



Informe mensual mercado de Gas Natural Junio de 2019



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 junio de 2019.

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, 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.

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.
2. Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas.
 - 2.1 Por modalidades contractuales - Puntos de entrega.
 - 2.2 Por modalidades contractuales - Interior / Costa.
 - 2.3 Por sectores de consumo - Total país.
 - 2.4 Por sectores de consumo - Puntos de entrega.
 - 2.4.1 Ballena.
 - 2.4.2 Cupiagua/Cusiana.
3. Contratación en el Mercado Primario - Capacidad de Transporte.
4. 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. Estos indicadores permiten comparar los datos actuales (Junio 2019) con el mes inmediatamente anterior (Mayo 2019) y el mismo mes del año anterior (Junio 2018).



1.1 KPI - Mercado Primario

Indicador Junio de 2019	Variación porcentual mes anterior (Mayo de 2019)	Variación porcentual año anterior (Junio de 2018)
Mercado Primario : Ballena Gas contratado* (GBTUD): Cantidad: 106.32	 -25% Cantidad: 142.50	 -32% Cantidad: 156.80
Mercado Primario : Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 4.97	 -6% Precio: 5.27	 -3% Precio: 5.11
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Gas contratado* (GBTUD): Cantidad: 480.86	 -0% Cantidad: 481.93	 8% Cantidad: 444.87
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 3.71	 1% Precio: 3.68	 1% Precio: 3.66

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

*Se incluyen todas las modalidades contractuales.



2. Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas

A continuación se detallan las cantidades vigentes para los puntos: Ballena, Cupiagua/Cusiana y otros puntos, 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 que garanticen firmeza por sectores de consumo total y detallada para los puntos de entrega 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 2019 vs 2018.

Nota: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.



2.1 Por modalidades contractuales - Puntos de entrega:

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)
C1	1.0	ND	10.0	ND	0	0
C2	0	0	6.0	ND	0	0
Con Interrupciones	8.5	7.96	46.7	2.67	137.1	4.75
Contingencia	12.0	ND	0	0	0	0
Firme	26.7	4.40	88.1	4.00	176.7	4.85
Firme al 95%	58.2	4.95	250.1	3.82	47.8	3.87
Firmeza Condicionada	0	0	23.8	2.81	0	0
Opción de Compra	0	0	23.3	5.96	0	0
Otras	0	0	0	0	40.5	ND
Take or Pay	0	0	33.0	ND	78.1	2.81
Total	106.3	4.97	480.9	3.71	480.2	4.57

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

modalidad	Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
C1	11.0	2.45
C2	6.0	ND
Con Interrupciones	192.3	4.39
Contingencia	12.0	ND
Firme	291.5	4.55
Firme al 95%	356.0	4.01
Firmeza Condicionada	23.8	2.81
Opción de Compra	23.3	5.96
Otras	40.5	ND

Nota: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.



modalidad	Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Take or Pay	111.1	2.97
Total	1,067.3	4.22

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

Nota: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.



Tabla 2:

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

Campo de producción	Nominación promedio Junio (GBTUD)	Renominación promedio Junio(GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Junio vs. Mayo (%)	Variación renominación Junio vs. Mayo (%)
Ballena	98.6	99.3	0.7	0.8	0.1
Cupiagua / Cusiana	334.7	346.1	3.4	4.4	8.7
Otros Campos	201.4	222.9	10.6	8.7	11.9
Total	634.7	668.2	5.3	5.1	8.3

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

Tabla 3:

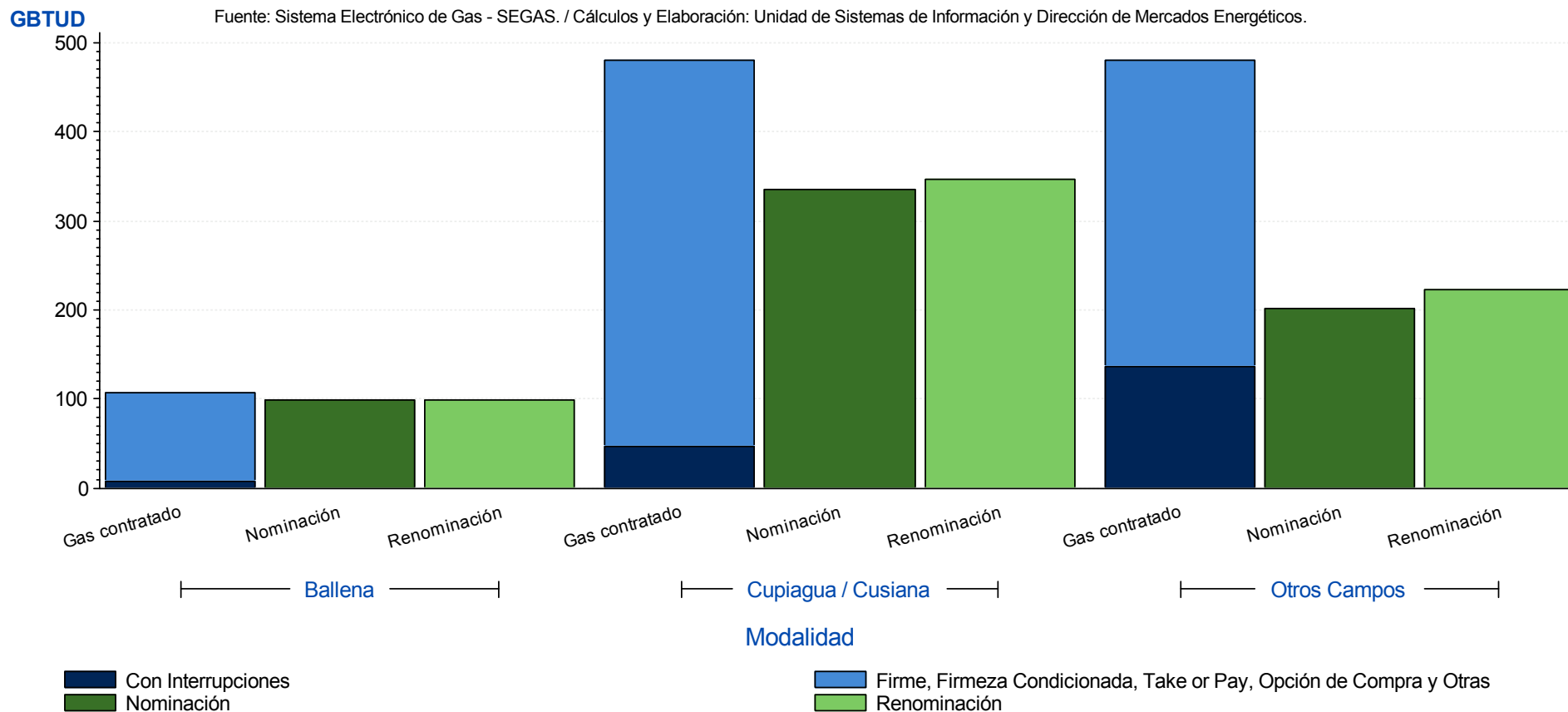
Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Modalidades contractuales.

Modalidad Contractual	Nominación promedio Junio (GBTUD)	Renominación promedio Junio(GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Junio vs. Mayo (%)	Variación renominación Junio vs. Mayo (%)
C1	9.8	9.4	-3.9	-3.7	-4.7
C2	6.0	5.8	-3.3	0.0	-0.1
Con Interrupciones	19.2	21.5	12.0	167.9	139.4
Contingencia	10.1	10.0	-0.7	-12.4	-21.2
Firme	278.1	286.8	3.1	10.9	13.5
Firme Al 95%	284.8	293.1	2.9	7.9	11.9
Firmeza Condicionada	19.4	20.4	5.1	-3.6	2.1
Take Or Pay	49.8	55.0	10.5	-23.5	-20.3
Otros	19.6	30.7	56.2	81.8	75.7
Total	696.9	732.7	5.1	7.9	11.2

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

Nota: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.

Gráfica 1:
*Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas.
Nominaciones y renominaciones promedio, Junio de 2019.*



Nota: No se incluye consumos de las refinerías 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)
C1	11.0	2.45	10.0	ND	11.0	2.45
C2	0	0	6.0	ND	6.0	ND
Con Interrupciones	68.3	4.83	124.0	4.14	192.3	4.39
Contingencia	12.0	ND	0	0	12.0	ND
Firme	154.0	4.86	152.5	4.30	291.5	4.55
Firme al 95%	66.7	3.76	318.9	4.08	356.0	4.01
Firmeza Condicionada	0	0	23.8	2.81	23.8	2.81
Opción de Compra	0	0	23.3	5.96	23.3	5.96
Otras	40.5	ND	0	0	40.5	7.00
Take or Pay	26.2	ND	84.9	2.54	111.1	2.97
Total	349.5	4.87	717.9	3.91	1067.3	4.22

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

Nota: No se incluye consumos de las refinerías 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:

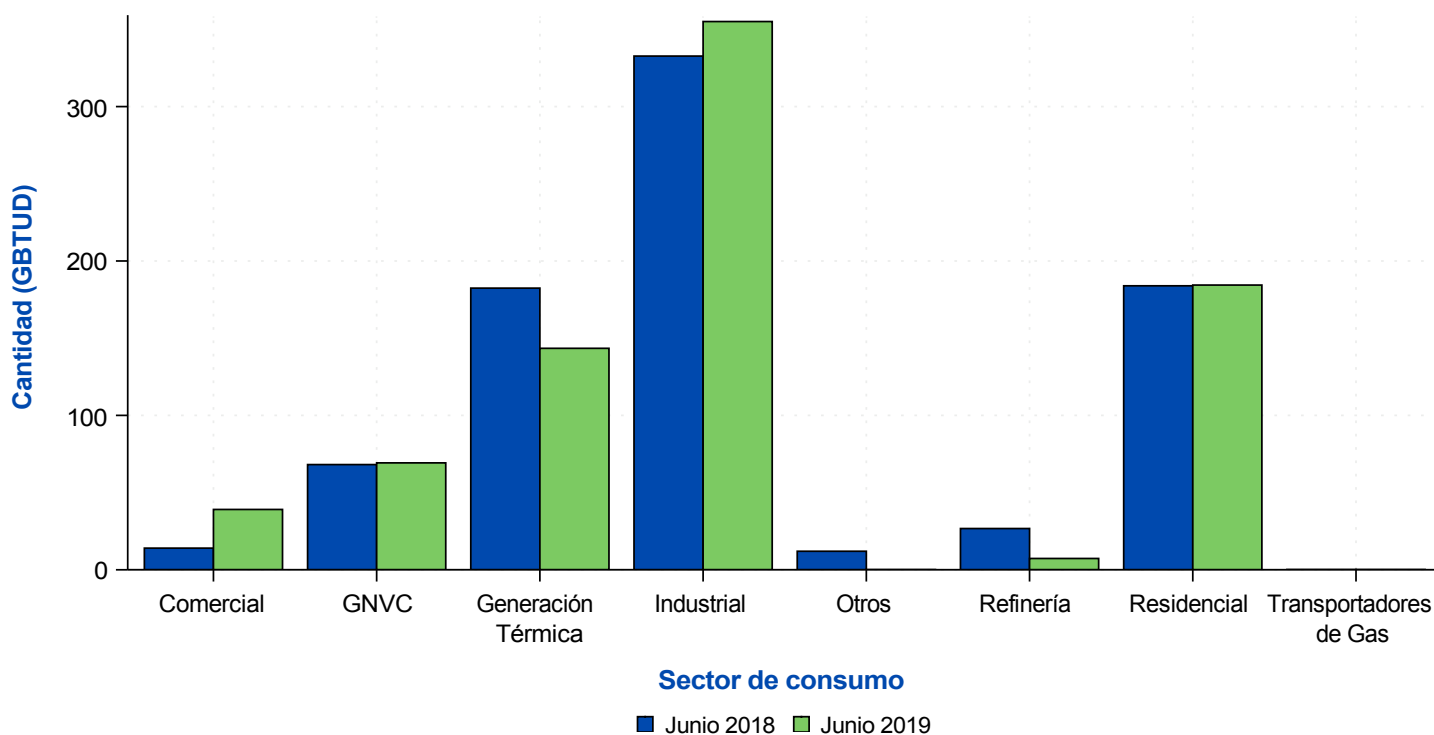
Tabla 5:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	355.1	44.5%	3.78
Residencial	184.4	23.1%	4.82
Generación Térmica	143.4	18.0%	4.25
GNVC	69.2	8.7%	3.24
Comercial	39.1	4.9%	4.19
Refinería**	7.3	0.9%	4.37
Transportadores de Gas	0.2	0.0%	ND
Otros*	0.1	0.0%	ND
Total	798.8	100.0%	4.08

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

Gráfica 2:

Comparativo de cantidades Junio 2018 vs. Junio 2019 - Sectores de consumo.



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

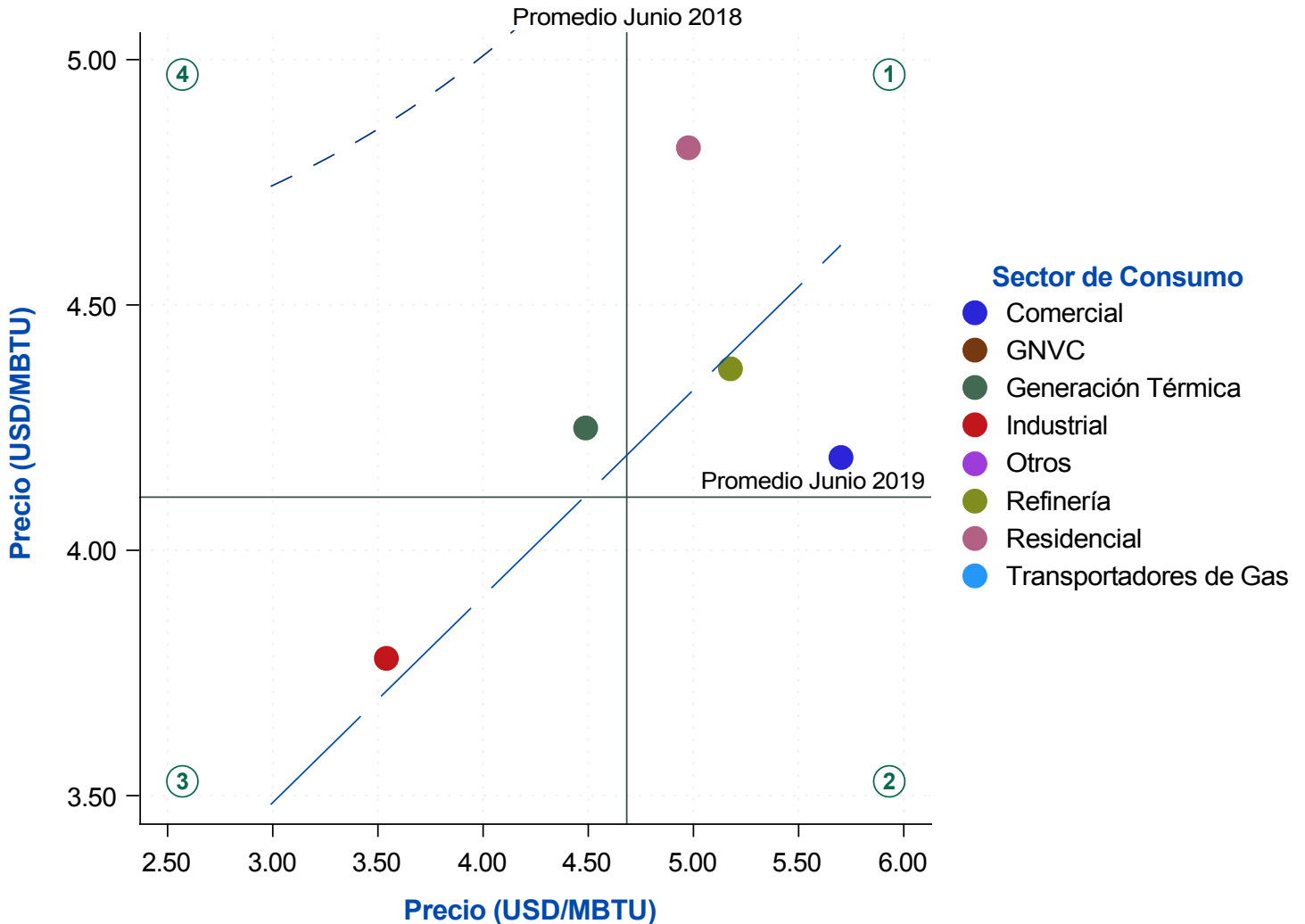
**Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

***Incluye modalidades C1, C2, Firme, Firme al 95%, Opción de compra y Take or pay.



Gráfica 3:

Comparativo de precios Junio 2018 vs. Junio 2019 - 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).

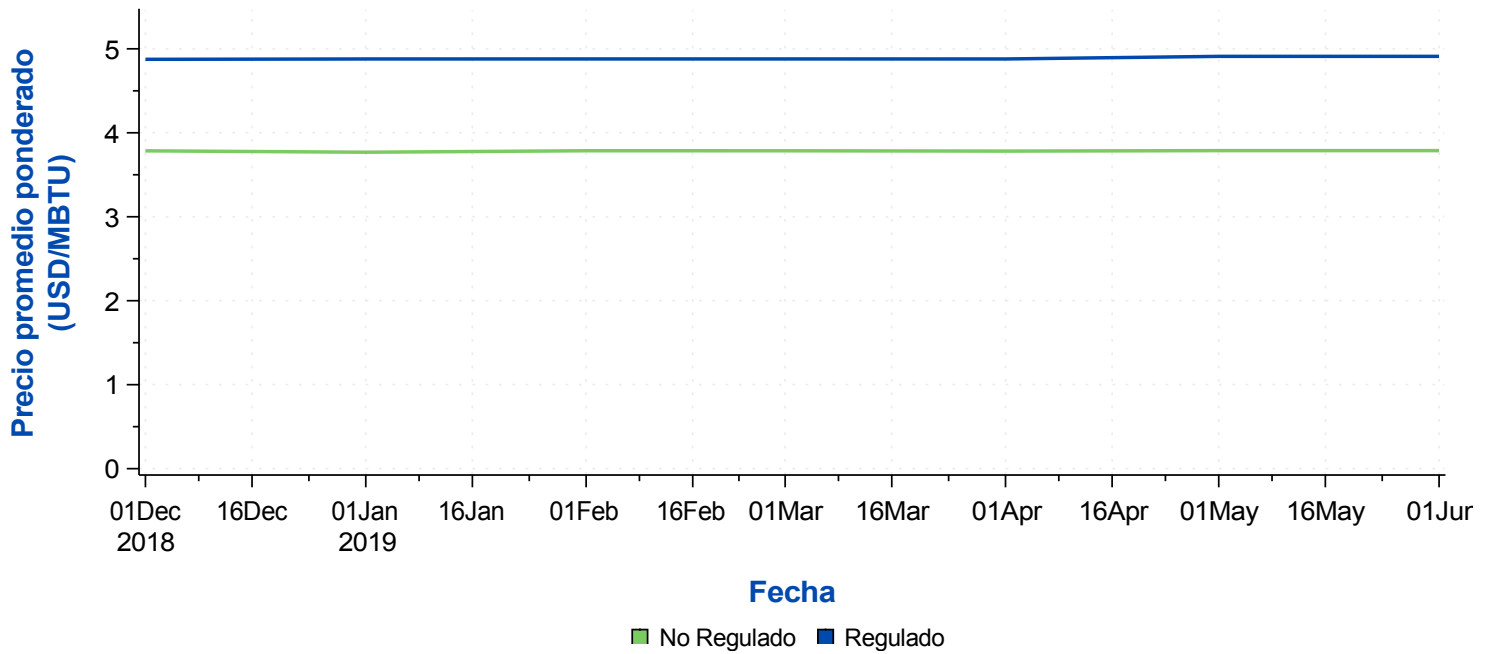
Cuadrante 3. (inferior izquierda) Precios por debajo del precio promedio para (a.a) y (a.c).

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

Nota: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.



Gráfica 4: Promedio móvil del precio en los últimos 6 meses por sector regulado y no regulado, modalidades que garanticen firmeza.



Nota: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.



2.4 Por sectores de consumo - Puntos de entrega - Modalidades que garantizan firmeza:

2.4.1 Ballena

Tabla 6:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Residencial	40.9	47.6%	5.02
Industrial	26.5	30.9%	4.44
Generación Térmica	10.9	12.6%	5.42
GNVC	6.1	7.1%	3.46
Comercial	1.3	1.5%	5.09
Transportadores de Gas	0.2	0.2%	ND
Total	85.9	100.0%	4.78

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	207.8	50.6%	3.43
Residencial	104.4	25.4%	4.75
GNVC	56.1	13.7%	3.06
Generación Térmica	23.3	5.7%	5.96
Comercial	18.8	4.6%	3.90
Total	410.4	100.0%	3.88

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	675	2.38	0	638	0%
Apiay - Ocoa	19,354	1.25	1,987	22,020	9%
Apiay - Usme	17,784	1.59	312	17,784	2%
Armenia - Yumbo/Cali	99,254	2.68	58,359	148,000	39%
Ballena - Barrancabermeja	251,450	1.59	550	260,000	0%
Ballena - La Mami	255,332	0.64	100,200	316,601	32%
Barrancabermeja - Bucaramanga	38,248	1.02	17,261	37,361	46%
Barrancabermeja - Sebastopol	149,863	1.60	154,450	307,000	50%
Barranquilla - Cartagena	485,324	0.73	28,018	554,560	5%
Barranquilla - La Mami	452,982	0.82	73,700	557,602	13%
Buenos Aires - Ibague	5,870	0.25	9,619	15,552	62%
Cartagena - Mamonal	182,754	0.60	20,919	204,509	10%
Cartagena - Sincelejo	140,951	1.03	77,381	183,737	42%
Centauros - Granada	675	2.38	34	708	5%
Chicoral - Flandes	3,489	0.50	11,282	12,015	94%
Cogua - Sabana_f	206,315	1.59	8,056	215,000	4%
Cusiana - Apiay	63,060	1.22	6,162	64,159	10%
Cusiana - El Porvenir	412,000	1.71	4,113	412,000	1%
El Porvenir - Gbs_i	5,171	1.74	0	0	.
El Porvenir - La Belleza	404,029	1.72	9,413	414,500	2%
Flandes - Guando	1,425	0.50	8,963	10,738	83%
Flandes - Ricaurte	1,300	0.94	856	2,156	40%

Nota: No se incluye consumos de las refinerías 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	10,160	0.26	14,558	16,161	90%
Gbs_i - Gbs_f	6,026	1.62	57,673	63,744	90%
Gibraltar - Bucaramanga	42,272	2.91	19,900	49,920	40%
Gualanday - Mariquita	16,492	2.53	8,803	25,253	35%
Gualanday - Montañuelo	0	.	60	60	100%
Gualanday - Neiva	9,852	3.62	2,805	12,910	22%
Guando - Fusagasuga	800	2.52	157	957	16%
Jamundi - Popayan	0	.	0	3,675	0%
Jobo - Sincelejo	69,700	1.43	13,194	74,800	18%
La Belleza - Cogua	210,903	1.59	1,610	214,893	1%
La Belleza - Vasconia	260,205	1.88	4,436	261,815	2%
La Creciente - Sincelejo	48,000	1.09	73,137	106,087	69%
Mariquita - Pereira	139,597	2.60	35,312	168,000	21%
Morichal - Yopal	3,635	0.49	8,336	11,836	70%
Neiva - Hobo	1,450	2.81	1,315	2,765	48%
Pereira - Armenia	115,241	2.66	52,516	158,000	33%
Pradera - Popayan	3,675	2.36	0	3,675	0%
Ramales Aislados_i - Ramales Aislados_f	436	0.10	0	0	.
Sardinata - Cucuta	3,536	1.72	1,101	4,637	24%
Sebastopol - Medellin	58,608	0.85	4,190	78,000	5%
Sebastopol - Vasconia	193,882	1.61	141,431	338,000	42%
Tane/Cacota - Pamplona	180	5.71	190	359	53%
Vasconia - Mariquita	156,597	2.58	44,152	192,000	23%
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: No se incluye consumos de las refinerías Barrancabermeja y Cartagena.

*Las capacidades de los tramos incluyen flujos y contraflujos.



4. 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 2019 versus su comportamiento en 2018 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 2019 versus su comportamiento en 2018, 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 2019 versus su comportamiento en 2018 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.



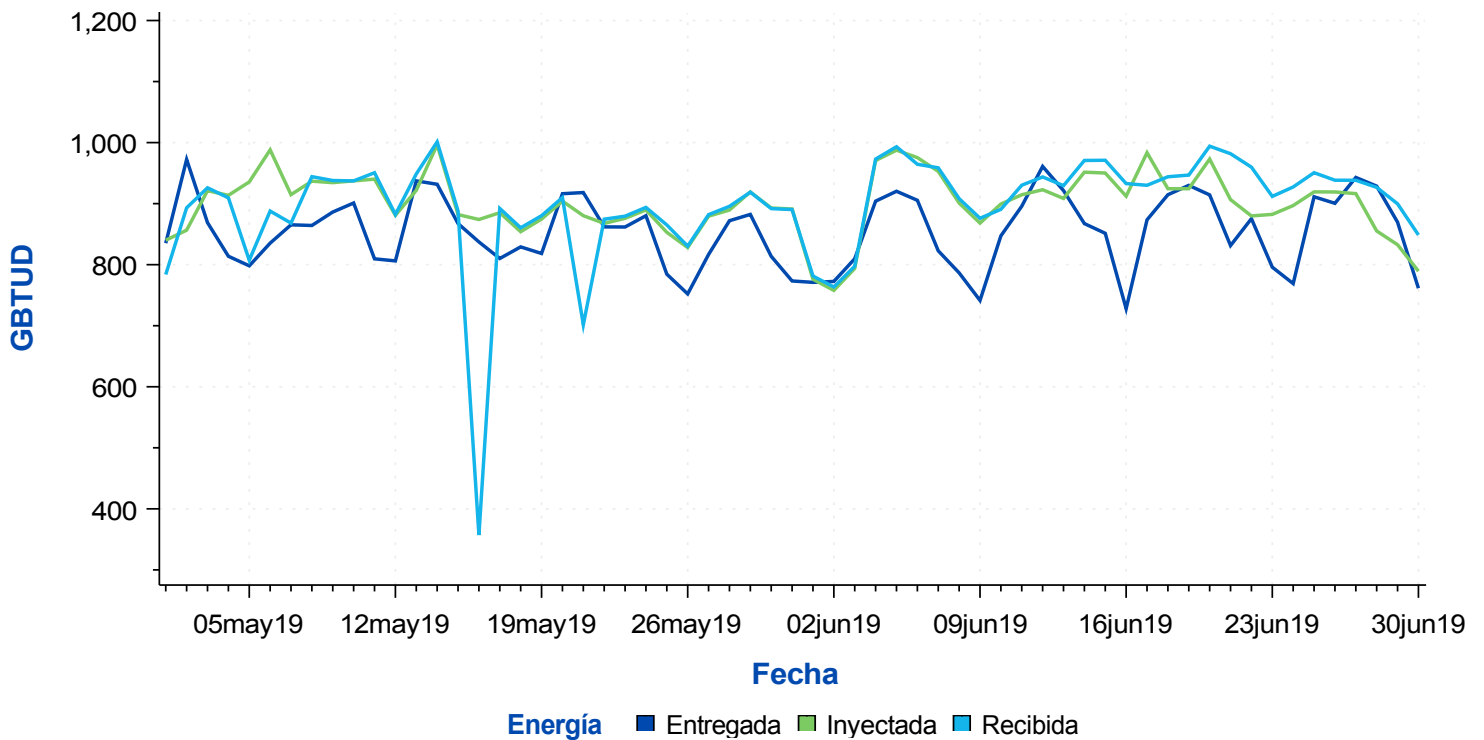
Tabla 9:

Comportamiento Energía	Mayo (GBTUD)	Junio (GBTUD)	Porcentaje de variación
Energía inyectada	898.7	901.5	0.32%
Energía recibida	870.6	922.7	5.99%
Energía entregada a usuarios finales	852.3	857.5	0.61%

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

Gráfica 5:

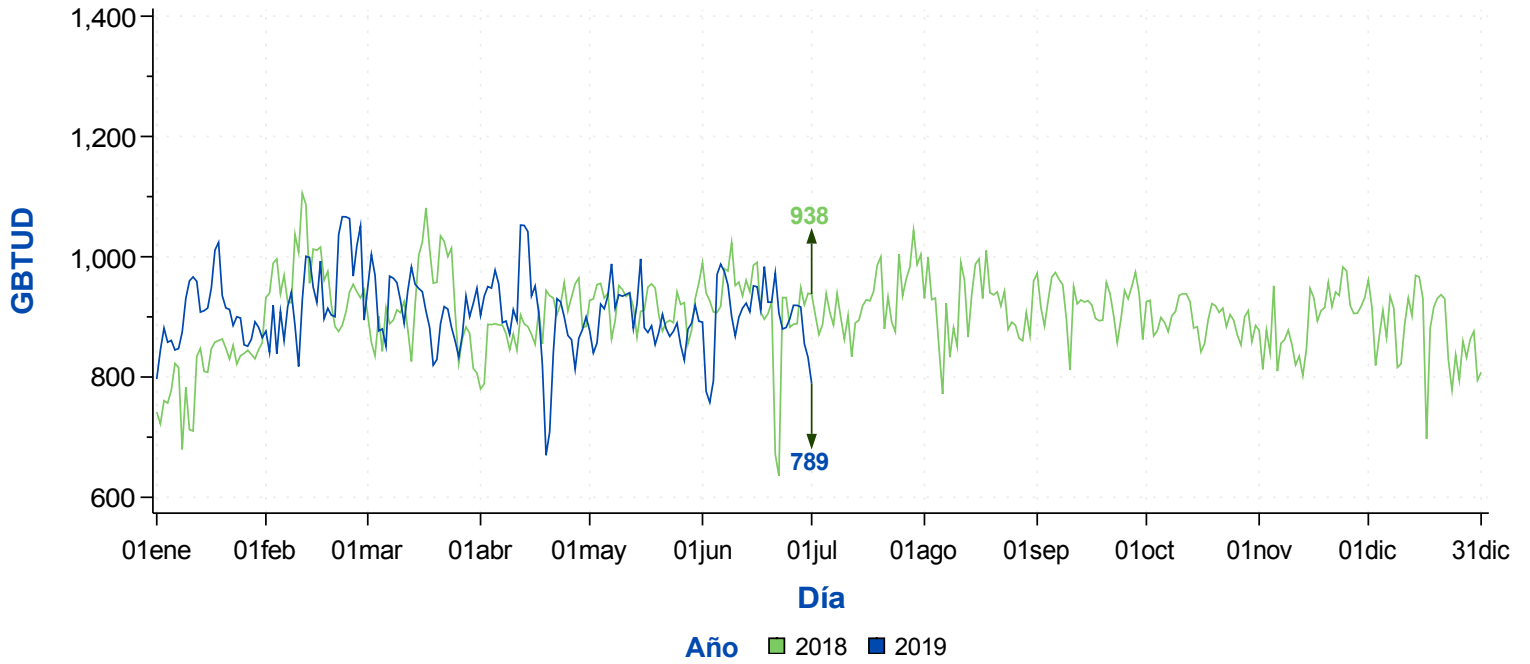
Cantidades de energía inyectada, recibida y entregada Mayo - Junio 2019.



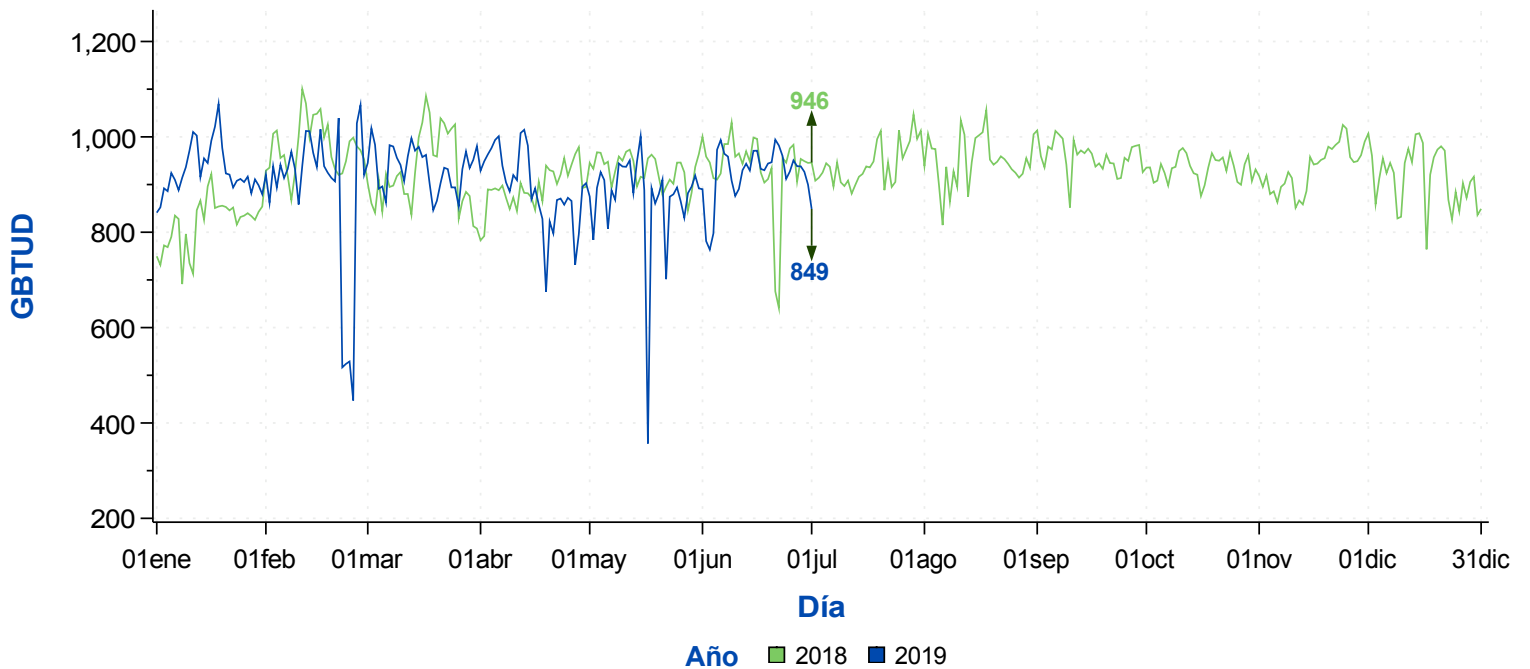
Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.



Gráfica 6: *Energía inyectada 2018 vs. 2019.*



Gráfica 7: *Energía recibida 2018 vs. 2019.*





Gráfica 8: *Energía entregada a usuarios finales 2018 vs. 2019.*

