Informe mensual mercado de Gas Natural
Septiembre de 2017

Cortesía: Promigas

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

Generado el 09/10/17 a las 5:10:57 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 primer informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia, correspondiente a la operación del sector observada durante septiembre 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 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 (Septiembre 2017) con el mes inmediatamente anterior (Agosto 2017) y el mismo mes del año anterior (Septiembre 2016).

1.1 KPI - Mercado Primario

Indicador Septiembre de 2017	Variación porcentual mes anterior (Agosto de 2017)	Variación porcentual año anterior (Septiembre de 2016)
Mercado Primario : Ballena Gas contratado* (GBTUD): **Cantidad: 186.50**	0% **Cantidad: 186.50**	-74% **Cantidad: 710.60**
Mercado Primario : Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 5.14**	0% **Precio: 5.14**	-4% **Precio: 5.38**
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Gas contratado* (GBTUD): **Cantidad: 426.87**	2% **Cantidad: 416.87**	-26% **Cantidad: 578.39**
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 3.46**	-1% **Precio: 3.49**	3% **Precio: 3.37**

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 Septiembre de 2017	Variación porcentual mes anterior (Agosto de 2017)	Variación porcentual año anterior (Septiembre de 2016)
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 4.05**	8% **Cantidad: 3.74**	-67% **Cantidad: 12.33**
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 3.85**	17% **Precio: 3.28**	-18% **Precio: 4.68**
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 7.54**	82% **Cantidad: 4.14**	706% **Cantidad: 0.94**
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 2.14**	-5% **Precio: 2.27**	-19% **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 Septiembre de 2017	Variación porcentual mes anterior (Agosto de 2017)	Variación porcentual año anterior (Septiembre de 2016)
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 3.64**	 **28%** **Cantidad: 2.84**	 **109%** **Cantidad: 1.74**
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 3.33**	 **7%** **Precio: 3.13**	 **-28%** **Precio: 4.63**
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD): **Cantidad: 2.19**	 **61%** **Cantidad: 1.36**	 **687%** **Cantidad: 0.28**
Mercado Secundario (Intradiario Firme): Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): **Precio: 2.23**	 **-11%** **Precio: 2.52**	 **-21%** **Precio: 2.81**

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, el resultado de dicha actualización se presenta en este informe que corresponde al periodo del 1 al 31 de agosto de 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 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	38.0	5.14	13.6	2.22	241.1	3.99
Contingencia	0	0	0	0	4.0	ND
Firme	145.8	5.19	362.4	3.44	149.3	4.47
Firmeza Condicionada	2.7	2.36	25.1	2.59	0	0
Opción de Compra	0	0	23.3	5.59	15.0	ND
Otras	0	0	0	0	2.0	ND
Take or Pay	0	0	2.5	ND	111.2	2.64
Total	**186.5**	**5.14**	**426.9**	**3.46**	**522.5**	**3.81**

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	292.7	4.06
Contingencia	4.0	ND
Firme	657.5	4.06
Firmeza Condicionada	27.8	2.57
Opción de Compra	38.3	4.65
Otras	2.0	ND
Take or Pay	113.7	2.63
Total	**1,135.9**	**3.90**

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 Septiembre (GBTUD)	Renominación promedio Septiembre (GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Septiembre vs. Agosto (%)	Variación renominación Septiembre vs. Agosto (%)
Ballena	162.2	160.6	-1.0	-3.6	-5.2
Cupiagua / Cusiana	356.5	361.1	1.3	2.1	2.1
Otros Campos	192.0	177.0	-7.8	0.5	0.7
Total	**710.7**	**698.7**	-1.7	0.3	-0.0

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

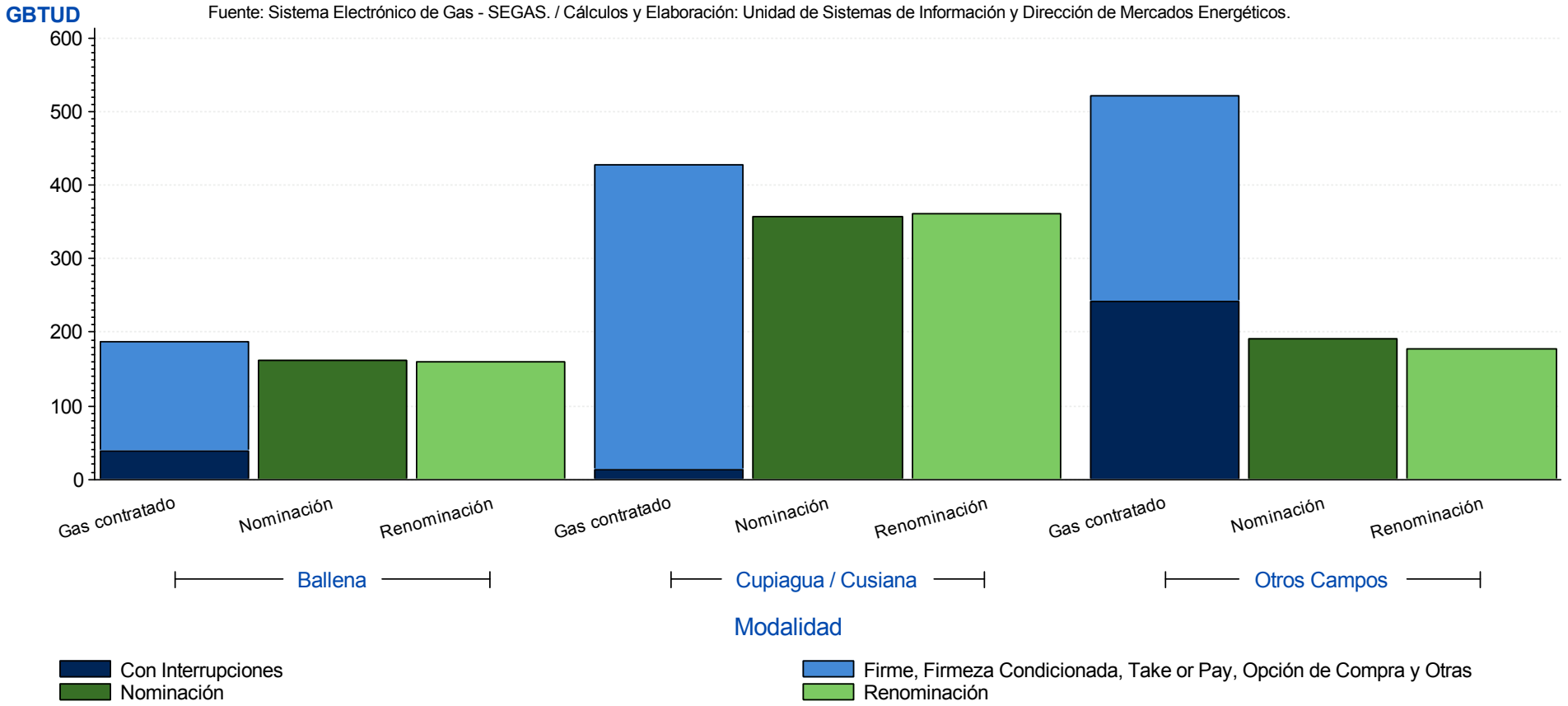
Tabla 3:
Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Modalidades contractuales.

Modalidad Contractual	Nominación promedio Septiembre (GBTUD)	Renominación promedio Septiembre (GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Septiembre vs. Agosto (%)	Variación renominación Septiembre vs. Agosto (%)
Con Interrupciones	18.9	18.2	-3.5	-17.3	-19.8
Contingencia	2.1	1.1	-46.8	-39.6	-62.9
Firme	578.5	566.8	-2.0	3.3	2.6
Firmeza Condicionada	27.4	27.3	-0.3	1.2	0.6
Otros	14.7	14.8	0.4	-2.6	-0.9
Take Or Pay	69.1	70.4	1.9	-13.8	-10.0
Total	**710.7**	**698.7**	-1.7	0.3	-0.0

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 refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

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



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

2.2 Por modalidades contractuales* - Interior / Costa:

Tabla 4:

	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)
Modalidad contractual						
Con Interrupciones	140.1	3.96	152.6	4.13	292.7	4.05
Contingencia	4.0	3.35	0	0	4.0	3.35
Firme	233.8	5.33	423.7	3.40	657.5	3.77
Firmeza Condicionada	0	0	27.8	2.63	27.8	2.63
Opción de Compra	15.0	3.20	23.3	5.59	38.3	4.65
Otras	2.0	4.06	0	0	2.0	4.06
Take or Pay	27.5	4.26	86.2	2.25	113.7	2.72
Total	422.3	4.39	713.6	3.61	1,135.9	3.90

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.

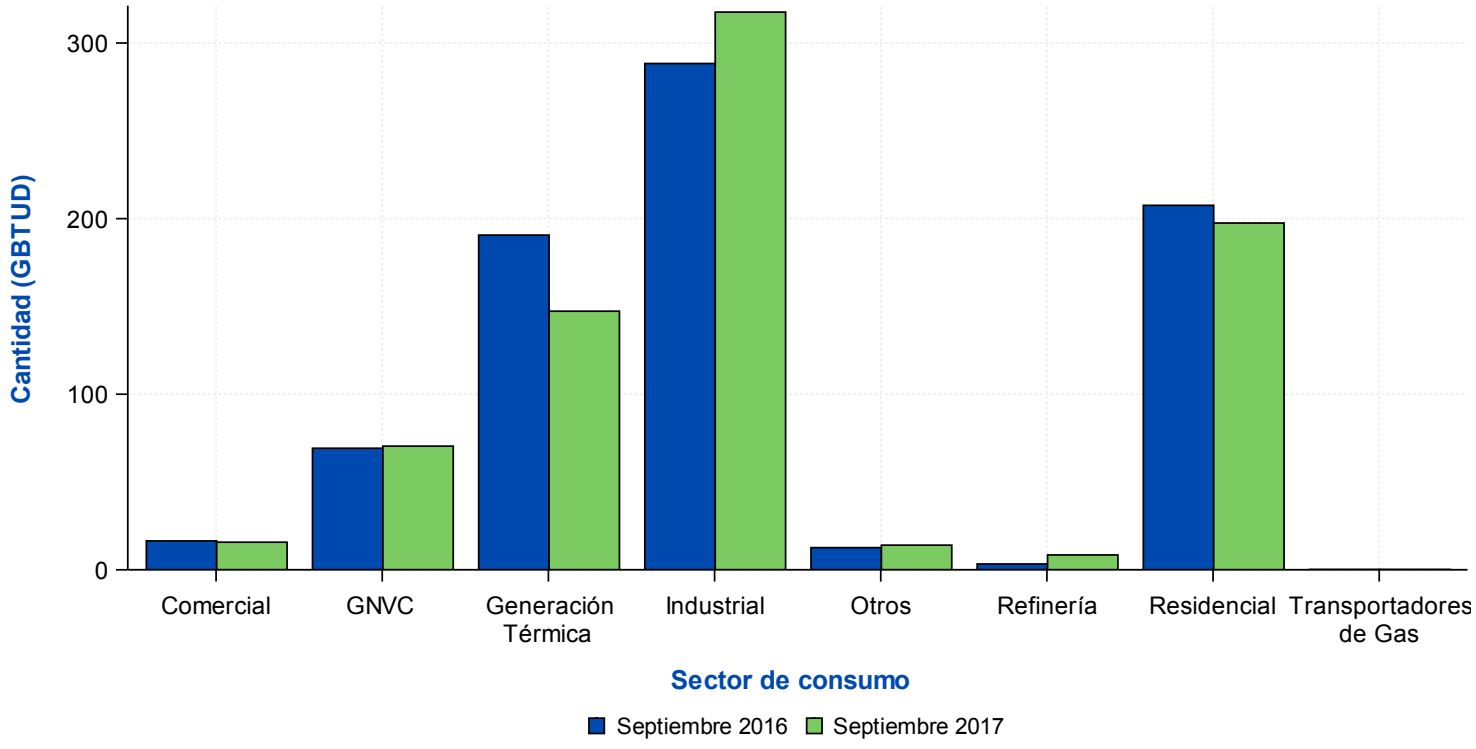
2.3 Por sectores de consumo - Modalidades Firme y Take or Pay:

Tabla 5:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	317.6	41.2%	3.37
Residencial	197.5	25.6%	4.61
Generación Térmica	147.3	19.1%	3.96
GNVC	70.4	9.1%	2.94
Comercial	15.7	2.0%	5.07
Otros*	14.0	1.8%	5.66
Refinería**	8.5	1.1%	4.45
Transportadores de Gas	0.2	0.0%	5.42
Total	**771.2**	**100.0%**	**3.85**

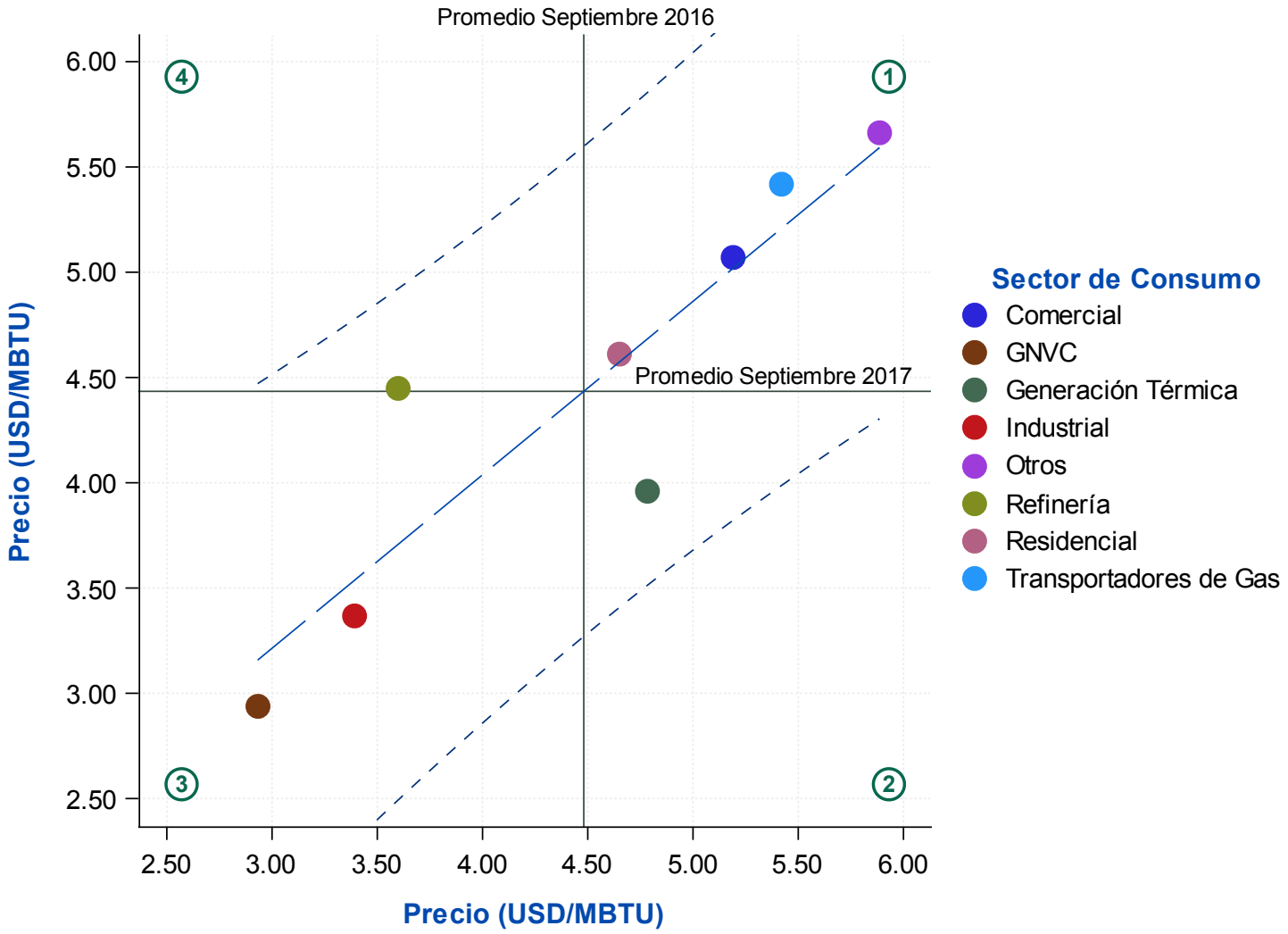
Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Gráfica 2:
Comparativo de cantidades Septiembre 2016 vs. Septiembre 2017 - Sectores de consumo.



*Sector de consumo establecido en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.
**Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

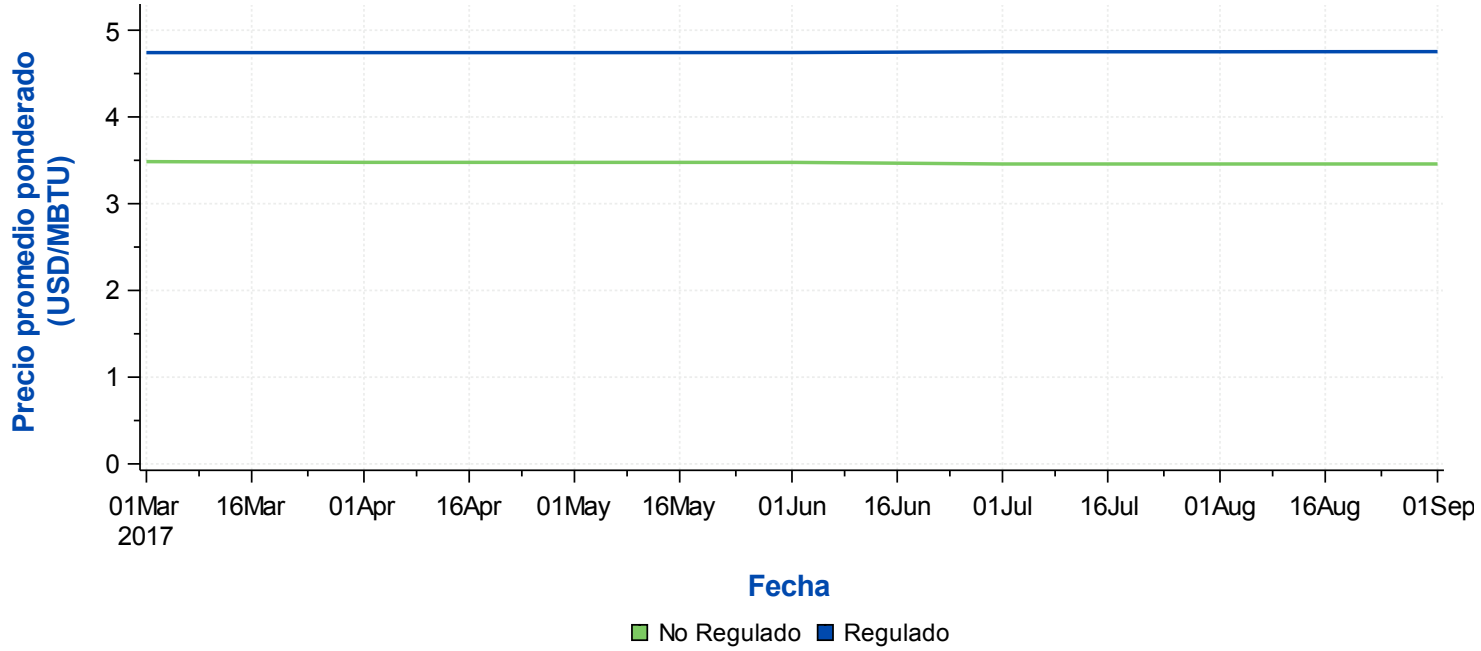
Gráfica 3:
Comparativo de precios Septiembre 2016 vs. Septiembre 2017 - Sectores de consumo.



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	49.2	33.7%	5.92
Generación Térmica	32.1	22.0%	5.26
Industrial	24.4	16.8%	4.53
GNVC	17.7	12.1%	3.52
Otros*	14.0	9.6%	5.66
Comercial	8.2	5.7%	5.18
Transportadores de Gas	0.2	0.1%	5.42
Total	**145.8**	**100.0%**	**5.19**

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	206.1	56.5%	2.96
Residencial	98.3	26.9%	4.70
GNVC	52.1	14.3%	2.73
Comercial	5.4	1.5%	4.93
Generación Térmica	3.0	0.8%	3.20
Total	**364.9**	**100.0%**	**3.43**

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 089 de 2013.
**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	252	2.31	0	0	.
Apiay - Ocoa	12,270	1.20	0	17,220	0%
Apiay - Usme	17,784	1.60	0	17,784	0%
Armenia - Yumbo/Cali	85,437	2.72	55,782	148,000	38%
Ballena - Barrancabermeja	247,894	1.57	4,106	260,000	2%
Ballena - La Mami	319,500	0.61	100,200	513,600	20%
Barrancabermeja - Bucaramanga	38,203	1.08	16,644	37,361	45%
Barrancabermeja - Sebastopol	144,829	1.68	159,684	307,000	52%
Barranquilla - Cartagena	487,500	1.09	28,018	558,568	5%
Barranquilla - La Mami	533,200	1.09	73,700	659,700	11%
Buenos Aires - Ibague	5,558	0.25	9,604	15,552	62%
Cartagena - Mamonal	188,040	0.71	20,919	204,509	10%
Cartagena - Sincelejo	137,440	1.07	77,381	230,321	34%
Centauros - Granada	252	2.31	0	638	0%
Chicoral - Flandes	2,964	0.48	11,282	12,015	94%
Cogua - Sabana_f	211,548	1.60	3,292	215,000	2%
Cusiana - Apiay	32,149	1.42	0	33,000	0%
Cusiana - El Porvenir	394,068	1.74	0	412,000	0%
El Porvenir - Gbs_i	6,118	1.72	0	0	.
El Porvenir - La Belleza	385,150	1.75	5,300	414,500	1%
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	8,252	0.25	14,611	16,161	90%
Gbs_i - Gbs_f	6,453	1.67	57,599	63,744	90%
Gibraltar - Bucaramanga	42,298	2.91	19,662	49,900	39%
Gualanday - Mariquita	16,488	2.59	8,742	25,253	35%
Gualanday - Montañuelo	0	0.00	60	60	100%
Gualanday - Neiva	8,646	3.96	4,241	12,910	33%
Guando - Fusagasuga	800	2.52	157	957	16%
Jamundi - Popayan	0	0.00	0	3,675	0%
Jobo - Sincelejo	70,700	1.33	13,194	82,794	16%
La Belleza - Cogua	217,478	1.59	0	217,478	0%
La Belleza - Vasconia	227,364	2.02	446	236,630	0%
La Creciente - Sincelejo	66,090	0.91	73,137	151,727	48%
Mariquita - Pereira	117,736	2.63	41,193	168,000	25%
Morichal - Yopal	3,500	0.19	500	3,500	14%
Neiva - Hobo	1,450	2.81	1,315	2,765	48%
Pereira - Armenia	96,910	2.70	53,167	158,000	34%
Pradera - Popayan	3,672	2.47	0	3,675	0%
Ramales Aislados_i - Ramales Aislados_f	427	0.10	0	0	.
Sardinata - Cucuta	3,536	1.97	1,041	4,637	22%
Sebastopol - Medellin	64,296	1.07	4,190	64,249	7%
Sebastopol - Vasconia	187,378	1.54	154,156	338,000	46%
Tane/Cacota - Pamplona	135	5.59	190	359	53%
Vasconia - Mariquita	132,873	2.65	49,896	192,000	26%
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 Dirección 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.

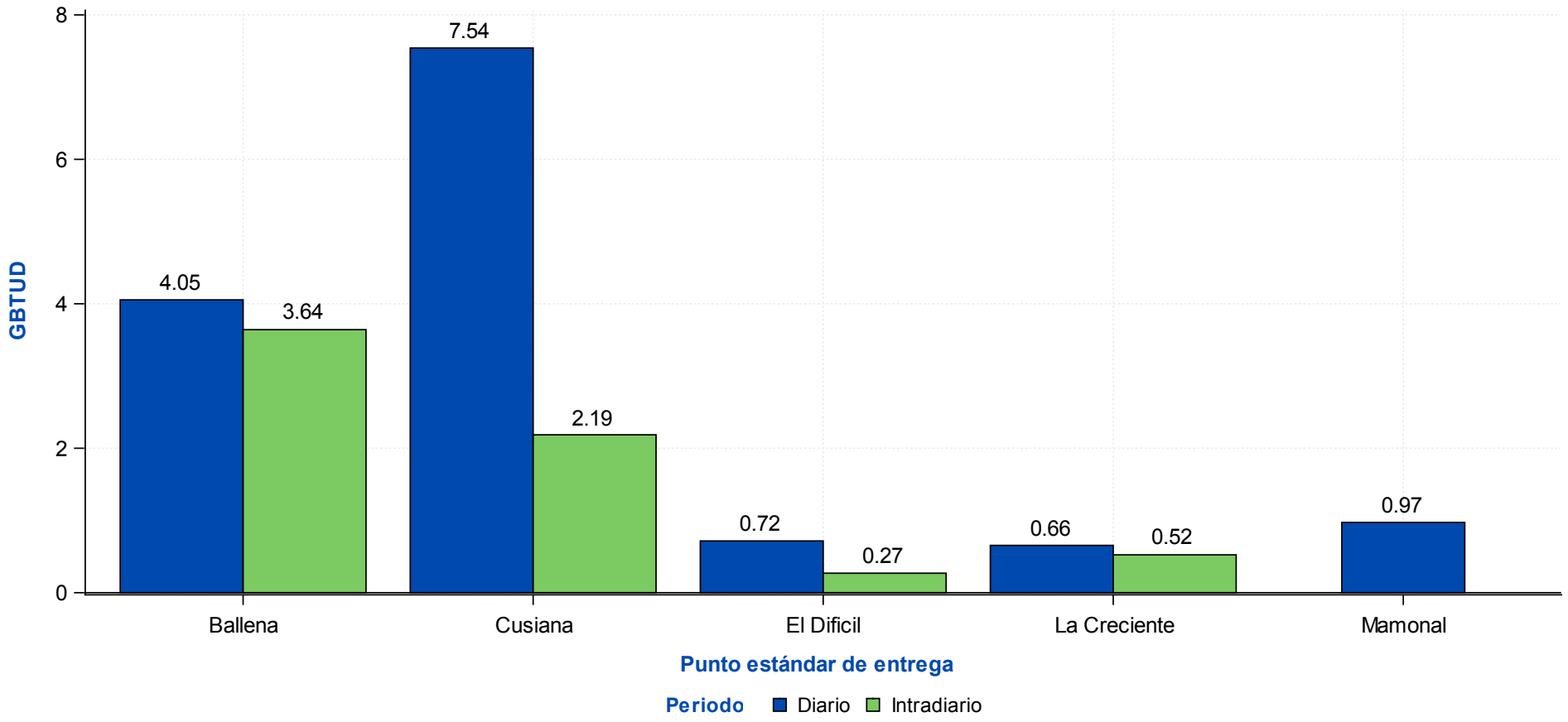
Tabla 9:

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	4.05	3.10	3.85	5.90
	Intradiario	3.64	2.60	3.33	3.69
Caramelo	Diario	0.40	3.00	3.00	3.00
	Intradiario	0.22	2.96	2.98	3.00
Cusiana	Diario	7.54	1.94	2.14	2.40
	Intradiario	2.19	1.85	2.23	3.47
El Dificil	Diario	0.72	3.60	3.88	5.60
	Intradiario	0.27	3.60	3.67	4.50
Jobo	Diario	0.07	ND	ND	ND
	Intradiario	0.07	ND	ND	ND
La Creciente	Diario	0.66	3.88	3.88	3.88
	Intradiario	0.52	3.88	3.88	3.88
Mamonal	Diario	0.97	3.20	4.03	6.85
Vasconia	Intradiario	0.08	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.

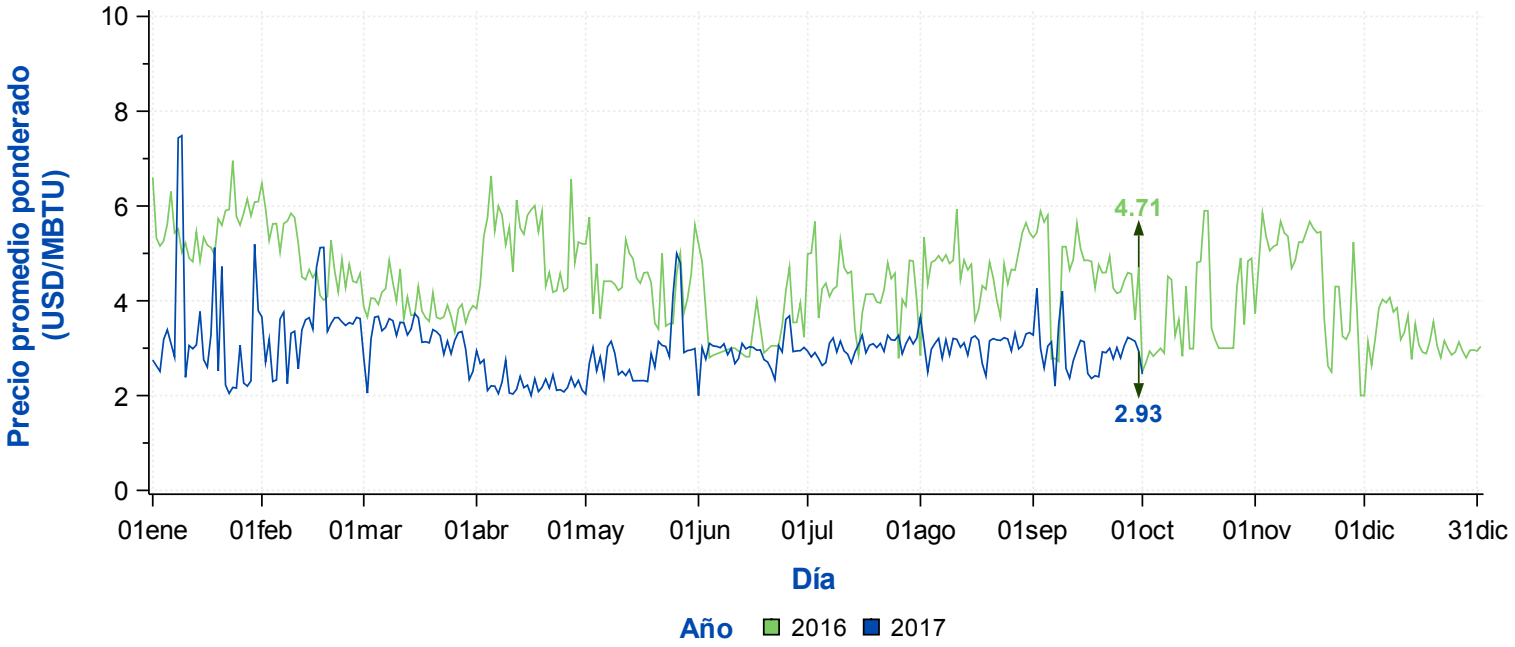
Gráfica 5:
Gas contratado en el mercado secundario.



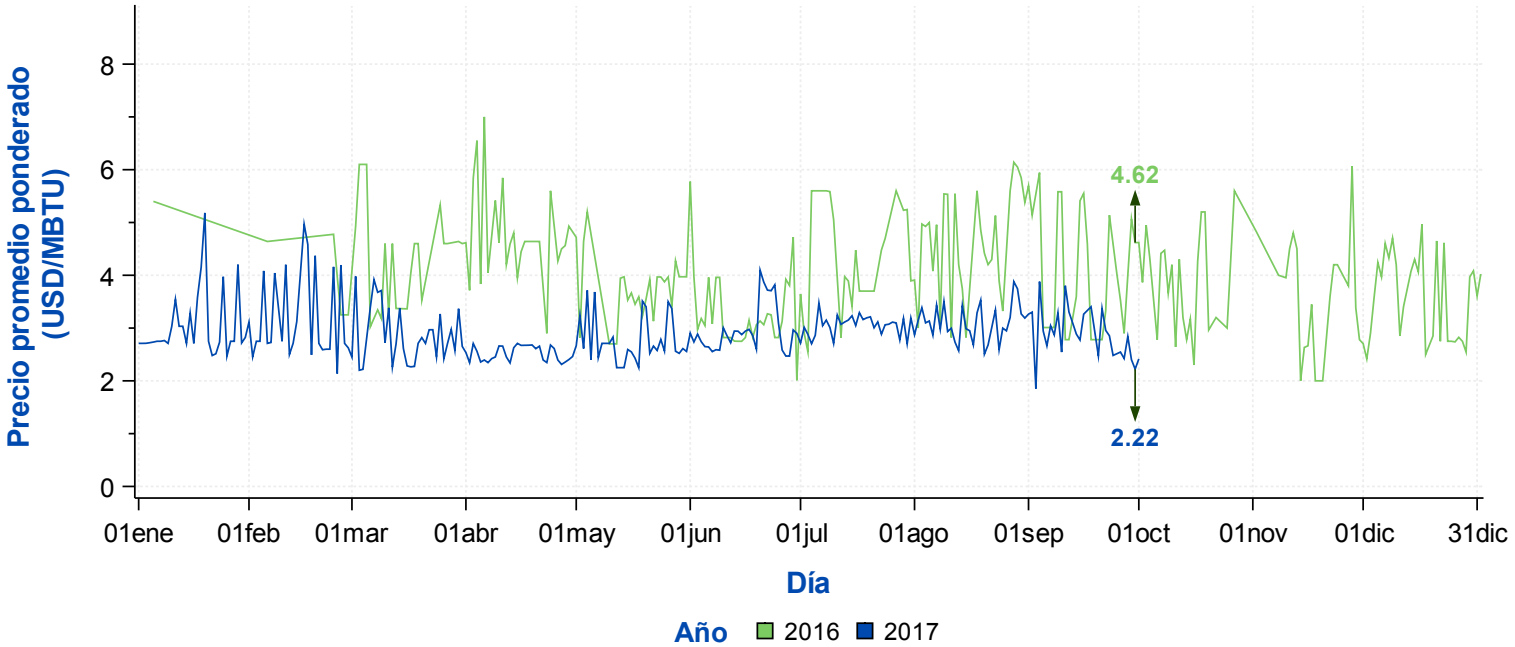
Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* 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 - Intradiario / 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.

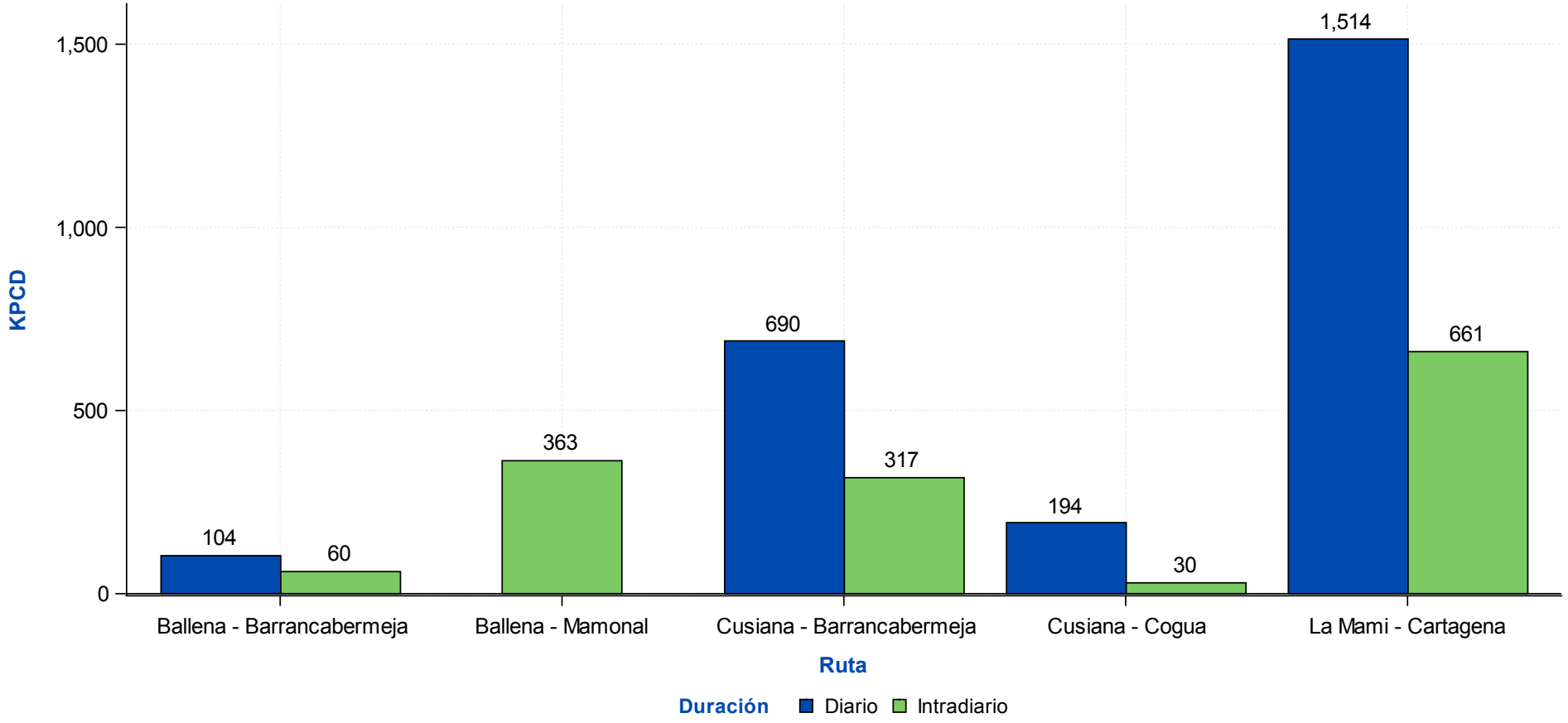
Tabla 10:

Ruta	Duración	Capacidad contratada promedio (KPCD)	Precio mínimo (USD/KPC)	Precio promedio ponderado (USD/KPC)	Precio máximo (USD/KPC)
Ballena - Barrancabermeja	Diario	104	0.50	0.50	0.50
	Intradiario	60	0.50	0.50	0.50
Ballena - Mamonal	Intradiario	363	1.44	1.47	1.54
Cusiana - Apiay	Diario	45	0.16	0.16	0.16
Cusiana - Barrancabermeja	Diario	690	2.70	2.77	2.87
	Intradiario	317	2.69	2.76	2.80
Cusiana - Cogua	Diario	194	1.18	1.18	1.18
	Intradiario	30	1.18	1.18	1.18
Cusiana - Gbs_f	Diario	119	0.36	0.71	1.93
	Intradiario	7	1.93	1.93	1.93
Cusiana - La Belleza	Diario	9	ND	ND	ND
	Intradiario	36	ND	ND	ND
Cusiana - Ocoa	Diario	4	0.22	0.22	0.22
Cusiana - Pereira	Diario	157	0.93	2.47	2.87
Cusiana - Yumbo/Cali	Diario	39	0.72	0.72	0.72
La Mami - Cartagena	Diario	1,514	1.00	1.00	1.00
	Intradiario	661	1.00	1.00	1.00

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.

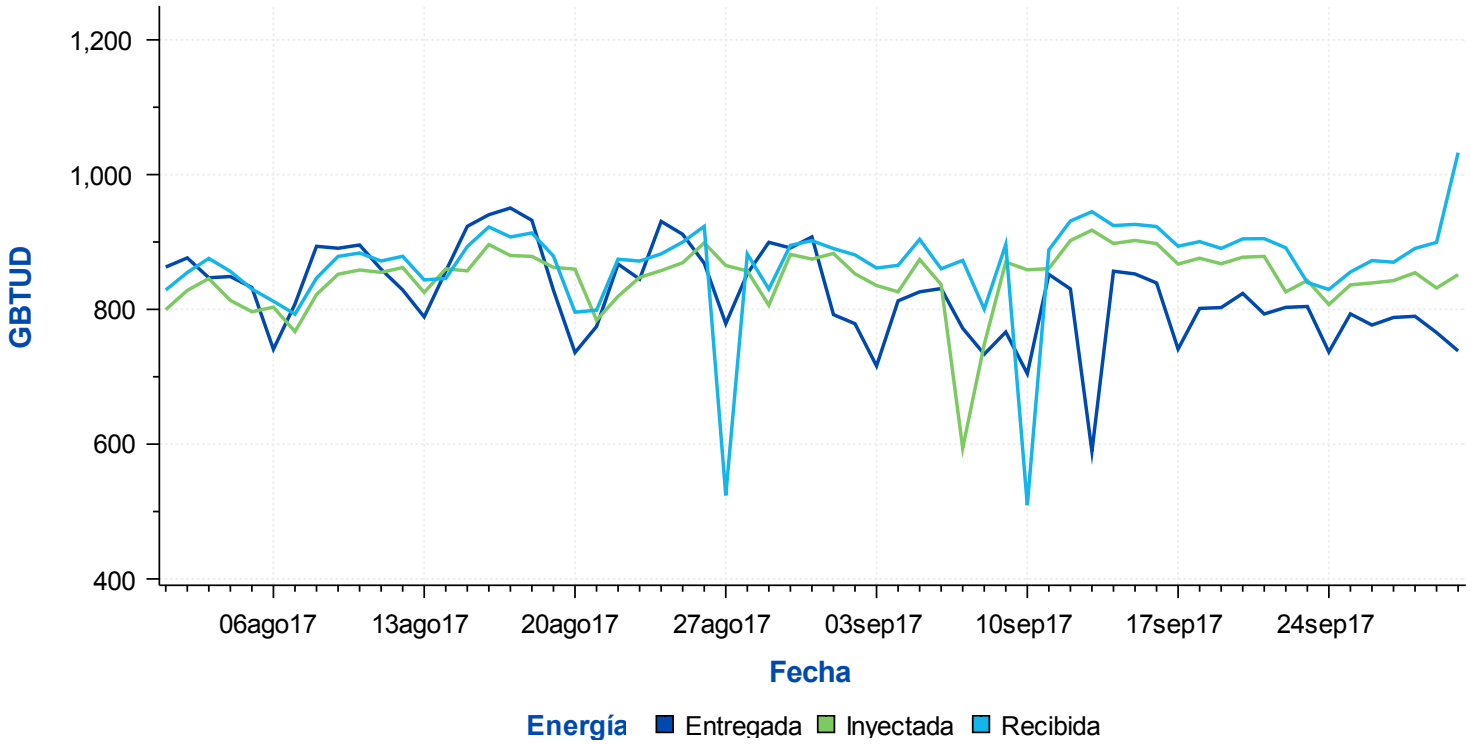
Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.
Nota: Esta sección contiene la información operativa ajustada de agosto, la información de septiembre se visualizará en el siguiente informe.

Tabla 11:

Comportamiento Energía	Agosto (GBTUD)	Septiembre (GBTUD)	Porcentaje de variación
Energía inyectada	844.6	848.5	**0.46%**
Energía recibida	854.7	878.5	**2.79%**
Energía entregada a usuarios finales	860.2	783.7	**-8.90%**

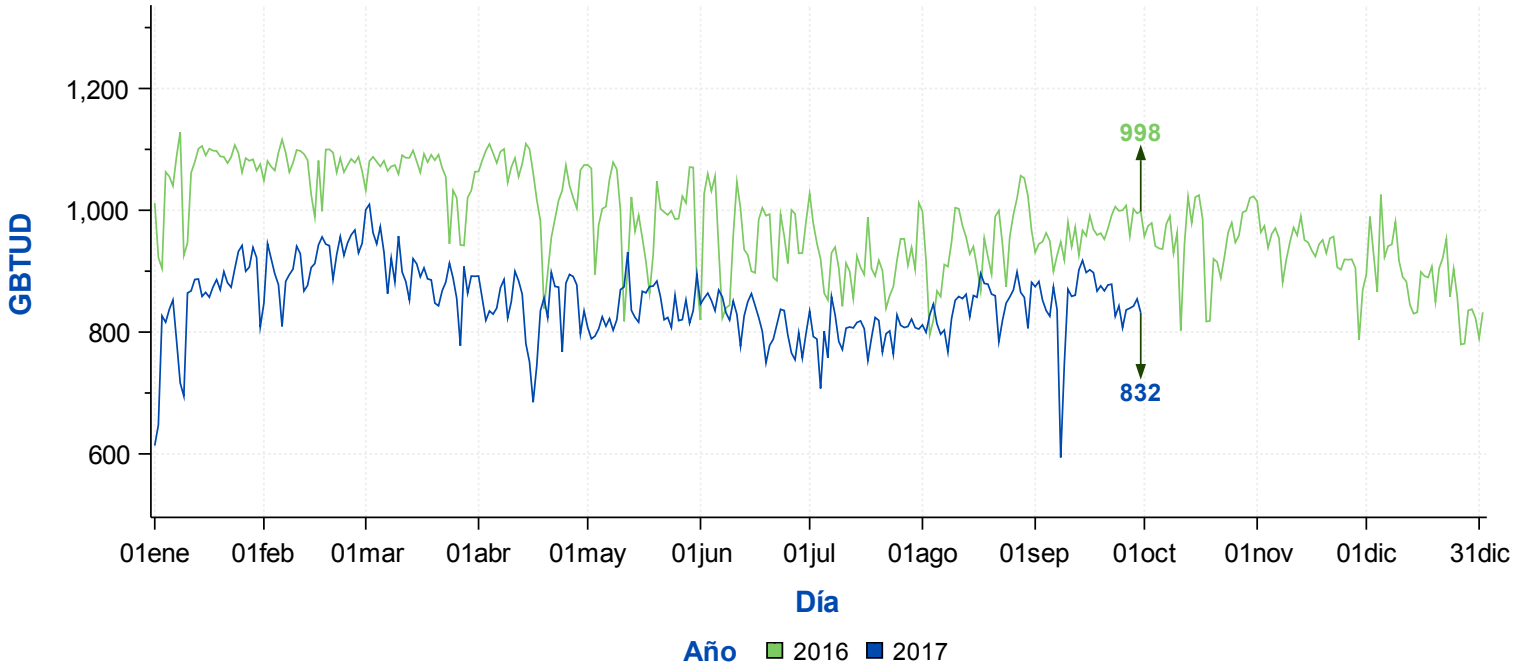
Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Gráfica 9:
Cantidades de energía inyectada, recibida y entregada Agosto - Septiembre 2017.

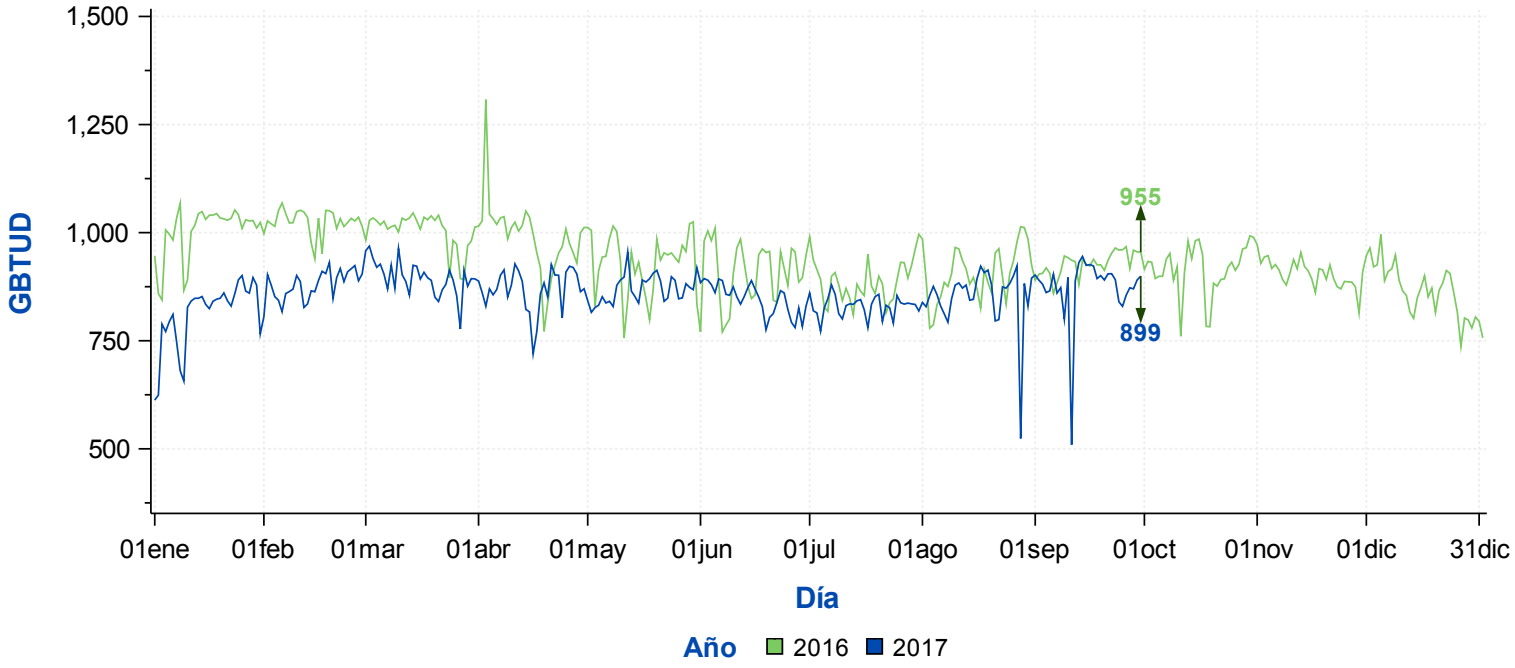
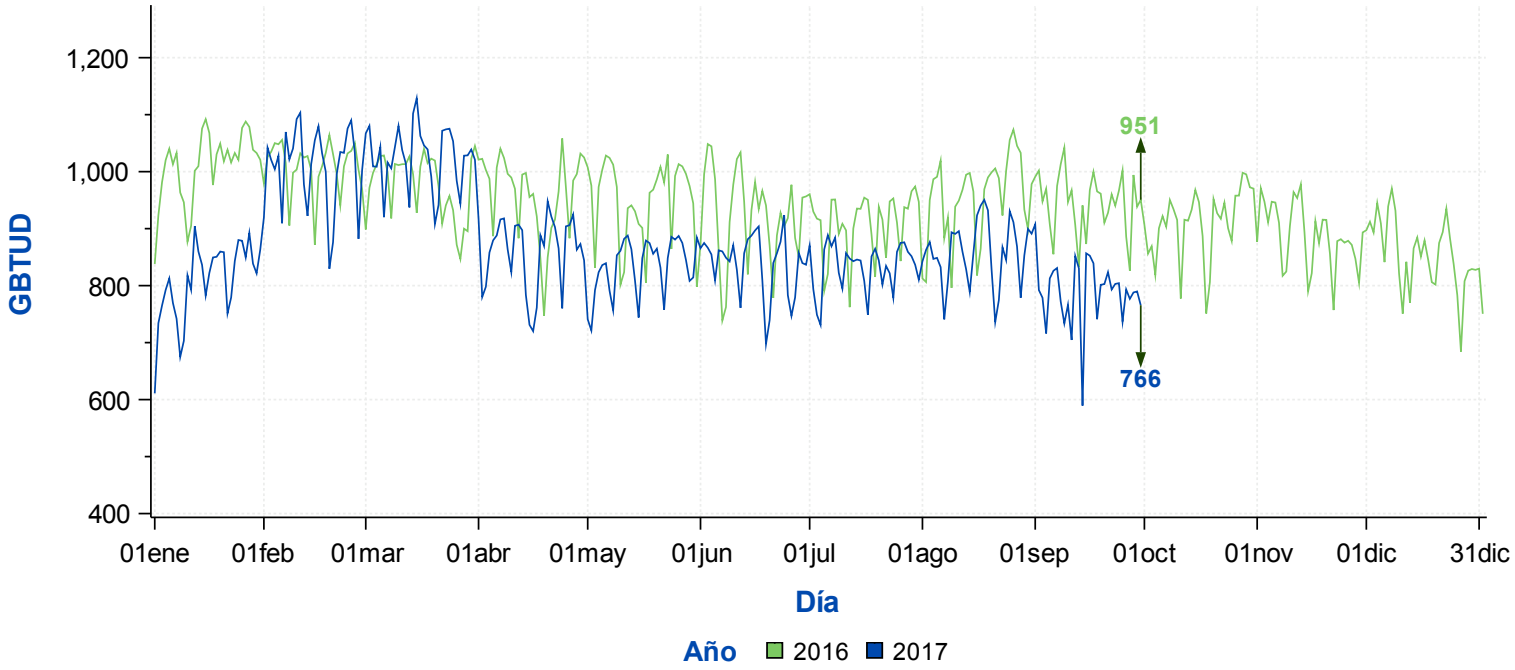


Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.
Nota: Esta sección contiene la información operativa ajustada de agosto, la información de septiembre se visualizará en el siguiente informe.

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



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



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