INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 2022

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta 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:** El suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) presentó un crecimiento del 0.6% (7 GBTUD) respecto al mes de agosto (1,097 GBTUD), ubicándose en 1,104 GBTUD en septiembre. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 74% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.44 USD/MBTU y 4.70 USD/MBTU.
- **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Barrancabermeja-Bucaramanga, Gibraltar-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, Cusiana-Apiay, Floreña-Yopal Y Apiay-Usme.
- **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en septiembre fue de 952 GBTUD, y aumentó un 1% por encima de la demanda registrada en el mes de agosto (946 GBTUD), explicado principalmente por el aumento del consumo en el sector refinería.
- **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 5.7% pasando de 537 en agosto a 568 en septiembre de 2022; las negociaciones de transporte disminuyeron 7.5%, pasando de 410 en agosto a 379 en septiembre de 2022.

  En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en septiembre, la modalidad Firme registra un valor de 5.87 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 5.29 USD/MBTU.

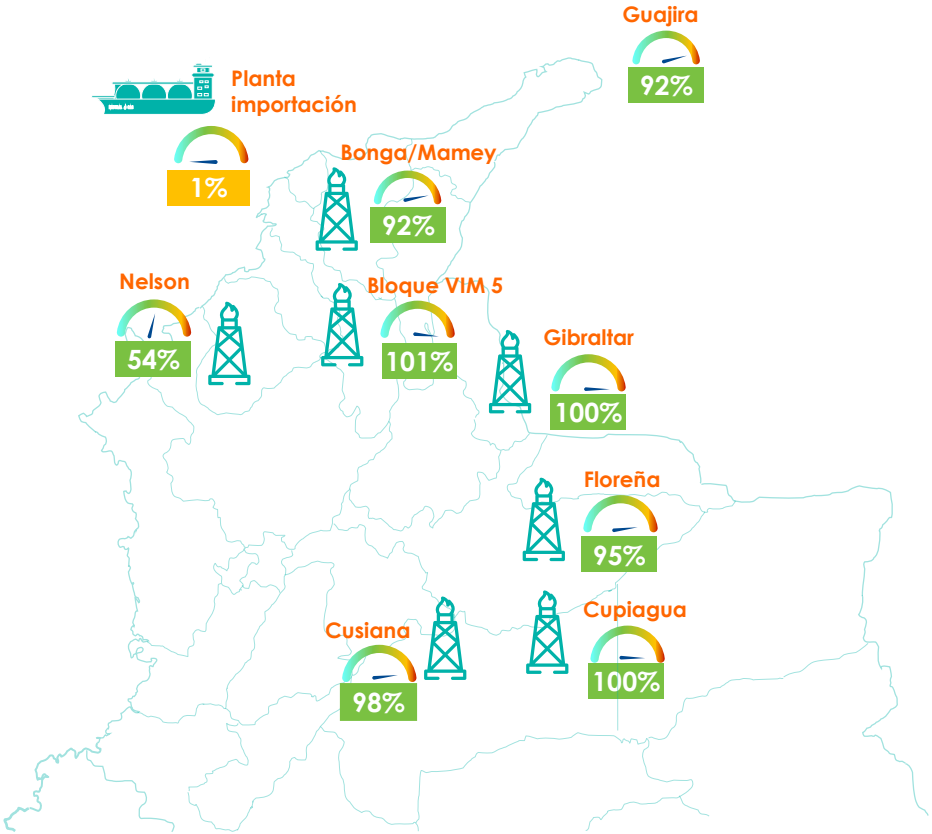
I. OFERTA

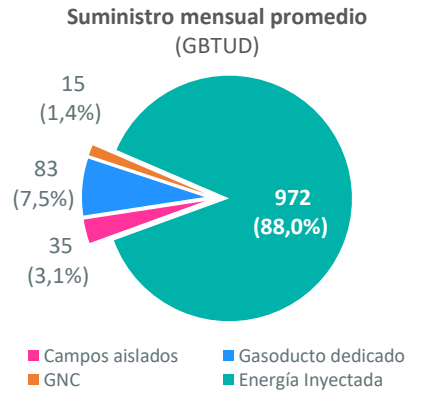
Suministro por fuente

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante el mes de **septiembre.**

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana /Cupiagua Sur	308	298	4	302	98%
Cupiagua	239	239	-	239	100%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	135	124	-	124	92%
Floreña	73	10	59	69	95%
Nelson	43	19	4	23	54%
Bloque VIM 5***	99	96	4	100	101%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	36	33	-	33	92%
Otras Fuentes	222	109	62	171	77%
Potencial Producción Nacional	**1,196**	**969**	**133**	**1,102**	**92%**
Planta Regasificación Cartagena **	400	2	-	2	1%
Total	**1,596**	**971**	**133**	**1,104**	**-**

Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.
* Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.
** Capacidad total de la planta de regasificación
*** Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.





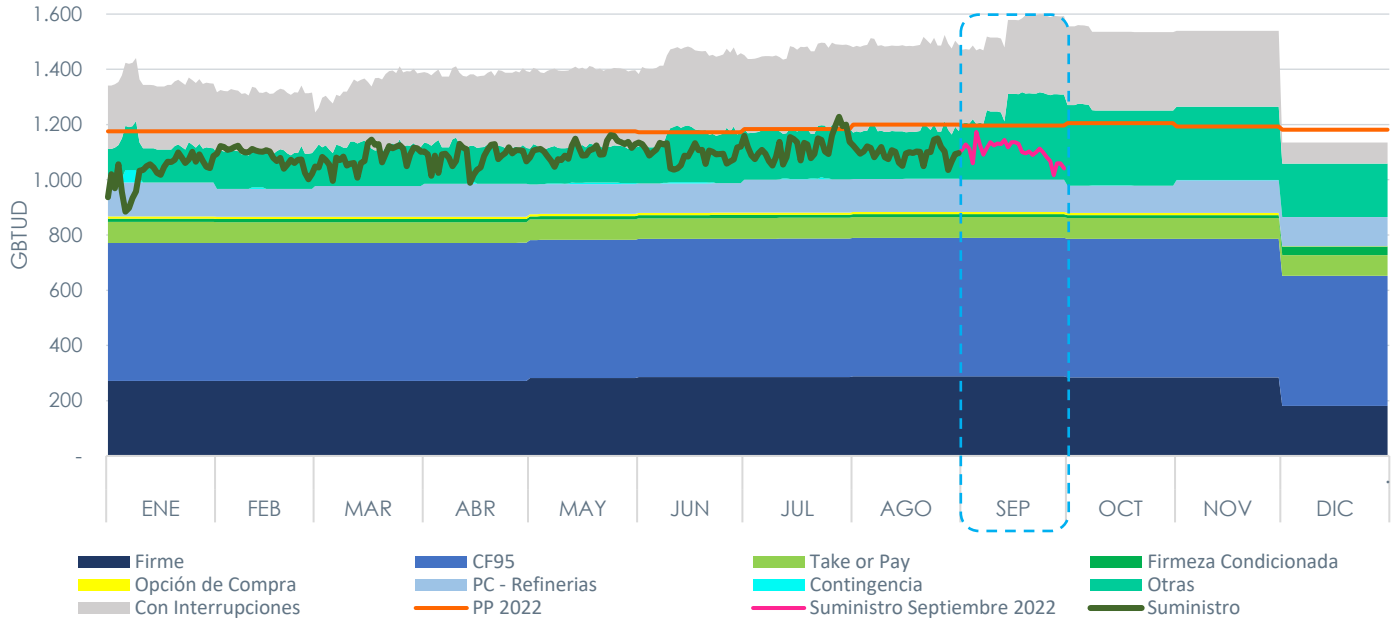
La relación de suministro en el mes de septiembre versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **92%**.

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 septiembre que la contratación[1] respaldada con firmeza representó 1,156 GBTUD mientras bajo la modalidad "**Con interrupciones**" se registraron 272 GBTUD. El **suministro[2] promedio** del mes fue de **1,104 GBTUD**, con oscilaciones entre **1,016 GBTUD (min.)** y **1,173 GBTUD (máx.)**. Durante este mes, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,196 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,175	1,175	1,175	1,175	1,176	1,172	1,183	1,199	1,196	1,205	1,193	1,181
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037	1,051	1,036	1,016			
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,098	1,121	1,097	1,104			
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,202	1,228	1,150	1,173			
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,062	1,061	1,156	1,158	1,147	953
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	108	107	120	119	116	98	118	106
Con Interrupciones	231	219	227	263	280	284	284	309	272	285	275	76

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 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos).
2 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. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta/oferta-por-campo).

Contratación vigente por campo y por modalidad en septiembre

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

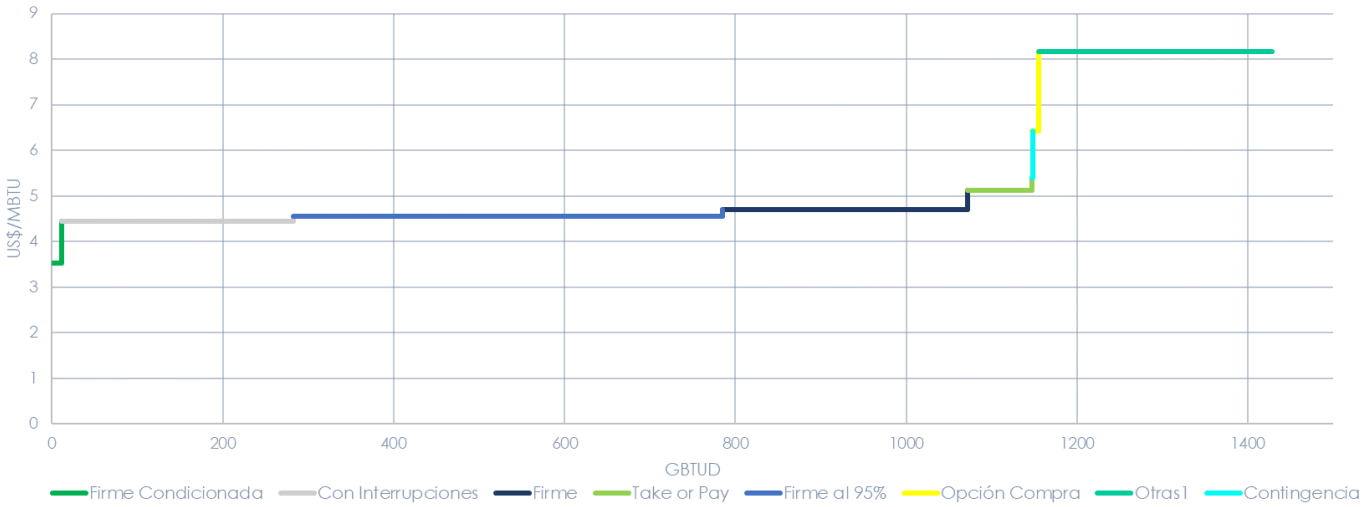
Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras[1]		Con Interrupciones		Contingencia		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	1	N.D.	207	$ 4.24									3	$ 5.70			**211**
	Cupiagua	2	N.D.	186	$ 4.65									5	$ 4.72			**193**
	Cupiagua Sur			22	$ 4.66			8	$ 3.80	8	N.D.							**38**
	Floreña	58	$ 3.45	1	N.D.	12	N.D.							0.1	N.D.			**71**
	Gibraltar					33	N.D.											**33**
	Otros Interior[2]	17	$ 4.09	15	$ 5.40									30	$ 4.47			**62**
Costa	Ballena			10	$ 5.59									11	$ 4.86			**21**
	Chuchupa	2	$ 5.09	34	$ 5.52									8	$ 3.65	0.1	N.D.	**44**
	Bloque VIM 5[3]	96	$ 5.28									68	$ 8.03	32	$ 7.38			**196**
	Bonga Mamey			9	$ 3.75	26	N.D.							112	$ 4.10			**147**
	B. Esperanza PE[4]	36	$ 4.50									80	N.D.	5	N.D.			**121**
	Bullerengue	15	N.D.	16	$ 4.50									16	$ 4.63			**47**
	Otros Costa[5]	41	$ 6.07	2	N.D.							125	$ 8.33	18	$ 3.93			**186**
	Otros C. Aislados[6]	8	$ 2.50			4	N.D.							24	$ 3.22			**36**
	Otros C. Aislados- MM[7]	11	$ 3.45					3	$ 2.79					8	$ 1.53			**22**
	Total	**287**	**$ 4.70**	**502**	**$ 4.56**	**75**	**$ 5.12**	**11**	**$ 3.52**	**8**	**N.D.**	**273**	**$ 8.16**	**272**	**$ 4.44**	**0.1**	**N.D.**	**1428**
	Total (%)	**20.1%**		**35.2%**		**5.3%**		**0.8%**		**0.6%**		**19.1%**		**19.0%**		**0.1%**		**100%**

[1] Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 20).
[2] Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Maria Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.
[3] Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.
[4] Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga
[5] Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.
[6] Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.
[7] 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 septiembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,428 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (502 GBTUD), **ii)** Firme (287 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (272 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **74%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 0.1 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.

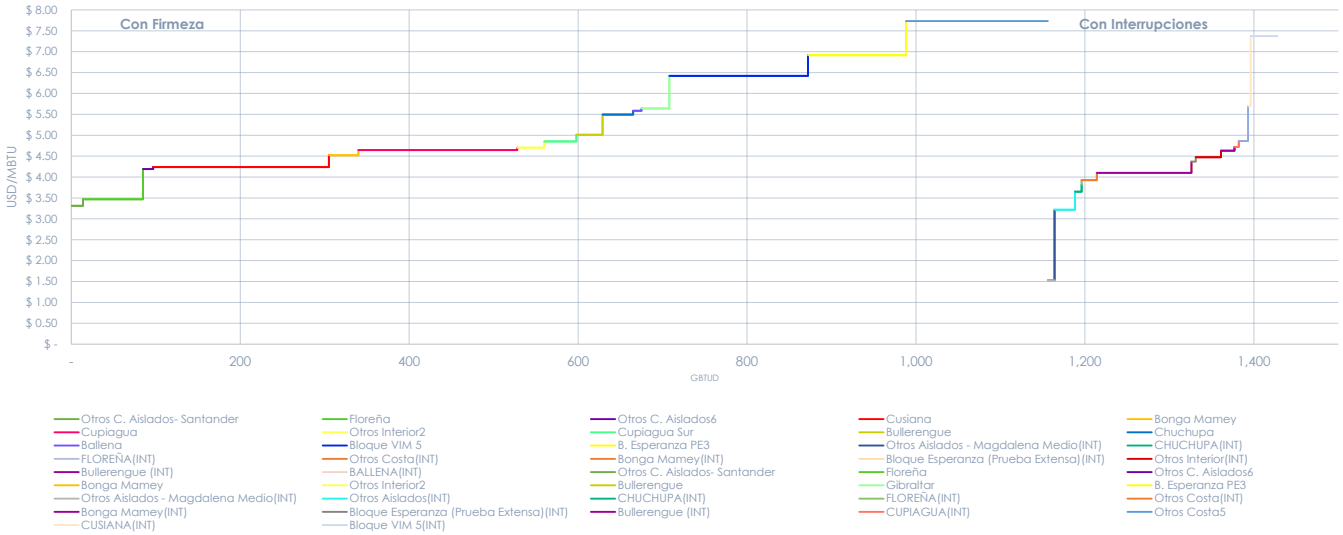
Curva de precios por modalidad



**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 3.52 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 8.16 USD/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 74% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.44 USD/MBTU y 4.70 USD/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 (1,156 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "Con Interrupciones" (272 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 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 Bloque VIM 5 y Chuchupa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-Magdalena Medio 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 - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMP	Pareja de cargos 80-20** (Moneda Vigente/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	256,600	250,768	4,332	2%	$847.00	87,804	103,764	117,471
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	704,140	18,063	2%	$913.00	48,970	96,074	158,377
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	685,485	11,218	2%	$1,314.00	135,479	181,729	243,126
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	201,262	3,247	2%	$149.00	118,630	127,119	138,641
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	281,842	2,603	1%	$1,875.00	149,550	195,890	224,284
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	189,595	-	0%	$1,995.00	122,628	155,372	176,673
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	90,499	1	0%	$808.00	19,694	35,016	36,488
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	$20,016.00	1,014	1,313	2,143
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	17,486	4,534	21%	$0.48	5,349	11,160	15,582
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	$0.95	149	4,494	12,457
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	$0.62	52,197	62,210	72,752
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	62,724	189,276	73%	$1.31	15,493	30,801	43,677
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	40,791	-	0%	$5,815.58	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	109,734	220,579	66%	$0.39	75,256	93,671	105,812
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,516	10,036	65%	$2,866.88	3,806	4,664	5,587
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	$5,205.55	3,604	4,157	4,694
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	$0.46	116,664	149,032	163,026
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	56,895	6,264	10%	$0.66	18,206	27,182	40,957
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	459,183	895	0%	$0.08	424,380	442,056	453,701
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	449,077	11,001	2%	$0.69	422,907	440,498	452,032
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	5,000	5,738	53%	$11,537.00	1,120	1,212	1,273
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	$3,441.01	1,088	1,327	1,552
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,670	1,491	9%	$4,571.00	11,767	12,973	15,395
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,173	53,571	84%	$0.90	9,916	12,763	15,550
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	44,346	5,052	10%	$9,083.14	33,079	37,889	38,126
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,805	3,105	24%	$1.92	8,430	9,511	10,239
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	$8,804.09	820	914	978
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	223,110	219,721	3,389	2%	$0.24	119,142	151,975	165,930
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	301,083	282,590	13,835	5%	$0.45	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	21,953	15,503	6,450	29%	$0.94	13,693	15,601	16,918
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,852	50,000	30%	$0.76	75,229	89,618	100,860
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	$25,055.71	283	346	545
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	$0.27	60,845	72,073	82,898
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	$8,100.70	2,680	3,637	4,012
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	$5,579.73	2,030	3,204	4,001
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,710	13,692	18%	$5,074.33	43,804	53,642	60,898
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	195,339	150,974	43%	$0.17	130,827	147,686	159,085
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	$19,532.62	187	224	239
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,218	51,474	27%	$0.31	96,387	112,105	123,399
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	$0.51	3,719	4,861	5,646
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	$0.08	38,263	45,386	48,331

N.D.: Información no disponible

Notas: En color rosado se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo, en color naranja se resaltan los valores en USD. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del STN. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo–20 variable + AO&M. Dólares constantes de diciembre de 2021.

*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

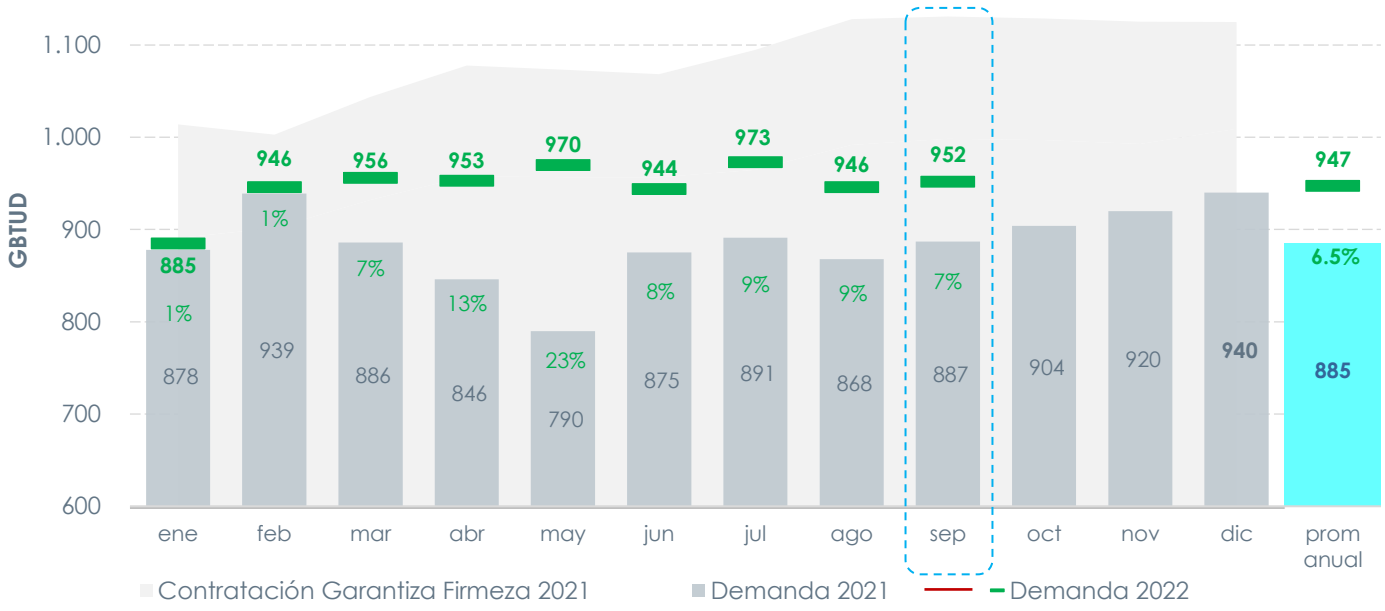
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de septiembre se observa una demanda promedio de **952** GBTUD, esto es **7%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se sitúo en 887 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **947** GBTUD, superando en un 6.5% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla "*evolución mensual demanda térmica y no térmica*" se evidencia que en septiembre la demanda **térmica** fue 10 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** fue **Superior** en 74 GBTUD.



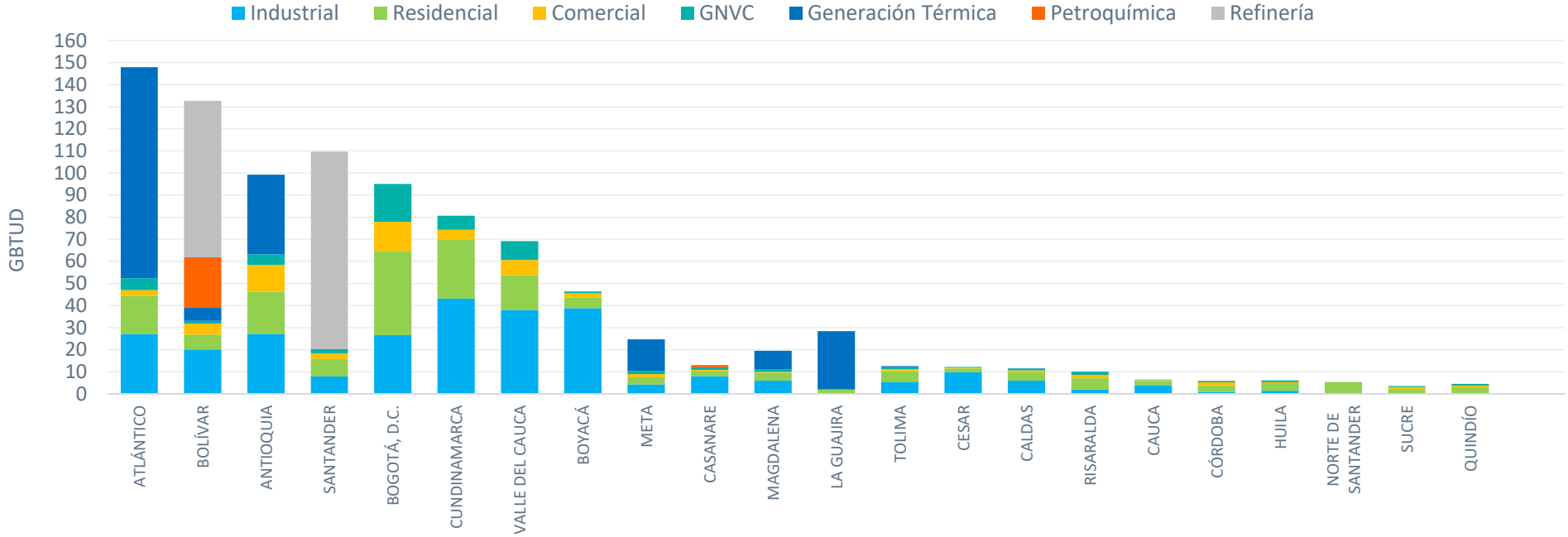
Fuente: SEGAS.
*Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios 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	229 / 718	230 / 726	210 / 743	215 / 755	206 / 738	234 / 739	189 / 757	187 / 765			

Térmica No Térmica

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

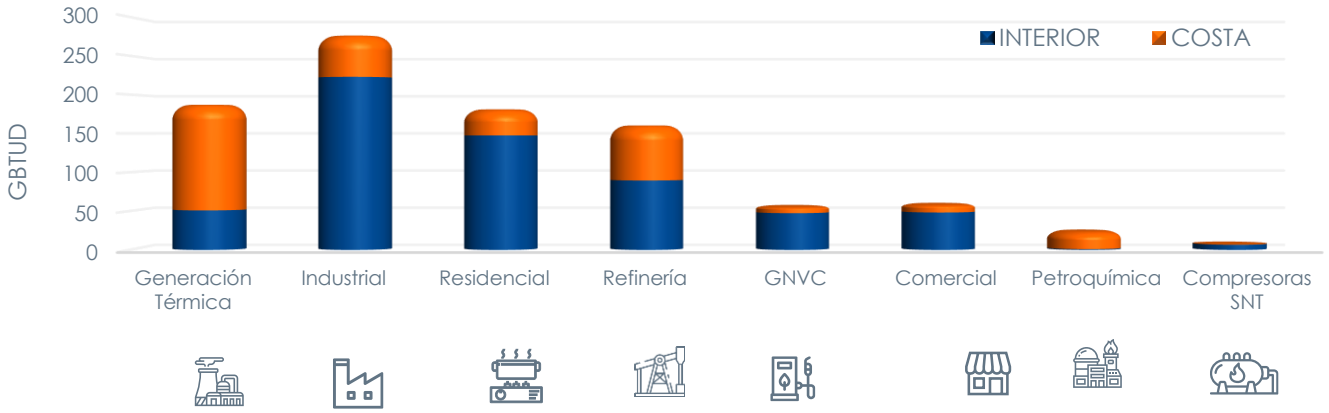


Residencial	17.3	6.8	19.0	8.0	38.1	26.8	15.8	4.9	3.3	2.5	3.6	2.1	5.0	1.7	3.7	5.0	1.9	2.9	3.4	5.3	1.7	2.6	**181**
Comercial	2.6	5.1	12.2	2.5	13.2	4.4	7.0	1.9	1.4	0.5	0.4	0.0	1.0	0.4	1.0	1.6	0.3	1.5	0.3	0.0	1.2	0.8	**59**
Industrial	27.0	20.1	27.2	7.9	26.6	43.2	38.0	38.8	4.2	8.0	6.0	0.0	5.3	9.8	6.0	2.0	4.0	0.9	1.4	0.0	0.1	0.3	**277**
GNVC	5.4	1.2	4.8	1.9	17.1	6.3	8.5	0.9	1.5	1.0	1.1	0.0	0.8	0.3	0.9	1.4	0.3	0.6	0.9	0.0	0.5	0.8	**56**
Generación Térmica	95.6	5.9	36.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	8.4	26.4	0.5	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**187**
Refinería	0.0	70.8	0.0	89.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**160**
Petroquímica	0.0	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**24**
Compresoras	0.0	0.1	0.3	2.1	0.0	0.2	0.0	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	**8**
TOTAL	**148**	**133**	**100**	**112**	**95**	**81**	**69**	**50**	**25**	**13**	**19**	**28**	**14**	**12**	**12**	**10**	**6**	**6**	**6**	**5**	**4**	**5**	**952**

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 septiembre de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 277 GBTUD en promedio, de los cuales 223 GBTUD corresponden a la región Interior y 54 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 181 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 147 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



COSTA	136	54	34	71	9	11	23	1
INTERIOR	51	223	147	89	47	48	1	7
TOTAL Nacional	187	277	181	160	56	59	24	8
% Segmento	20%	29%	19%	17%	6%	6%	2.5%	0.8%

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. Para septiembre observa un aumento del consumo del sector Refinería de la costa e interior.

TIPO DE USUARIO		Abril 22		Mayo 22		Junio 22		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22	
		UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR
Comercial	Costa	0	11	0	10	0	10	0	10	0	11	0	11
	Interior	0	38	0	39	0	39	0	38	0	47	0	48
Generación Térmica	Costa	145	0	153	0	142	0	169	0	130	0	136	0
	Interior	65	0	62	0	64	0	65	0	59	0	51	0
GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	9	0	9	0
	Interior	45	1	47	1	46	1	45	1	46	1	47	1
Industrial	Costa	60	4	60	4	50	4	48	4	49	4	49	5
	Interior	204	32	199	31	195	32	201	31	201	25	197	25
Petroquímica	Costa	24	0	26	0	25	0	24	0	24	0	23	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
Refinería	Costa	59	0	66	0	62	0	66	0	68	0	71	0
	Interior	74	0	76	0	72	0	78	0	83	0	89	0
Residencial	Costa	0	33	0	33	0	33	0	32	0	34	0	34
	Interior	0	143	0	147	0	150	0	145	0	146	0	147
Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0
	Interior	6	0	7	0	8	0	7	0	8	0	7	0
Subtotal UR/UNR		Abril 22		Mayo 22		Junio 22		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	298	48	314	48	289	47	316	46	280	49	289	49
	Interior	393	213	391	217	386	222	396	215	398	219	392	222
TOTAL		953		970		944		973		946		952	

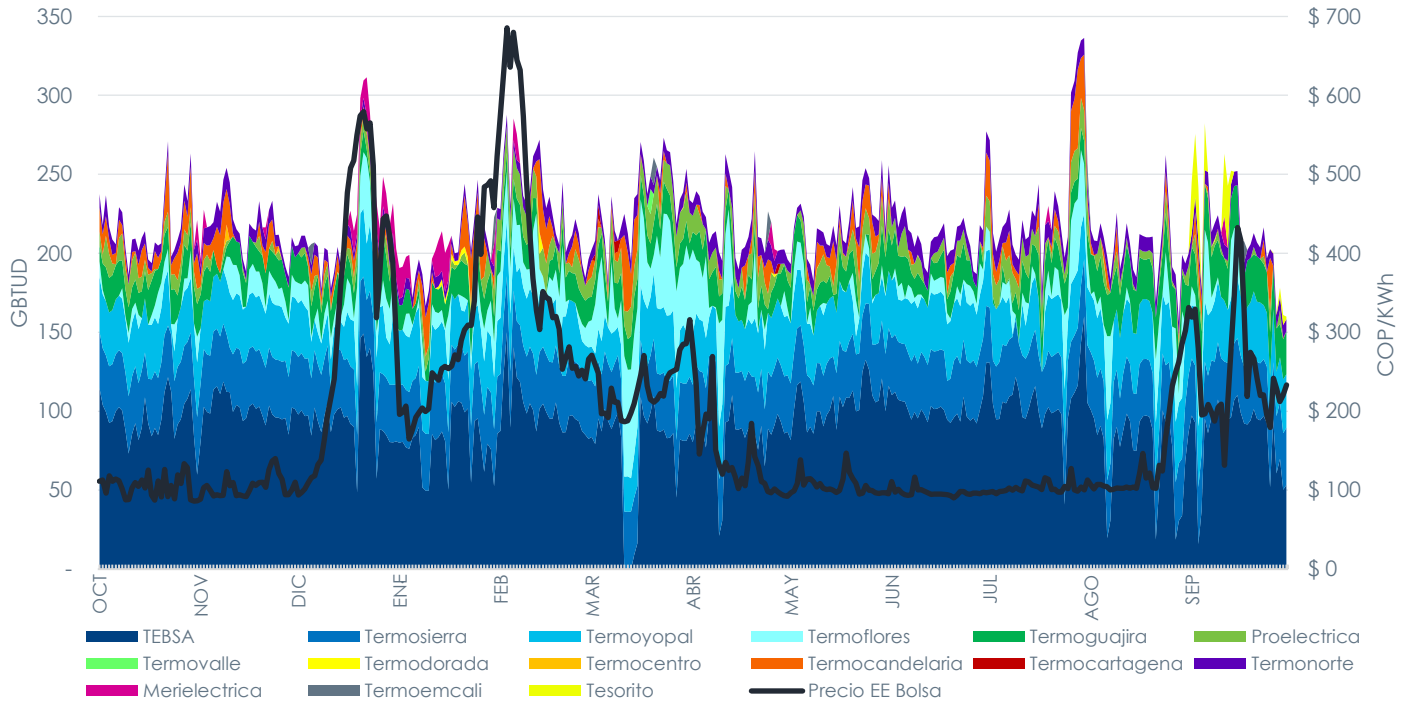
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, 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 septiembre fue en promedio 218 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



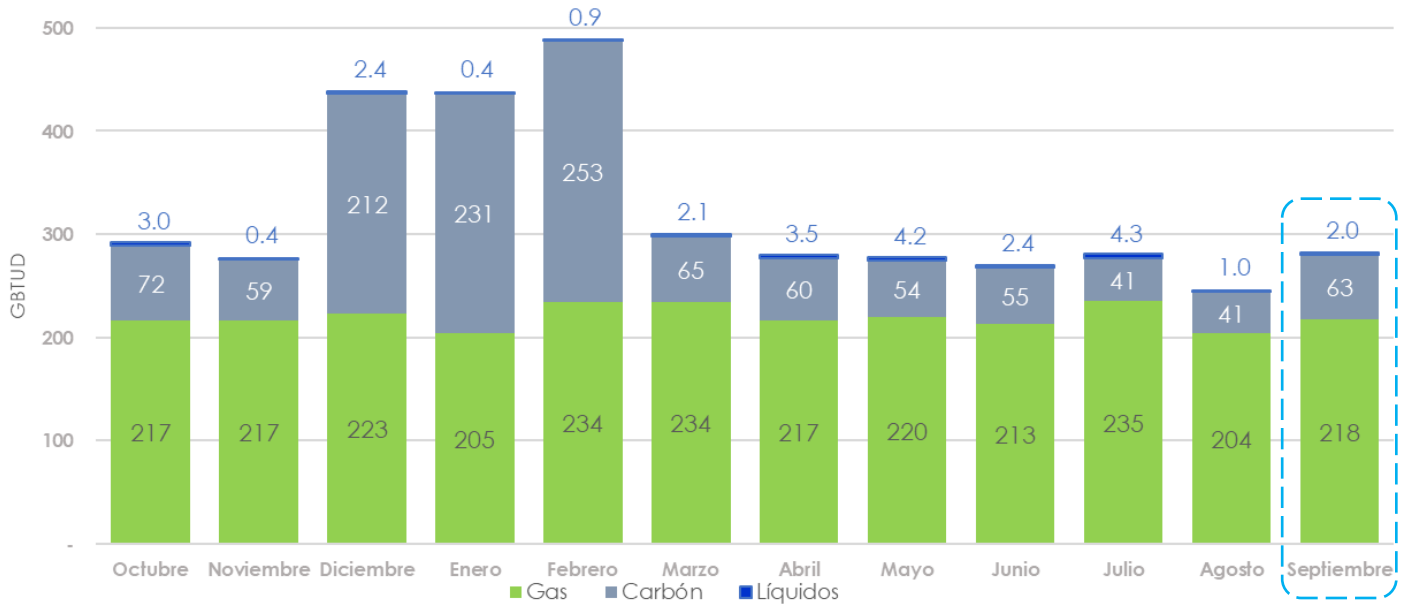
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 160 GBTUD y 282 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (85 GBTUD), Termoyopal (36 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoguajira (26 GBTUD) y Termoflores (10 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 septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 218 GBTUD[1] que representó el 77.1% del total, carbón con 63 GBTUD (22.2%) y los combustibles líquidos consumieron 2.0 GBTUD (0.7%)

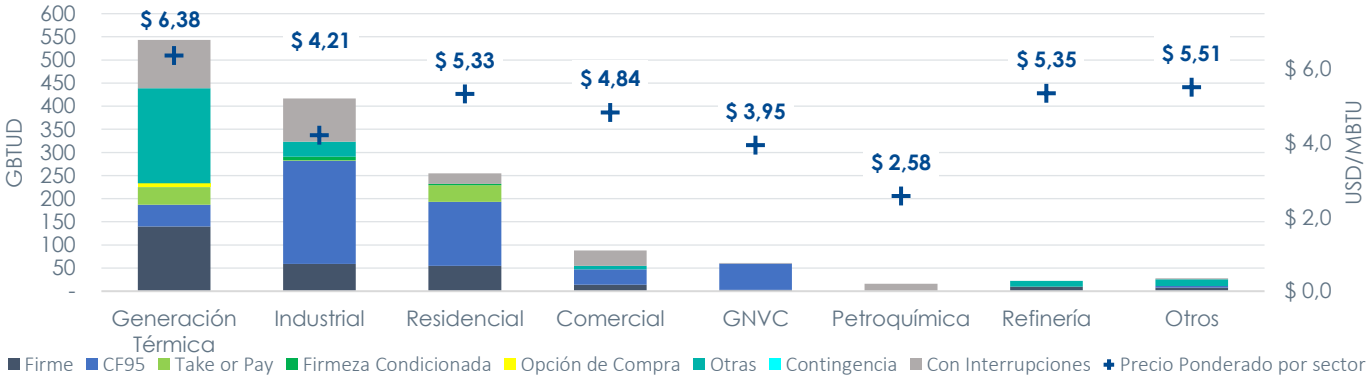
1 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en septiembre 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).



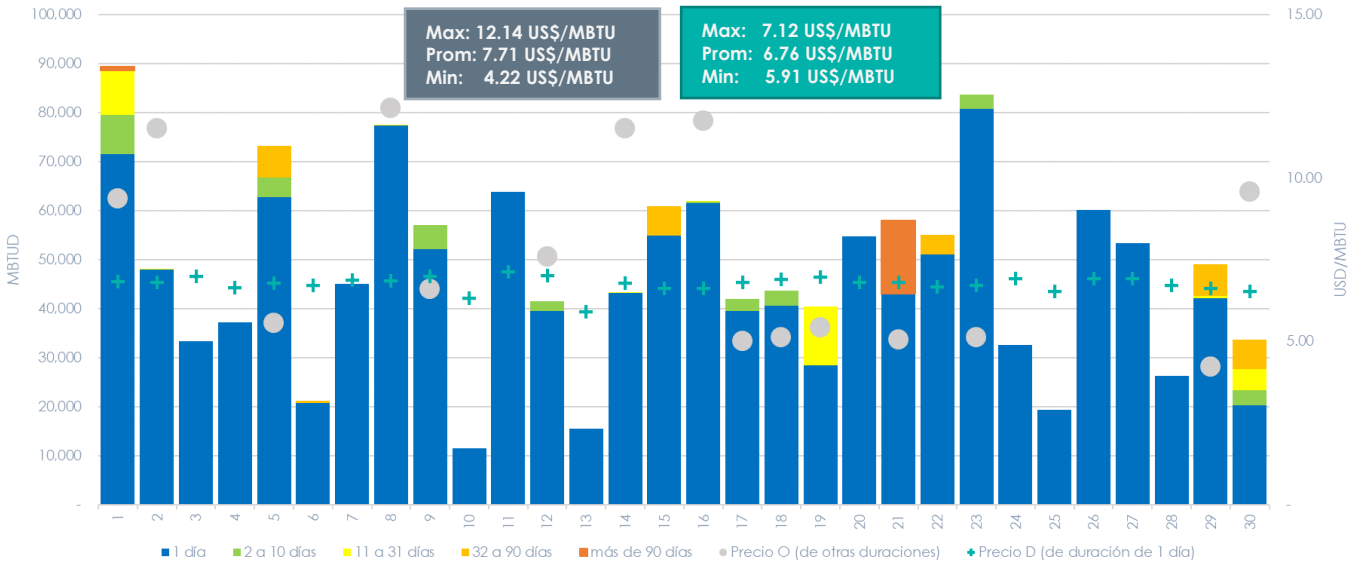
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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. 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. El sector refinería registro contratos en modalidades Firme y "Otras".

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de septiembre registró 568 operaciones la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (520). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.91 USD/MBTU (septiembre 13) y 7.12 USD/MBTU (septiembre 11) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.80 USD/MBTU.

Transacciones mercado secundario septiembre– Suministro



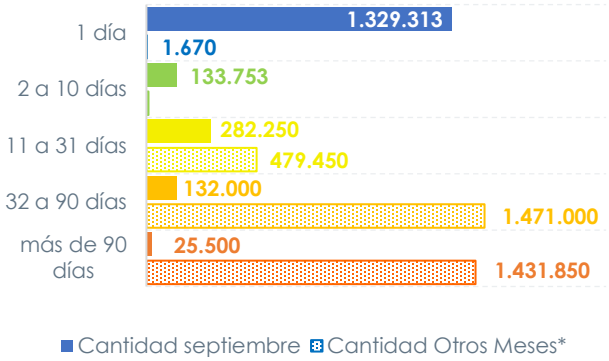
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en septiembre – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	24	17	14	17	24	9	18	27	17	6	16	17	9	17	25	25	13	15	14	22	21	25	30	11	7	19	20	15	16	10	**520**	**$6.80**
2 a 10 días	2				2				3			1				2	1	2					2								2	**17**	**$6.48**
11 a 31 días	7	1						1						1		1			2										1	1	**15**	**$8.47**
32 a 90 días					2	1									1							1							3	1	**9**	**$6.57**
más de 90 días	1																				6										**7**	**$5.12**
TOTAL	**34**	**18**	**14**	**17**	**28**	**10**	**18**	**28**	**20**	**6**	**16**	**18**	**9**	**18**	**26**	**28**	**14**	**17**	**16**	**22**	**27**	**26**	**32**	**11**	**7**	**19**	**20**	**15**	**20**	**14**	**568**	**$6.80**

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 91.5% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de septiembre con 34 transacciones equivalentes al 5.9% 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 septiembre – MBTU

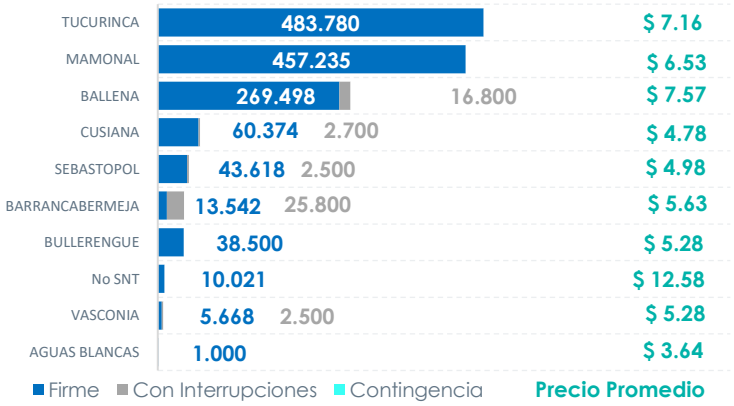


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **69.9% (1,329,313 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en septiembre **(1,902,816 MBTU).** Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (**1,431,850 MBTU**) se asocian a entregas para todo el año gas (septiembre 1 de 2022 a noviembre 30 de 2022).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **35.9%** de las cantidades negociadas.

Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

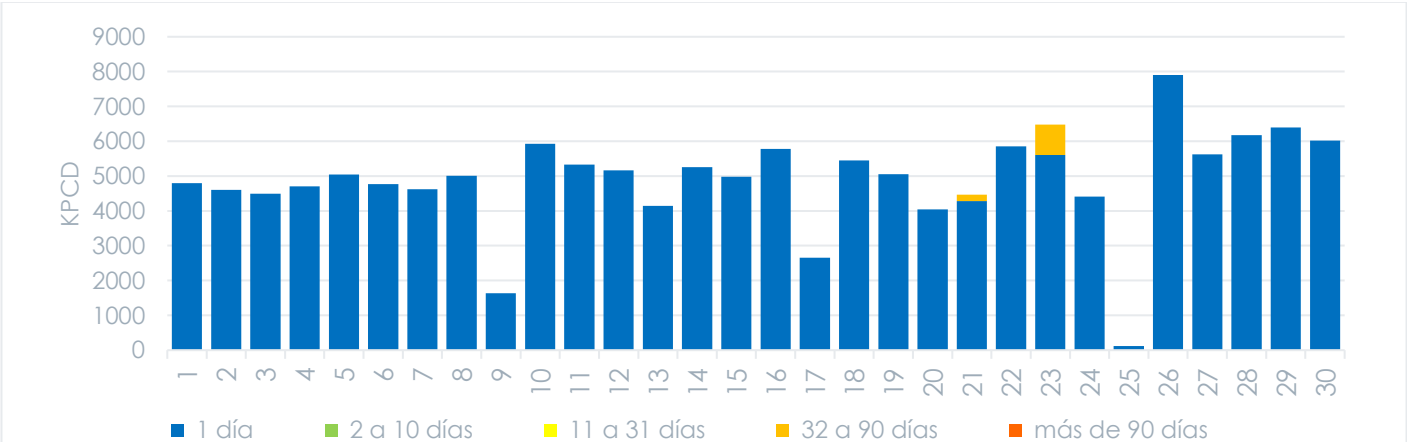
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Tucurinca con 483,780 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,383,236 MBTUD, equivalente al 96.5% del total de las cantidades negociadas, mientras que las modalidades "**Con interrupciones**" registró 50,300 MBTUD equivalente al 3.5 % de las cantidades transadas. Cusiana (143) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Tucurinca (134) y Mamonal (102). Los puntos No SNT registraron 9 operaciones.



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 379 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (376).

Transacciones mercado secundario septiembre– Transporte

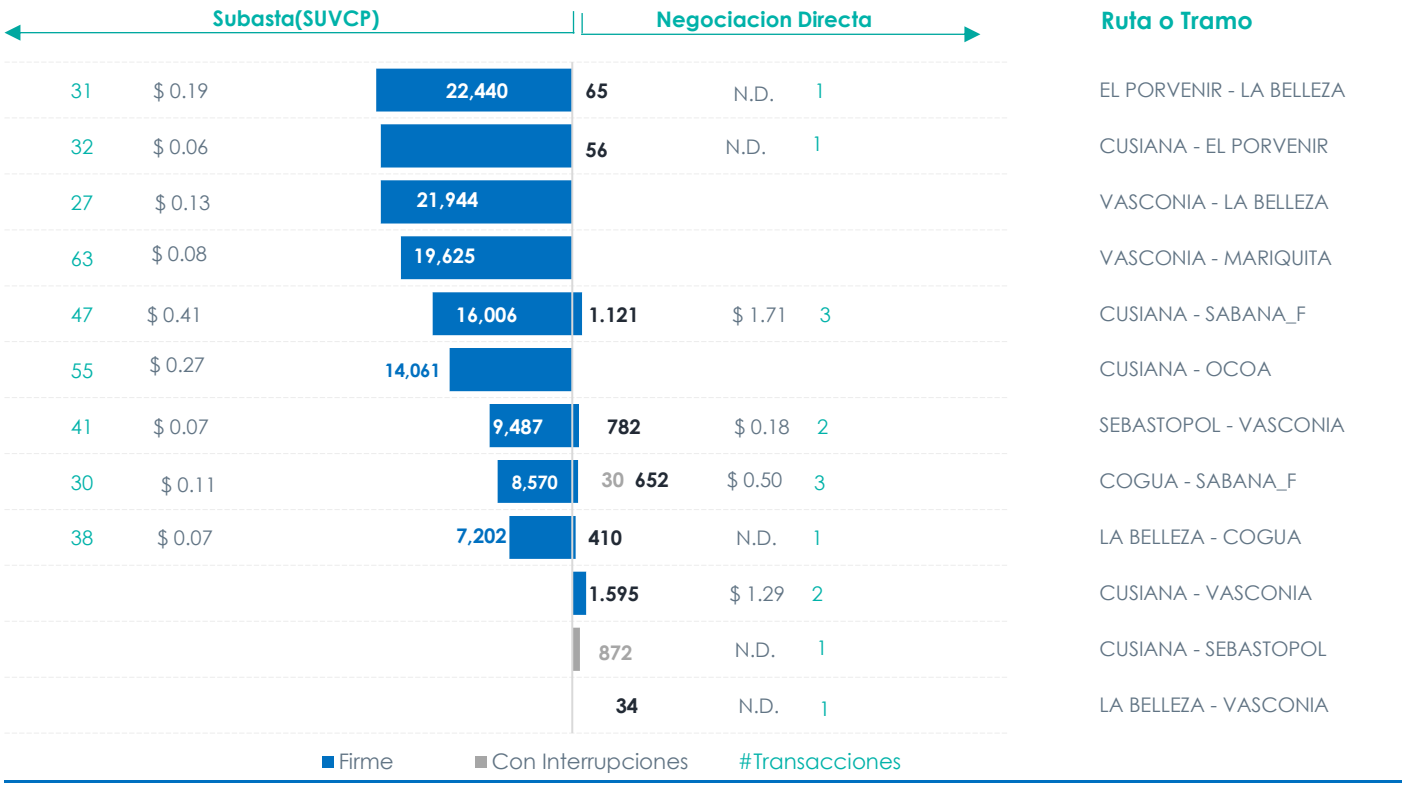


Número de operaciones en septiembre – Transporte

Día del mes / Duración contrato	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	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	13	11	12	13	12	11	12	12	6	13	12	13	11	15	13	17	9	14	12	13	13	14	16	16	2	17	13	14	15	12	376	$ 0.19
2 a 10 días																															-	-
11 a 31 días																															-	-
32 a 90 días																					2		1								3	$ 1.25
más de 90 días																															-	-
TOTAL	13	11	12	13	12	11	12	12	6	13	12	13	11	15	13	17	9	14	12	13	15	14	17	16	2	17	13	14	15	12	379	$ 0.19

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 5,026 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 23 de septiembre con 17 transacciones, equivalentes al 4.4% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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



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

Del total de transacciones, 364 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 15 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (3.8% del total del mes); también se destaca el tramo EL PORVENIR - LA BELLEZA para el cual se transó 22,505 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron VASCONIA - MARIQUITA con 63 transacciones (asignadas por subasta SUVCP), seguido por CUSIANA - OCOA con 55 transacciones (asignadas por subasta SUVCP). 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 determinan 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).

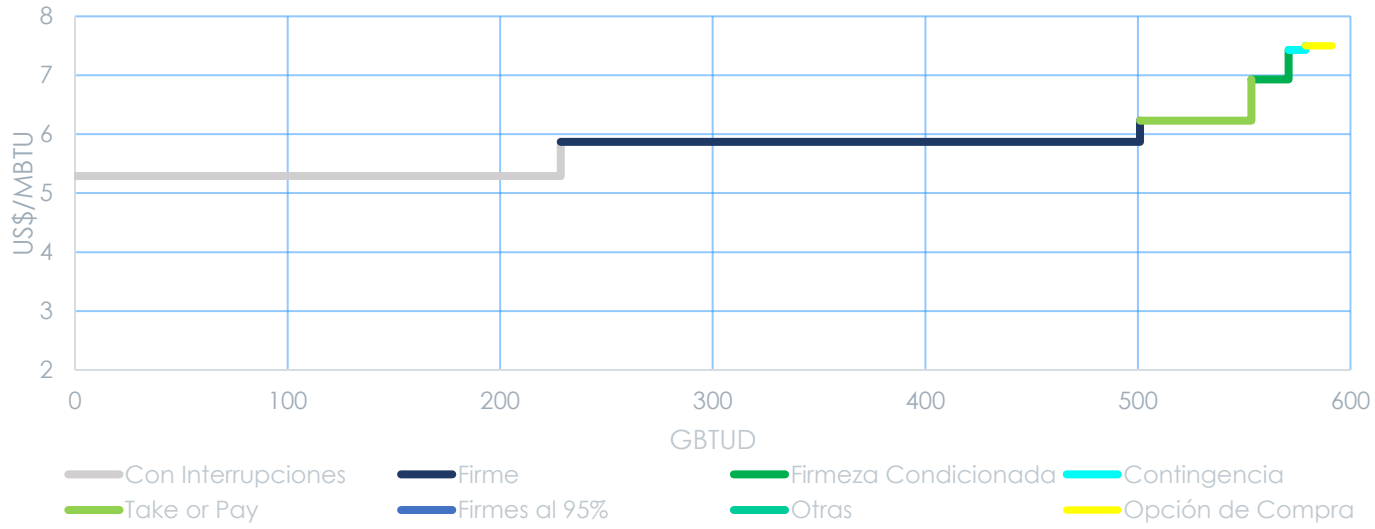
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en septiembre

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/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 (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	98.7	$ 4.99	47.4	$ 4.54			0.5	N.D.					**146.6**
	Barranca	0.9	$ 5.22	5.1	$ 5.30									**6.0**
	Vasconia	11.1	$ 5.33	2.5	N.D.									**13.6**
	Sebastopol	5.3	$ 4.77	12.5	$ 5.94									**17.8**
	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			131.0	$ 5.31									**131.0**
	Ballena	61.8	$ 6.48	24.9	$ 6.47							8.0	N.D.	**94.7**
	Mamonal	23.8	$ 5.86					17.0	N.D.	12.5	N.D.			**53.3**
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							**26.2**
	Tucurinca	35.7	$ 7.08											**35.7**
	La Creciente	0.5	N.D.			26.2	N.D.							**26.7**
	Hocol	7.5	$ 5.23											**7.5**
	Bullerengue	3.0	$ 4.89											**3.0**
	No SNT*	18.9	$ 7.51	4.9	$ 4.47									**23.8**
	Total general	**272.5**	**$ 5.87**	**228.5**	**$ 5.29**	**52.4**	**$ 6.23**	**17.5**	**$ 6.93**	**12.5**	**N.D.**	**8**	N.D.	**591.4**
	Total (%)	**46.1%**		**38.6%**		**8.9%**		**3.0%**		**2.1%**		**1.4%**		

**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 5.29 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.50 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.7% de la contratación total nacional de 501.2 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; **USD =** Dólares de los Estados Unidos de América

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. 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.
La información del sector petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe) y Amocar Materia Prima.

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.