



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

FEBRERO 2024

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

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 aumento del 6,3% (71 GBTUD) respecto del mes de enero de 2024 (1,132 GBTUD), ubicándose en 1,203 GBTUD en febrero de 2024. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 67,60 % de la contratación total nacional vigente, y se enmarcan en un rango de precios entre 4,89 USD/MBTU y 6,55 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Cogua-Sabana_F, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, La Belleza-Cogua, Mariquita-Gualanday, Mariquita-Pereira, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo y La Belleza-Vasconia.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en febrero de 2024 fue de 1,082 GBTUD, aumentando un 8% por encima de la demanda registrada en el mes de enero de 2024 (1,004 GBTUD), explicado principalmente por aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región de la costa e Interior y en los consumos del sector Industrial en la región del interior.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un decrecimiento de 13,68% al pasar de 380 en enero de 2024 a 328 en febrero; las negociaciones de transporte se mantuvieron constantes entre enero y febrero de 2024; ambos meses, con 300 operaciones registradas. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en febrero, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6,82 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9,98 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 **febrero**.

| 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 | 279 | 269 | 0 | 269 | 97% |
| Cupiagua | 236 | 234 | 0 | 234 | 99% |
| Guajira (Chuchupa/Ballena) | 119 | 90 | 0 | 90 | 76% |
| Floreña | 73 | 11 | 44 | 55 | 76% |
| Nelson | 22 | 15 | 1 | 17 | 76% |
| Bloque VIM 5*** | 136 | 82 | 23 | 105 | 77% |
| Gibraltar | 41 | 40 | 0 | 40 | 97% |
| Bonga/Mamey | 36 | 35 | 0 | 35 | 97% |
| Otras Fuentes | 185 | 96 | 41 | 137 | 74% |
| Potencial Producción Nacional | 1127 | 873 | 109 | 982 | 87% |
| Planta Regasificación Cartagena**** | 400 | 221 | 0 | 221 | 55% |
| Total | 1527 | 1094 | 109 | 1203 | |

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

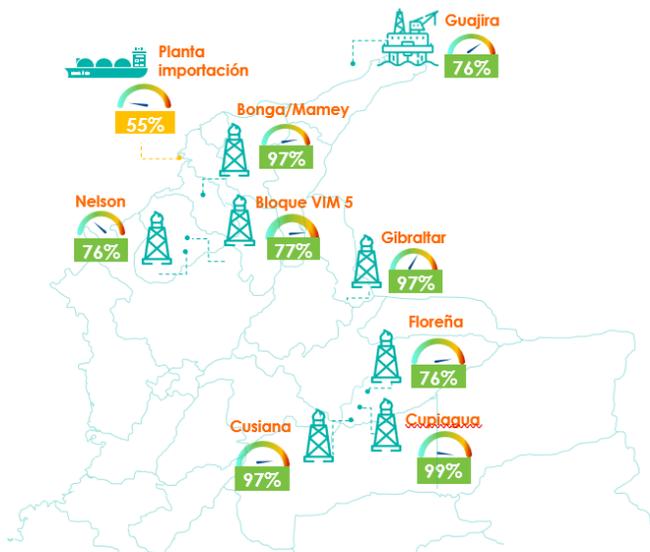
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de julio de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe. Corresponde a información de febrero de 2024.

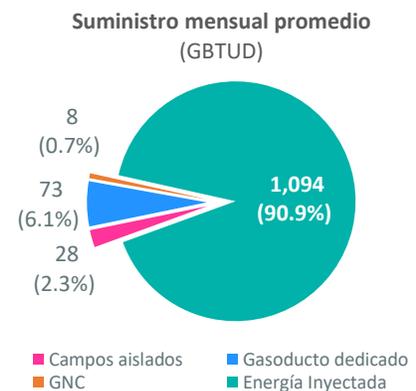
** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

*** Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete (Campo Mayor), Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón.

**** Capacidad total de la planta de regasificación.



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



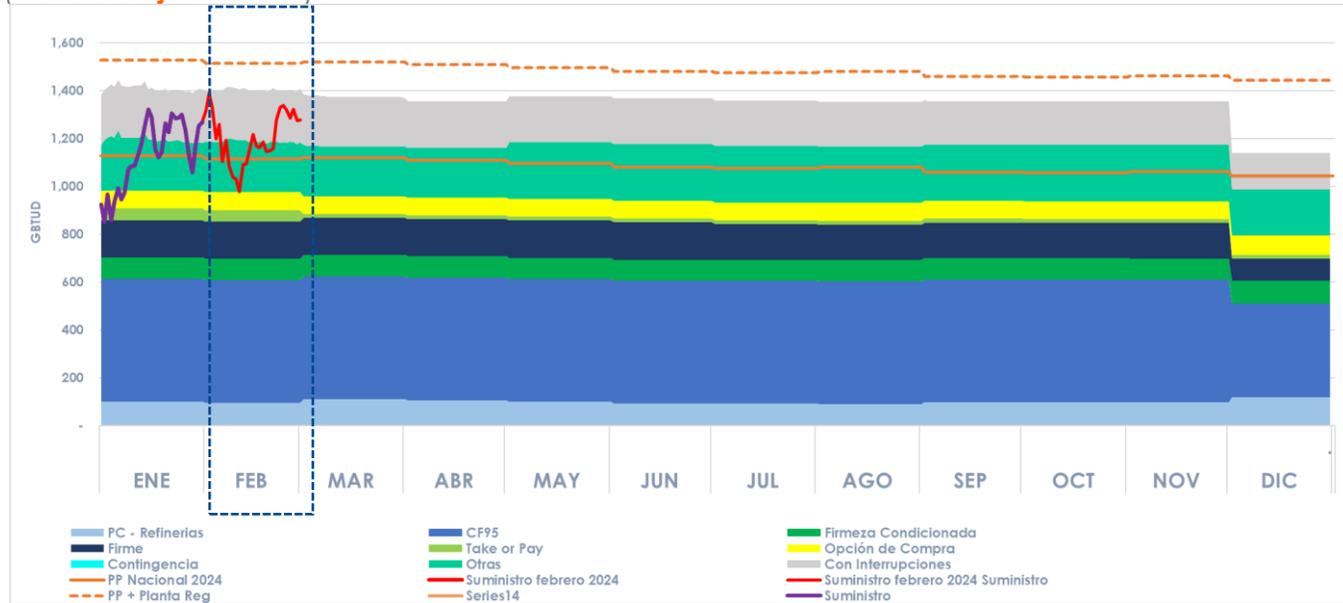
La relación de suministro en el mes de febrero versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2024** 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 febrero que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 880 GBTUD, mientras la modalidad **“Con Interrupciones”** registró 216 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,203 GBUTD**, con oscilaciones entre **978 GBTUD (min.)** y **1,389 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional (**línea naranja continua**).



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

| VARIABLE (en GBTUD) | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP. | OCT | NOV | DIC |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Potencial de Producción | 1,127 | 1,116 | 1,119 | 1,109 | 1,097 | 1,081 | 1,076 | 1,081 | 1,059 | 1,056 | 1,062 | 1,043 |
| Suministro Min. | 850 | 978 | | | | | | | | | | |
| Suministro Prom. | 1,132 | 1,203 | | | | | | | | | | |
| Suministro Máx. | 1,322 | 1,389 | | | | | | | | | | |
| Producción comprometida por Refinerías | 101 | 95 | 111 | 106 | 99 | 91 | 91 | 90 | 98 | 97 | 96 | 117 |
| Garantía Firmeza* | 881 | 880 | 847 | 848 | 848 | 848 | 841 | 841 | 841 | 841 | 841 | 678 |
| Otras** | 214 | 212 | 207 | 206 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 191 |
| Con Interrupciones | 214 | 216 | 210 | 195 | 194 | 193 | 191 | 187 | 181 | 181 | 181 | 153 |

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

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

3 Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de agosto de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

* Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Firmeza Condicionada, Opción de Compra y Contingencia.

**Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en febrero

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 | | | 158 | \$ 5.09 | | | 22 | \$ 4.74 | 21.1 | \$ 6.96 | | | | | | | 201 |
| | Cupiagua | | | 202 | \$ 4.97 | | | 1 | N.D. | | | | | 2 | N.D. | | | 205 |
| | Cupiagua Sur | | | 6 | \$ 5.07 | | | 24 | \$ 4.20 | 11 | \$ 6.96 | | | | | | | 41 |
| | Floreña | 56 | \$ 3.88 | | | 12 | N.D. | | | | | | | 1 | \$ 4.32 | | | 69 |
| | Gibraltar | | | | | 33 | N.D. | | | | | | | | | | | 33 |
| | Otros Interior ² | 1 | \$ 1.70 | 12 | \$ 6.30 | | | | | | | | 12 | \$ 7.76 | 34 | \$ 5.84 | | |
| Costa | Ballena | | | 8 | \$ 5.53 | | | | | | | | | | | | | 8 |
| | Chuchupa | 2 | N.D. | 38 | \$ 6.17 | | | | | | | | | 3 | N.D. | 0.2 | N.D. | 43 |
| | Bloque VIM 5 ³ | 52 | \$ 5.28 | 8 | N.D. | | | | | | | 86 | \$ 8.37 | 40 | \$ 7.78 | | | 186 |
| | Bonga Mamey | | | 35 | \$ 4.54 | | | | | | | | | 18 | N.D. | | | 52 |
| | B. Esperanza PE ⁴ | | | 9 | \$ 7.60 | | | | | | | | | 85 | \$ 7.79 | | | 94 |
| | Bullerengue | | | 36 | \$ 6.75 | | | | | | | | | | | | | 36 |
| | Otros Costa ⁵ | 36 | \$ 6.32 | 0.01 | N.D. | | | 42 | N.D. | 42 | N.D. | 115 | \$ 5.67 | 5 | N.D. | | | 240 |
| | Otros C. Aislados ⁶ | 5 | \$ 1.91 | 2 | N.D. | 4 | N.D. | | | | | | | 22 | \$ 4.33 | | | 32 |
| | Otros C. Aislados- MM ⁷ | 4 | \$ 4.87 | | | | | | | | | | | 7 | \$ 1.68 | | | 11 |
| Total | 155 | \$ 4.89 | 513 | \$ 5.33 | 49 | \$ 4.62 | 89 | \$ 4.25 | 74 | \$ 14.14 | 212 | \$ 6.88 | 216 | \$ 6.55 | 0.2 | N.D. | 1308 | |
| Total (%) | | 11.9% | | 39.2% | | 3.7% | | 6.8% | | 5.7% | | 16.2% | | 16.5% | | 0.0% | 100% | |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

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

³ Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón 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 (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Comamusa, Fresa, Lulo y Toronja), Guama, La Creciente, Merecumbe.

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, Payoya, Provincia, Opón.

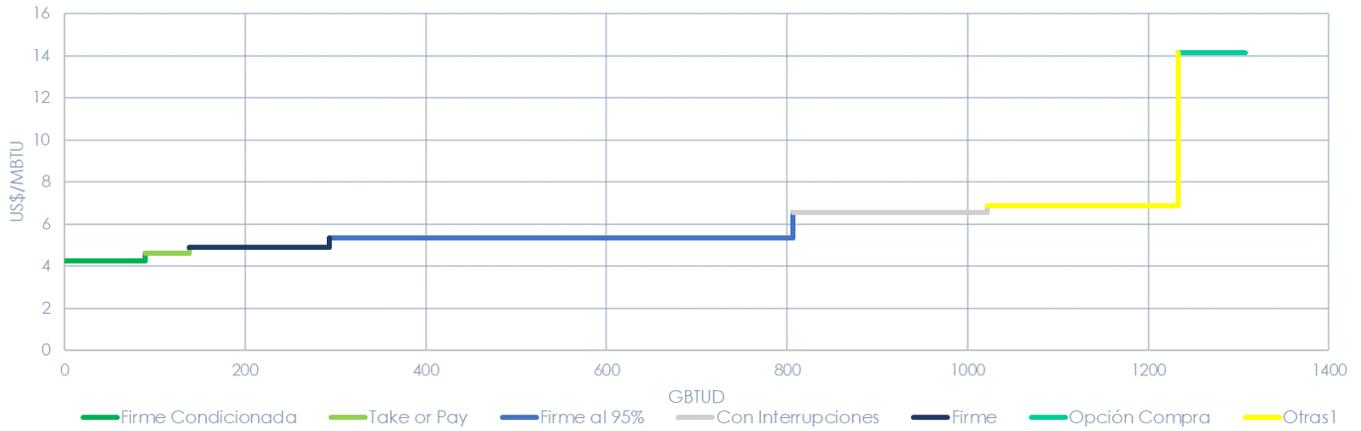
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 febrero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,308 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (513 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (216 GBTUD) y **iii)** Firme (155 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **67.60 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Contingencia con 0.2 GBTUD. 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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

*Precios promedio ponderado por cantidad en cada 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 4.25 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con 14.14 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 67.60 % de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.89 USD/MBTU y 6.55 USD/MBTU.

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).

TRAMOS EN FLUJO

| REGIÓN | No | Tramo* | Núm. agentes contratados | Capacidad máxima de mediano plazo - CMMF (KPCD) | Capacidad contratada (KPCD) | Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) *** | CDP/ CMMF | Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC) | Volumen transportado (KPCD) | | |
|----------|----|-------------------------|--------------------------|---|-----------------------------|--|-----------|------------------------------------|-----------------------------|---------|---------|
| | | | | | | | | | Min | Prom | Máx. |
| COSTA | 1 | BALLENA-LA MAMI | 13 | 256,600 | 236,609 | 18,491 | 7% | \$ 1,063.18 | 59,520 | 85,299 | 108,663 |
| | 2 | BARRANQUILLA-CARTAGENA | 11 | 172,400 | 170,607 | 293 | 0% | \$ 1,142.06 | 41,412 | 332,957 | 500,944 |
| | 3 | LA MAMI-BARRANQUILLA | 11 | 230,000 | 202,661 | 24,339 | 11% | \$ 1,648.36 | 114,306 | 329,401 | 455,756 |
| | 4 | CARTAGENA-MAMONAL | 9 | 204,509 | 202,384 | 2,125 | 1% | \$ 186.29 | 120,368 | 138,537 | 158,745 |
| | 5 | CARTAGENA-SINCELEJO | 5 | 18,100 | 20,100 | 0 | 0% | \$ 2,325.82 | 142,192 | 150,360 | 160,925 |
| | 6 | SINCELEJO-JOBO | 5 | 10,100 | 15,100 | 0 | 0% | \$ 2,491.60 | 117,265 | 125,461 | 136,785 |
| | 7 | LA CRECIENTE-SINCELEJO | 10 | 92,000 | 88,598 | 1,902 | 2% | \$ 1,010.99 | 34,525 | 34,835 | 35,150 |
| INTERIOR | 8 | AGUAZUL-YOPAL | 1 | 13,943 | 2,000 | 11,943 | 86% | \$ 4,814.49 | 604 | 952 | 1,270 |
| | 9 | APIAY-OCOYA | 5 | 24,175 | 14,603 | 9,572 | 40% | \$ 1,926.60 | 10,389 | 14,417 | 15,101 |
| | 10 | APIAY-USME | 2 | 18,197 | 17,177 | 1,020 | 6% | \$ 3,001.56 | 150 | 14,311 | 17,021 |
| | 11 | ARMENIA-YUMBO/CALI | 5 | 148,000 | 100,176 | 47,824 | 32% | \$ 2,695.30 | 48,225 | 69,411 | 97,050 |
| | 12 | BALLENA-BARRANCABERMEJA | 13 | 260,000 | 139,410 | 112,590 | 43% | \$ 5,661.40 | 20,771 | 34,347 | 74,423 |
| | 13 | BARRANCA-BUCARAMANGA | 1 | 37,361 | 850 | 35,989 | 96% | \$ 8,288.86 | 21,029 | 27,899 | 31,067 |
| | 14 | BARRANCA-SEBASTOPOL | 6 | 203,000 | 93,404 | 109,596 | 54% | \$ 2,335.84 | 60,166 | 92,222 | 128,416 |
| | 15 | BUENOS AIRES-IBAGUE | 1 | 15,552 | 5,348 | 10,204 | 66% | \$ 3,586.53 | 3,751 | 4,425 | 4,752 |
| | 16 | CHICORAL-FLANDES | 1 | 12,015 | 3,227 | 8,788 | 73% | \$ 6,448.59 | 3,595 | 4,028 | 4,378 |
| | 17 | COGUA-SABANA_F | 1 | 215,000 | 202,781 | 12,219 | 6% | \$ 1,998.80 | 110,519 | 139,906 | 161,677 |
| | 18 | CUSIANA-APIAY | 8 | 70,569 | 54,517 | 15,052 | 21% | \$ 2,771.60 | 30,019 | 43,732 | 53,667 |
| | 19 | CUSIANA-EL PORVENIR | 16 | 470,000 | 439,433 | 20,645 | 4% | \$ 337.11 | 370,381 | 397,401 | 420,806 |
| | 20 | EL PORVENIR-LA BELLEZA | 13 | 470,000 | 437,478 | 22,600 | 5% | \$ 3,854.19 | 368,547 | 395,744 | 419,223 |
| | 21 | FLANDES-GUANDO | 1 | 10,738 | 1,250 | 9,488 | 88% | \$ 2,158.33 | 1,048 | 1,145 | 1,204 |
| | 22 | FLANDES-RICAURTE | 1 | 2,156 | 1,388 | 768 | 36% | \$ 4,289.28 | 933 | 1,227 | 1,525 |
| | 23 | FLOREÑA-YOPAL | 8 | 16,161 | 12,259 | 3,902 | 24% | \$ 2,080.82 | 13,152 | 14,513 | 15,598 |
| | 24 | GBS_I-GBS_F | 9 | 63,744 | 3,859 | 59,885 | 94% | \$ 3,776.38 | 10,866 | 13,515 | 15,557 |
| | 25 | GIBRALTAR-BUCARAMANGA | 4 | 49,920 | 48,405 | 993 | 2% | \$ 12,293.73 | 30,057 | 36,766 | 37,726 |
| | 26 | GUALANDAY-NEIVA | 4 | 11,000 | 9,771 | 1,229 | 11% | \$ 20,562.88 | 8,347 | 9,131 | 9,845 |
| | 27 | GUANDO-FUSAGASUGA | 1 | 957 | 957 | 0 | 0% | \$ 10,991.87 | 800 | 879 | 959 |
| | 28 | LA BELLEZA-COGUA | 4 | 218,331 | 204,288 | 14,043 | 6% | \$ 1,338.02 | 113,314 | 142,860 | 164,539 |
| | 29 | VASCONIA-LA BELLEZA | 1 | 30,000 | 20,054 | 9,946 | 33% | \$ 2,028.73 | 203,202 | 230,308 | 263,842 |
| | 30 | MARIQUITA-GUALANDAY | 5 | 15,000 | 15,137 | 0 | 0% | \$ 5,931.62 | 13,630 | 15,119 | 16,365 |
| | 31 | MARIQUITA-PEREIRA | 8 | 168,000 | 156,162 | 10,690 | 6% | \$ 2,760.63 | 71,566 | 94,550 | 123,240 |
| | 32 | NEIVA-HOBO | 1 | 2,765 | 1,450 | 1,315 | 48% | \$ 31,374.73 | 16 | 314 | 409 |
| | 33 | PEREIRA-ARMENIA | 7 | 158,000 | 119,426 | 38,574 | 24% | \$ 1,173.79 | 55,154 | 79,036 | 121,984 |
| | 34 | PRADERA-POPAYAN | 2 | 3,675 | 3,675 | 0 | 0% | \$ 10,056.48 | 2,691 | 3,941 | 4,686 |
| | 35 | SARDINATA-CUCUTA | 1 | 4,637 | 3,990 | 647 | 14% | \$ 6,998.49 | 3,142 | 3,529 | 3,971 |
| | 36 | SEBASTOPOL-MEDELLIN | 8 | 78,000 | 62,363 | 15,039 | 19% | \$ 6,347.63 | 40,010 | 52,315 | 60,720 |
| | 37 | SEBASTOPOL-VASCONIA | 5 | 143,000 | 72,554 | 70,446 | 49% | \$ 984.66 | 80,505 | 112,723 | 146,125 |
| | 38 | TANE/CACOTA-PAMPLONA | 1 | 360 | 238 | 122 | 34% | \$ 24,506.93 | 195 | 230 | 244 |
| | 39 | VASCONIA-MARIQUITA | 10 | 192,000 | 180,981 | 9,711 | 5% | \$ 1,945.01 | 94,432 | 117,693 | 145,756 |
| | 40 | YOPAL-MORICHAL | 1 | 11,836 | 5,500 | 6,336 | 54% | \$ 2,063.23 | 4,524 | 4,806 | 4,992 |
| | 41 | YUMBO/CALI-CALI | 1 | 73,600 | 73,600 | 0 | 0% | \$ 402.39 | 34,259 | 42,075 | 45,301 |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

| REGIÓN | No | Tramo* | Núm. agentes contratados | Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD) | Capacidad contratada (KPCD) | Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) *** | CDP/ CMMP | Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC) |
|----------|----|-----------------------------|--------------------------|---|-----------------------------|--|-----------|------------------------------------|
| COSTA | 1 | LA MAMI-BALLENA | 9 | 51,600 | 53,296 | 0 | 0% | \$ 1,063.18 |
| | 2 | CARTAGENA-BARRANQUILLA | 11 | 551,303 | 543,701 | 6,302 | 1% | \$ 1,142.06 |
| | 3 | BARRANQUILLA-LA MAMI | 10 | 468,003 | 459,759 | 6,944 | 1% | \$ 1,648.36 |
| | 4 | SINCELEJO-CARTAGENA | 11 | 267,845 | 265,269 | 0 | 0% | \$ 2,325.82 |
| | 5 | JOBO-SINCELEJO | 9 | 181,645 | 171,661 | 7,384 | 4% | \$ 2,491.60 |
| INTERIOR | 6 | BARRANCABERMEJA-BALLENA | 1 | 109,500 | 8,121 | 101,379 | 93% | |
| | 7 | BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA | 3 | 37,361 | 30,875 | 5,964 | 16% | \$ 8,288.86 |
| | 8 | SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA | 5 | 130,000 | 77,918 | 49,395 | 38% | \$ 2,335.84 |
| | 9 | LA BELLEZA-VASCONIA | 11 | 271,723 | 266,565 | 500 | 0% | \$ 2,028.73 |
| | 10 | VASCONIA-SEBASTOPOL | 10 | 206,000 | 166,187 | 37,126 | 18% | \$ 984.66 |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: Información no disponible

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

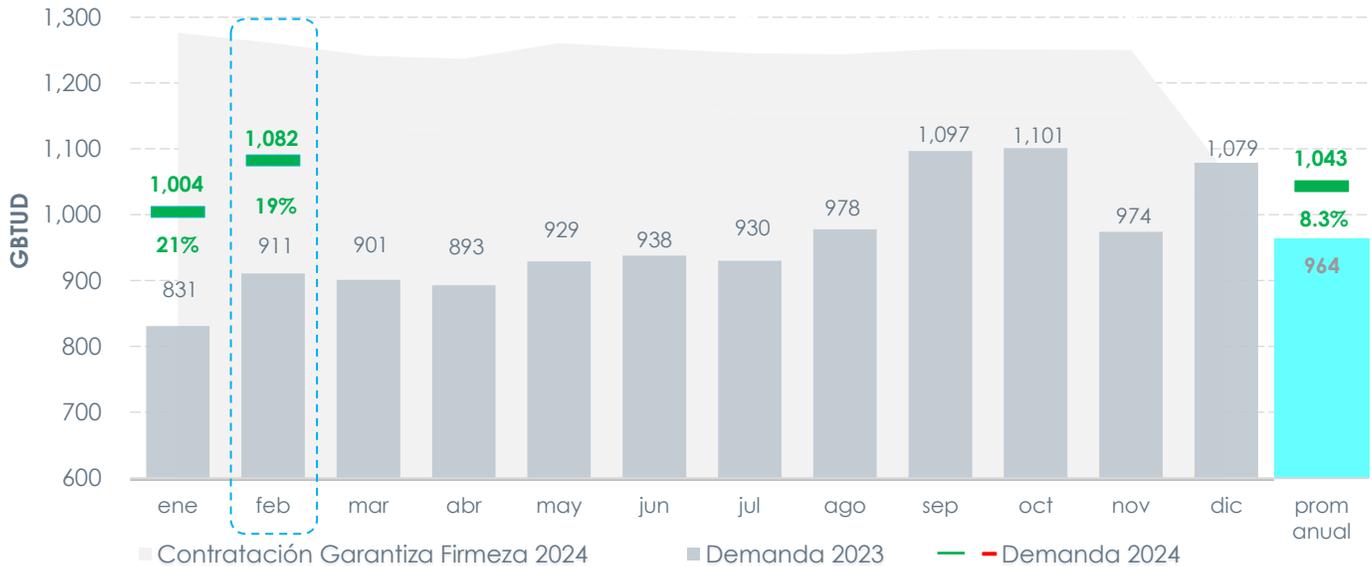
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 **febrero** se observa una demanda promedio de **1082 GBTUD**, esto es **19% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 911 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1043 GBTUD**, estando por encima un 8.3% al promedio anual del 2023 (964 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2024 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2023 (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.

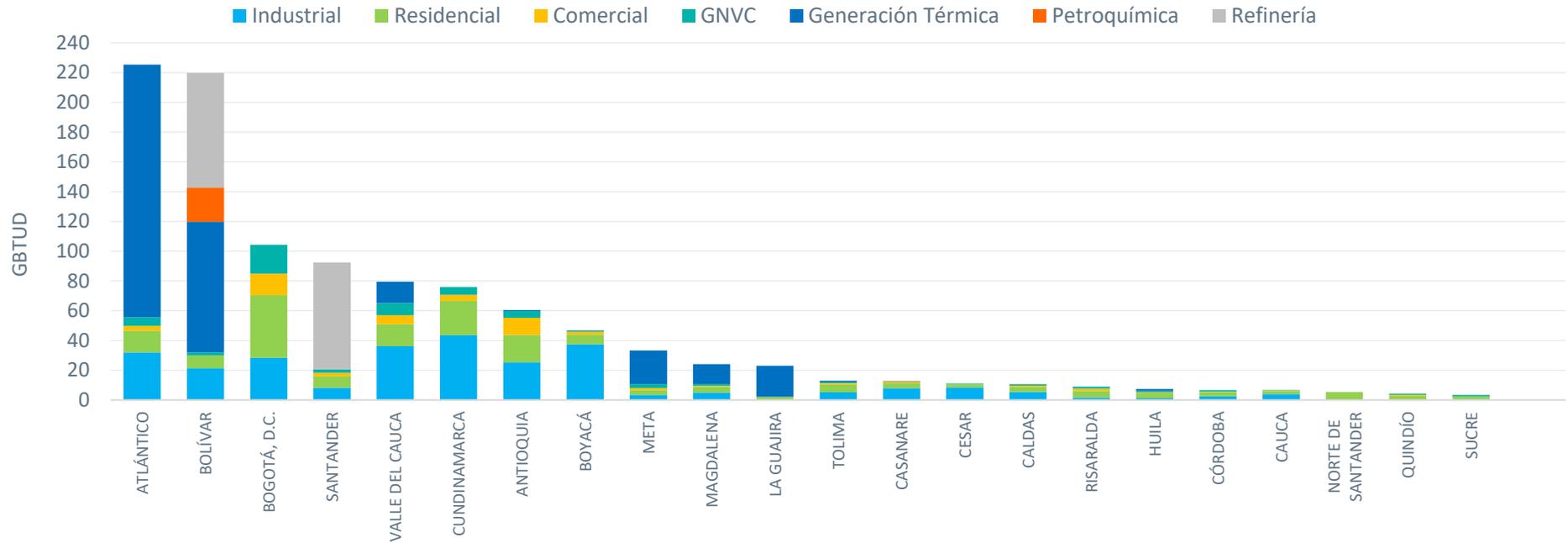
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **febrero** la demanda **térmica** fue 158 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **superior** en 13 GBTUD.

| | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|
| 2023 | 122 / 709 | 172 / 739 | 153 / 748 | 146 / 747 | 198 / 731 | 203 / 736 | 198 / 732 | 231 / 747 | 372 / 725 | 373 / 728 | 242 / 732 | 355 / 724 |
| 2024 | 302 / 702 | 330 / 752 | | | | | | | | | | |

Térmica
 No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

| Sector | Atlántico | Bolívar | Bogotá, D.C. | Santander | Valle del Cauca | Cundinamarca | Antioquia | Boyacá | Meta | Magdalena | La Guajira | Tolima | Casanare | Cesar | Caldas | Risaralda | Huila | Córdoba | Cauca | Norte de Santander | Quindío | Sucre | TOTAL |
|---------------------------|------------|------------|--------------|-----------|-----------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|--------------------|----------|----------|-------------|
| Residencial | 14.7 | 8.6 | 42.0 | 7.7 | 14.6 | 23.0 | 18.3 | 6.5 | 3.2 | 3.7 | 2.2 | 5.1 | 3.4 | 1.8 | 3.3 | 4.6 | 3.5 | 3.1 | 2.1 | 5.3 | 2.5 | 2.1 | 182 |
| Comercial | 3.3 | 0.0 | 14.4 | 2.2 | 6.2 | 4.0 | 11.5 | 2.0 | 1.4 | 0.7 | 0.0 | 0.9 | 0.8 | 0.4 | 0.9 | 1.5 | 0.3 | 0.2 | 0.3 | 0.0 | 0.8 | 0.0 | 52 |
| Industrial | 32.0 | 21.5 | 28.4 | 8.3 | 36.2 | 43.6 | 25.4 | 37.4 | 3.4 | 5.1 | 0.0 | 5.3 | 8.0 | 8.4 | 5.5 | 1.6 | 1.3 | 2.4 | 3.9 | 0.0 | 0.3 | 0.4 | 279 |
| GNVC | 5.7 | 2.0 | 19.6 | 2.4 | 8.1 | 5.3 | 4.6 | 1.0 | 2.8 | 1.3 | 0.0 | 0.7 | 0.3 | 0.6 | 0.7 | 1.4 | 0.9 | 0.9 | 0.3 | 0.0 | 0.8 | 1.0 | 60 |
| Generación Térmica | 169.7 | 87.7 | 0.0 | 0.0 | 14.3 | 0.0 | 0.6 | 0.0 | 22.4 | 13.2 | 20.9 | 0.9 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 330 |
| Refinería | 0.0 | 77.0 | 0.0 | 71.7 | 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 | 149 |
| Petroquímica | 0.0 | 23.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 23 |
| Compresoras | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 2.0 | 0.0 | 0.3 | 0.3 | 3.1 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 1.1 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 7 |
| TOTAL | 225 | 220 | 104 | 94 | 79 | 76 | 61 | 50 | 33 | 24 | 23 | 14 | 13 | 11 | 10 | 9 | 7 | 7 | 7 | 5 | 4 | 4 | 1082 |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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 febrero de 2024 el sector que registra mayor energía recibida es la Generación Térmica con 330 GBTUD en promedio, de los cuales 40 GBTUD corresponden a la región Interior y 290 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 182 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 148 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



| | Generación Térmica | Industrial | Residencial | Refinería | GNVC | Comercial | Petroquímica | Compresoras SNT |
|-----------------------|--------------------|------------|-------------|-----------|------|-----------|--------------|-----------------|
| COSTA | 291 | 61 | 34 | 77 | 11 | 5 | 23 | 0 |
| INTERIOR | 40 | 217 | 148 | 72 | 49 | 48 | 0 | 7 |
| TOTAL Nacional | 330 | 279 | 182 | 149 | 60 | 52 | 23 | 7 |
| % Segmento | 30% | 26% | 17% | 14% | 6% | 5% | 1% | 1% |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – 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 febrero de 2024, con respecto enero de 2024 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región de la costa e Interior y en los consumos del sector Industrial en la región del interior.

| TIPO DE USUARIO | | | Septiembre 2023 | | Octubre 2023 | | Noviembre 2023 | | Diciembre 2023 | | Enero 2024 | | Febrero 2024 | | |
|-----------------|--------------------|----------|-----------------|-----|--------------|-----|----------------|-----|----------------|-----|-------------|-----|--------------|-----|-----|
| | | | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | |
| | Comercial | Costa | 0 | 11 | 0 | 11 | 0 | 11 | 0 | 11 | 0 | 8 | 0 | 5 | |
| | | Interior | 0 | 46 | 0 | 47 | 0 | 48 | 0 | 45 | 0 | 44 | 0 | 48 | |
| | Generación Térmica | Costa | 309 | 0 | 315 | 0 | 210 | 0 | 311 | 0 | 274 | 0 | 291 | 0 | |
| | | Interior | 63 | 0 | 59 | 0 | 32 | 0 | 44 | 0 | 28 | 0 | 40 | 0 | |
| | GNVC | Costa | 9 | 0 | 9 | 0 | 9 | 0 | 9 | 0 | 10 | 0 | 11 | 0 | |
| | | Interior | 45 | 0 | 44 | 0 | 45 | 0 | 48 | 0 | 45 | 0 | 49 | 0 | |
| | Industrial | Costa | 56 | 4 | 59 | 4 | 58 | 4 | 55 | 5 | 55 | 6 | 55 | 6 | |
| | | Interior | 180 | 24 | 181 | 24 | 184 | 24 | 186 | 22 | 172 | 22 | 193 | 24 | |
| | Petroquímica | Costa | 19 | 0 | 22 | 0 | 21 | 0 | 23 | 0 | 17 | 0 | 23 | 0 | |
| | | Interior | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Refinería | Costa | 73 | 0 | 71 | 0 | 75 | 0 | 76 | 0 | 75 | 0 | 77 | 0 | |
| | | Interior | 70 | 0 | 72 | 0 | 67 | 0 | 66 | 0 | 77 | 0 | 72 | 0 | |
| | Residencial | Costa | 0 | 30 | 0 | 30 | 0 | 31 | 0 | 31 | 0 | 31 | 0 | 34 | |
| | | Interior | 0 | 146 | 0 | 145 | 0 | 147 | 0 | 140 | 0 | 136 | 0 | 148 | |
| | Compresoras SNT | Costa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | Interior | 8 | 0 | 8 | 0 | 7 | 0 | 7 | 0 | 5 | 0 | 7 | 0 | |
| Subtotal UR/UNR | | | Septiembre 2023 | | Octubre 2023 | | Noviembre 2023 | | Diciembre 2023 | | Enero 2024 | | Febrero 2024 | | |
| | | | Tipo | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR | UNR | UR |
| | | | Costa | 467 | 46 | 477 | 45 | 374 | 46 | 474 | 47 | 431 | 46 | 457 | 45 |
| | | | Interior | 367 | 217 | 364 | 215 | 335 | 219 | 351 | 207 | 326 | 201 | 360 | 220 |
| TOTAL | | | 1097 | | 1101 | | 974 | | 1079 | | 1004 | | 1082 | | |

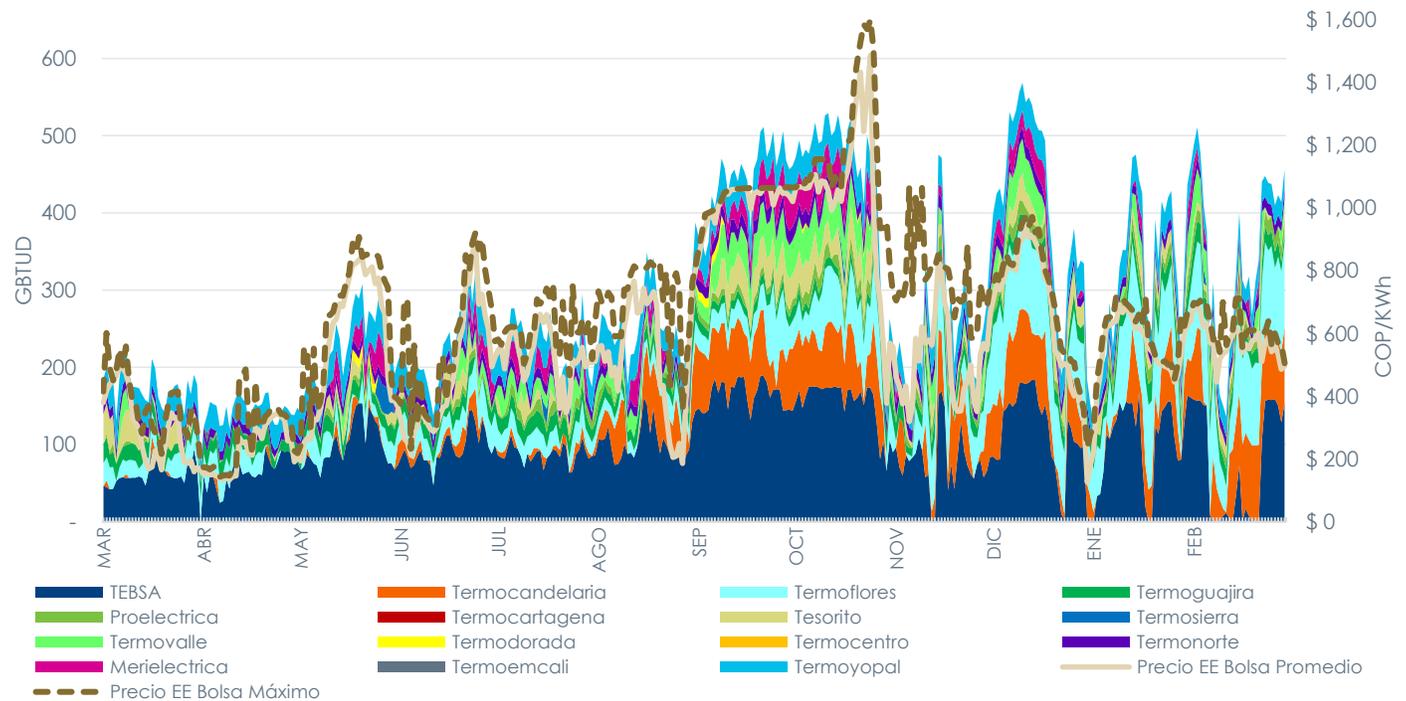
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 despacho 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 febrero fue en promedio 344 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



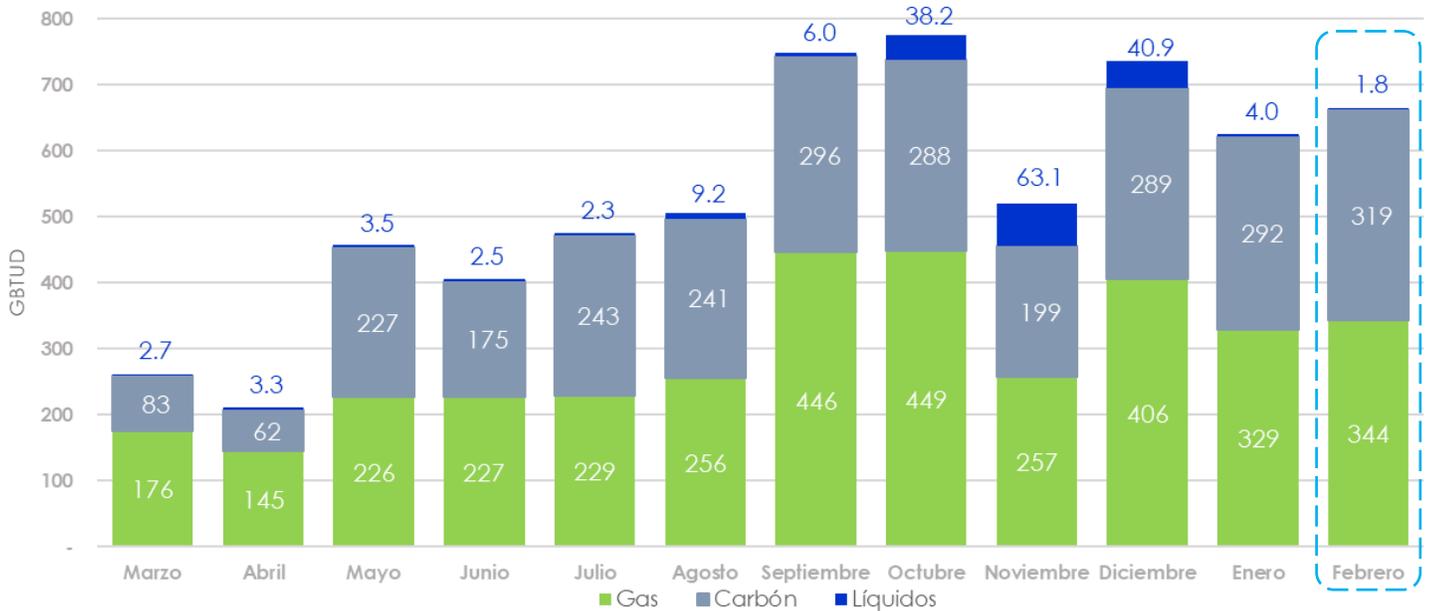
Fuente: XM.

Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 126 GBTUD y 475 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: Termoflores (97 GBTUD), TEBSA (73 GBTUD), TERMOCANDELARIA (72 GBTUD), Termoyopal (25 GBTUD), Termoguajira (21 GBTUD), TermoValle (15 GBTUD), Proelectrica (14 GBTUD), TermoNorte (13 GBTUD), TermoTesorito (9 GBTUD), y Merielectrica (3 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 febrero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 344 GBTUD que representó el 51.7% del total, carbón con 319 GBTUD¹(48.0%), y los combustibles líquidos consumieron 1.8 GBTUD (0.3%).

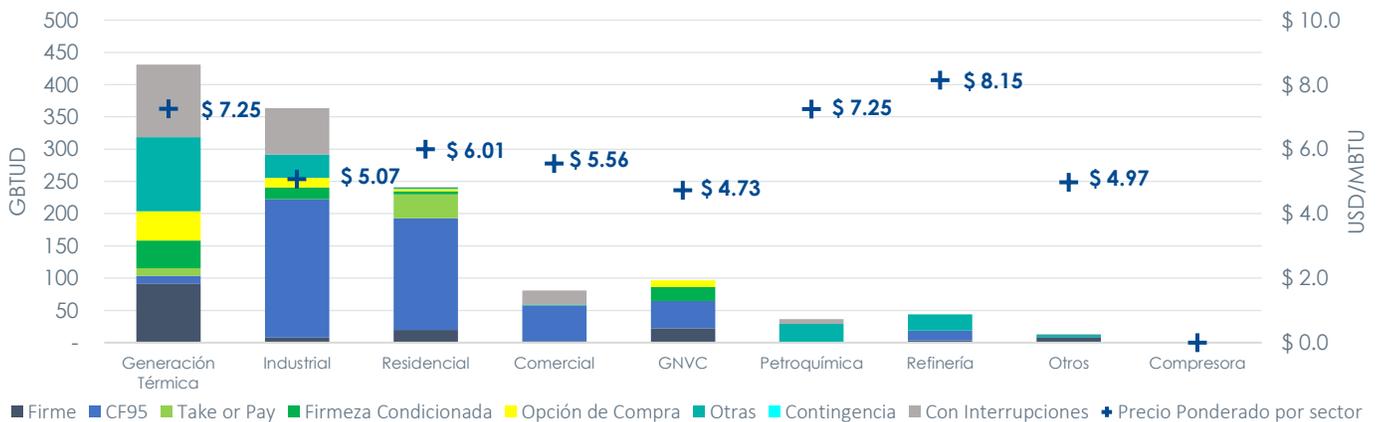
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: XM.

Contratación vigente en febrero 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).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

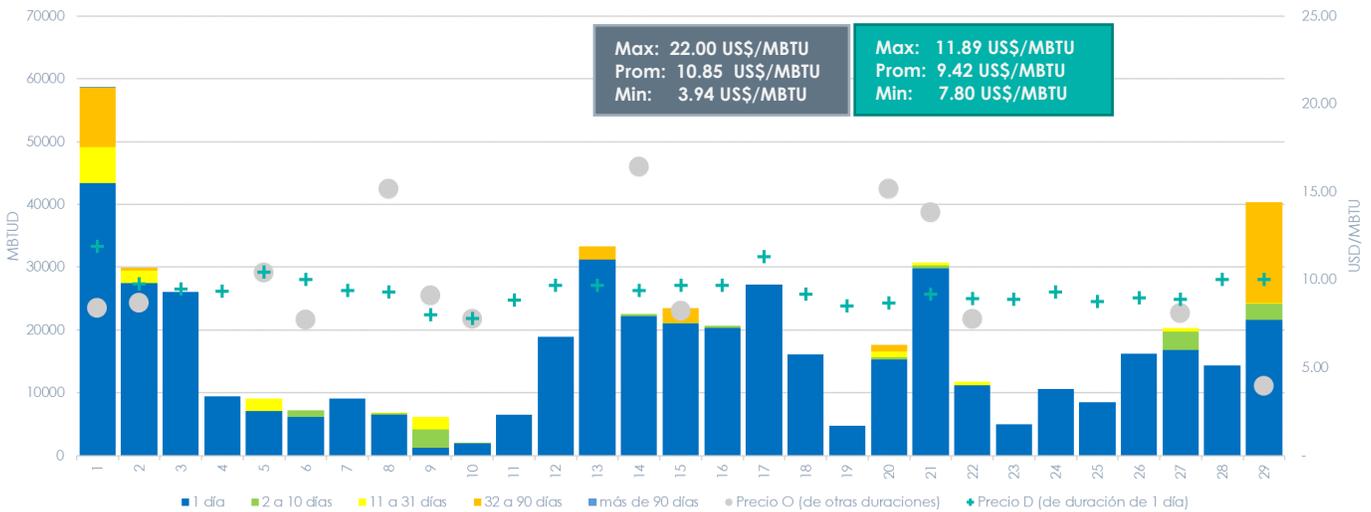
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones" y "Otras". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición 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 registró contratos en modalidades Firme y "Otras". EL sector de compresoras, son las contrataciones de los transportadores para consumos propios.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de febrero registró 328 operaciones, casi en su totalidad correspondientes a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (282). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 7.80 USD/MBTU (febrero 10) y 11.89 USD/MBTU (febrero 1) para las transacciones de duración de **1 día**.

Transacciones mercado secundario febrero – Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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.

El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 9.77 USD/MBTU.

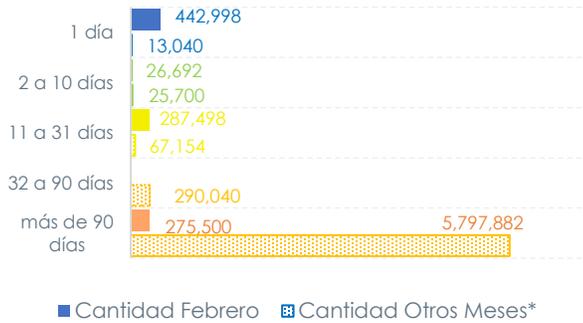
Número de operaciones en febrero – Suministro

| 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 | TOTAL | Promedio mes (USD/MBTU) |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|------------|-------------------------|
| 1 día | 15 | 21 | 17 | 10 | 9 | 7 | 9 | 6 | 3 | 5 | 3 | 7 | 15 | 13 | 14 | 11 | 8 | 6 | 5 | 10 | 16 | 13 | 5 | 5 | 4 | 6 | 14 | 11 | 14 | 282 | \$ 9.77 |
| 2 a 10 días | | | | | | 1 | | 1 | 1 | 1 | | | | 2 | 1 | 1 | | | | 1 | 1 | | | | | 1 | | 1 | 12 | \$ 9.51 | |
| 11 a 31 días | 4 | 3 | | | 1 | | | 1 | 1 | | | | | | | | | | | 2 | 1 | 1 | | | | | | 1 | 16 | \$ 8.90 | |
| 32 a 90 días | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | 1 | 2 | \$ 5.17 |
| más de 90 días | 1 | 1 | | | | | | | | | | | 1 | | 2 | | | | | 1 | | | | | | | | | 10 | 16 | \$ 8.48 |
| TOTAL | 20 | 25 | 17 | 10 | 10 | 8 | 9 | 8 | 5 | 6 | 3 | 7 | 16 | 15 | 17 | 12 | 8 | 6 | 5 | 14 | 18 | 14 | 6 | 5 | 4 | 6 | 16 | 11 | 27 | 328 | \$ 5.17 |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 85.97% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 29 de febrero con 27 transacciones, equivalentes al 8.23% del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en febrero – 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 **42.9% (442,998 MBTU)** del volumen total transado ejecutado en febrero (**1,032,688 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **6,073,382 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **14.3%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 178,286 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 507,348 MBTUD equivalente al 98.03% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 6,950 MBTUD, equivalente al 1.34%; La modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 2,550 MBTUD equivalente al 0.49%; La modalidad **“Opción de Compra”** registró 700 MBTUD equivalentes al 0.14%, mientras que Contratos de **“Contingencia”** no registró operaciones. CUSIANA (119) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por MAMONAL (52), BALLENA (51) y VASCONIA (40). Los puntos No SNT registraron 25 operaciones.

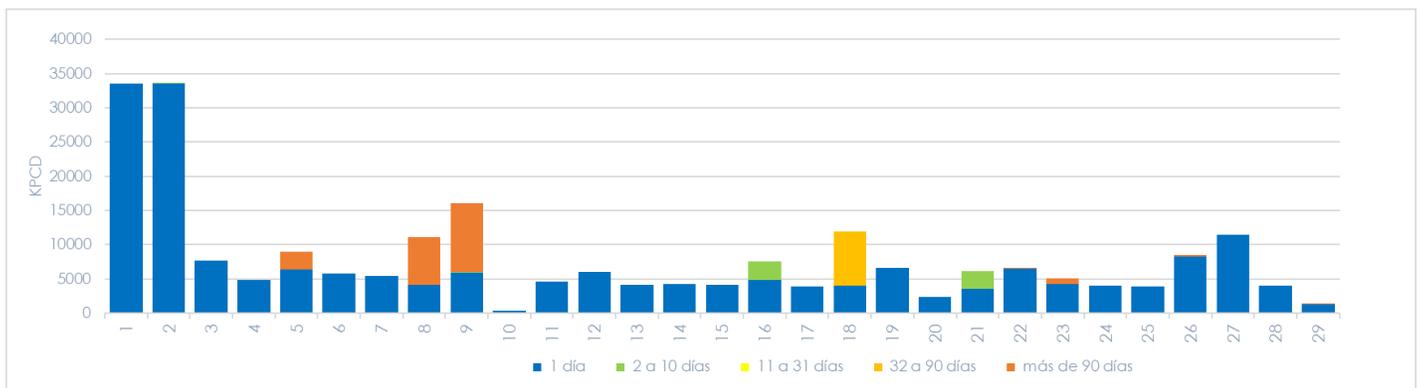


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de febrero se registraron 300 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (285).

Transacciones mercado secundario febrero – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

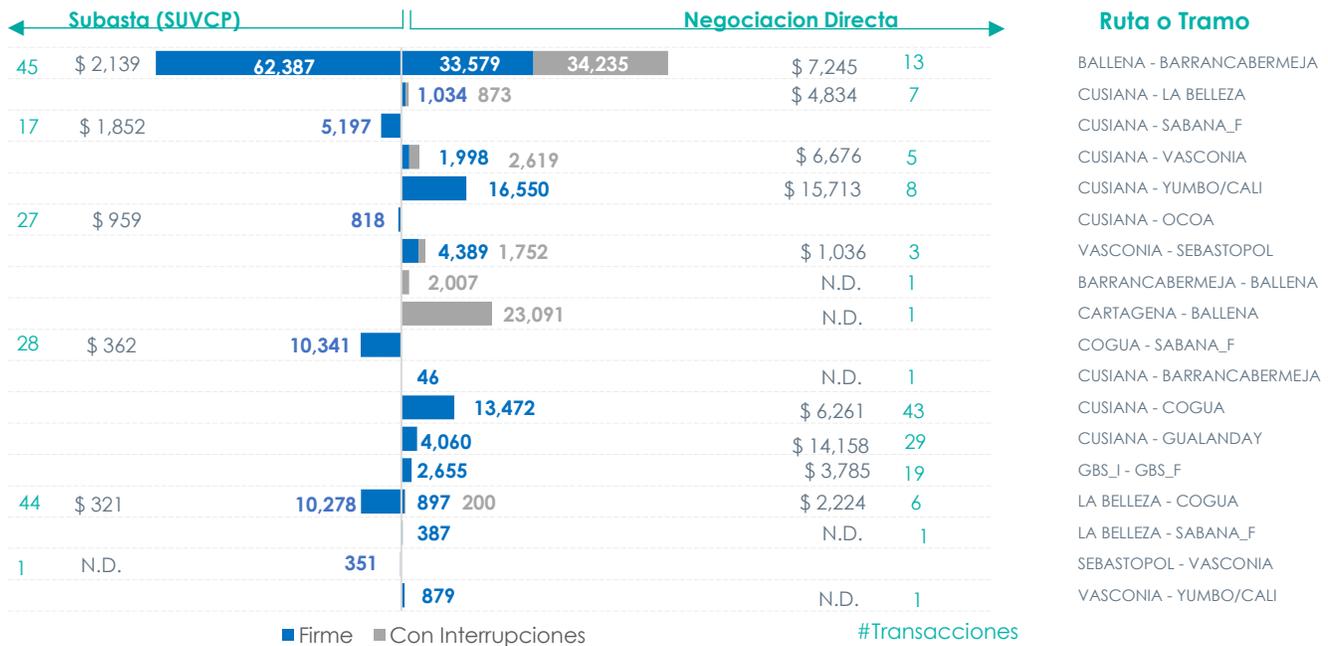
Número de operaciones en febrero – Transporte

| 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 | |
| 1 día | 13 | 13 | 9 | 11 | 10 | 11 | 11 | 7 | 11 | 4 | 12 | 11 | 11 | 8 | 10 | 10 | 9 | 8 | 10 | 9 | 9 | 10 | 9 | 11 | 8 | 13 | 11 | 11 | 5 | 285 |
| 2 a 10 días | | 1 | | | | | | | 1 | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | | | | | 5 |
| 11 a 31 días | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 a 90 días | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | | | 1 |
| más de 90 días | | | | | 1 | | | 1 | 2 | | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 | | | 2 | | 1 | 9 |
| TOTAL | 13 | 14 | 9 | 11 | 11 | 11 | 11 | 8 | 14 | 4 | 12 | 11 | 11 | 8 | 10 | 12 | 9 | 9 | 10 | 9 | 10 | 11 | 10 | 11 | 8 | 15 | 11 | 11 | 6 | 300 |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 8,072 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 26 de febrero con 15 transacciones, equivalentes al 5% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

Del total de transacciones (300), 162 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 138 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 61.82% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo BALLENA – BARRANCABERMEJA para el cual se transaron 95,966 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron BALLENA – BARRANCABERMEJA con 58 transacciones (13 por medio de negociación directa y 45 mediante subasta), LA BELLEZA - COGUA con 50 transacciones (6 asignadas mediante negociación directa y 44 por medio de subasta), CUSIANA - COGUA con 43 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - GUALANDAY con 29 (todas asignadas por medio de negociación directa) y COGUA – SABANA F con 28 (todas asignadas por medio de Subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas 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 febrero

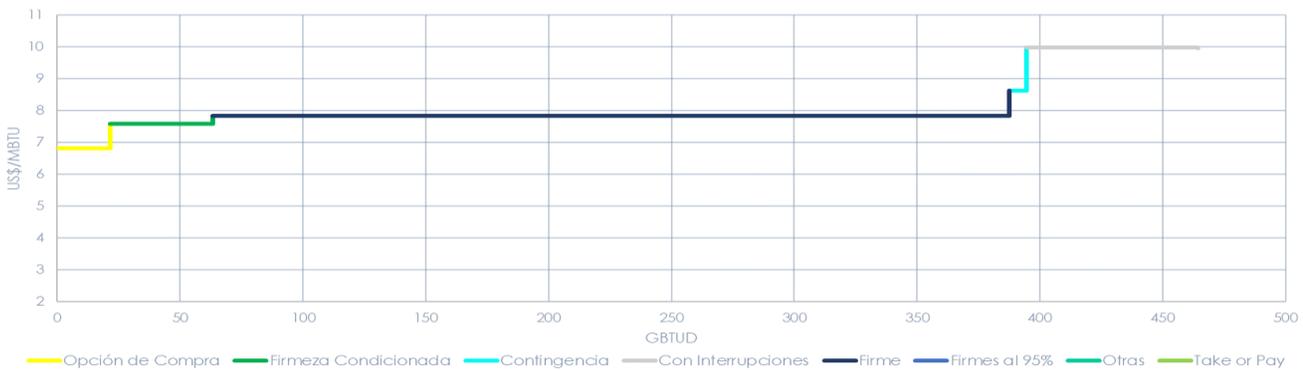
La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

| 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 | 112.1 | \$ 6.10 | 13.6 | \$ 6.92 | | | 11.9 | \$ 6.30 | 2.6 | \$ 5.53 | 6.0 | N.D. | 146.2 |
| | Barranca | 10.0 | \$ 9.08 | | | | | | | | | 1.0 | N.D. | 10.9 |
| | Vasconia | 4.3 | \$ 9.59 | 0.4 | N.D. | | | 0.2 | \$ 16.62 | | | | | 5.0 |
| | Sebastopol | 6.0 | \$ 7.36 | | | | | | | | | | | 6.0 |
| | Gibraltar | 3.2 | \$ 4.73 | 0.2 | N.D. | | | | | | | | | 3.4 |
| | Caramelo | 3.7 | \$ 7.48 | 0.2 | N.D. | | | | | | | | | 3.9 |
| | Mariquita | 0.1 | \$ 9.43 | | | | | | | | | | | 0.1 |
| Costa | Jobo | 0.5 | N.D. | 50.0 | N.D. | | | | | | | | | 50.5 |
| | Ballena | 67.9 | \$ 9.68 | | | | | 5.6 | \$ 12.77 | 3.0 | \$ 4.35 | | | 76.5 |
| | Mamonal | 21.5 | \$ 8.06 | 4.2 | \$ 9.30 | | | 20.5 | \$ 7.40 | 15.9 | N.D. | | | 62.1 |
| | Bonga Mamey | | | | | - | - | | | | | | | 0 |
| | Tucurínca | 54.3 | \$ 8.80 | | | | | 5.4 | \$ 10.30 | | | | | 59.8 |
| | La Creciente | | | | | - | - | | | | | | | 0 |
| | Hocol | 7.7 | \$ 5.89 | 0.7 | N.D. | | | | | | | | | 8.4 |
| | Bullerengue | 11.7 | \$ 8.07 | | | | | | | | | | | 11.7 |
| | No SNT* | 10.2 | \$12.38 | 4.1 | \$ 9.18 | | | | | | | 0.1 | N.D. | 14.4 |
| | Corrales | 0.2 | \$ 8.08 | | | | | | | | | | | 0.2 |
| Total general | 324.4 | \$ 7.84 | 69.8 | \$ 9.98 | 0 | 0 | 41.7 | \$ 7.58 | 21.5 | \$ 6.82 | 7.0 | \$ 8.62 | 464.3 | |
| Total (%) | | 69.9% | | 15.0% | | 0.0% | | 9.0% | | 4.6% | | 1.5% | | |

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

*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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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 "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.82 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9.98 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.9% de la contratación total nacional agregando 394.18 GBTUD vigentes 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. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Nelson, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

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 industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniaco del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

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

WWW.BMCBEC.COM.CO