Informe mensual mercado de Gas Natural
Julio de 2018

Cortesía: Promigas

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

Generado el 10 de agosto de 2018 a las 4:07:34 PM.
www.bmcbec.com.co
Calle 113 No. 7-21, Torre A, piso 15, Bogotá. PBX: 6292529.
gestordegas@bolsamercantil.com.co

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 julio de 2018.

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 Cupiagua/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 Intradiario - Firme para los puntos estándar de entrega Ballena y Cusiana en el mercado secundario. Estos indicadores permiten comparar los datos actuales (Julio 2018) con el mes inmediatamente anterior (Junio 2018) y el mismo mes del año anterior (Julio 2017).

1.1 KPI - Mercado Primario

Indicador Julio de 2018	Variación porcentual mes anterior (Junio de 2018)	Variación porcentual año anterior (Julio de 2017)
Mercado Primario : Ballena Gas contratado* (GBTUD): **Cantidad: 148.80**	-5% **Cantidad: 156.80**	-19% **Cantidad: 183.80**
Mercado Primario : Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 5.20**	2% **Precio: 5.09**	9% **Precio: 4.76**
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Gas contratado* (GBTUD): **Cantidad: 443.21**	-0% **Cantidad: 444.87**	-3% **Cantidad: 455.57**
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 3.55**	0% **Precio: 3.55**	0% **Precio: 3.54**

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 Julio de 2018	Variación porcentual mes anterior (Junio de 2018)	Variación porcentual año anterior (Julio de 2017)
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 13.80**	**130%** **Cantidad: 6.01**	**366%** **Cantidad: 2.96**
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 6.07	**18%** **Precio: 5.12**	**87%** **Precio: 3.24**
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 3.05**	**11%** **Cantidad: 2.76**	**-20%** **Cantidad: 3.81**
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 2.61	**7%** **Precio: 2.45**	**-2%** **Precio: 2.65**

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

1.2 KPI - Mercado Secundario

Indicador Julio de 2018	Variación porcentual mes anterior (Junio de 2018)	Variación porcentual año anterior (Julio de 2017)
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 1.89**	 **38%** **Cantidad: 1.37**	 **-56%** **Cantidad: 4.31**
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Ballena **Precio promedio ponderado (USD/MBTU):** **Precio: 5.72**	 **18%** **Precio: 4.84**	 **87%** **Precio: 3.06**
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 2.18**	 **22%** **Cantidad: 1.78**	 **14%** **Cantidad: 1.91**
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Cusiana **Precio promedio ponderado (USD/MBTU):** **Precio: 2.69**	 **2%** **Precio: 2.64**	 **-7%** **Precio: 2.90**

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 2018 vs 2017.

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	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	6.0	5.55	8.3	2.12	194.7	4.02
Contingencia	9.0	ND	0	0	0	0
Firme	133.8	5.30	338.4	3.58	170.4	6.56
Firme al 95%	0	0	10.0	ND	15.7	3.14
Firmeza Condicionada	0	0	27.8	2.63	0	0
Opción de Compra	0	0	23.3	5.78	0	0
Take or Pay	0	0	35.5	2.39	78.1	2.76
Total	**148.8**	**5.20**	**443.2**	**3.55**	**458.8**	**4.72**

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

modalidad	Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	209.0	3.99
Contingencia	9.0	ND
Firme	642.6	4.72
Firme al 95%	25.7	4.03
Firmeza Condicionada	27.8	2.63
Opción de Compra	23.3	5.78
Take or Pay	113.6	2.65
Total	**1,050.8**	**4.29**

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia 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 Julio (GBTUD)	Renominación promedio Julio(GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Julio vs. Junio (%)	Variación renominación Julio vs. Junio (%)
Ballena	141.1	141.5	0.3	-2.7	-3.1
Cupiagua / Cusiana	384.8	383.1	-0.4	3.3	3.1
Otros Campos	207.5	224.5	8.2	-12.2	-11.1
Total	**733.4**	**749.2**	2.1	-2.7	-2.7

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

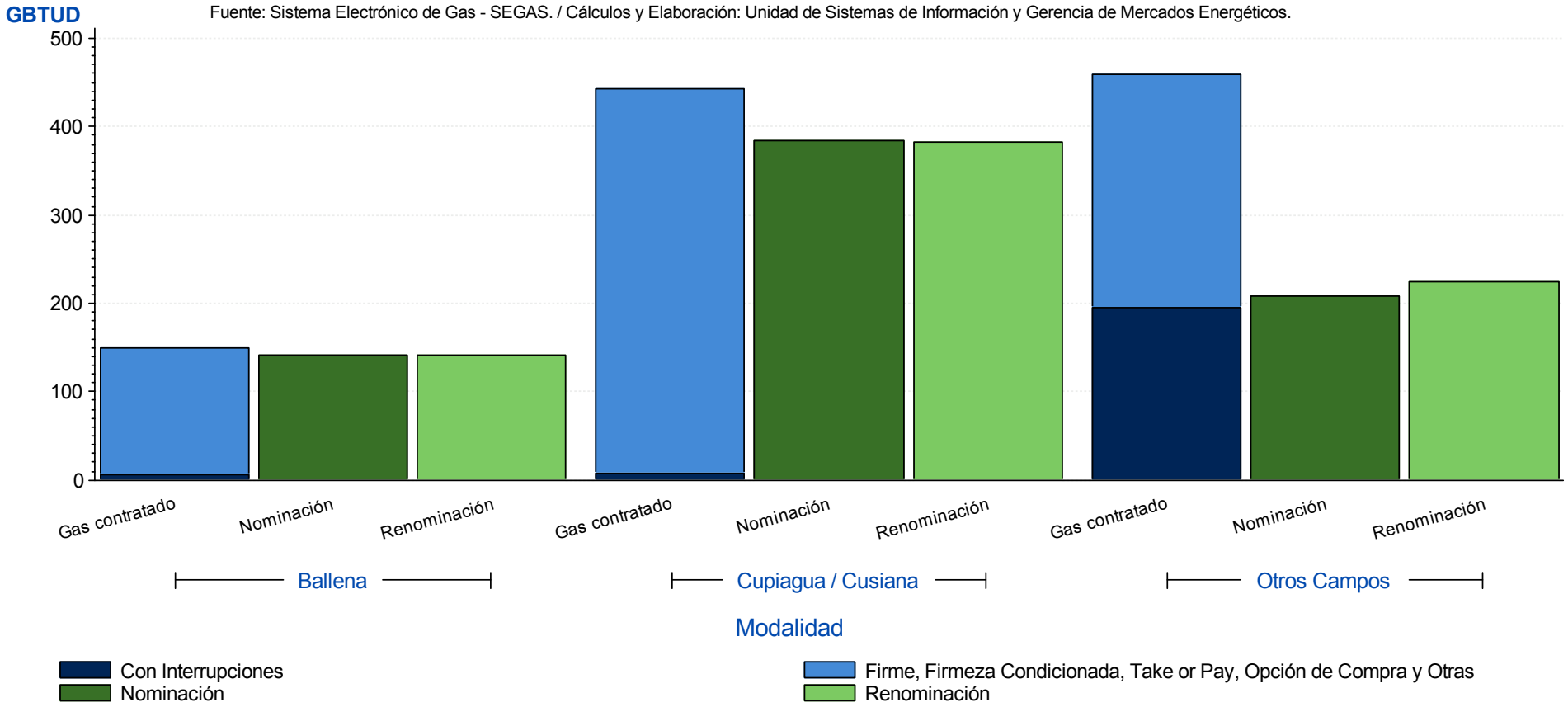
Tabla 3:
Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Modalidades contractuales.

Modalidad Contractual	Nominación promedio Julio (GBTUD)	Renominación promedio Julio(GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Julio vs. Junio (%)	Variación renominación Julio vs. Junio (%)
Con Interrupciones	12.9	13.2	2.7	-27.4	-27.7
Contingencia	9.0	9.1	1.1	64.9	46.1
Firme	571.6	571.3	-0.0	0.6	0.7
Firme Al 95%	21.6	21.7	0.5	-4.3	-2.5
Firmeza Condicionada	27.7	27.5	-0.6	7.8	6.9
Take Or Pay	73.5	74.7	1.7	-15.2	-14.2
Otros	17.3	31.7	82.9	-37.9	-26.7
Total	**733.4**	**749.2**	2.1	-2.7	-2.7

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia 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, Julio de 2018.



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

2.2 Por modalidades contractuales* - Interior / Costa:

Tabla 4:

modalidad	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	140.5	3.98	68.5	4.00	209.0	3.99
Contingencia	9.0	ND	0	0	9.0	ND
Firme	249.7	4.94	392.9	4.59	642.6	4.72
Firme al 95%	13.8	3.23	11.9	4.95	25.7	4.03
Firmeza Condicionada	0	0	27.8	2.63	27.8	2.63
Opción de Compra	0	0	23.3	5.78	23.3	5.78
Take or Pay	27.3	4.26	86.3	2.14	113.6	2.65
Total	**440.2**	**4.51**	**610.6**	**4.14**	**1050.8**	**4.29**

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

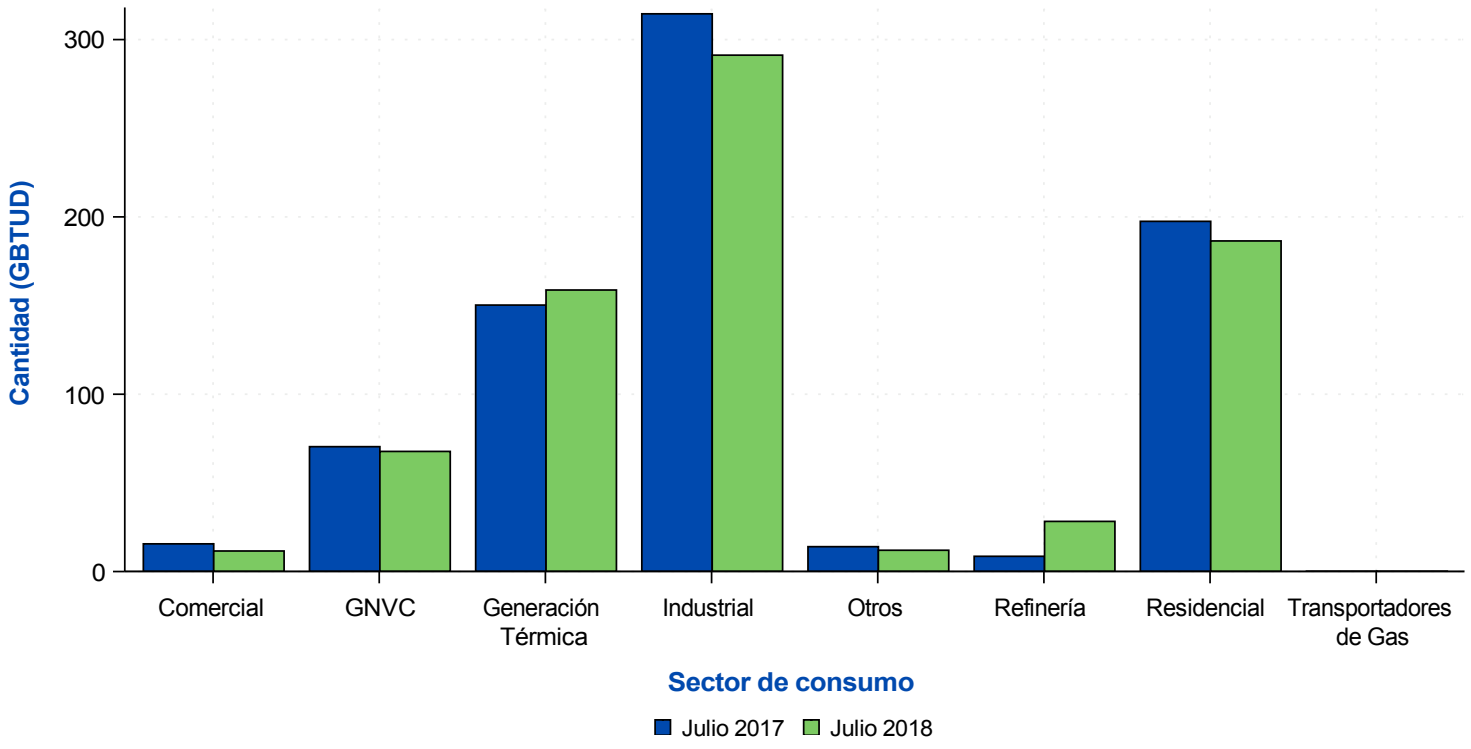
2.3 Por sectores de consumo - Modalidades Firme y Take or Pay:

Tabla 5:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	291.2	38.5%	3.40
Residencial	186.4	24.7%	4.83
Generación Térmica	158.8	21.0%	6.05
GNVC	67.7	9.0%	2.99
Refinería**	28.3	3.7%	5.20
Otros*	12.0	1.6%	5.90
Comercial	11.6	1.5%	5.62
Transportadores de Gas	0.2	0.0%	5.62
Total	**756.2**	**100.0%**	**4.41**

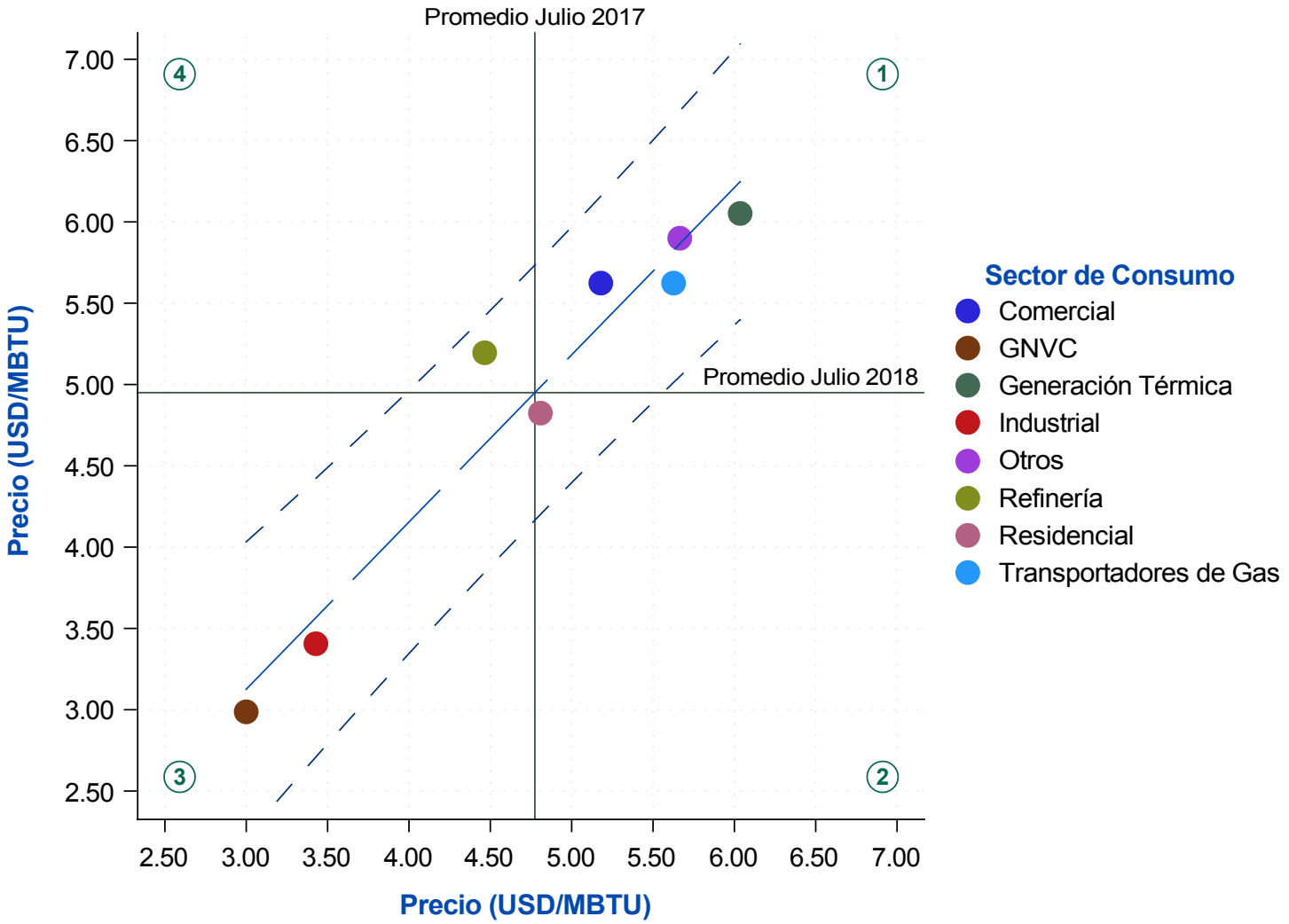
Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia de Mercados Energéticos.

Gráfica 2:
Comparativo de cantidades Julio 2017 vs. Julio 2018 - 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.

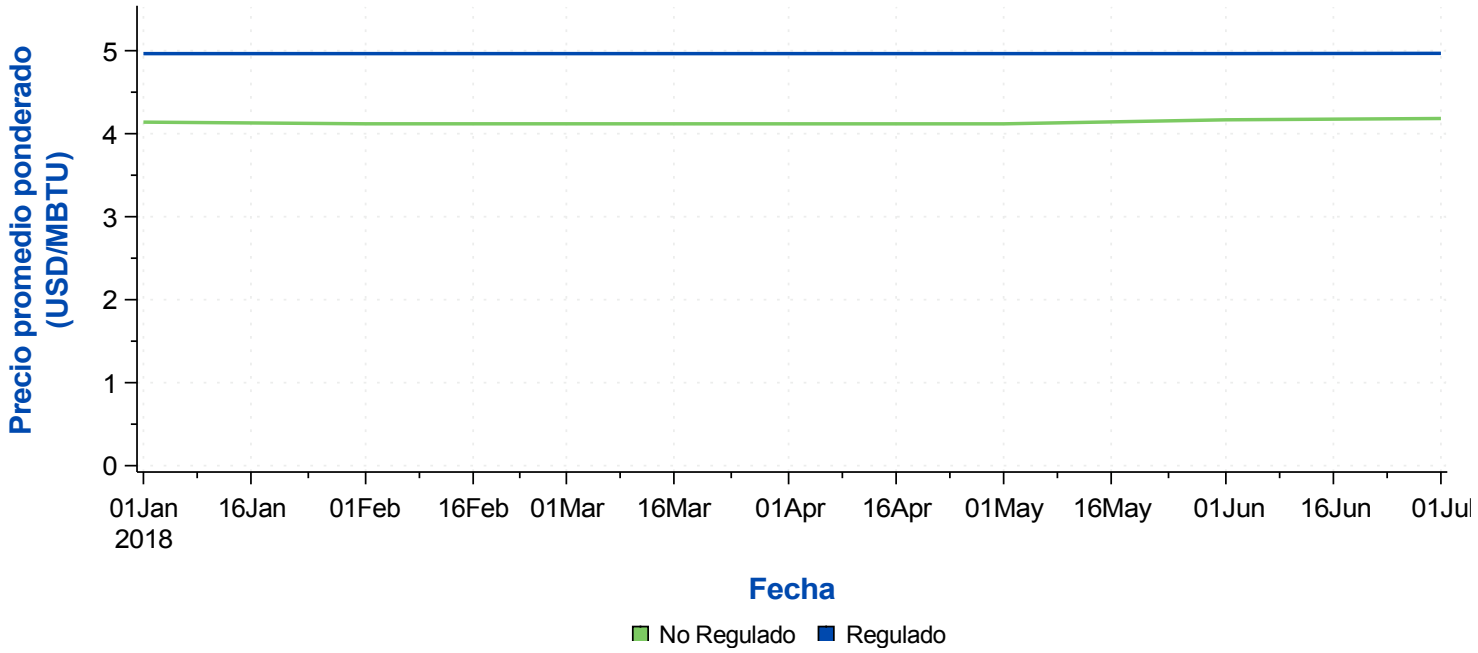
Gráfica 3:
Comparativo de precios Julio 2017 vs. Julio 2018 - Sectores de consumo.



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%	6.09
Generación Térmica	32.1	24.0%	5.26
Industrial	22.4	16.8%	4.63
GNVC	17.7	13.2%	3.52
Otros*	12.0	9.0%	5.90
Comercial	4.2	3.2%	6.33
Transportadores de Gas	0.2	0.1%	5.62
Total	**133.8**	**100.0%**	**5.30**

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

2.4.2 Cupiagua/Cusiana

Tabla 7:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	198.1	53.0%	3.05
Residencial	120.5	32.2%	4.35
GNVC	49.9	13.4%	2.80
Comercial	5.4	1.4%	5.08
Total	**373.9**	**100.0%**	**3.46**

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia 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	664	2.38	0	638	0%
Apiay - Ocoa	20,615	1.25	50	22,020	0%
Apiay - Usme	17,784	1.60	0	17,784	0%
Armenia - Yumbo/Cali	92,608	2.59	58,373	148,000	39%
Ballena - Barrancabermeja	251,450	1.59	1,853	260,000	1%
Ballena - La Mami	301,786	0.52	100,200	513,600	20%
Barrancabermeja - Bucaramanga	38,144	1.02	16,589	37,361	44%
Barrancabermeja - Sebastopol	146,815	1.59	157,430	307,000	51%
Barranquilla - Cartagena	480,286	0.73	28,018	558,568	5%
Barranquilla - La Mami	468,486	0.77	73,700	659,700	11%
Buenos Aires - Ibague	5,571	0.25	9,626	15,552	62%
Cartagena - Mamonal	135,945	0.59	20,919	204,509	10%
Cartagena - Sincelejo	169,415	0.95	77,381	230,321	34%
Centauros - Granada	664	2.38	40	708	6%
Chicoral - Flandes	2,964	0.48	11,282	12,015	94%
Cogua - Sabana_f	213,002	1.59	2,935	215,000	1%
Cusiana - Apiay	58,694	1.25	3,738	64,159	6%
Cusiana - El Porvenir	406,394	1.71	3,681	412,000	1%
El Porvenir - Gbs_i	5,422	1.72	0	0	.
El Porvenir - La Belleza	398,172	1.72	8,981	414,500	2%
Flandes - Guando	1,075	0.49	8,963	10,738	83%
Flandes - Ricaurte	1,300	0.94	856	2,156	40%

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
Floreña - Yopal	6,663	0.23	14,611	16,161	90%
Gbs_i - Gbs_f	5,766	1.67	58,174	63,744	91%
Gibraltar - Bucaramanga	42,259	2.91	19,662	49,900	39%
Gualanday - Mariquita	16,464	2.56	9,353	25,253	37%
Gualanday - Montañuelo	0	.	60	60	100%
Gualanday - Neiva	8,805	3.88	4,876	12,910	38%
Guando - Fusagasuga	800	2.52	157	957	16%
Jamundi - Popayan	0	.	0	3,675	0%
Jobo - Sincelejo	65,700	1.49	13,194	82,794	16%
La Belleza - Cogua	217,511	1.59	0	217,511	0%
La Belleza - Vasconia	255,103	1.86	2,446	253,638	1%
La Creciente - Sincelejo	53,015	1.10	73,137	151,727	48%
Mariquita - Pereira	132,172	2.53	49,779	168,000	30%
Morichal - Yopal	3,500	0.49	0	3,500	0%
Neiva - Hobo	1,450	2.81	1,315	2,765	48%
Pereira - Armenia	108,326	2.58	59,444	158,000	38%
Pradera - Popayan	3,658	2.36	0	3,675	0%
Ramales Aislados_i - Ramales Aislados_f	423	0.10	0	0	.
Sardinata - Cucuta	3,603	1.97	1,055	4,637	23%
Sebastopol - Medellin	56,038	0.69	4,190	64,249	7%
Sebastopol - Vasconia	194,887	1.59	147,088	338,000	44%
Tane/Cacota - Pamplona	145	5.59	190	359	53%
Vasconia - Mariquita	147,172	2.56	58,482	192,000	30%
Yumbo/Cali - Cali	73,600	0.07	0	73,600	0%

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

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías 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.

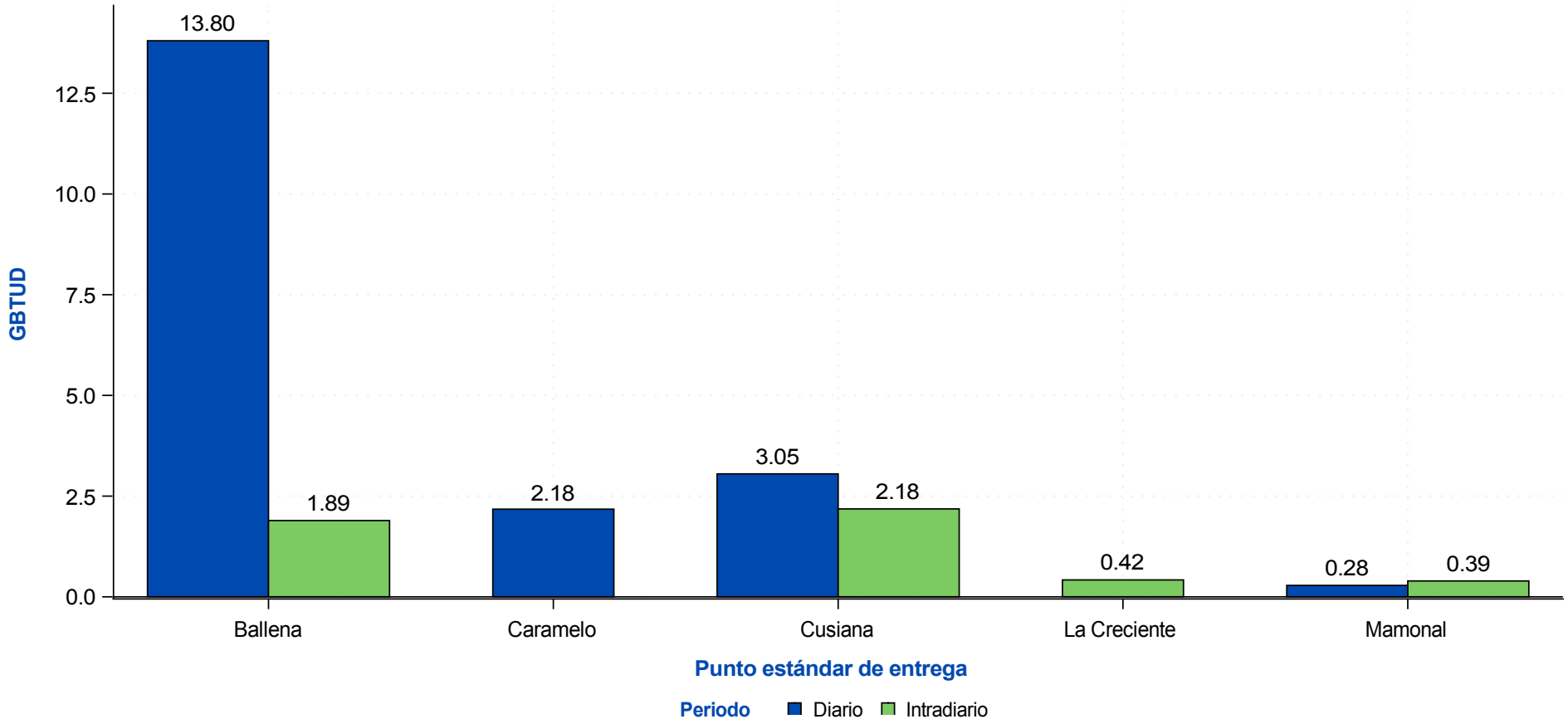
Tabla 9:

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	13.80	3.90	6.07	7.50
	Intradiario	1.89	4.00	5.72	7.00
Barrancabermeja	Diario	0.08	ND	ND	ND
Caramelo	Diario	2.18	4.00	4.00	4.00
Cusiana	Diario	3.05	2.30	2.61	3.25
	Intradiario	2.18	2.00	2.69	3.25
La Creciente	Intradiario	0.42	ND	ND	ND
Mamonal	Diario	0.28	7.90	8.05	8.90
	Intradiario	0.39	8.50	8.69	8.90

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

* ND: Precio no publicado por confidencialidad.

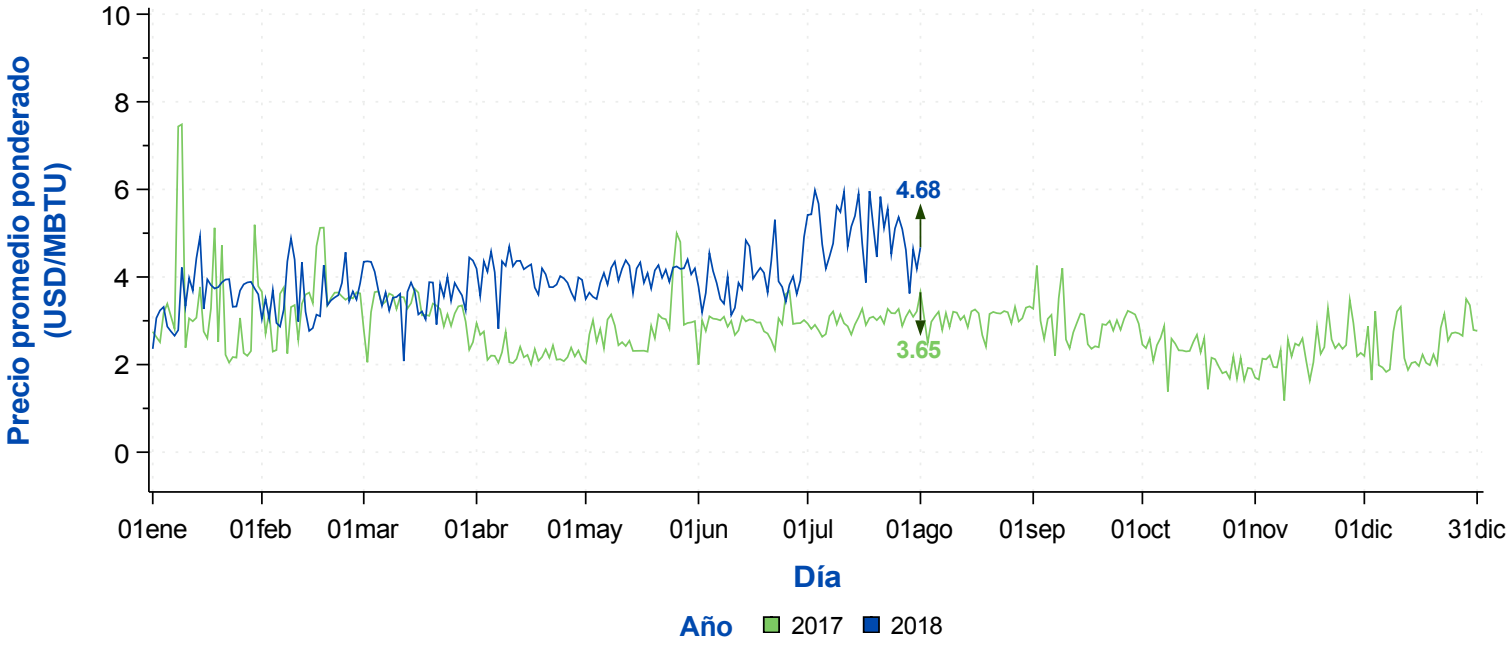
Gráfica 5:
Gas contratado en el mercado secundario.



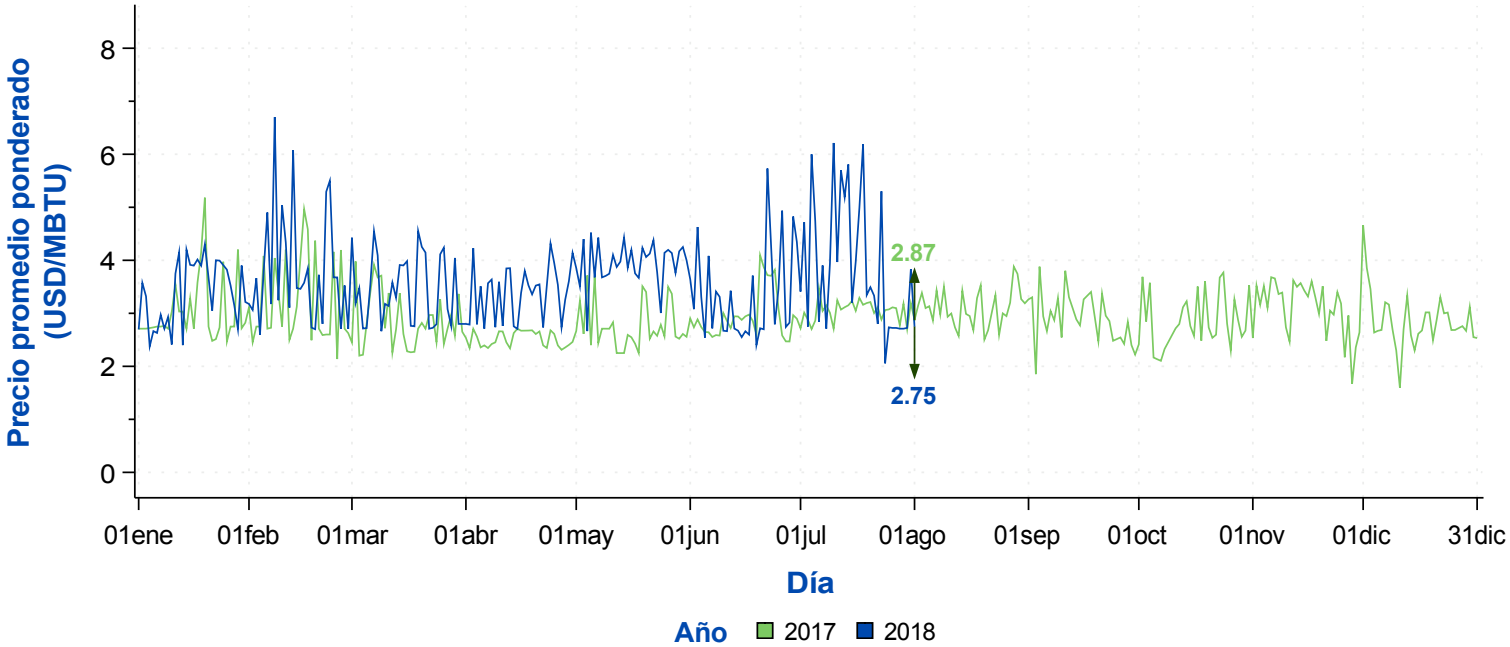
Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia de Mercados Energéticos.

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

Gráfica 6: *Gas contratado - Diario / Firme 2017 vs. 2018.*



Gráfica 7: *Gas contratado - Intradiario / Firme 2017 vs. 2018.*



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.

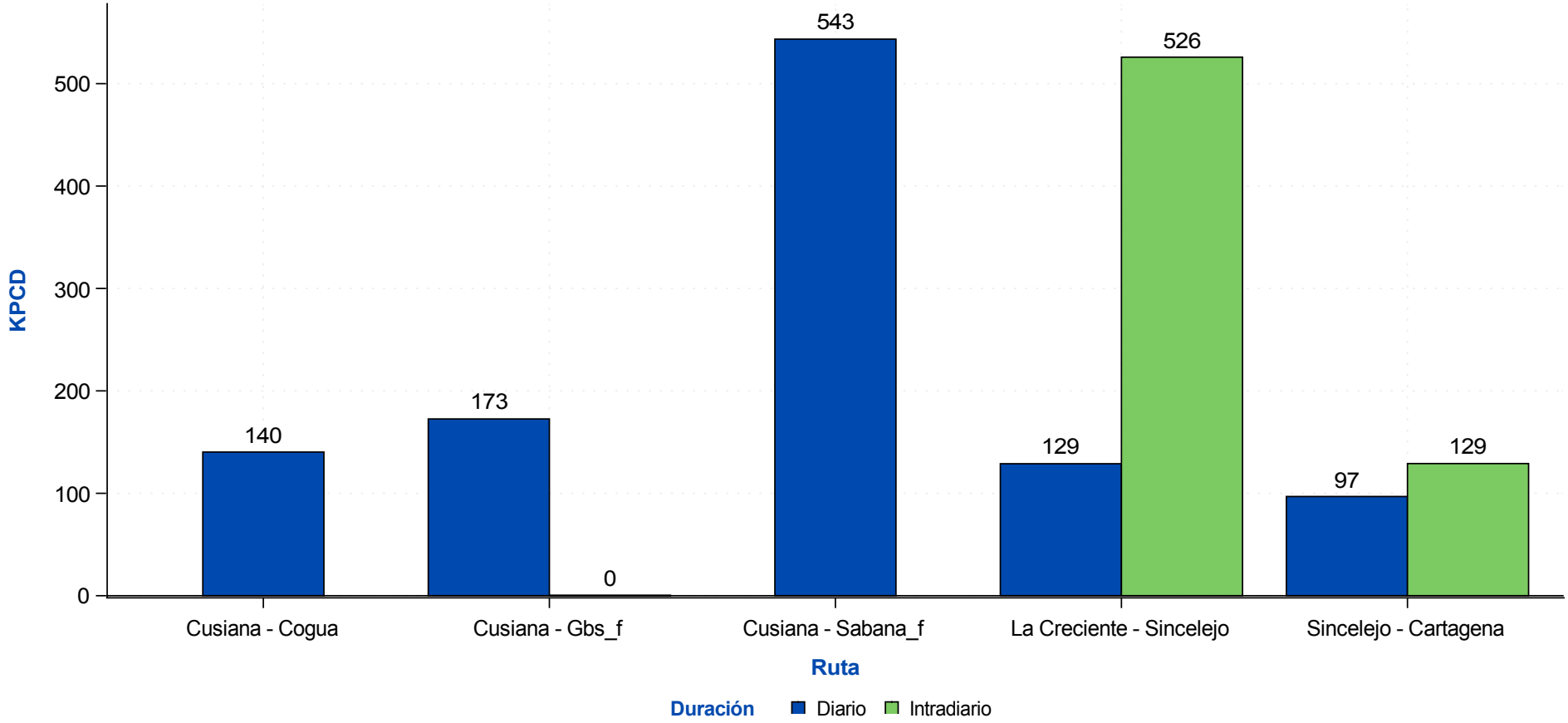
Tabla 10:

Ruta	Duración	Capacidad contratada promedio (KPCD)	Precio mínimo (USD/KPC)	Precio promedio ponderado (USD/KPC)	Precio máximo (USD/KPC)
Cogua - Sabana_f	Diario	6	ND	ND	ND
Cusiana - Apiay	Intradiario	11	ND	ND	ND
Cusiana - Cogua	Diario	140	0.25	0.25	0.25
Cusiana - Gbs_f	Diario	173	0.36	0.61	1.97
	Intradiario	0	ND	ND	ND
Cusiana - Sabana_f	Diario	543	0.33	0.33	0.37
Cusiana - Vasconia	Diario	92	1.43	1.43	1.43
La Creciente - Sincelejo	Diario	129	ND	ND	ND
	Intradiario	526	0.62	0.62	0.62
Sincelejo - Cartagena	Diario	97	ND	ND	ND
	Intradiario	129	ND	ND	ND

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia 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 Gerencia 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 2018 versus su comportamiento en 2017 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 2018 versus su comportamiento en 2017, 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 2018 versus su comportamiento en 2017 expresada en Gbtud, esta información es declarada por los comercializadores – distribuidores, generadores térmicos y usuarios no regulados con una periodicidad diaria.

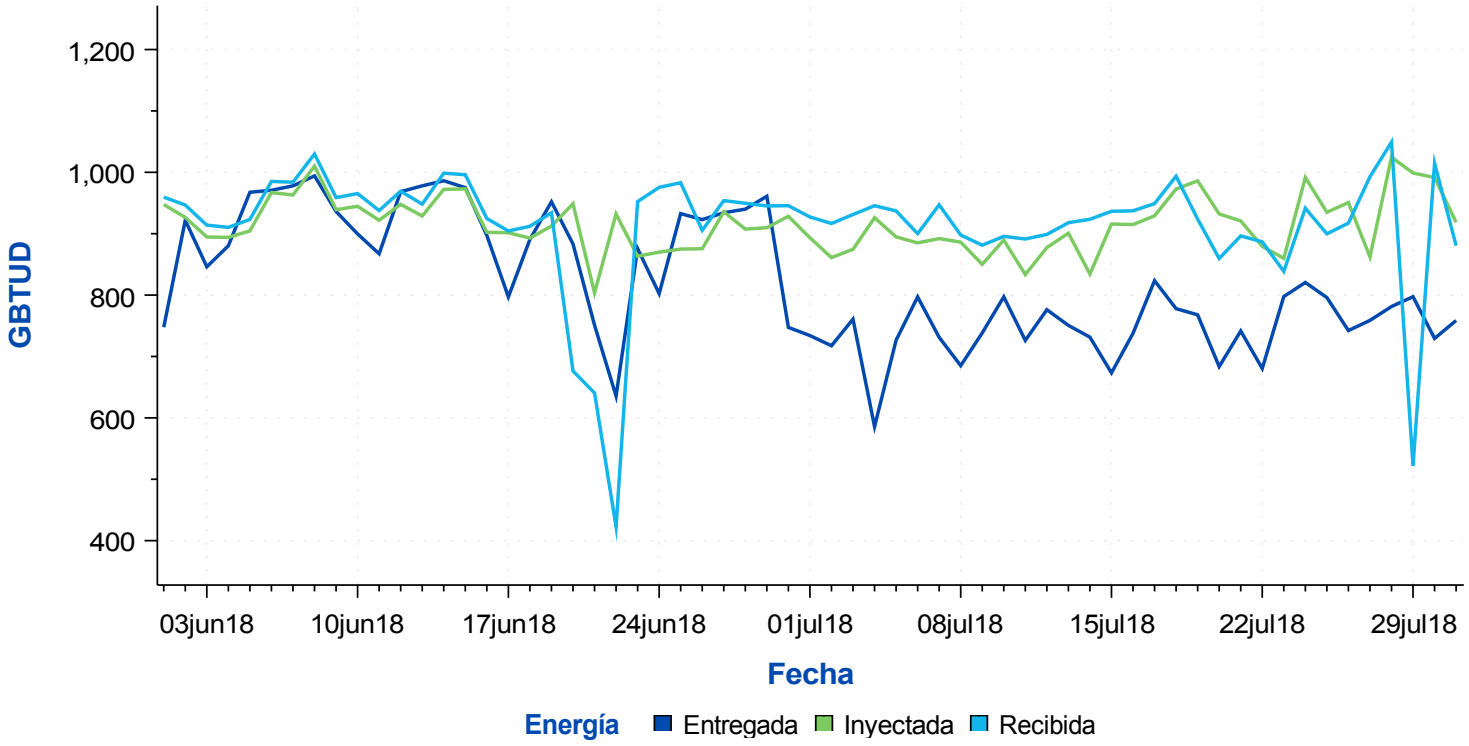
Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.

Tabla 11:

Comportamiento Energía	Junio (GBTUD)	Julio (GBTUD)	Porcentaje de variación
Energía inyectada	919.8	912.3	**-0.81%**
Energía recibida	915.1	911.3	**-0.41%**
Energía entregada a usuarios finales	894.7	746.0	**-16.62%**

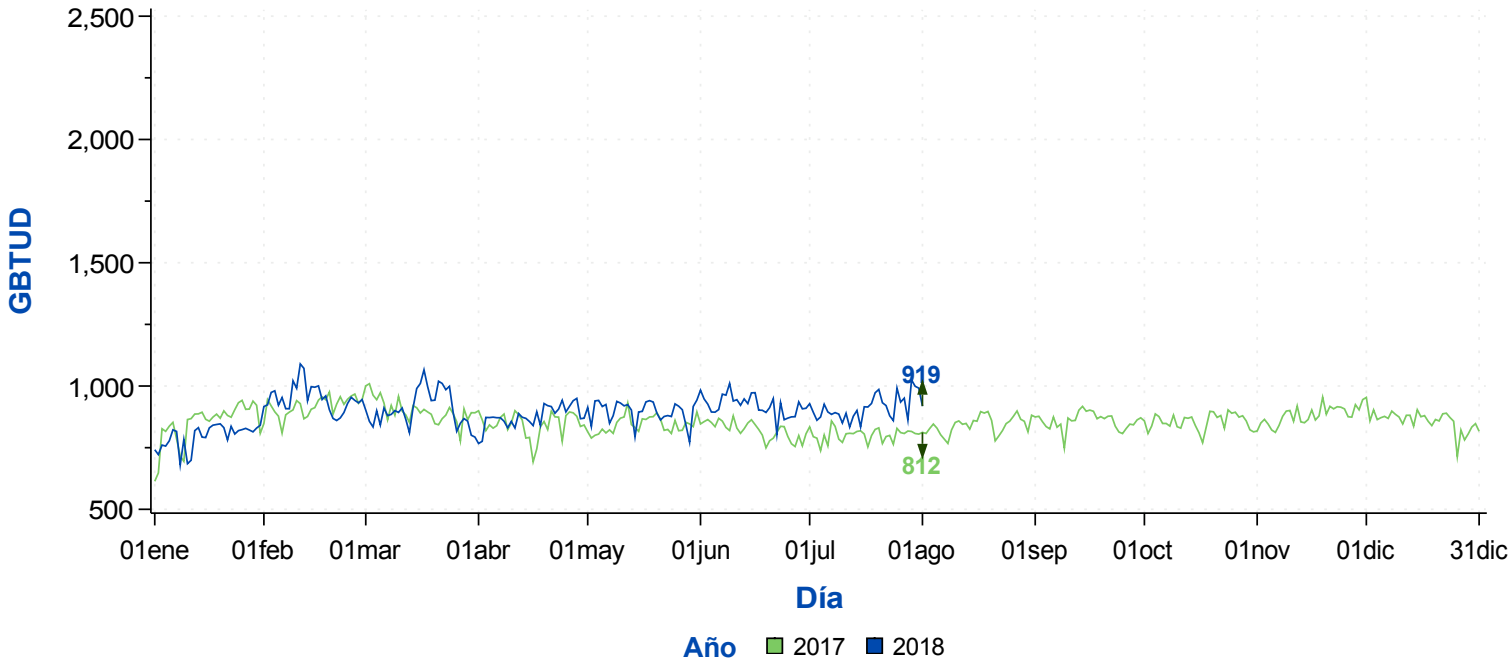
Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Gerencia de Mercados Energéticos.

Gráfica 9:
Cantidades de energía inyectada, recibida y entregada Junio - Julio 2018.

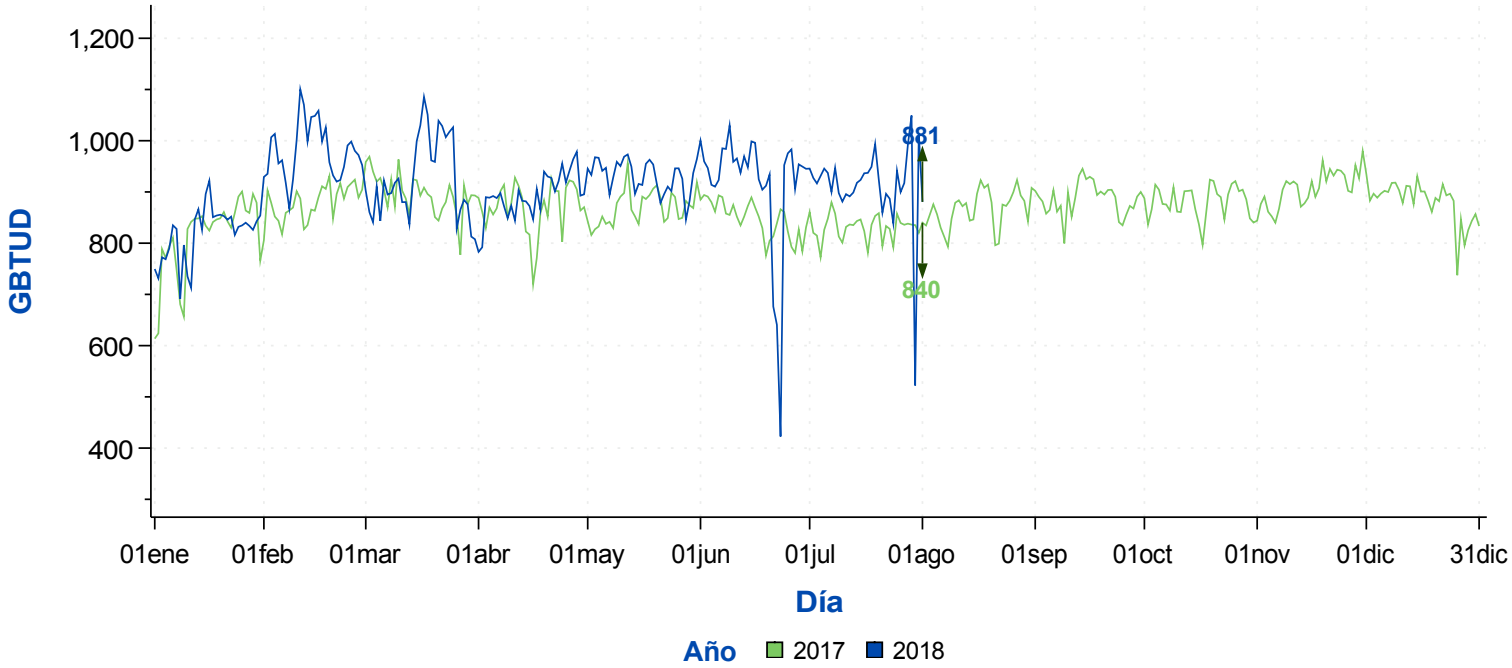
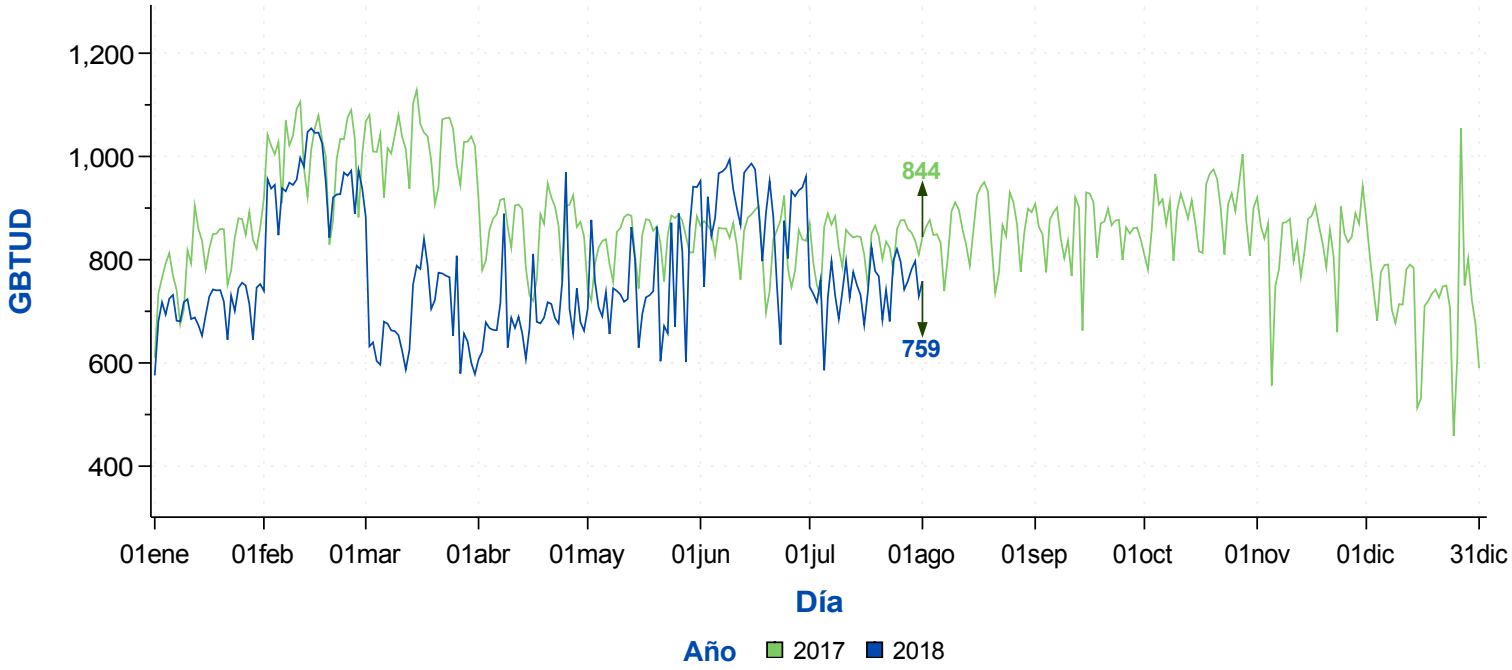


Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.

Gráfica 10: *Energía inyectada 2017 vs. 2018.*



Gráfica 11: *Energía recibida 2017 vs. 2018.*



Gráfica 12: *Energía entregada a usuarios finales 2017 vs. 2018.*