



Informe mensual mercado de Gas Natural Diciembre de 2017



Cortesía: Promigas

NOTA: La información presentada en este reporte puede ser objeto de modificaciones y/o actualizaciones por parte de los agentes.



Introducción

La BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, se complace en poner a disposición de los agentes del mercado el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia, correspondiente a la operación del sector observada durante diciembre de 2017.

La presente publicación contiene una síntesis de las cantidades de energía y precios promedio ponderados para las transacciones de suministro y transporte vigentes durante el periodo de análisis. Igualmente, se destaca el desarrollo estadístico expuesto a lo largo del informe, a partir del cual se ilustra de manera resumida el comportamiento de los precios del gas por sector de consumo.

Este informe se constituye en un instrumento para la toma de decisiones por parte de los agentes e inversionistas del mercado de gas natural colombiano, a través del acceso a información oportuna y confiable generada por el Gestor del Mercado de Gas Natural dando aplicación a los principios de independencia, objetividad, transparencia y neutralidad que lo caracteriza.

La primera sección incorpora los indicadores claves de desempeño del mercado primario y secundario, con un análisis de las variaciones en las cantidades y precios respecto a los datos obtenidos en periodos anteriores.

En las secciones segunda y tercera, se presentan las cantidades contratadas vigentes en suministro de gas por modalidad contractual y sector de consumo, así como su precio promedio ponderado; en cuanto a transporte, se incluye la capacidad contratada, capacidad máxima de mediano plazo y capacidad disponible primaria para los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte.

Las secciones cuarta y quinta abordan la operación del mercado secundario, mostrando en ésta las transacciones con periodos de entrega diario e intradiario para los puntos estándar de entrega definidos en la normatividad y tramos o grupos de gasoductos.

Como última sección del informe, se incluye el análisis del comportamiento de las variables operativas declaradas por los productores – comercializadores, comercializadores de gas importado, transportadores, generadores térmicos, comercializadores-distribuidores y usuarios no regulados.

Cabe señalar que la información consignada en el presente informe corresponde a la consolidación de la información reportada por los agentes del mercado en la plataforma dispuesta por el Gestor para dicho propósito, la cual puede estar sujeta a cambios como consecuencia de conciliaciones posteriores entre agentes en materia operativa; las disminuciones observadas en la información operativa obedecen a falta de reporte por parte de algunos agentes. Dado lo anterior, cualquier modificación adicional se verá reflejada en Informes posteriores.

Finalmente, el mercado de gas natural podrá contar con este informe de manera mensual y será publicado en nuestra página web www.bmcbec.com.co el octavo día hábil de cada mes.



Contenido

1. KPI - Indicadores clave de desempeño.
 - 1.1 KPI - Mercado Primario.
 - 1.2 KPI - Mercado Secundario.
2. Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas.
 - 2.1 Por modalidades contractuales - Campos de producción.
 - 2.2 Por modalidades contractuales - Interior / Costa.
 - 2.3 Por sectores de consumo - Total país.
 - 2.4 Por sectores de consumo - Campos de producción.
 - 2.4.1 Ballena.
 - 2.4.2 Cupiaqua/Cusiana.
3. Contratación en el Mercado Primario - Capacidad de Transporte.
4. Contratación en el Mercado Secundario - Suministro de gas.
5. Contratación en el Mercado Secundario - Capacidad de Transporte.
6. Comportamiento de Energía inyectada vs. Energía recibida.



1. KPI - Indicadores clave de desempeño

Esta sección presenta de manera gráfica y resumida, a través del cálculo de los Indicadores Claves de Desempeño o Key Performance Indicator – KPI, el comportamiento de las variables de cantidades y los precios promedio ponderados vigentes para las fuentes de Ballena y Cupiagua/Cusiana en el mercado primario, y los contratos pactados en Diario - Firme e Intradía - Firme para los puntos estándar de entrega Ballena y Cusiana en el mercado secundario. Estos indicadores permiten comparar los datos actuales (Diciembre 2017) con el mes inmediatamente anterior (Noviembre 2017) y el mismo mes del año anterior (Diciembre 2016).



1.1 KPI - Mercado Primario

Indicador Diciembre de 2017	Variación porcentual mes anterior (Noviembre de 2017)	Variación porcentual año anterior (Diciembre de 2016)
Mercado Primario : Ballena Gas contratado* (GBTUD): Cantidad: 133.80	 -27% Cantidad: 183.80	 -36% Cantidad: 207.80
Mercado Primario : Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 5.24	 11% Precio: 4.71	 12% Precio: 4.69
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Gas contratado* (GBTUD): Cantidad: 456.17	 0% Cantidad: 455.04	 1% Cantidad: 450.39
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 3.51	 0% Precio: 3.50	 -0% Precio: 3.52

- Variación porcentual mayor a 20%.
- Variación porcentual entre -20% y 20%.
- Variación porcentual menor a -20%.

*Se incluyen todas las modalidades contractuales.



1.2 KPI - Mercado Secundario

Indicador Diciembre de 2017	Variación porcentual mes anterior (Noviembre de 2017)	Variación porcentual año anterior (Diciembre de 2016)
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD): Cantidad: 4.51	 -3% Cantidad: 4.67	 16% Cantidad: 3.88
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 3.90	 13% Precio: 3.43	 -11% Precio: 4.37
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD): Cantidad: 12.68	 -25% Cantidad: 17.00	 22% Cantidad: 10.42
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 1.72	 -5% Precio: 1.81	 -40% Precio: 2.88

■ Variación porcentual mayor a 20%.
■ Variación porcentual entre -20% y 20%.
■ Variación porcentual menor a -20%.



1.2 KPI - Mercado Secundario

Indicador Diciembre de 2017	Variación porcentual mes anterior (Noviembre de 2017)	Variación porcentual año anterior (Diciembre de 2016)
<p>Mercado Secundario (Intradiaario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD):</p> <p>Cantidad: 0.61</p>	 <p>-87%</p> <p>Cantidad: 4.75</p>	 <p>-85%</p> <p>Cantidad: 3.97</p>
<p>Mercado Secundario (Intradiaario Firme): Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU):</p> <p>Precio: 3.44</p>	 <p>-1%</p> <p>Precio: 3.49</p>	 <p>-19%</p> <p>Precio: 4.26</p>
<p>Mercado Secundario (Intradiaario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD):</p> <p>Cantidad: 1.99</p>	 <p>-40%</p> <p>Cantidad: 3.29</p>	 <p>189%</p> <p>Cantidad: 0.69</p>
<p>Mercado Secundario (Intradiaario Firme): Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU):</p> <p>Precio: 2.50</p>	 <p>11%</p> <p>Precio: 2.25</p>	 <p>-9%</p> <p>Precio: 2.75</p>

 Variación porcentual mayor a 20%.

 Variación porcentual entre -20% y 20%.

 Variación porcentual menor a -20%.



2. Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas

A continuación se detallan las cantidades vigentes para los puntos: Ballena, Cupiagua/Cusiana y otros campos, esta información se detalla de manera desagregada para cada una de las modalidades contractuales reportadas ante el Gestor por los agentes del mercado, se incluye su precio promedio ponderado.

Como complemento al análisis del lector se incluye como componente operativo el comportamiento promedio mensual de las nominaciones y renominaciones, información declarada al Gestor del mercado de gas natural con periodicidad diaria por parte de los Productores – Comercializadores y Comercializadores de gas importado.

Esta sección también presenta las cantidades promedio contratadas bajo las modalidades Firmes y Take or Pay por sectores de consumo total y detallada para los campos de Ballena y Cupiagua/Cusiana, así como su precio promedio ponderado de contratación de manera independiente. Este capítulo también contiene un gráfico de dispersión que presenta la comparación de los precios pactados en el mes analizado para cada sector de consumo en 2017 vs 2016.

Debido a la publicación de los informes de julio y agosto, se evidenció por parte de los agentes del mercado la urgencia en la identificación de registros de precios que no han sido actualizados conforme a la normatividad vigente, por tal razón el Gestor del Mercado de Gas Natural adelantó una validación y verificación de la información reportada habilitando el aplicativo SEGAS para actualizar la información de precios.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



2.1 Por modalidades contractuales - Campos de producción:

Tabla 1:

Gas contratado por modalidad contractual.

Modalidad contractual	Ballena		Cupiagua / Cusiana		Otros Campos	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	0	0	8.3	2.11	155.0	4.34
Firme	133.8	5.24	353.5	3.42	136.4	4.68
Firme al 95%	0	0	10.0	ND	13.3	3.15
Firmeza Condicionada	0	0	25.6	4.12	0	0
Opción de Compra	0	0	23.3	5.59	14.2	ND
Otras	0	0	0	0	2.0	ND
Take or Pay	0	0	35.5	2.39	78.2	2.74
Total	133.8	5.24	456.2	3.51	399.0	4.06

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Modalidad contractual	Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	163.3	4.23
Firme	623.7	4.09
Firme al 95%	23.3	4.13
Firmeza Condicionada	25.6	4.12
Opción de Compra	37.5	4.68
Otras	2.0	ND
Take or Pay	113.7	2.63
Total	989.0	3.97

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



Tabla 2:

Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Campos de producción.

Campo de producción	Nominación promedio Diciembre (GBTUD)	Renominación promedio Diciembre (GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Diciembre vs. Noviembre (%)	Variación renominación Diciembre vs. Noviembre (%)
Ballena	130.0	130.0	-0.0	-22.4	-19.0
Cupiagua / Cusiana	347.4	349.0	0.5	-6.1	0.1
Otros Campos	194.2	170.7	-12.1	-3.3	4.3
Total	671.7	649.6	-3.3	-9.0	-3.4

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Tabla 3:

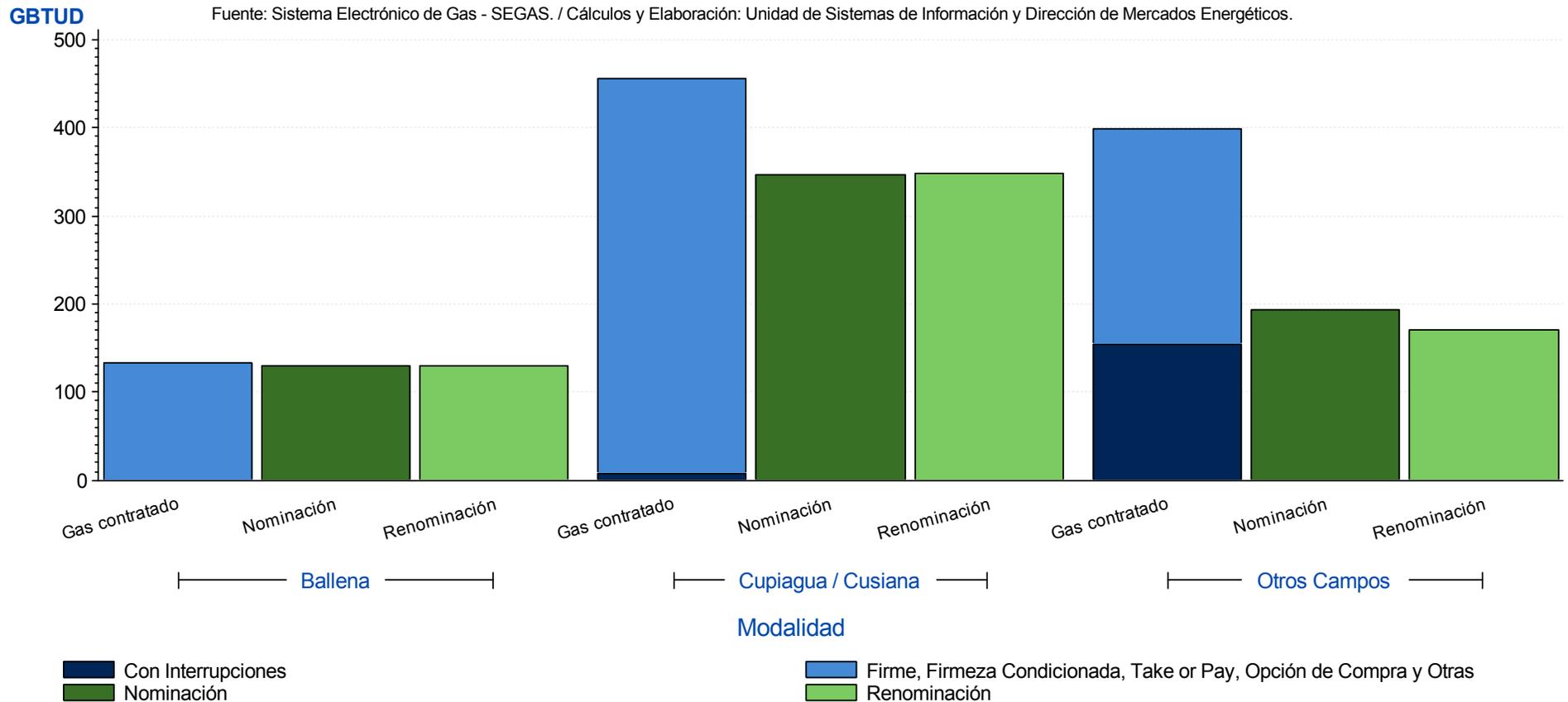
Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Modalidades contractuales.

Modalidad Contractual	Nominación promedio Diciembre (GBTUD)	Renominación promedio Diciembre (GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Diciembre vs. Noviembre (%)	Variación renominación Diciembre vs. Noviembre (%)
Con Interrupciones	19.1	13.6	-28.9	-50.7	-57.9
Firme	543.0	535.2	-1.4	-6.2	-1.6
Firme Al 95%	10.4	9.0	-13.3	.	.
Firmeza Condicionada	23.4	23.3	-0.4	-6.1	0.1
Otros	3.9	4.4	11.6	-69.6	-60.3
Take Or Pay	71.8	64.1	-10.7	-9.1	3.4
Total	671.7	649.6	-3.3	-9.0	-3.4

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

Gráfica 1:
*Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas.
Nominaciones y renominaciones promedio, Diciembre de 2017.*



Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



2.2 Por modalidades contractuales* - Interior / Costa:

Tabla 4:

Modalidad contractual	Costa		Interior		Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	95.5	3.99	67.8	4.56	163.3	4.23
Firme	215.1	4.90	408.7	3.66	623.7	4.09
Firme al 95%	12.0	3.28	11.3	5.03	23.3	4.13
Firmeza Condicionada	0	0	25.6	4.12	25.6	4.12
Opción de Compra	14.2	ND	23.3	5.59	37.5	4.68
Otras	2.0	ND	0	0	2.0	ND
Take or Pay	27.5	4.26	86.2	2.11	113.7	2.63
Total	366.2	4.49	622.8	3.66	989.0	3.97

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena / Para la caracterización de la Costa se tiene en cuenta el Sistema de Promigas y para el Interior se toma como referencia los demás Sistemas de transporte.

*Se incluyen todas las modalidades contractuales.



2.3 Por sectores de consumo - Modalidades Firme y Take or Pay:

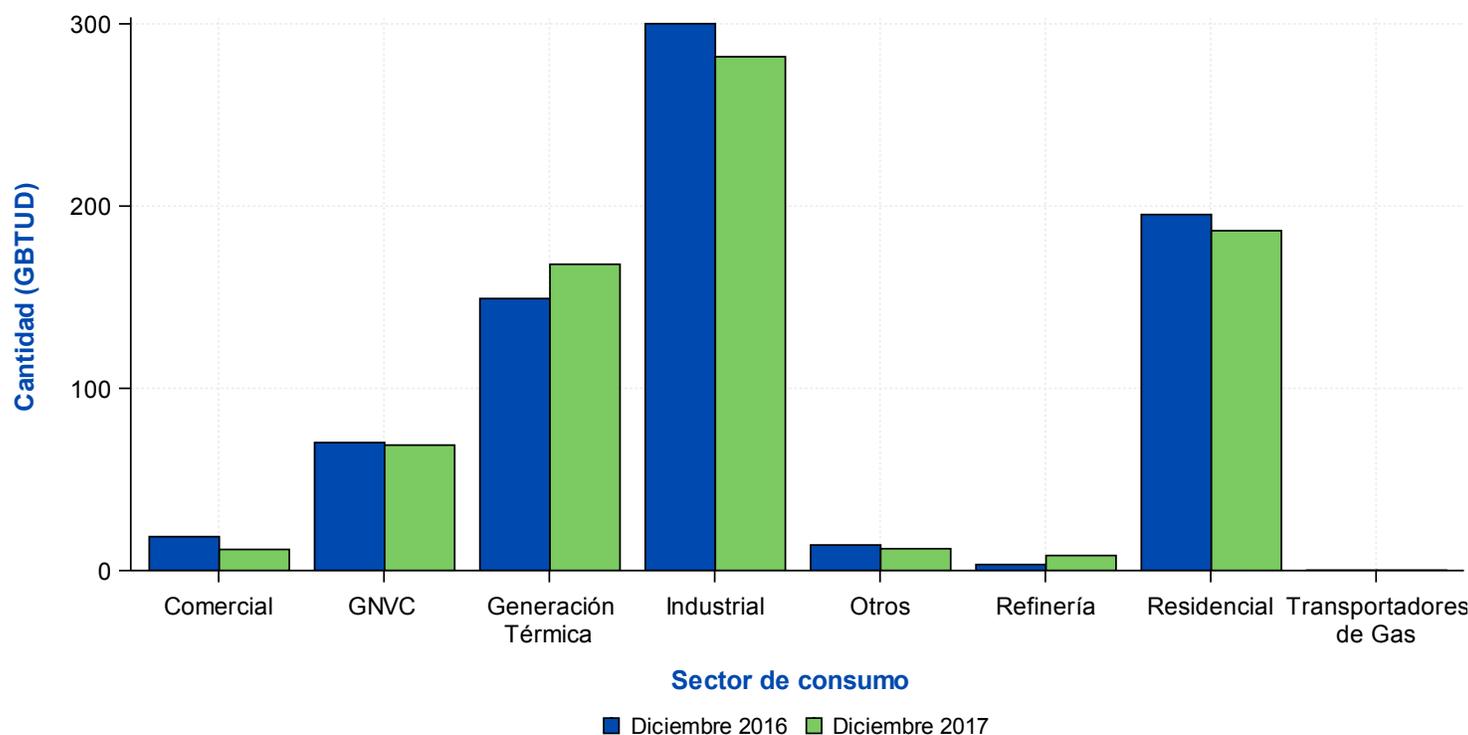
Tabla 5:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	282.0	38.2%	3.33
Residencial	186.5	25.3%	4.60
Generación Térmica	168.1	22.8%	4.03
GNVC	68.9	9.3%	2.96
Otros*	12.0	1.6%	5.90
Comercial	11.6	1.6%	5.43
Refinería**	8.3	1.1%	4.44
Transportadores de Gas	0.2	0.0%	5.42
Total	737.4	100.0%	3.86

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Gráfica 2:

Comparativo de cantidades Diciembre 2016 vs. Diciembre 2017 - Sectores de consumo.



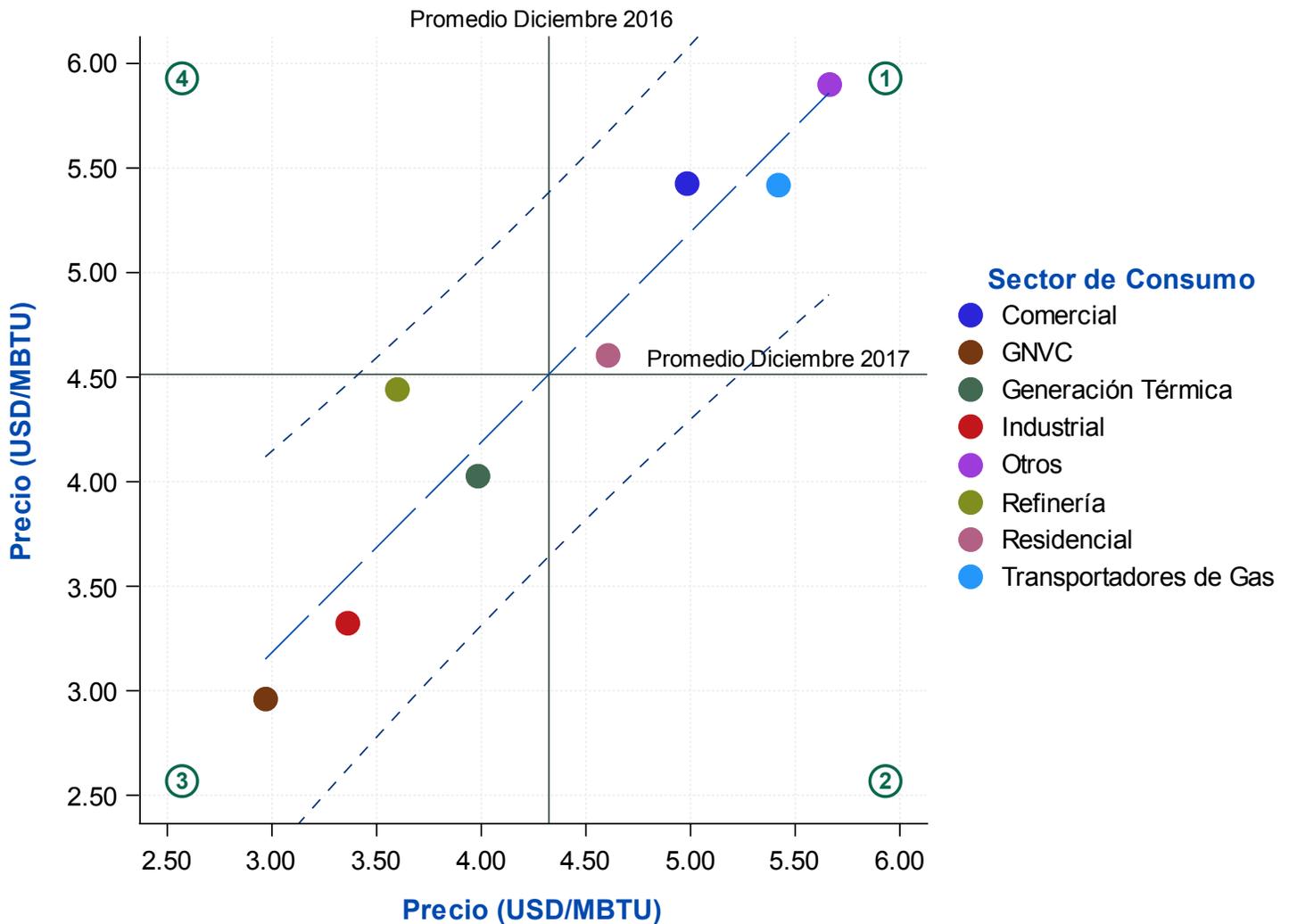
*Sector de consumo establecido en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

**Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



Gráfica 3:

Comparativo de precios Diciembre 2016 vs. Diciembre 2017 - Sectores de consumo.



Gráfica comparativa precios año en curso (a.c) vs año anterior (a.a)

Línea de trazo largo discontinuo: línea de precios esperados

Líneas de trazo corto discontinuo: márgenes de confianza de los precios esperados.

Cuadrante 1. (superior derecha) Precios por encima del precio promedio para (a.a) y (a.c).

Cuadrante 2. (inferior derecha) Precios por encima del precio promedio para (a.a) pero por debajo del precio promedio para (a.c).

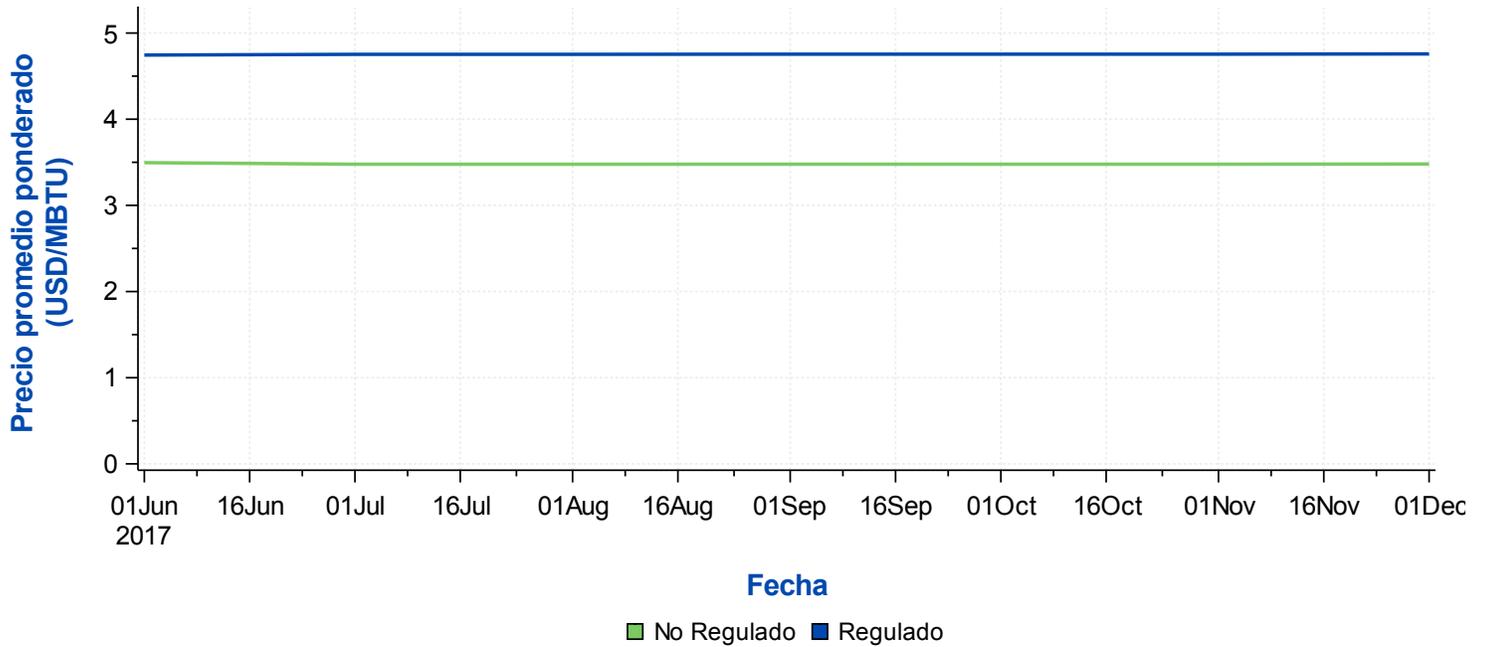
Cuadrante 3. (inferior izquierda) Precios por debajo del precio promedio para (a.a) y (a.c).

Cuadrante 4. (superior izquierda) Precios por encima del precio promedio para (a.c) pero por debajo del precio promedio para (a.a).

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



Gráfica 4: Promedio móvil del precio en los últimos 6 meses por sector regulado y no regulado, modalidades firmes y take or pay.



Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



2.4 Por sectores de consumo - Campos de producción - Modalidades Firme y Take Or Pay:

2.4.1 Ballena

Tabla 6:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Residencial	45.2	33.8%	5.98
Generación Térmica	32.1	24.0%	5.26
Industrial	22.4	16.8%	4.56
GNVC	17.7	13.2%	3.52
Otros*	12.0	9.0%	5.90
Comercial	4.2	3.2%	6.06
Transportadores de Gas	0.2	0.1%	5.42
Total	133.8	100.0%	5.24

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

2.4.2 Cupiagua/Cusiana

Tabla 7:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	199.1	51.2%	2.95
Residencial	120.5	31.0%	4.09
GNVC	51.0	13.1%	2.77
Generación Térmica	13.0	3.3%	3.58
Comercial	5.4	1.4%	4.93
Total	389.0	100.0%	3.33

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

*Sector de consumo establecido en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

**Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



3. Contratación en el Mercado Primario - Capacidad de Transporte

En la siguiente tabla se presentan las capacidades contratadas para cada uno de los tramos del Sistema Nacional de Transporte, así como la capacidad máxima de mediano plazo y la capacidad disponible primaria, se incluye información de contraflujos. De la misma manera, se presenta un precio promedio ponderado por capacidades.

Tabla 8:
Capacidad Contratada por Tramos.

Tramos*	Capacidad contratada (KPCD)	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Disponible CDP/CMMP
Apiay - Centauros	1,945,413	1.02	0	638	0%
Apiay - Ocoa	0	.	367	17,220	2%
Apiay - Usme	0	.	0	17,784	0%
Armenia - Yumbo/Cali	0	.	54,556	148,000	37%
Ballena - Barrancabermeja	0	.	1,989	260,000	1%
Ballena - La Mami	0	.	100,200	513,600	20%
Barrancabermeja - Bucaramanga	0	.	16,644	37,361	45%
Barrancabermeja - Sebastopol	0	.	157,567	307,000	51%
Barranquilla - Cartagena	0	.	28,018	558,568	5%
Barranquilla - La Mami	0	.	73,700	659,700	11%
Buenos Aires - Ibagué	0	.	9,624	15,552	62%
Cartagena - Mamonal	0	.	20,919	204,509	10%
Cartagena - Sincelejo	0	.	77,381	230,321	34%
Centauros - Granada	0	.	0	638	0%
Chicoral - Flandes	0	.	11,282	12,015	94%
Cogua - Sabana_f	0	.	3,003	215,000	1%
Cusiana - Apiay	0	.	0	33,000	0%
Cusiana - El Porvenir	0	.	2,014	412,000	0%
El Porvenir - La Belleza	0	.	5,566	414,500	1%
Flandes - Guando	0	.	8,963	10,738	83%
Flandes - Ricaurte	0	.	856	2,156	40%
Floreña - Yopal	0	.	14,611	16,161	90%

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

*Las capacidades de los tramos incluyen flujos y contraflujos.



Tramos*	Capacidad contratada (KPCD)	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Disponible CDP/CMMP
Gbs_i - Gbs_f	0	.	58,132	63,744	91%
Gibraltar - Bucaramanga	0	.	19,662	49,900	39%
Gualanday - Mariquita	0	.	8,904	25,253	35%
Gualanday - Montañuelo	0	.	60	60	100%
Gualanday - Neiva	0	.	4,192	12,910	32%
Guando - Fusagasuga	0	.	157	957	16%
Jamundi - Popayan	1,945,413	1.02	0	3,675	0%
Jobo - Sincelejo	0	.	13,194	82,794	16%
La Belleza - Cogua	0	.	200	217,392	0%
La Belleza - Vasconia	0	.	446	236,716	0%
La Creciente - Sincelejo	0	.	73,137	151,727	48%
Mariquita - Pereira	0	.	45,564	168,000	27%
Morichal - Yopal	0	.	500	3,500	14%
Neiva - Hobo	0	.	1,315	2,765	48%
Pereira - Armenia	0	.	55,544	158,000	35%
Pradera - Popayan	0	.	0	3,675	0%
Sardinata - Cucuta	0	.	1,041	4,637	22%
Sebastopol - Medellin	0	.	4,190	64,249	7%
Sebastopol - Vasconia	0	.	145,391	338,000	43%
Tane/Cacota - Pamplona	0	.	190	359	53%
Vasconia - Mariquita	0	.	54,267	192,000	28%
Yumbo/Cali - Cali	1,945,413	1.02	0	73,600	0%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinерías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

*Las capacidades de los tramos incluyen flujos y contraflujos.



4. Contratación en el Mercado Secundario - Suministro de gas

Las tablas descritas a continuación incluyen las cantidades promedio diarias contratadas en el mercado secundario para los periodos de entrega diario - intradiario y para cada uno de los puntos estándar de entrega contenidos en la normatividad vigente, así como los precios máximos, promedio ponderado y mínimos.

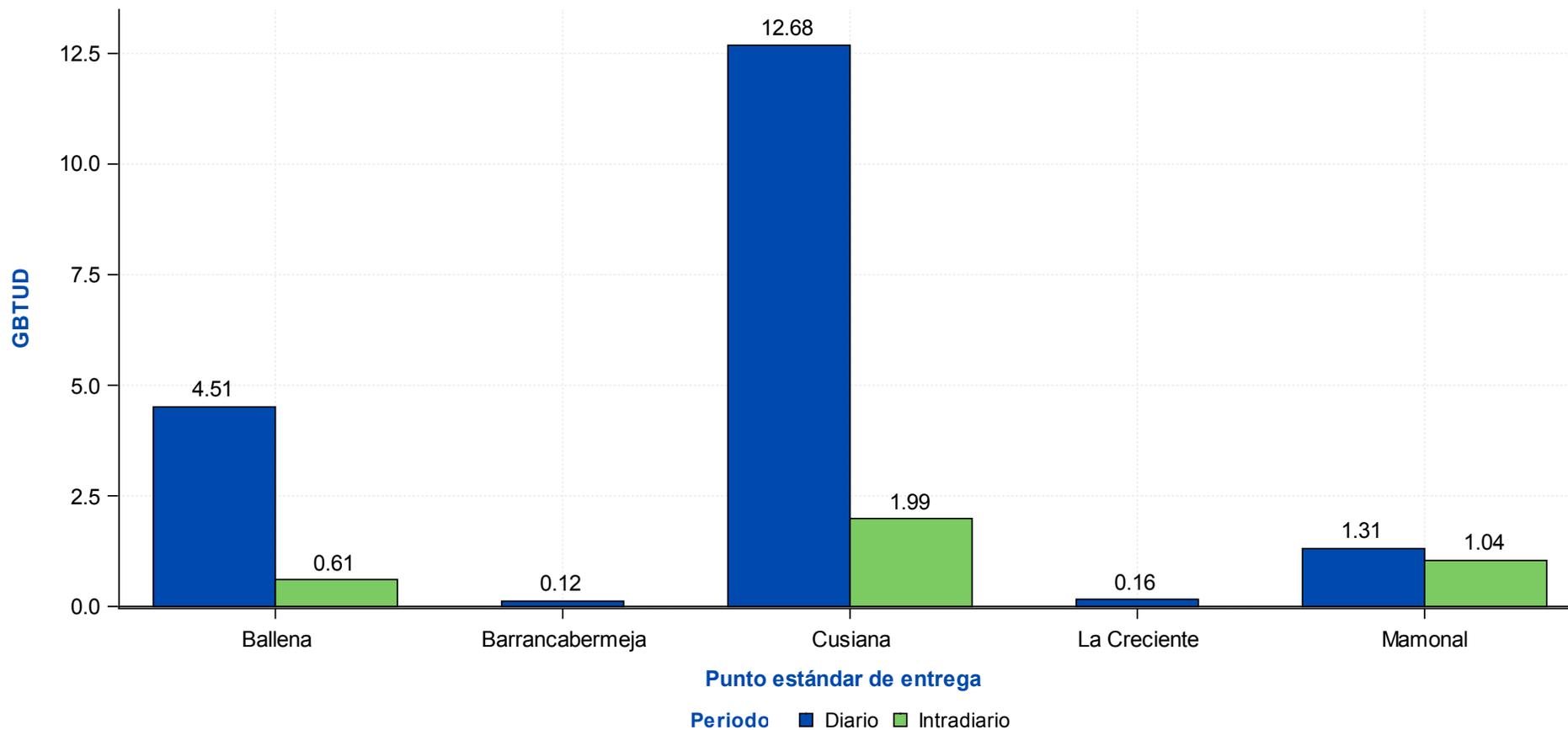
Tabla 9:

Punto estándar de entrega	Periodo de entrega	Gas contratado promedio (GBTUD)	Precio mínimo (USD/MBTU)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Precio máximo (USD/MBTU)
Ballena	Diario	4.51	3.30	3.90	5.60
	Intradiario	0.61	3.30	3.44	3.80
Barrancabermeja	Diario	0.12	ND	ND	ND
Caramelo	Diario	0.03	3.50	3.50	3.50
Cusiana	Diario	12.68	1.50	1.72	4.33
	Intradiario	1.99	1.50	2.50	4.33
La Creciente	Diario	0.16	ND	ND	ND
Mamonal	Diario	1.31	2.90	3.22	3.80
	Intradiario	1.04	2.90	3.24	3.70

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* ND: Precio no publicado por confidencialidad.

Gráfica 5:
Gas contratado en el mercado secundario.

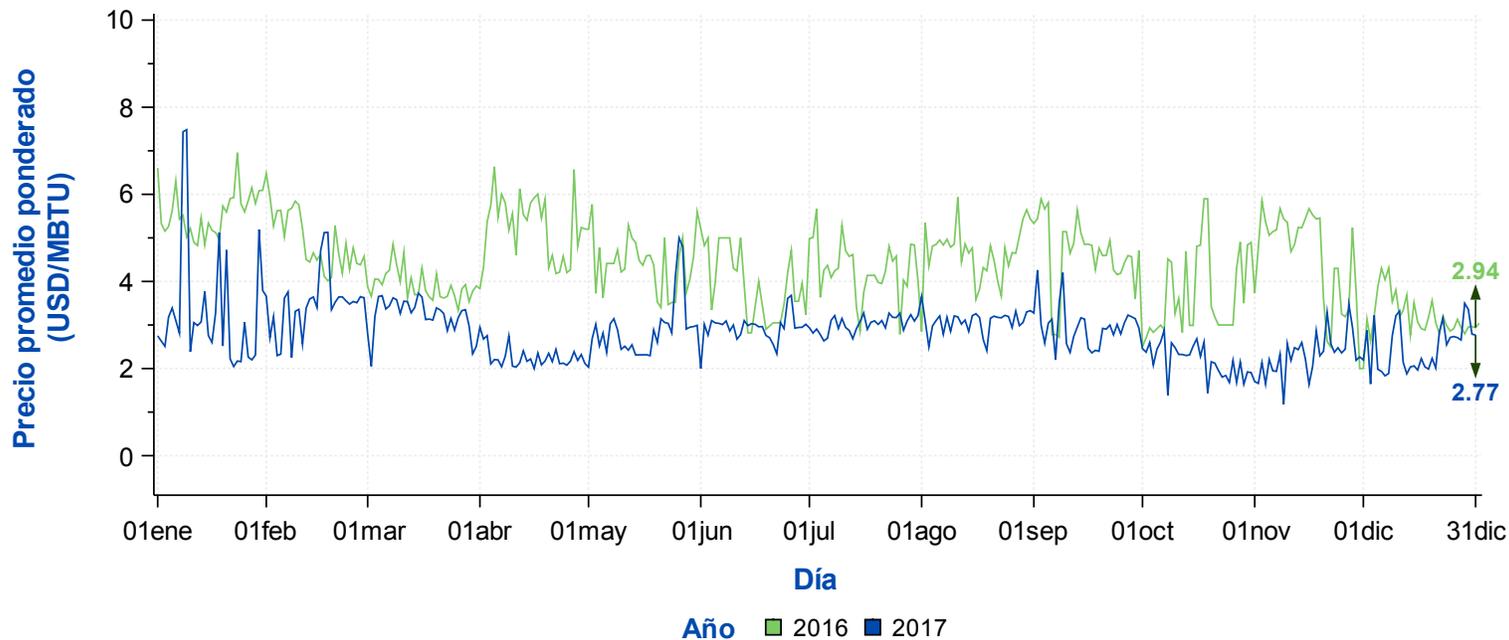


Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

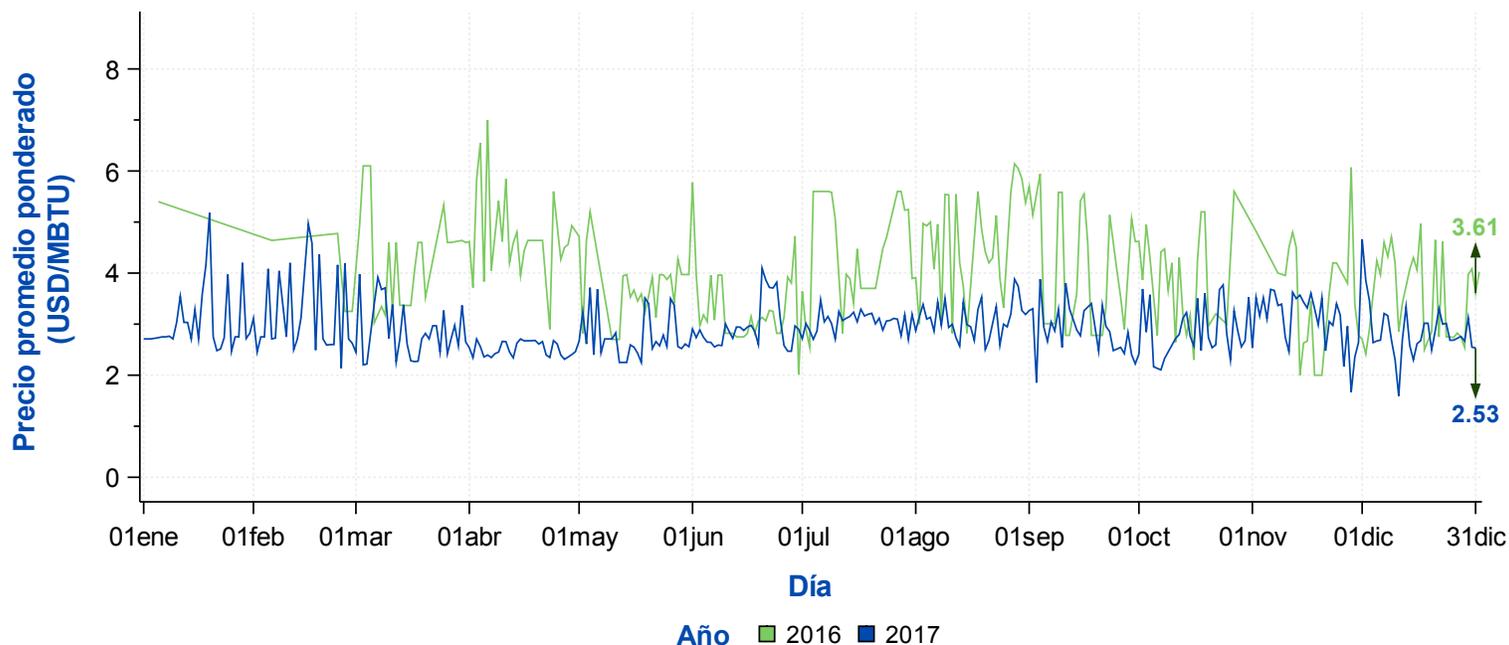
* La gráfica incluye los cinco puntos estándar de entrega de mayor negociación.



Gráfica 6: Gas contratado - Diario / Firme 2016 vs. 2017.



Gráfica 7: Gas contratado - Intradía / Firme 2016 vs. 2017.





5. Contratación en el Mercado Secundario - Capacidad de Transporte

Las tablas descritas a continuación incluyen las capacidades promedio diarias contratadas en el mercado secundario para los periodos de entrega diario - intradiario y para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos contenidos en la normatividad vigente, así como los precios máximos, promedio ponderado y mínimos.

Tabla 10:

Ruta	Duración	Capacidad contratada promedio (KPCD)	Precio mínimo (USD/KPC)	Precio promedio ponderado (USD/KPC)	Precio máximo (USD/KPC)
Ballena - Barrancabermeja	Diario	83	ND	ND	ND
Ballena - Mamonal	Diario	197	1.19	1.19	1.20
Barrancabermeja - Vasconia	Diario	105	ND	ND	ND
	Intradiario	113	ND	ND	ND
Cogua - Sabana_f	Diario	8	0.09	0.09	0.09
Cusiana - Apiay	Diario	52	0.16	0.16	0.16
Cusiana - Barrancabermeja	Diario	556	1.80	2.77	2.87
	Intradiario	494	1.80	2.76	2.87
Cusiana - Cogua	Diario	387	1.18	1.18	1.18
	Intradiario	43	1.18	1.18	1.18
Cusiana - Gbs_f	Diario	65	0.36	1.55	2.19
	Intradiario	8	ND	ND	ND
Cusiana - La Belleza	Diario	7	0.19	0.47	0.94
Cusiana - Mariquita	Diario	17	1.72	1.79	1.85
	Intradiario	13	1.72	1.76	1.85
Cusiana - Ocoa	Diario	131	0.22	1.35	1.37
Cusiana - Pereira	Diario	74	2.01	2.92	3.40
	Intradiario	12	3.40	3.40	3.40
Cusiana - Sabana_f	Diario	600	0.33	0.93	1.72
	Intradiario	8	ND	ND	ND
Cusiana - Yumbo/Cali	Diario	4	3.22	3.26	3.33
	Intradiario	1	ND	ND	ND
La Creciente - Mamonal	Diario	50	ND	ND	ND
La Mami - Cartagena	Diario	3,546	1.00	1.02	1.13

* ND: Precio no publicado por confidencialidad.

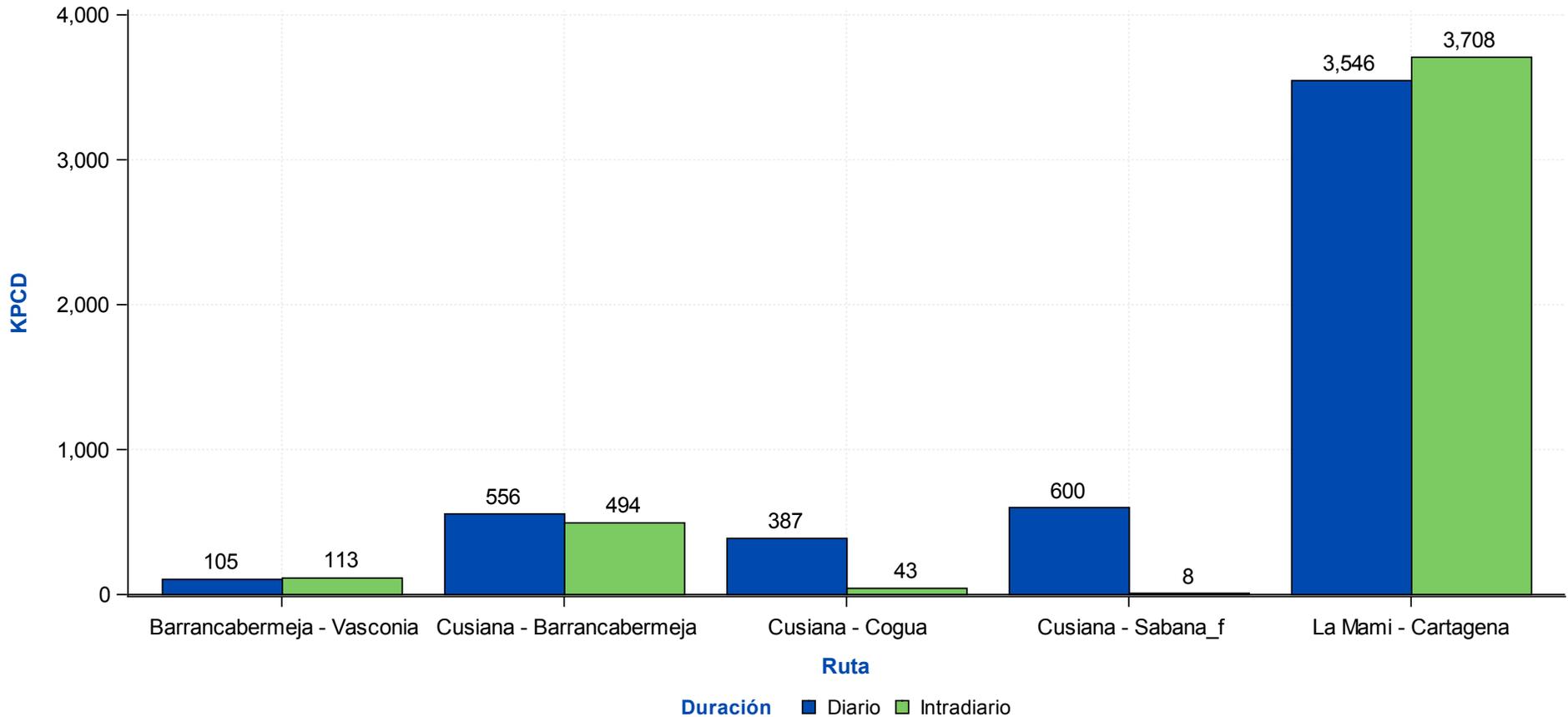


Ruta	Duración	Capacidad contratada promedio (KPCD)	Precio mínimo (USD/KPC)	Precio promedio ponderado (USD/KPC)	Precio máximo (USD/KPC)
	Intradiario	3,708	1.00	1.03	1.13
Mariquita - Gualanday	Diario	1	ND	ND	ND
Sebastopol - Medellin	Diario	5	ND	ND	ND
	Intradiario	5	ND	ND	ND

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* ND: Precio no publicado por confidencialidad.

Gráfica 8:
Capacidad de transporte contratada en el mercado secundario*.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* La gráfica incluye los cinco tramos o grupos de gasoductos de mayor negociación.



6. Comportamiento de variables operativas

Esta sección da a conocer al mercado el comportamiento operativo de las siguientes variables:

- Cantidad de energía inyectada diariamente al Sistema Nacional de Transporte para 2017 versus su comportamiento en 2016 expresada en Gbtud, esta información es declarada por los productores y comercializadores de gas importado con una periodicidad diaria. No se incluye información proveniente de campos no se encuentran conectados al Sistema Nacional de Transporte.
- Cantidad de energía recibida diariamente en cada punto de entrada al Sistema Nacional del Transporte para 2017 versus su comportamiento en 2016, expresada en Gbtud, esta información es declarada por los transportadores con una periodicidad diaria. No se incluye información de los puntos de transferencia, Barrancabermeja, Buenos aires, Chicoral, Pradera, Sebastopol, Yopal y Yumbo –Cali.
- Cantidad de energía tomada diariamente en el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte para ser entrega a usuarios finales para 2017 versus su comportamiento en 2016 expresada en Gbtud, esta información es declarada por los comercializadores – distribuidores, generadores térmicos y usuarios no regulados con una periodicidad diaria.

Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.

Nota: Esta sección contiene la información operativa ajustada de agosto, la información de septiembre se visualizará en el siguiente informe.



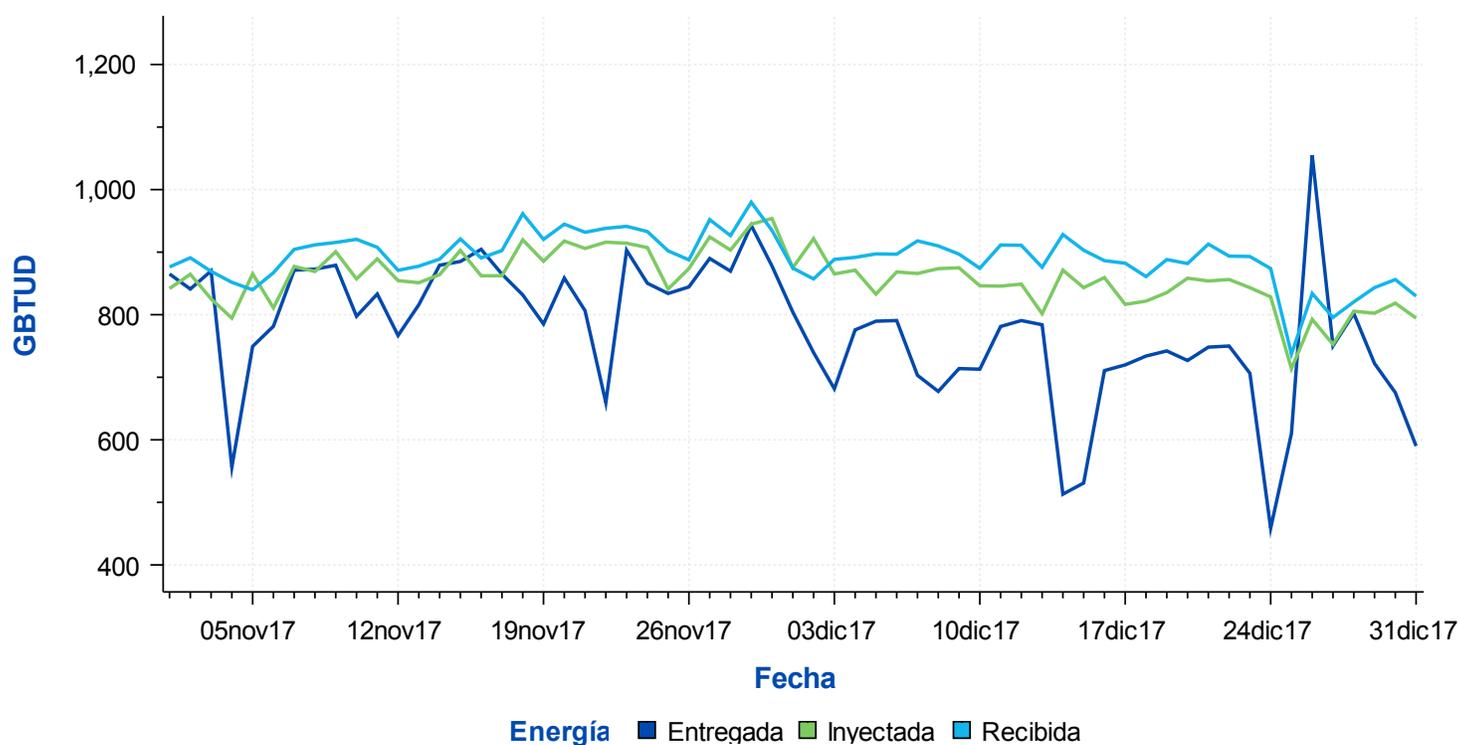
Tabla 11:

Comportamiento Energía	Noviembre (GBTUD)	Diciembre (GBTUD)	Porcentaje de variación
Energía inyectada	880.0	837.4	-4.85%
Energía recibida	908.7	875.0	-3.71%
Energía entregada a usuarios finales	832.9	719.0	-13.67%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Gráfica 9:

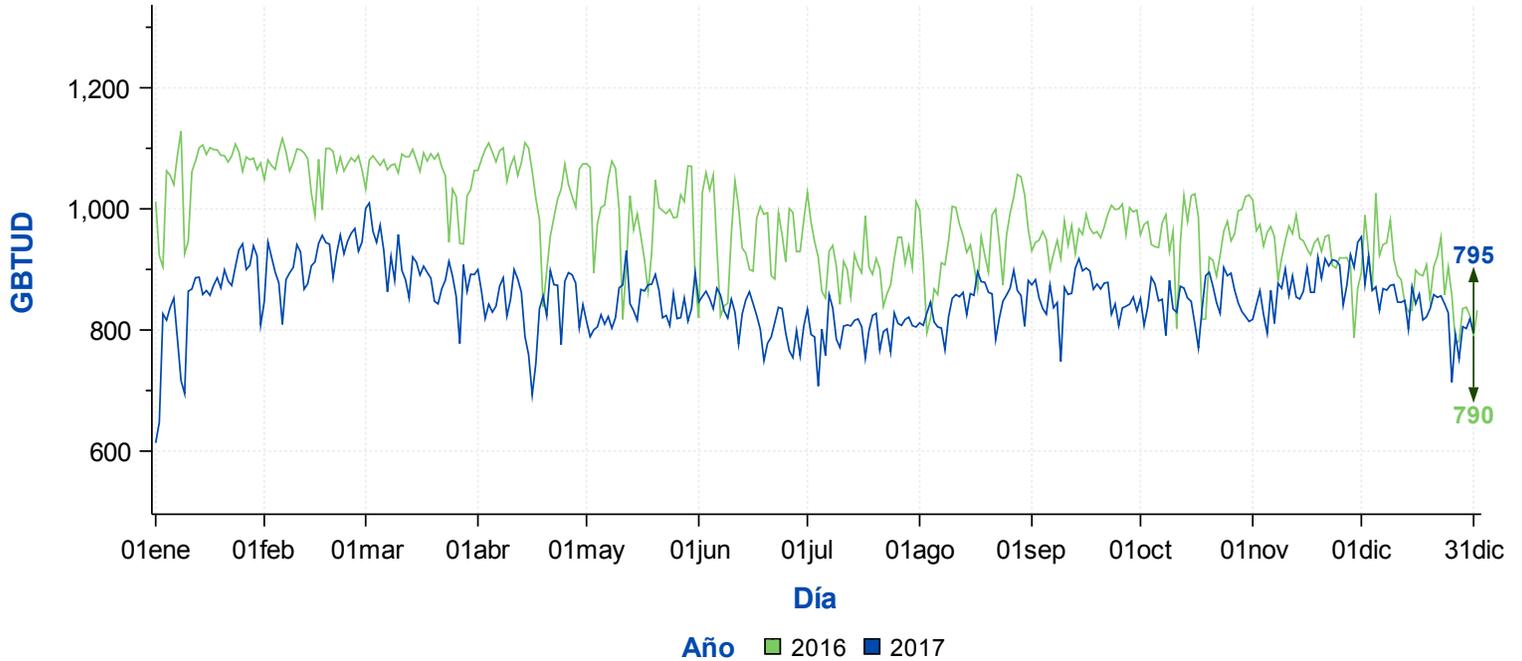
Cantidades de energía inyectada, recibida y entregada Noviembre - Diciembre 2017.



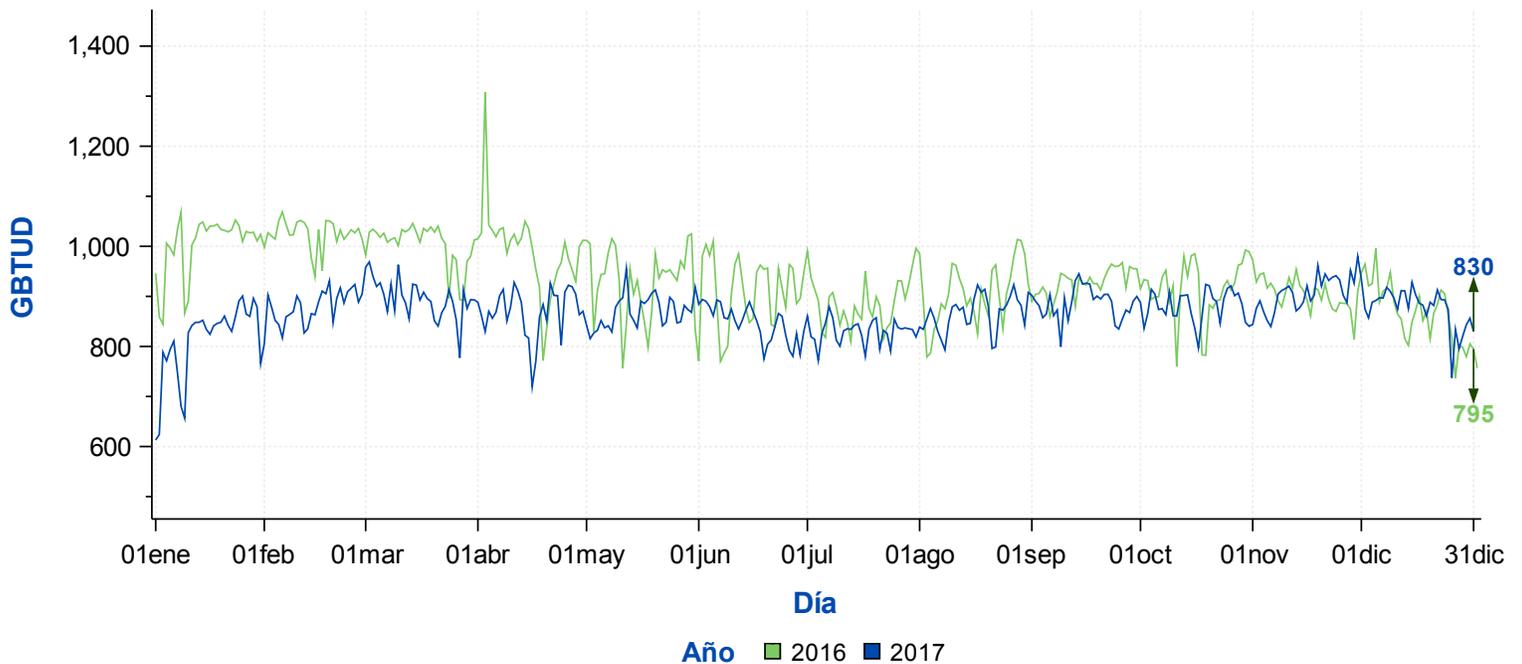
Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.
Nota: Esta sección contiene la información operativa ajustada de agosto, la información de septiembre se visualizará en el siguiente informe.



Gráfica 10: *Energía inyectada 2016 vs. 2017.*



Gráfica 11: *Energía recibida 2016 vs. 2017.*





Gráfica 12: *Energía entregada a usuarios finales 2016 vs. 2017.*

