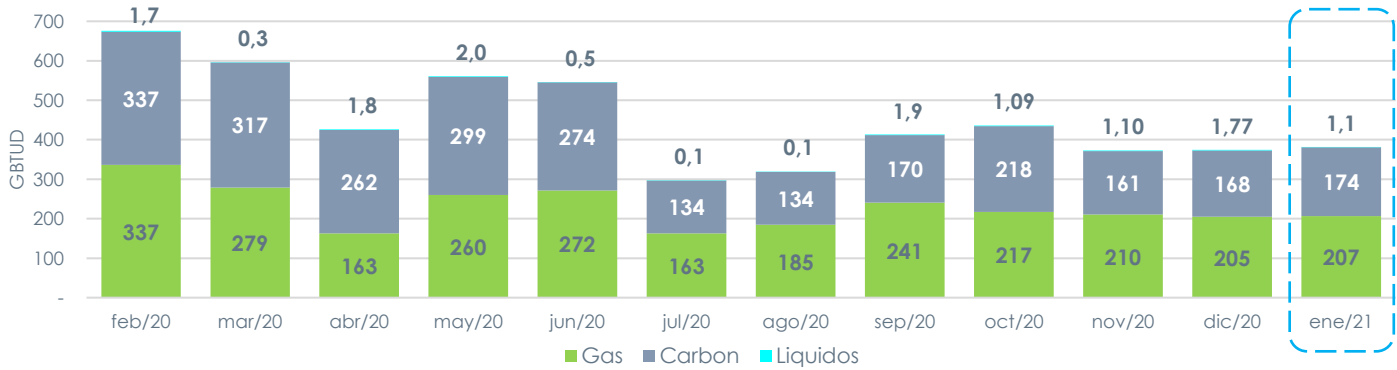
Fuente: XM

Para el mes de enero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 176 GBTUD y 252 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (83,7 GBTUD), Termosierra (35,9 GBTUD) y Termoyopal (33,7 GBTUD).

Aproximadamente el 64% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (132 GBTUD) y el 36% restante fue generación por mérito durante el mes (75 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

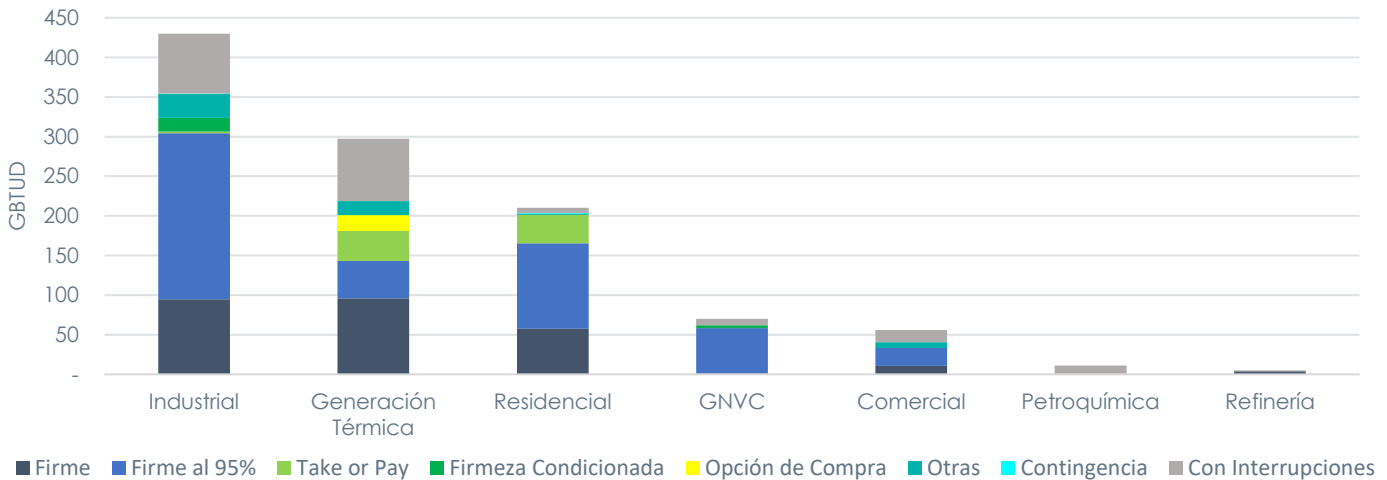
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de enero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 207 GBTUD² (gas nacional 206 GBTUD, gas natural importado 0,8 GBTUD) que representó el 54,1%, y carbón con 174 GBTUD (45,6%), Combustibles líquidos consumió 1,1 GBTUD (0,3%)



Fuente: XM

Contratación vigente en enero 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 enero 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.

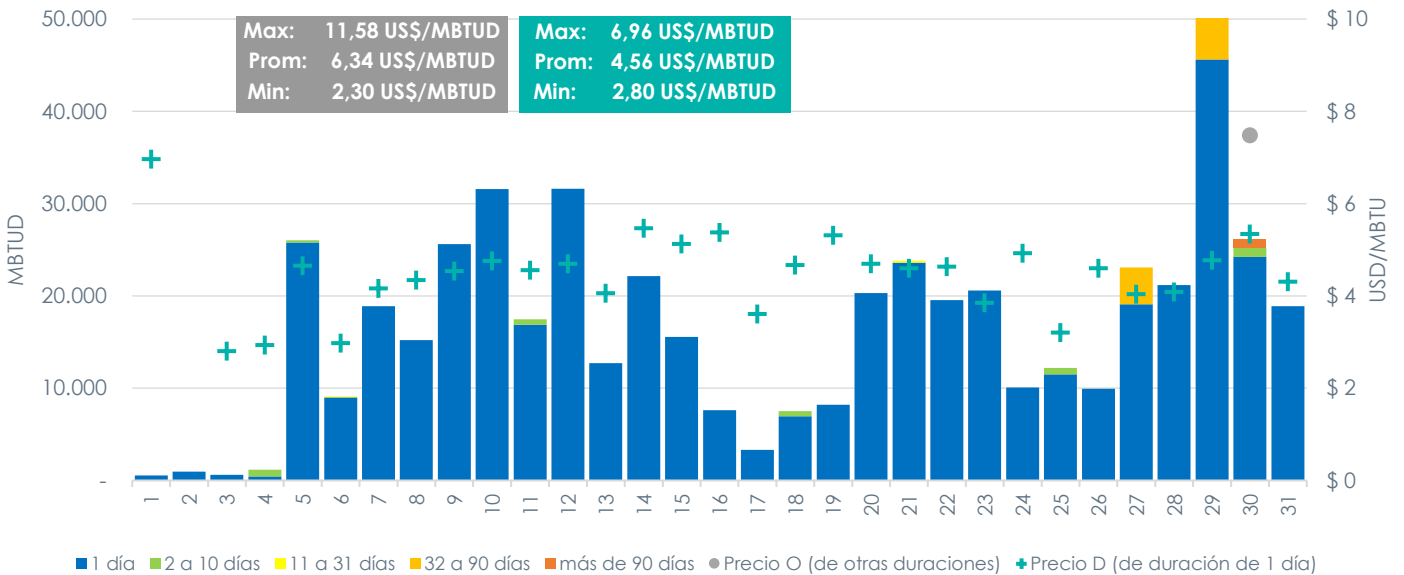
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de ENERO registró 273 operaciones, todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (261). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 2,8 US\$/MBTU (enero 3) y 6,96 US\$/MBTU (enero 1) para las transacciones de duración de **1 día**; **El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 4,61 US\$/MBTU.**

Transacciones mercado secundario enero – Suministro



Nota: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.

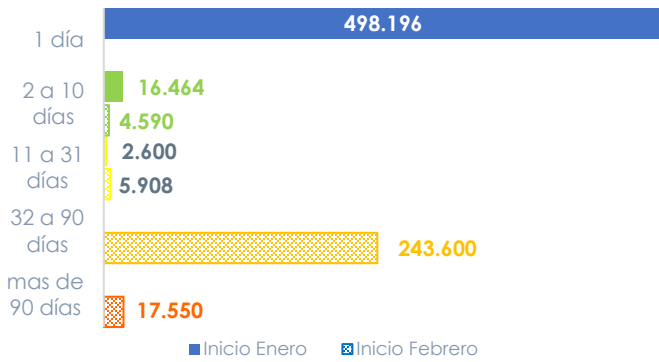
Número de operaciones en enero – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	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	2	1	2	2	10	7	11	8	13	10	7	11	9	8	7	7	6	7	9	12	12	11	8	9	6	9	8	11	18	11	9	261	\$ 4,56
2 a 10 días				1	1					1							1								1				2		7	\$ 10,97	
11 a 31 días						1															1											2	\$ 4,07
32 a 90 días																											1		1			2	\$ 4,73
más de 90 días																													1			1	N.D.
TOTAL	2	1	2	3	11	8	11	8	13	10	8	11	9	8	7	7	6	8	9	12	13	11	8	9	7	9	9	11	19	14	9	273	\$ 4,61

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

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 96% del número de operaciones. El día con mayor número de operaciones registradas fue el 29 de enero con 19 transacciones equivalentes al 7% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en enero – MBTU

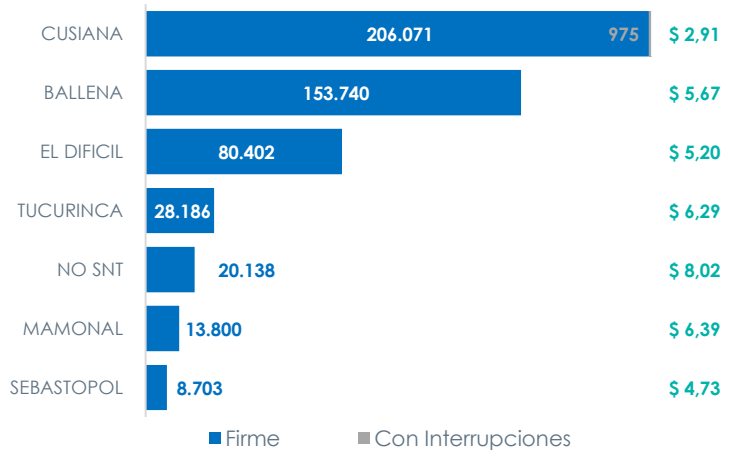


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 261 transacciones de duración **diaria** representan el **96% (498.196 MBTU)** del volumen total transado, mientras que las transacciones con duración de **2 a 10 días** asocian el **3% (16.464 MBTU)**.

Las transacciones diarias equivalen al **1,47%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de enero (33.831.331 MBTU³).

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

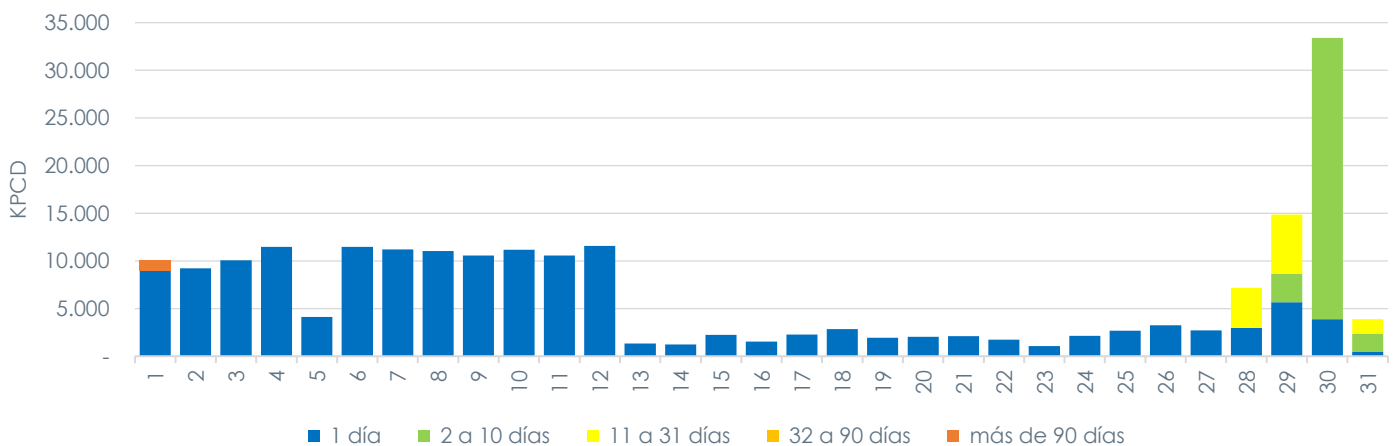
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante enero fue CUSIANA con 207.046 MBTUD en modalidad firme y con interrupciones. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (511.040 MBTUD) equivalente al 99,8% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **"con interrupciones"** registró (975 MBTUD) equivalente al 0,2% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (155) seguido por BALLENA (51) y EL DIFICIL (24), los puntos NO SNT registraron (28 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de ENERO registró 240 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (215).

Transacciones mercado secundario enero- Transporte



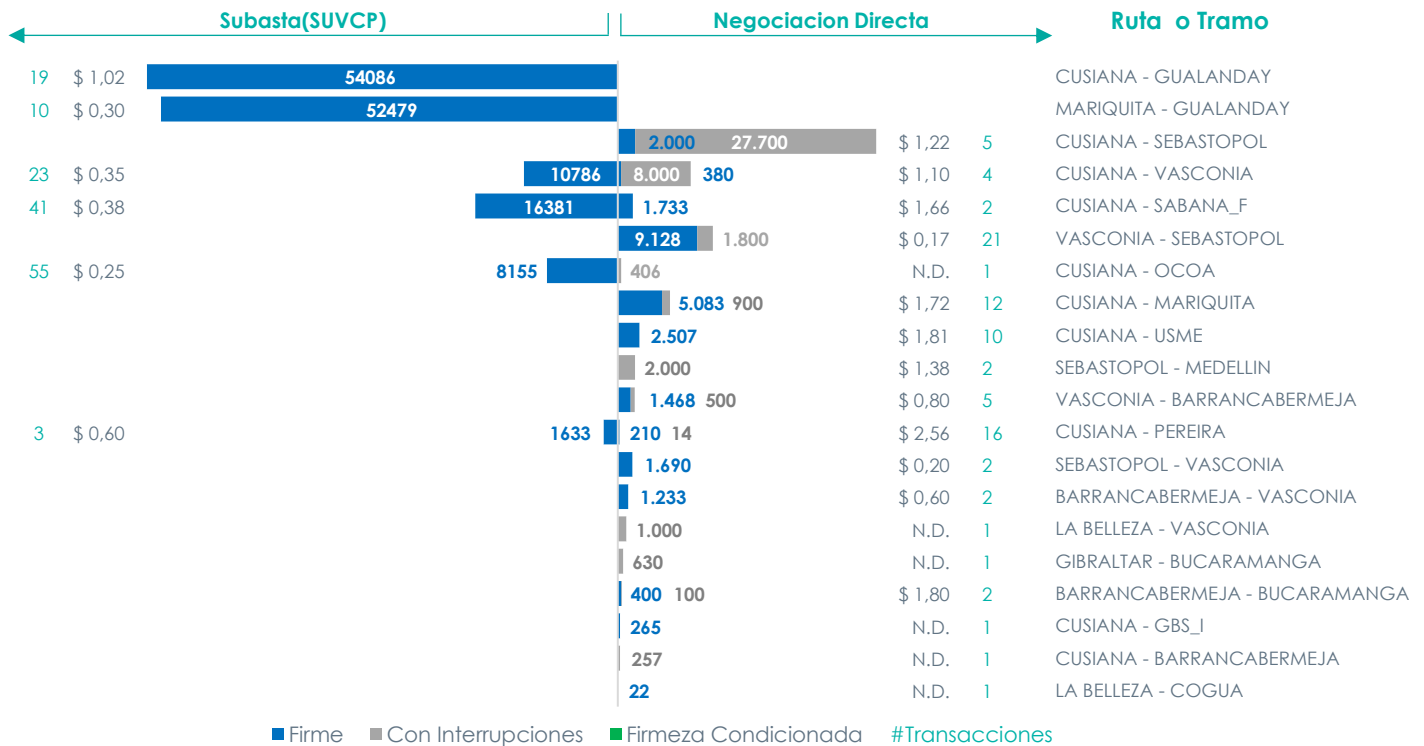
³ 33.831.331 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1091GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en enero – 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	31	
1 día	2	5	5	8	8	8	7	8	5	6	6	8	6	4	7	7	8	7	6	7	9	8	4	6	8	9	9	10	12	9	3	215
2 a 10 días																													3	5	5	13
11 a 31 días																												6	2		2	10
32 a 90 días																																0
más de 90 días	2																														2	
TOTAL	4	5	5	8	8	8	7	8	5	6	6	8	6	4	7	7	8	7	6	7	9	8	4	6	8	9	9	16	17	14	10	240

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6.869 KPCD, no obstante, para los días 29 a 31 al final del mes se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 52.135 KPCD, influenciado por los contratos de duración de 2 a 10 días y de 11 a 31 días.

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



Del total de transacciones, 89 se dieron bajo negociación directa y 151 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se negoció gran capacidad de transporte por medio de subasta (67% del total del mes), también se destaca la ruta CUSIANA-GUALANDAY la cual transó 54.086 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo con más operaciones fue CUSIANA-OCOIA con 56 transacciones (55 asignadas por subasta SUVCP y 1 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-SABANA_F con 43 transacciones (41 asignadas por subasta SUVCP y 2 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 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

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