



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ENERO 2022

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



OFERTA

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

TRANSPORTE

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

DEMANDA

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

MERCADO SECUNDARIO

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

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** La inyección de gas natural (a través SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó una disminución del 4% (44 GBTUD) respecto al mes de diciembre (1,074 GBTUD) alcanzando los 1,030 GBTUD en enero; durante el mes se registró una menor inyección, entre otros, desde Cupiagua como consecuencia del mantenimiento programado entre el 5 y 10 de enero.

En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 81% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.46 US\$/MBTU y 4.76 US\$/MBTU.

- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Guando-Fusagasugá, La Belleza-Cogua, La Belleza – Vasconia, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en enero decreció ubicándose en 885 GBTUD, un 5.6% por debajo de la demanda registrada en el mes de diciembre (940 GBTUD), debido principalmente a la disminución de los consumos del sector térmico (220 a 197 GBTUD) y refinería (137 a 121 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 36.5% pasando de 492 en diciembre de 2021 a 312 en enero de 2022; las negociaciones de transporte aumentaron 3.4% de 552 en diciembre de 2021 a 571 en enero de 2022.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en enero, la modalidad Firme registra un valor de 5.74 US\$/MBTU, mientras que la modalidad con interrupciones registra 5.16 US\$/MBTU.

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	280	4	284	102%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	206	-	206	76%
Guajira (Chucupa/Ballena)	137	127	-	127	93%
Floreña	71	10	55	65	93%
Nelson	55	20	5	25	45%
Bloque VIM 5***	117	81	1	82	70%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	96%
Otras Fuentes	201	102	63	165	82%
Potencial Producción Nacional	1,204	902	128	1,030	86%
Planta regasificación Cartagena **	400	-	-	-	0%
Total	1,604	902	128	1,030	64%

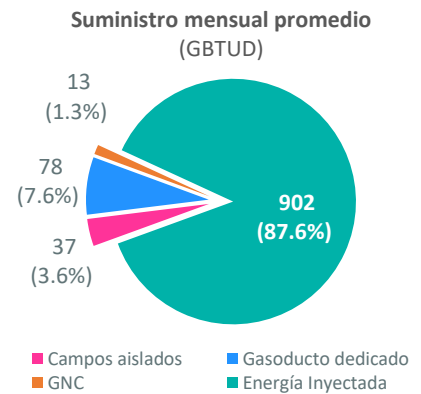
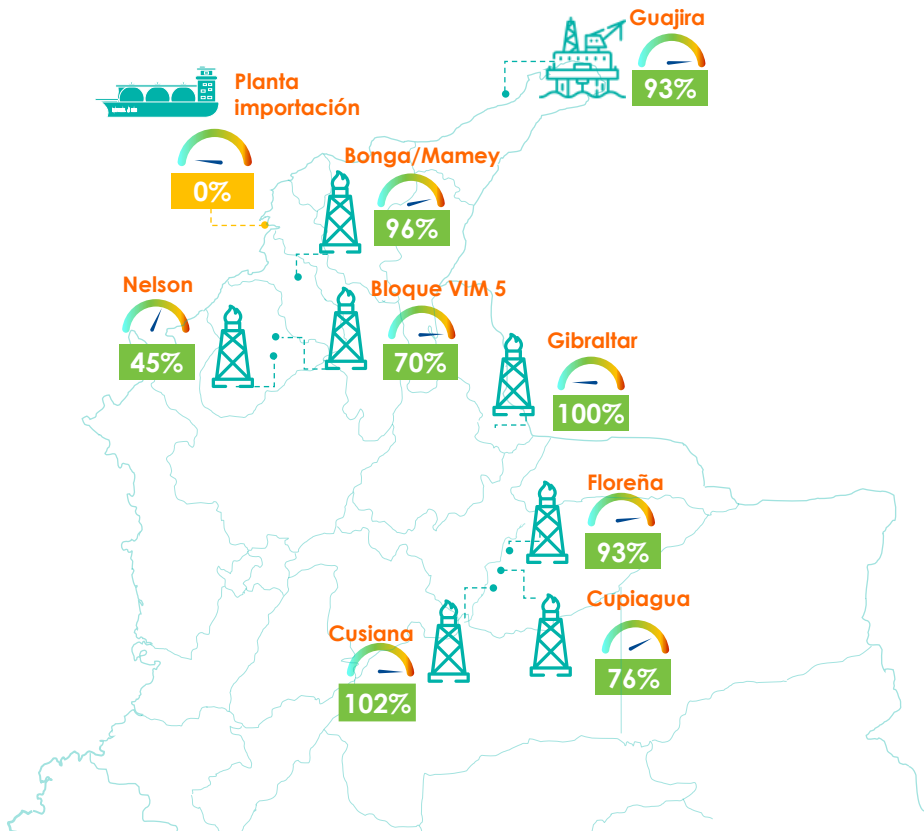
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

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

** Capacidad total de la planta de regasificación

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

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



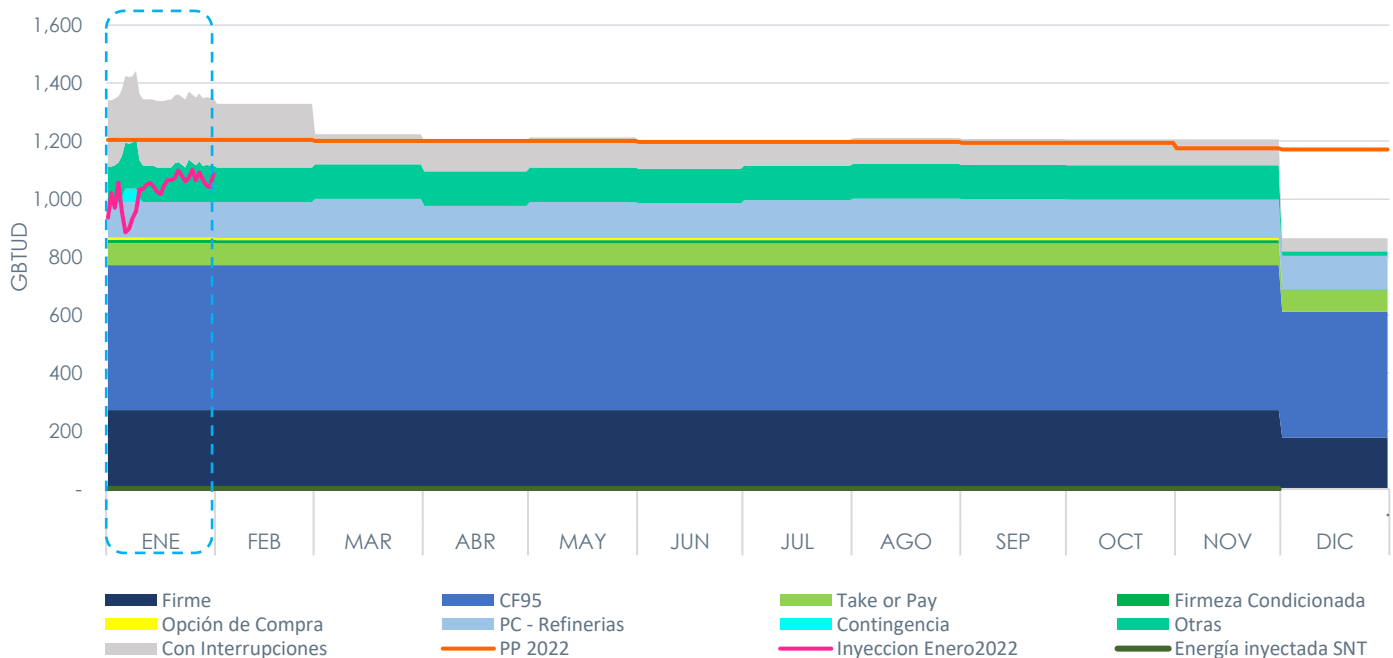
La relación de Suministro en el mes de enero versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **86%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2022** 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 de gas natural.

Se resalta para el mes de enero que la contratación respaldada con firmeza representó 1,006 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 231 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,030 GBTUD**¹, con oscilaciones entre **885 GBTUD (min.)** y **1,101 GBTUD (máx.)**³. Durante este mes, se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.204 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,204	1,204	1,200	1,200	1,200	1,197	1,197	1,197	1,194	1,194	1,175	1,171
Suministro Min.	885											992
Suministro Prom.	1,030											1,074
Suministro Máx.	1,101											1,183
Garantía Firmeza	1,006	985	985	985	985	985	985	985	985	985	985	704
Prod. comprometida - Refinerías	123	124	135	110	124	119	130	136	133	132	132	116
Con Interrupciones	231	219	104	104	104	95	89	89	89	89	89	45

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

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

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

3 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>)

Contratación vigente por campo y por modalidad en ENERO

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

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras ¹		Con Interrupciones		Contingencia		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			207	\$ 4.23								5	\$ 4.60	0.5	N.D.		212
	Cupiagua			186	\$ 4.65								2	\$ 4.70				188
	Cupiagua Sur			21.6	\$ 4.66			8	\$ 3.80	8.132	N.D.							38
	Floreña	55	\$ 3.37	0.6	N.D.	12	N.D.						1	\$ 3.74				68
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	17	\$ 4.18	15	\$ 5.40									21	\$ 4.30			
Costa	Ballena			9	\$ 5.50								39	\$ 4.58	2	\$ 5.23		50
	Chuchupa	2	N.D.	34	\$ 5.52								17	\$ 5.32	3	\$ 5.45		56
	Bloque VIM 5	96	\$ 5.28									21	\$ 6.58	32	\$ 6.19			149
	Bonga Mamey			9	\$ 3.71	26	N.D.						45	\$ 3.75				80
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5	N.D.			124
	Otros Costa ⁴	56	\$ 5.93	18	\$ 4.48							29	\$ 2.66	38	\$ 4.36			141
	Otros C. Aislados ⁵	8	\$ 2.49			5	\$ 6.89							18	\$ 3.80			31
	Otros C. Aislados- MM	1	\$ 3.12					3	\$ 2.79					8	\$ 1.53	2	\$ 5.23	14
Total	272	\$ 4.76	500	\$ 4.55	76	\$ 4.22	11	\$ 3.54	8	\$ 6.42	132	\$ 6.51	231	\$ 4.46	7	\$ 5.32		1,237
Total (%)		22.0%		40.3%		6.1%		0.9%		0.7%		10.7%		18.7%		0.6%		100%

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

² Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

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

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

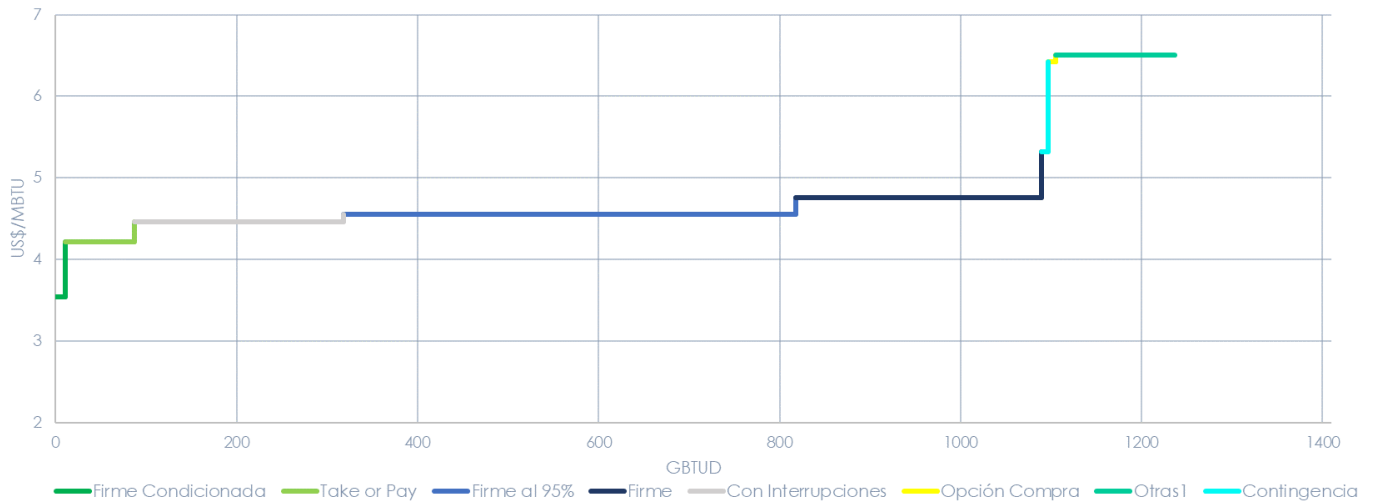
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

Al cierre de enero se encuentran contratados a nivel nacional 1,237 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (500 GBTUD), **ii)** Firme (272 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (231 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **81%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 7 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.

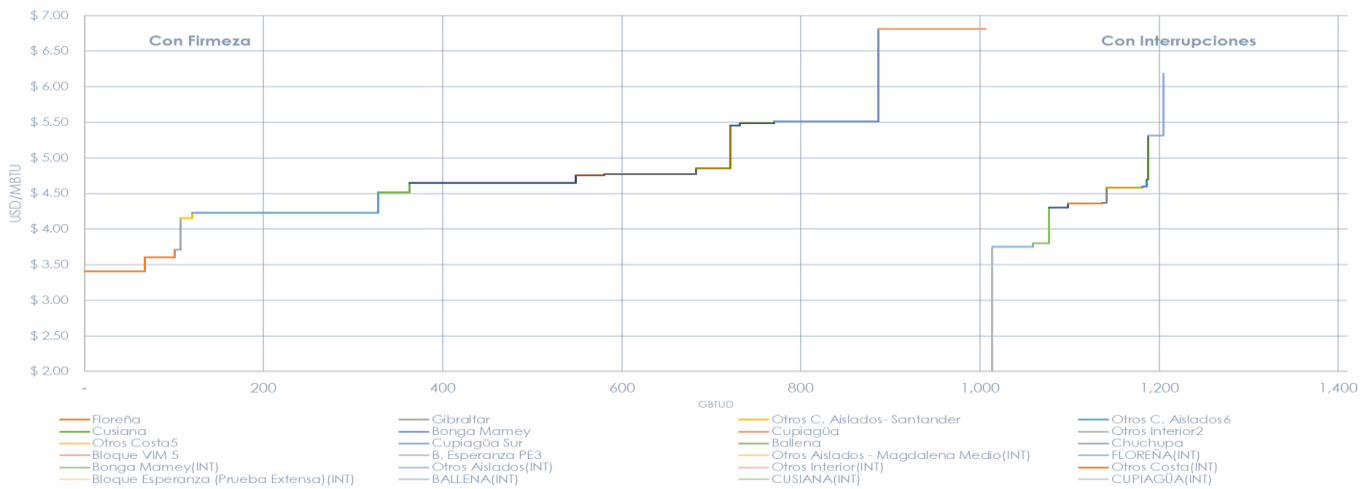
Curva de precios por modalidad



*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 3.54 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.51 US\$/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 80% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.46 US\$/MBTU y 4.76 US\$/MBTU.

Curva de precios por fuente



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

Las curvas separadas identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,006 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "con interrupciones" (231 GBTUD) en la derecha. Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, mas no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una 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 Bloque VIM 5 y Chuchupa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-MM en donde el valor de "con interrupciones" corresponde a menos de 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).

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Mín	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	12	279,091	126,360	152,731	55%	\$ 0.25	28,952	95,663	115,360
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	7	751,363	552,941	198,422	26%	\$ 0.26	43,026	86,849	134,866
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	7	684,494	478,699	205,795	30%	\$ 0.35	130,273	178,422	218,980
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	146,135	58,374	29%	\$ 0.04	95,808	112,891	130,233
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	247,154	38,791	14%	\$ 0.54	131,801	172,071	217,326
	6	JOBO-SINCELEJO	7	191,445	169,000	22,445	12%	\$ 0.57	109,474	143,112	171,099
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	39,311	52,689	57%	\$ 0.24	25,239	35,971	37,147
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	610	1,531	2,241
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	17,436	4,584	21%	\$ 0.45	5,462	12,497	14,200
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.92	2,525	9,537	11,329
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.61	34,463	56,919	67,187
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	12	260,000	54,803	205,197	79%	\$ 1.28	13,646	42,727	131,921
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	20,344	17,017	46%	\$ 1.49	24,342	29,404	33,608
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	7	333,000	98,433	234,567	70%	\$ 0.38	42,371	77,264	103,852
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	3	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.26	3,069	4,474	5,484
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.50	3,294	4,101	5,015
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.45	62,514	127,410	145,545
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	57,707	6,452	10%	\$ 0.64	30,027	43,948	48,381
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	470,000	-	0%	\$ 0.08	227,309	379,643	426,136
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	448,072	21,928	5%	\$ 0.66	225,660	378,030	424,455
	21	FLANDES-GUANDO	1	5,000	2,500	2,500	50%	\$ 0.47	1,044	1,220	1,351
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.96	1,235	1,435	2,346
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,272	1,889	12%	\$ 0.25	11,200	12,468	13,339
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	9,924	53,820	84%	\$ 0.88	9,515	15,023	17,854
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,337	19,583	39%	\$ 2.96	33,141	37,473	38,136
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,805	3,105	24%	\$ 1.85	7,483	8,529	8,951
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.53	765	912	992
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	222,443	218,968	3,475	2%	\$ 0.23	64,921	130,243	148,596
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	300,354	282,978	17,376	6%	\$ 0.42	74,439	225,689	282,697
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	25,253	15,000	10,253	41%	\$ 0.94	11,684	14,704	15,687
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,855	51,145	30%	\$ 0.75	49,184	82,944	90,878
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.85	192	335	532
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.27	40,362	66,596	76,363
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.31	2,033	3,327	3,930
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.62	2,913	3,405	3,885
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	54,243	23,757	30%	\$ 1.03	27,236	50,201	60,568
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	349,000	182,179	166,821	48%	\$ 0.16	15,761	119,958	156,436
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 5.84	130	191	274
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,221	52,779	27%	\$ 0.30	65,687	104,288	113,275
	40	YOPAL-MORICAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.49	4,969	5,116	5,286
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	24,011	40,866	46,174

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 promedio nov. 3,903)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

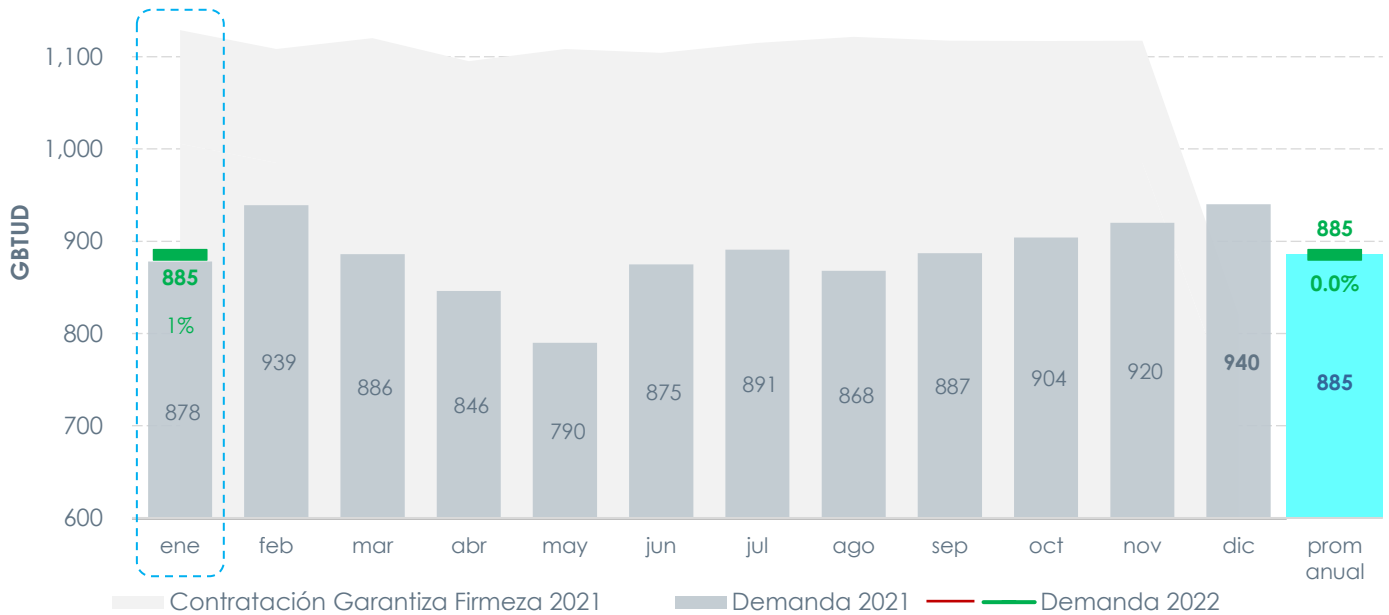
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de enero se observa una demanda promedio de **885** GBTUD, esto es **1%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 878 GBTUD. El promedio parcial de 2022 es de **885** GBTUD, equiparándose al promedio anual del 2021.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en enero la demanda **No térmica** fue 1 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021, de igual manera, la demanda **térmica** fue **superior** en 6 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

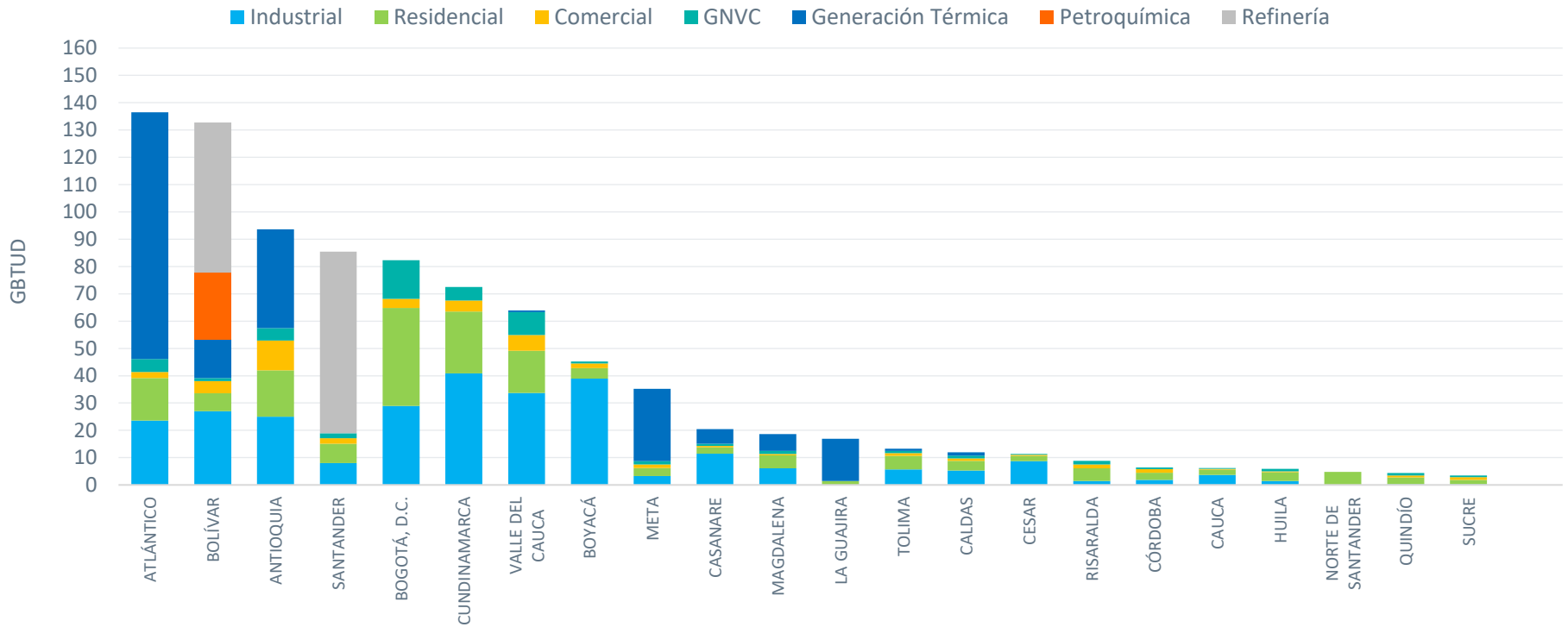
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). *Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.









Evolución mensual demanda térmica y No térmica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693	198 / 676	197 / 690	206 / 698	208 / 712	220 / 720
2022	197 / 688											

Térmica
 No Térmica

Energía entregada promedio en enero por departamento y sector de consumo - SNT

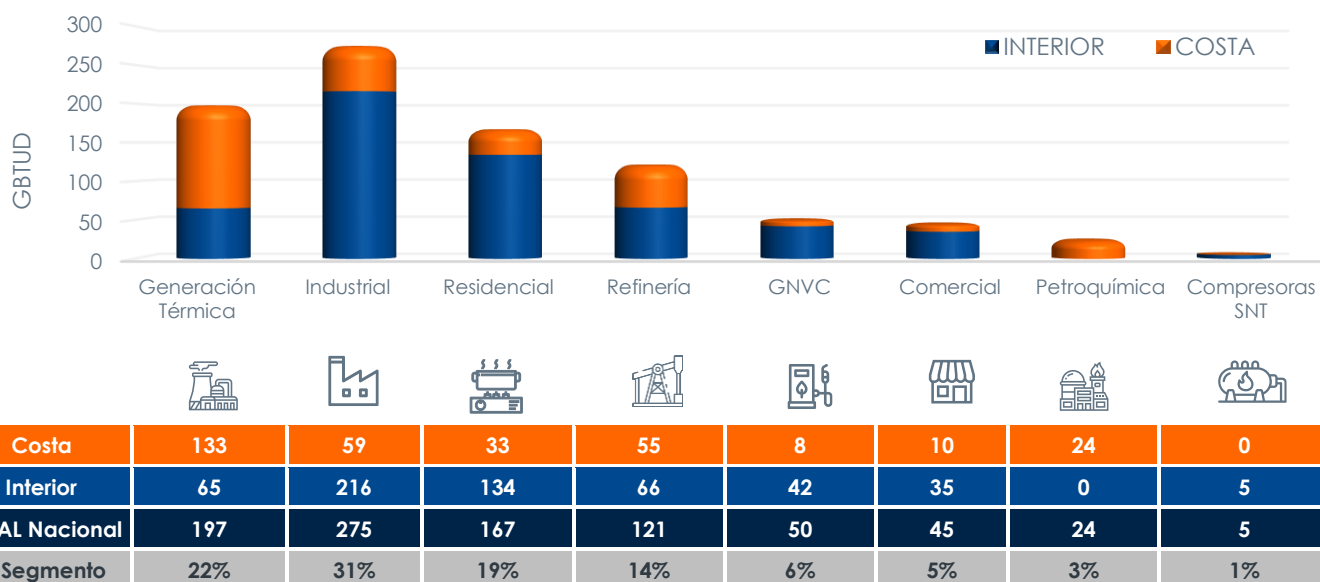


 Residencial	15.5	6.6	17.0	7.1	35.9	22.6	2.4	15.4	3.9	2.9	2.7	4.7	1.4	4.9	3.5	1.9	4.7	1.9	3.3	4.8	2.6	1.6	167
 Comercial	2.3	4.4	10.9	2.0	3.4	4.0	0.5	5.8	1.7	1.3	1.3	0.5	0	1.0	0.9	0.4	1.4	0.3	0.3	0	0.7	1.1	45
 Industrial	23.6	27.0	25.0	8.0	28.9	40.9	11.4	33.7	38.9	3.3	1.8	6.1	0	5.7	5.3	8.7	1.4	3.7	1.4	0	0.2	0.2	275
 GNVC	4.7	1.1	4.5	1.8	14.1	5.0	0.8	8.4	0.7	1.2	0.6	1.2	0	0.9	1.0	0.3	1.3	0.3	0.9	0	0.9	0.6	50
 Generación Térmica	90.4	14.3	36.2	0	0	0	5.3	0.6	0.0	26.5	0	6.1	15.5	0.8	1.3	0	0	0	0	0	0	0	197
 Refinería	0	54.9	0	66.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121
 Petroquímica	0	24.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24
 Compresoras	0	0.1	0.2	1.6	0	0.3	0	0	1.7	0.2	0	0	0.1	0.7	0	0.2	0	0	0	0	0	0.4	5
TOTAL	136	133	93.8	87.0	82.3	72.8	20.3	63.9	47.0	35.3	6.4	18.6	17.0	13.9	12.0	11.5	8.8	6.1	6.0	4.8	4.5	3.8	885

Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

Energía entregada promedio por Sector de consumo y Región - SNT

En el mes de enero de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 275 GBTUD en promedio, de los cuales 216 GBTUD corresponden a la Región Interior y 59 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 167 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 134 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

Evolución de la demanda semestral por tipo de Usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses:

TIPO DE USUARIO			Agosto 21		Septiembre 21		Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21		Enero 22		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	9	0	9	0	10	0	10	0	10	0	10	
		Interior	0	36	0	37	0	36	0	37	0	36	0	35	
	Generación Térmica	Costa	143	0	139	0	146	0	146	0	157	0	132	0	
		Interior	55	0	59	0	60	0	62	0	63	0	65	0	
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0	
		Interior	49	0	50	0	50	0	51	0	49	0	42	1	
	Industrial	Costa	47	4	53	4	54	4	51	4	50	4	55	4	
		Interior	176	29	183	31	191	30	193	31	189	29	189	28	
	Petroquímica	Costa	25	0	22	0	21	0	24	0	26	0	24	0	
		Interior	42	0	40	0	47	0	57	0	76	0	66	0	
	Refinería	Costa	61	0	65	0	61	0	60	0	61	0	55	0	
		Interior	42	0	40	0	47	0	57	0	76	0	66	0	
	Residencial	Costa	0	34	0	34	0	33	0	33	0	33	0	33	
		Interior	0	142	0	146	0	143	0	144	0	140	0	134	
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	
		Interior	7	0	7	0	8	0	8	0	7	0	5	0	
Subtotal UR/UNR			Agosto 21		Septiembre 21		Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21		Enero 22		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	291	47	290	47	291	47	290	47	303	47	275	46
			Interior	329	207	336	214	355	210	370	213	385	205	366	197
TOTAL			874		887		904		920		940		885		

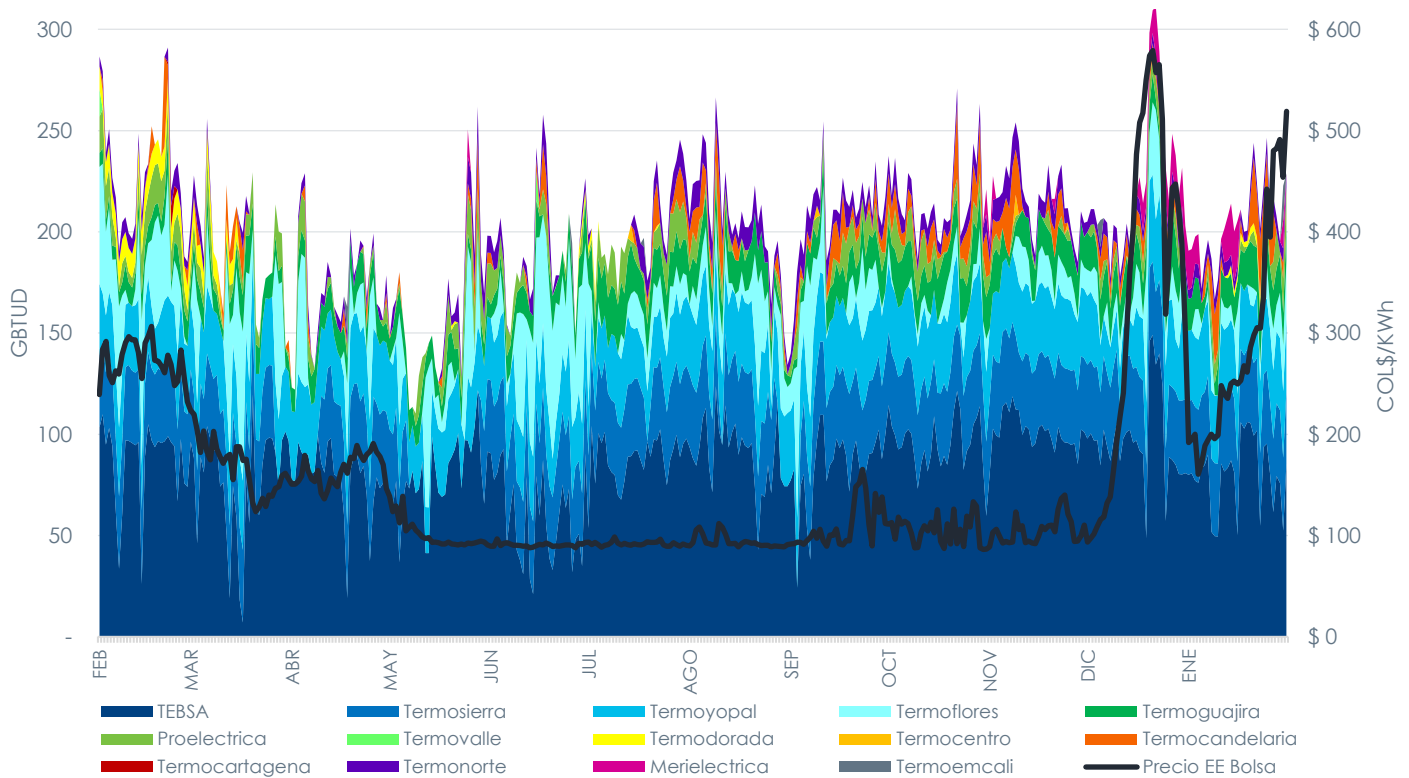
Fuente: SEGAS.

Energía Entregada al Sector Termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales, no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el **precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema** (restricciones, mantenimientos, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el programa de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de enero fue en promedio 205 GBTUD.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



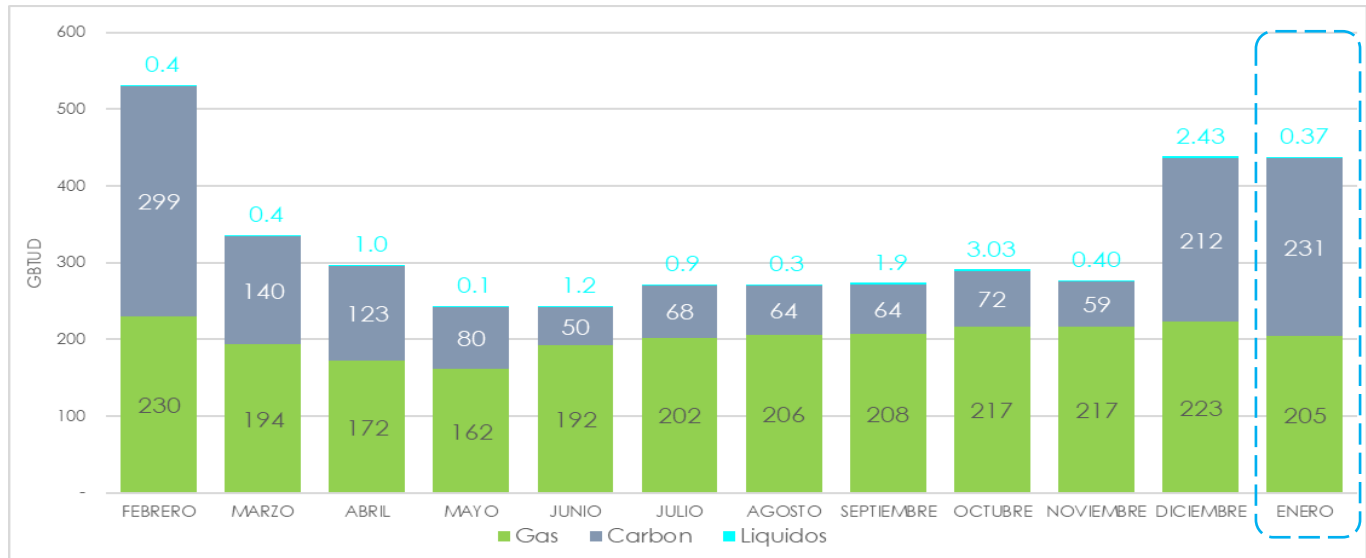
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de enero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 167 GBTUD y 247 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (80 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoguajira (15 GBTUD), Termoflores (9 GBTUD) y Merielectrica (6 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de enero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón

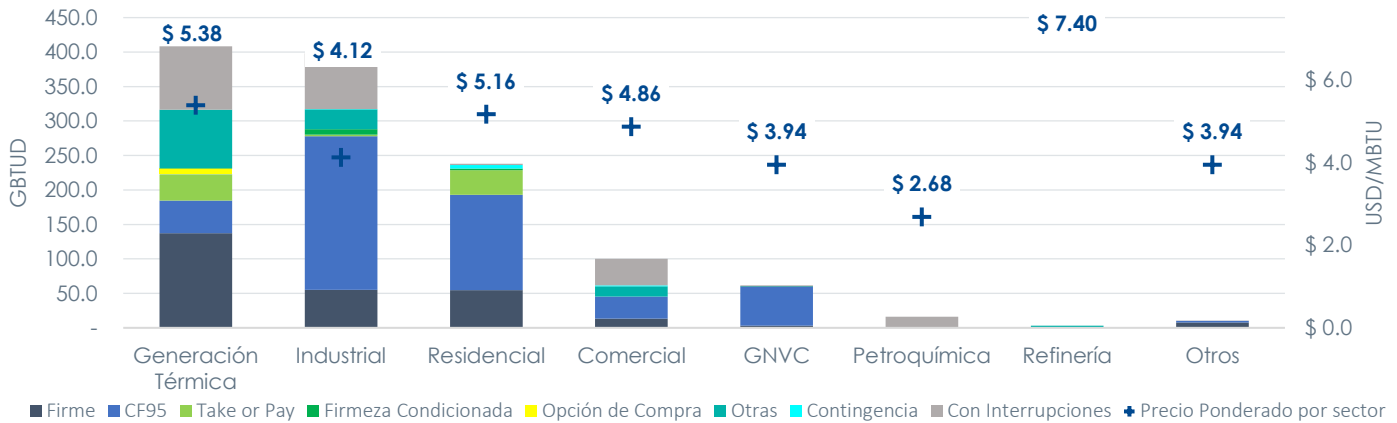
con 231 GBTUD que representó el 53% del total, gas natural con 205 GBTUD² (46.9%) y los combustibles líquidos consumieron 0.37 GBTUD (0.1%).



Fuente: SEGAS, 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 este mes 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.

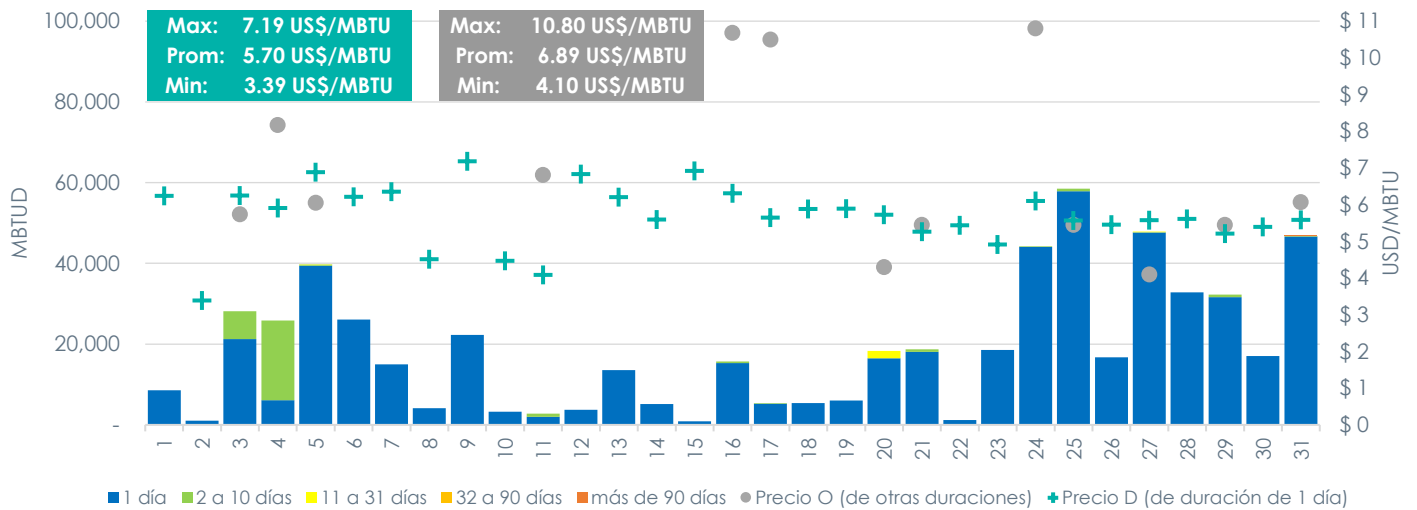
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de ENERO registró 312 operaciones todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (282). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3.39 USD\$/MBTU (enero 2) y 7.19 USD\$/MBTU (enero 9) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.92 USD\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario ENERO– Suministro



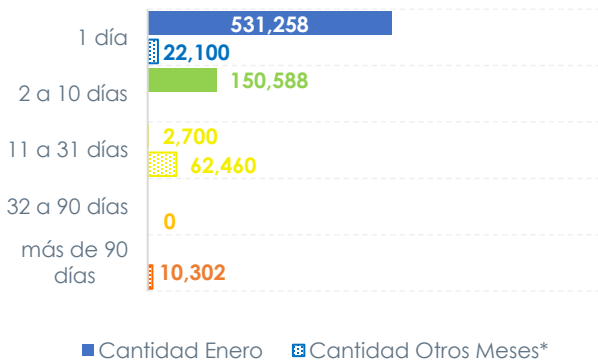
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en 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	4	3	8	5	16	15	11	9	6	5	4	8	7	6	4	6	5	6	10	16	14	4	8	9	15	12	12	10	13	9	22	282	\$5.84
2 a 10 días			5	5	1						3				2	1				2			1	2		1		2			25	\$7.44	
11 a 31 días					1															1							1			4	\$4.46		
32 a 90 días																															0		
más de 90 días																														1	1	N.D.	
TOTAL	4	3	13	10	18	15	11	9	6	5	7	8	7	6	4	8	6	6	10	17	16	4	8	10	17	12	14	10	15	9	24	312	\$5.92

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** que representan el 90% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 31 de enero con 24 transacciones equivalentes al 7.6% del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos a mediano plazo, negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en ENERO – MBTU

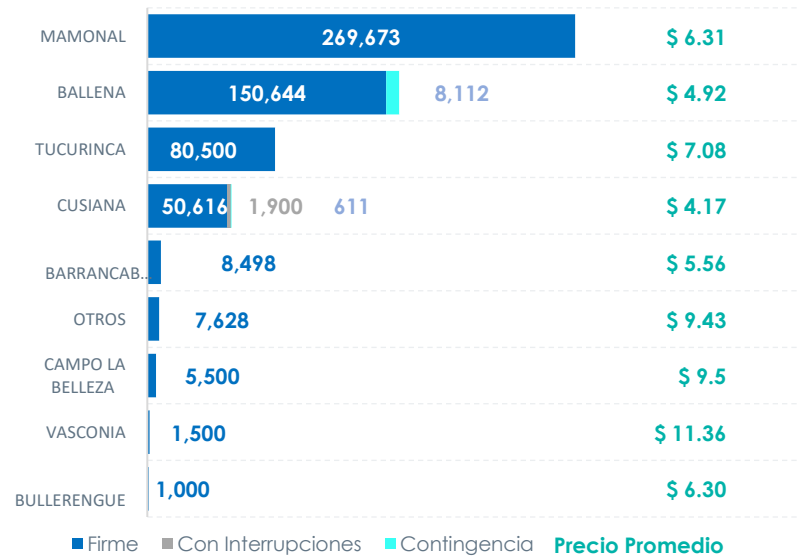


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las 282 transacciones de duración **diaria** representan el **77.6% (531,258 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en enero (**684,546 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (**10,302 MBTU**) se asocian a entregas para todo el año gas (febrero 1 de 2022 a noviembre 30 de 2022).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **87.8 %** de las cantidades negociadas.

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

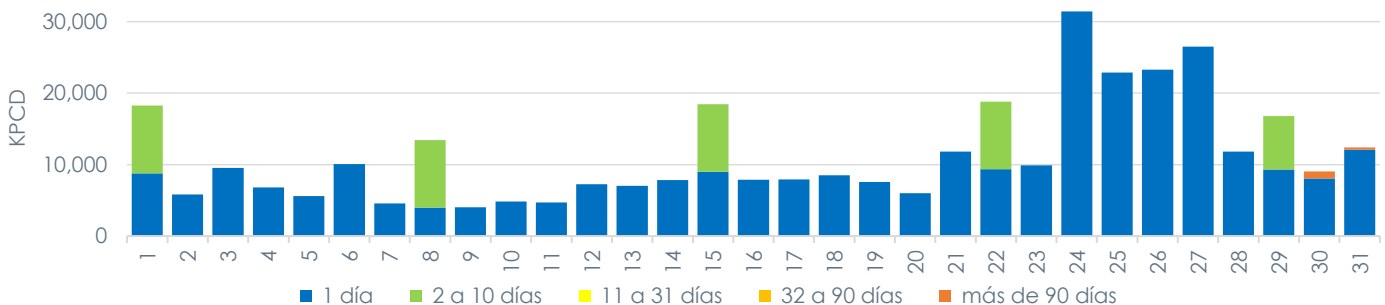
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Mamonal con 269,673 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **firme** (575,559 MBTUD) equivalente al 98% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (1,900MBTUD) equivalente al 1% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (132) seguido por Ballena (73), Mamonal (59) y los puntos NO SNT registraron (22 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de registró 571 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (550).

Transacciones mercado secundario ENERO - Transporte



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	13	12	13	13	19	16	17	13	18	15	15	30	16	22	23	17	16	19	18	7	18	18	14	19	19	24	27	17	17	18	27	550
2 a 10 días	4							4							4							4										19
11 a 31 días																															0	
32 a 90 días																															0	
más de 90 días																													1	1	2	
TOTAL	17	12	13	13	19	16	17	17	18	15	15	30	16	22	27	17	16	19	18	7	18	22	14	19	19	24	27	17	20	19	28	571

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 18,909 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 12 de enero con 30 transacciones, equivalentes al 5.2% del total realizadas durante el mes.

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

Subasta(SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo		
			135,738	\$ 0.27	22	CARTAGENA - MAMONAL
91	\$ 0.40	20,400	32,228	\$ 1.23	33	CUSIANA - VASCONIA
67	\$ 0.08	34,914	1,301	\$ 0.48	2	VASCONIA - MARIQUITA
42	\$ 0.07	19,404	934	N.D.	1	SEBASTOPOL - VASCONIA
69	\$ 0.39	16,903	296	N.D.	1	CUSIANA - SABANA_F
			4,525	\$ 0.57	5	LA CRECIENTE - SINCELEJO
			13,250	\$ 0.40	5	BARRANQUILLA - MAMONAL
45	\$ 0.10	12,358				COGUA - SABANA_F
45	\$ 0.06	2,355				LA BELLEZA - COGUA
59	\$ 0.25	1,655	12	\$ 1.25	3	CUSIANA - OCOA
			9,515	\$ 0.55	5	SINCELEJO - MAMONAL
			8,032	\$ 0.45	4	BALLENA - BARRANCABERMEJA
17	\$ 0.17	2,815				EL PORVENIR - LA BELLEZA
20	\$ 0.05	2,805				CUSIANA - EL PORVENIR
			2,330	N.D.	1	JOBO - CARTAGENA
			2,149	\$ 0.91	5	CUSIANA - GBS_I
12	\$ 0.30	1,065	1,000	N.D.	1	LA BELLEZA - VASCONIA
5	\$ 0.13	2,055				VASCONIA - LA BELLEZA
4	\$ 0.42	747				CUSIANA - SEBASTOPOL
2	\$ 0.25	589				CUSIANA - LA BELLEZA
			578	N.D.	1	LA BELLEZA - SABANA_F
1	N.D.	345				CUSIANA - GUALANDAY
			295	N.D.	1	ARMENIA - YUMBO/CALI
1	N.D.	45				CUSIANA - ARMENIA
			2	N.D.	1	APIAY - OCOA

■ Firme ■ Con Interrupciones #Transacciones

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

Del total de transacciones, 480 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 91 se dieron bajo negociación directa, se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (62% del total del mes), también se destaca el tramo CARTAGENA – MAMONAL la cual transó 135,738 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 124 transacciones (91 asignadas por subasta SUVCP y 33 negociación directa), seguido de la ruta CUSIANA - SABANA_F con 70 transacciones (1 asignadas por subasta SUVCP y 69 negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se forman tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

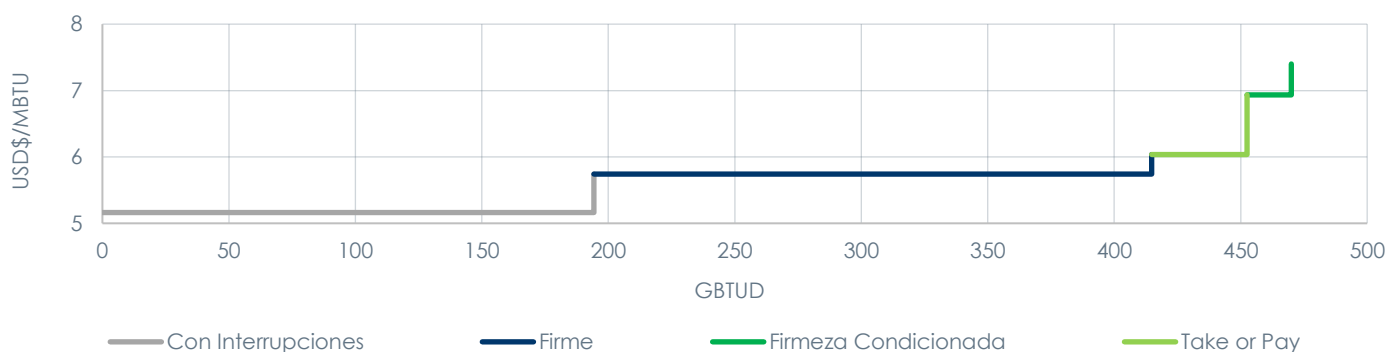
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en ENERO

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

Región	Punto SNT	Firme		Con Interrupciones		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Contingencia		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	91.8	\$ 4.97	45.8	\$ 4.54			0.5	N.D.			0.3	\$ 5.41	138.4
	Barranca	0.4	\$ 5.40											0.4
	Vasconia	3.2	\$ 4.45											3.2
	Sebastopol	2.4	N.D.											2.4
	Gibraltar	3.2	\$ 4.72											3.2
	Caramelo	2.2	\$ 6.09	0.2	N.D.									2.4
	Mariquita	0.1	\$ 7.96											0.1
Costa	Jobo	1.0	N.D.	131.0	\$ 5.31									132.0
	Ballena	52.6	\$ 6.08	11.9	\$ 6.31							9.0	\$ 7.20	73.5
	Mamonal	16.7	\$ 5.49					17.0	N.D.	12.5	N.D.			46.2
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurinca	21.0	\$ 6.77											21.0
	La Creciente					11.5	N.D.							11.5
	Hocol	5.5	\$ 5.74											5.5
	Bullerengue	1.5	\$ 4.55											1.5
	No SNT*	18.9	\$ 7.75	5.3	\$ 4.35									24.2
	Total general	220.5	\$ 5.74	194.3	\$ 5.16	37.7	\$ 6.04	17.5	\$ 6.93	12.5	N.D.	9.1	\$ 7.19	491.6
Total (%)		44.9%		39.5%		7.7%		3.6%		2.5%		1.9%		

*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte
N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

Curva de precios por modalidad



*Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto Con Interrupciones presenta el valor más bajo con 5.16 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto sobre los 7.19 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84% de la contratación total nacional de 491 GBTUD vigente en el mercado secundario para el mes.

Convenciones y Terminología:

BTU = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD** = 1.000 MBTUD; **1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día, **KPCD** = 1000 PCD, **1PCD** = pie cúbico por día. **SUVCP** = Subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, **GNVC** = Gas natural vehicular comprimido, **SNT** = Sistema Nacional de Transporte, **OTMM** = Otras Transacciones del mercado mayorista.

Notas Aclaratorias

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

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sección III. DEMANDA

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020 y CREG 068 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región

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

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

Información de Oferta y Demanda.

La información de Oferta referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT. Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.

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

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



@MMEnergéticos



Gestor Del Mercado de Gas Natural