



TGI
Grupo Energía Bogotá

Informe de Resultados

IV TRIMESTRE 2017

Bogotá D.C., 8 de Marzo de 2018

Índice de Contenido

1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes	2
1.1. El mercado del gas natural en Colombia.....	2
1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 4T 2017	2
1.3. Hechos relevantes 4T 2017	3
2. Desempeño comercial	4
2.1. Ventas por sector.....	4
2.2. Estructura contractual	5
3. Desempeño financiero	6
3.1. Resultados financieros.....	6
3.2. Indicadores de deuda	9
4. Desempeño operacional	9
5. Inversiones de capital	11
6. Anexos	14
Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.....	14
Anexo 2: Vínculo a los estados financieros consolidados del 4T 2017:.....	15
Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – GEB	15
Anexo 4: Panorámica de TGI.....	15
Anexo 5: Términos y definiciones	16
Anexo 6: Notas al pie de los cuadros.....	17
Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA	19
Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI	20

1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes

1.1. El mercado del gas natural en Colombia

Tabla N° 1 - Demanda de gas natural en Colombia

Demanda (GBTUD)	4T 17	4T 16	Var. %
Termoeléctrico	183.53	207.24	-11.4
Residencial – comercial	187.91	182.47	3.0
Industrial – refinería	459.38	468.14	-1.9
Vehicular – GNV	64.77	71.57	-9.5
Petroquímico	12.83	18.18	-29.4
Otros Consumos	46.91	36.56	28.3
Demanda interna	955.3	984.2	-2.9
Exportación	-	-	-
Total	955.3	984.2	-2.9

Durante el año 2017, el mercado de gas natural en Colombia presentó una reducción de su demanda total del 2.9%, comparado con el año 2016. Durante lo corrido del 2017 el principal sector que marcó la baja en la demanda fue termoeléctrico, con una reducción de 11.4% dado que en 2016, por efecto del impacto del fenómeno meteorológico del Niño, la generación térmica se incrementó, contrario a lo ocurrido en 2017, cuando la temporada de lluvias se acrecentó y las generadoras térmicas disminuyeron su generación y, por tanto, su consumo de gas natural se redujo. Por otro lado el sector petroquímico, cuyo consumo experimentó una reducción del 29.4%. Por su parte, el consumo de gas residencial e industrial sigue su tendencia en los períodos reportados anteriormente.

1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 4T 2017

Este informe presenta los estados financieros comparativos bajo la Normas Internacionales de Información Financiera –NIIF- a diciembre de 2017 frente a diciembre de 2016.

Tabla N.º 2 - Indicadores seleccionados de TGI - Cifras a Diciembre 2017

	2017	2016	Var %
Ingreso Operacional - USD Mm	413.3	432.9	-4.5
Utilidad Operacional - USD Mm	239.9	262.6	-8.7
EBITDA - USD Mm	323.9	355.1	-8.8
Utilidad neta - USD Mm	140.2	111.2	26.1
Volumen transportado – Mmpcd*	437.9	453.3	-3.4
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	690.0	673.0	2.53
Capacidad contratada en firme – Mm ³ d	19.5	19.1	2.5
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Oct. 31:	BBB-, estable		
Fitch - Oct.12:	BBB, estable		
Moody's – Ago. 01:	Baa3, estable		

- El comportamiento de los ingresos operacionales al cierre del 2017 comparados con el mismo periodo del año 2016, corresponde a menores volúmenes de gas transportado (-3.4%), como

resultado de una disminución en el despacho de las plantas termoeléctricas en el interior del país como consecuencia del Fenómeno del Niño, frente al año anterior.

- ▶ La utilidad operacional decreció 8.7% en comparación con el mismo período del 2016, debido principalmente a la reducción de los ingresos operacionales de la compañía en un 4.5%, como consecuencia de menores cargos variables asociados al volumen transportado.
- ▶ La utilidad neta de la compañía alcanzó USD 140.2 millones, lo cual representa un incremento de USD 28.99 millones, 26.1% comparado con el cierre del 2016.
- ▶ La capacidad total contratada acumulada en firme del cuarto trimestre de 2017 es de aproximadamente 690 MPCD. A finales de diciembre de 2017, se contrató el 92% de la capacidad disponible.

1.3. Hechos relevantes 4T 2017

- ▶ A través de la Resolución 090 de 2016, o CREG090 / 2016, la CREG expuso a las empresas y usuarios de servicios de gas natural la propuesta de metodología para remunerar el transporte de gas natural. Los principales cambios son: i) Cálculo WACC utilizando las reglas establecidas por la Resolución CREG 095 de 2015, ii) Nuevo modelo de valuación para determinar el valor de infraestructura eficiente, iii) Sistema de costo compartido para equilibrar la diferencia entre la inversión y el valor eficiente, iv) Cambios en el proceso cuando los activos finalizan la vida útil reglamentaria, y otros. De acuerdo con la Circular CREG 084 de 2017, la nueva metodología se definirá el 1T 2018.
- ▶ También está en consideración la Resolución 182 de 2017 publicada en diciembre, la cual aborda temas relacionados con remuneración para proyectos de procesos competitivos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, preparado por la UPME y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017. El 29 de diciembre de 2017, la UPME notificó los siguientes proyectos IPAT susceptibles a ser ejecutados por TGI:
 - i. Loop Mariquita – Gualanday.
 - ii. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
 - iii. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita
- ▶ Adicionalmente, esta resolución define proyectos que dada su localización son complementarios al sistema de TGI, y que tendrán un proceso de selección competitivo, a saber:
 - i. Construcción Planta de Regasificación del Pacífico
 - ii. Construcción del Gasoducto Buenaventura – Yumbo
- ▶ Por otra parte, y atendiendo requerimientos de la Creg, se remitió a dicha entidad información de caracterización para el nuevo gasoducto Galán Casabe Yondo, dentro del proceso adelantado para la definición por mutuo acuerdo de los cargos regulados para dicho gasoducto.
- ▶ El 25 de agosto, Grupo Energía Bogotá informa que a partir de la fecha y luego de ejercer la opción de transferencia, la Transportadora de Gas Internacional TGI, empezará a operar y mantener el gasoducto Mariquita-Cali construido por Transgas de Occidente.
- ▶ El pasado 3 de octubre el Grupo Energía Bogotá informa que el tribunal de arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá emitió laudo arbitral en el marco del proceso promovido por EPM ESP., e ISAGEN S.A. ESP, en contra de TGI S.A. ESP; laudo que quedó en firme de

conformidad con la certificación emitida el 4 de octubre de 2017 por el secretario del Tribunal, toda vez que ninguna de las partes propuso recurso de anulación.

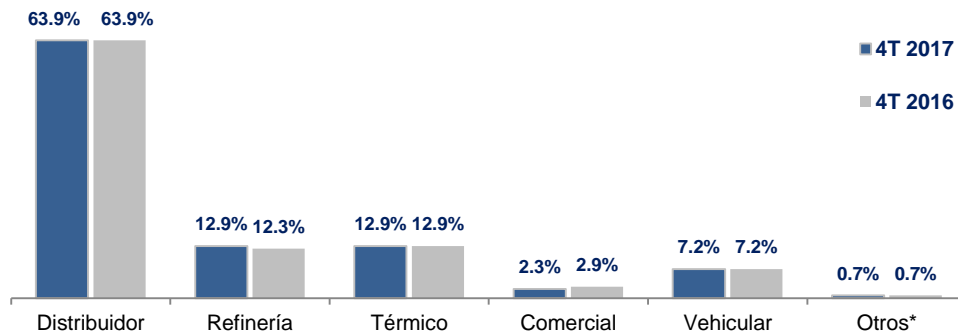
- ▶ De acuerdo con el reciente informe de la UPME de octubre de 2017, se espera que las reservas de gas natural colombiano tengan una disminución constante hasta el 2026.

2. Desempeño comercial

2.1. Ventas por sector

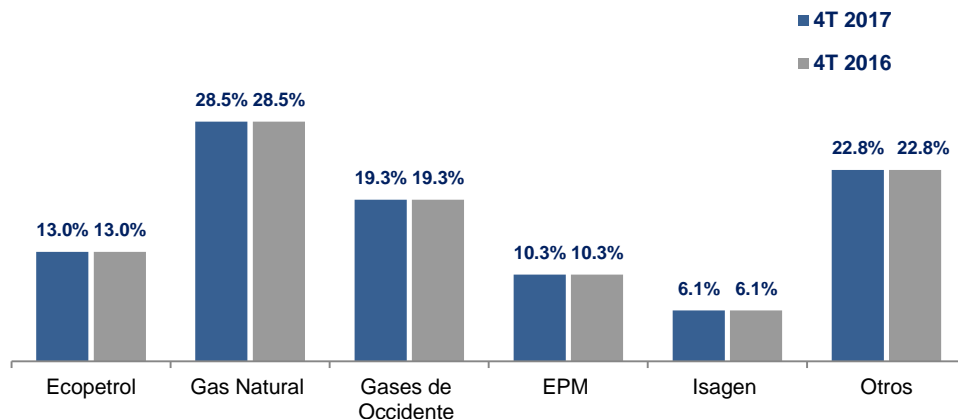
Durante el cuarto trimestre de 2017, el sector distribución, el cual incluye el consumo residencial, comercial, pequeñas industrias y algunos vehiculares continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía, con una participación del 63.9%. Este sector mantuvo su participación dentro del total, si se compara con el mismo periodo del año inmediatamente anterior.

Gráfico N° 1 - Composición sectorial ingresos



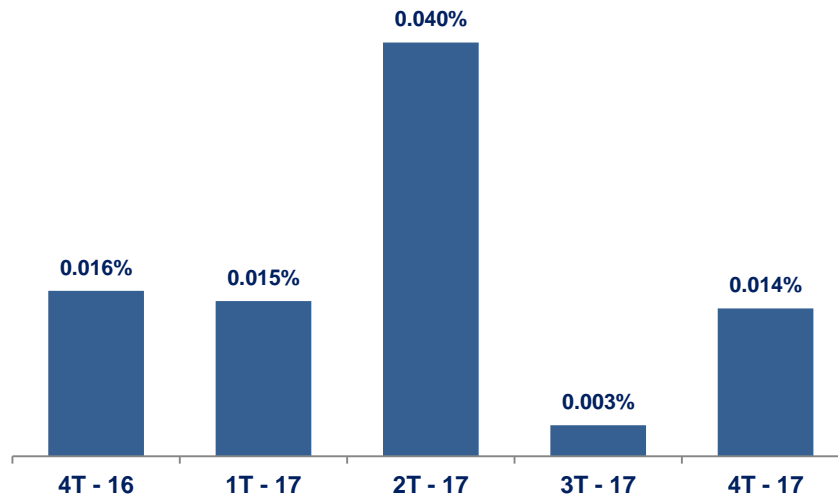
Las ventas directas de TGI a distribuidores de GNV se mantuvieron en 7.2% en comparación con el cierre de Diciembre de 2016. Este comportamiento en el consumo de GNV se debe a que las empresas del sector han impulsado la conversión de vehículos de gasolina a gas natural a durante el año.

Gráfico N° 2 - Ingresos por cliente



A diciembre de 2017, los principales clientes de TGI representaban aproximadamente el 79% de los ingresos operacionales de TGI. Los principales sectores atendidos por la empresa, que representan casi el 89% de los ingresos totales, presentan patrones de consumo estables.

Gráfico N° 3 - Índice de morosidad de cartera



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada durante el segundo trimestre de 2017, permitió obtener un índice de morosidad del 0.0177% a 31 de diciembre que corresponde a COP 216 millones sobre el total facturado, lo cual representa una estabilidad financiera para TGI S.A. ESP.

2.2. Estructura contractual

Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, por esta razón el 100% de sus contratos son en firme y están contratados en promedio bajo una pareja 90% cargos fijos y 10% variables, aproximadamente.

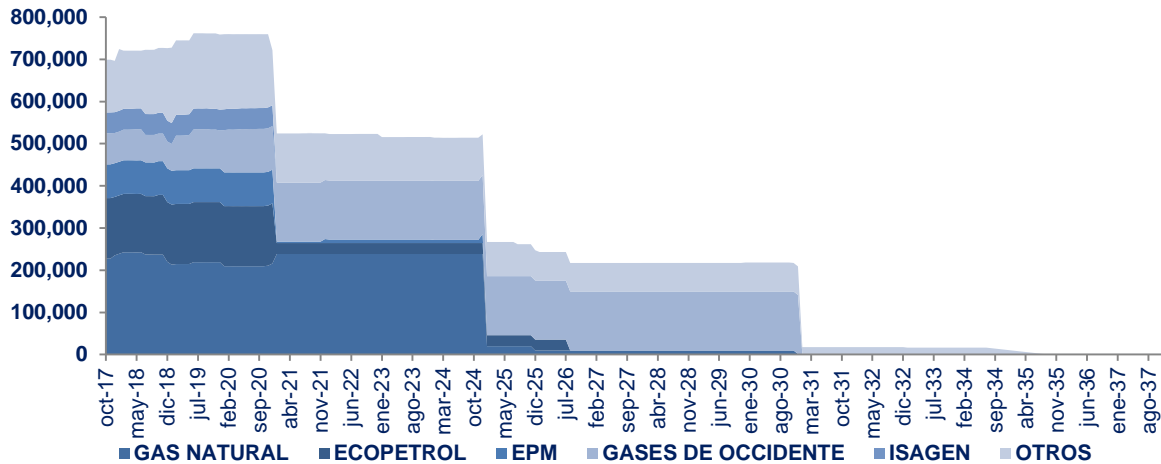
Aproximadamente el 92% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en Firme durante el cuarto trimestre de 2017, por lo tanto, sólo el 6% de los ingresos restantes de TGI de los contratos de transporte de gas se ven afectados por las fluctuaciones en la demanda de gas natural. El 2% restante, corresponde a los ingresos operacionales no regulados

Tabla N° 3 - Estructura contractual

Tipo de contrato	4T 2017			4T 2016		
	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	1,688	690	8.09	1,152	673	8.60

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Gráfico N° 4 - TGI Contratos Vida Remanente



3. Desempeño financiero

3.1. Resultados financieros

Al 2017 las ventas totales ascendieron a USD 413.3 millones, lo que representa una disminución del 4.5% respecto al año inmediatamente anterior. Las ventas del trimestre alcanzaron el valor de USD 104.7 millones de los cuales el 65.1% provienen de tarifas en dólares (USD) y el 34.9% restante de tarifas en pesos colombianos (COP).

De los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, el 92.7% se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme (cargos de capacidad), el 6% a cargos variables y el 1.3% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados como servicios complementarios u otros.

Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos UDM

	USD Mm		Variación		Participación	
	2017	2016	USD	%	2017	2016
Ventas Totales	413.3	432.9	(19.7)	-4.5		
Desagregación por tipo de moneda						
Ingresos en USD (1)	269.2	292.1	(22.9)	-7.8	65.1%	67.5%
Ingresos en COP (1)	144.1	140.8	3.2	2.3	34.9%	32.5%
Desagregación por tipo de cargo						
Ingresos cargos fijos y AO&M (2)	383.0	374.0	9.0	2.4	92.7%	86.4%
Ingresos cargos variables (3)	24.9	46.7	(21.9)	-46.8	6.0%	10.8%
Ingresos serv. complementarios (4)	5.3	12.2	(6.8)	-56.1	1.3%	2.8%

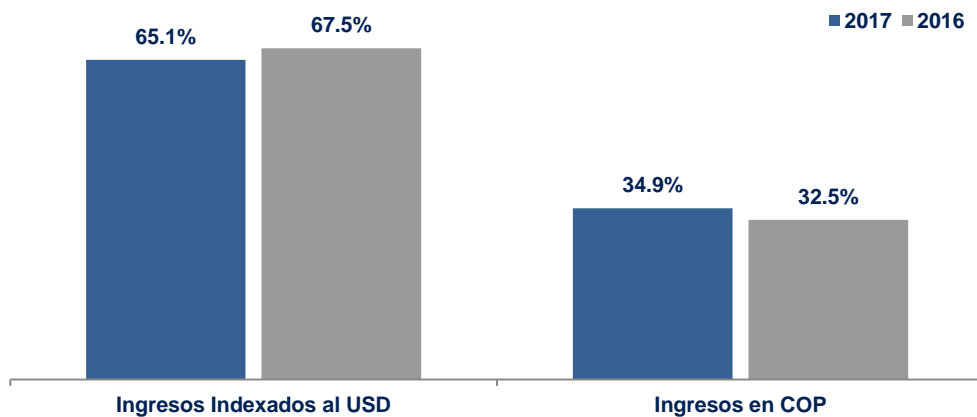
[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Las ventas denominadas en dólares presentaron durante el 2017 una disminución de 7.8% en comparación con el 2016, representando al cierre el 65.1% de las ventas totales de TGI. Por su

parte la porción de ventas denominadas en pesos colombianos, presentaron un crecimiento de 2.3%, en comparación con el año inmediatamente anterior, como consecuencia en menor medida de la variación en los promedios de las tasas de cambio de los periodos comparados.

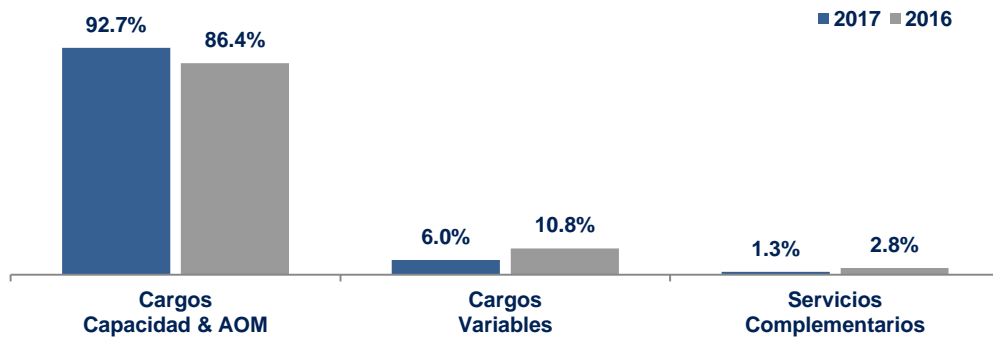
El comportamiento de las ventas responde a: i) La disminución en el volumen transportado, producto de una caída en la generación térmica, representada en USD 21.9 millones; ii) Las suspensiones reportadas por los remitentes que provocaron una disminución de USD 9.8 millones; y iii) Los otros ingresos no regulados que disminuyeron en USD 6.8 millones, lo que equivale a un 56.1%.

Gráfico N° 5 - Ingresos por moneda



En relación con los cargos variables que remuneran la inversión, presentan un decrecimiento del 46.8% en los últimos doce meses, ubicándose en USD 24.9 millones acumulados a diciembre de 2017, debido a que el volumen transportado disminuyó sustancialmente frente a lo transportado en los doce meses del año anterior; esto como resultado de la reducción en la demanda en el sector termoeléctrico, por la finalización del Fenómeno del Niño, lo que significa una participación del 6.4% sobre el total de las ventas.

Gráfico N° 6 - Ingresos por tipo de cargos



Para el 2017, TGI obtuvo aproximadamente el 93% de sus ingresos comerciales regulados de tarifas fijas de transporte cobradas a sus clientes bajo sus contratos de transporte de gas natural y

aproximadamente 6%, de sus ingresos comerciales regulados de tarifas de transporte variables con cargo a sus clientes bajo contratos de transporte de gas natural firmes e interrumpibles.

Tabla N° 5 – Estado de resultados 2017 ¹

	USD Millones		Var		COP Millones		Var	
	2017	2016	USD	%	2017	2016	COP	%
Ingresos Operacionales	413.3	432.9	(19.7)	-4.5	1,221,394	1,316,145	-94,751	-7.2
Costos Gastos Operacionales	(174.4)	(169.1)	(5,3)	3.1	(504,121)	(505,822)	1,700	-0.3
Otros Ingresos/(Gastos)	1.1	(1.2)	2.2	-194.8	3,085	1,359	1,726	127
Utilidad Operacional	239.9	262.6	(22.7)	-8.7	720,357	811,683	-91,325	-11.3
Margen Operacional %	58.1%	60.7%			59%	62%		
EBITDA	323.9	355.1	(31.2)	-8.8	958,977	1,082,857	-123,880	-11.4
Margen EBITDA %	78.4%	82%			78.5%	82.3%		
Utilidad/(Pérdida)NoOper.Neto	(77.2)	(72.9)	(4.3)	5.9	(222,212)	(211,117)	(11,095)	5.3
Diferencia en cambio neta	(12.9)	16.9	(29.8)	-176.6	(38,169)	51,507	(89,676)	-174.1
Impuesto a la utilidad	(72.1)	(59.2)	(12.9)	21.8	(214,594)	(189,875)	(24,719)	13
Impuesto Diferido (NIIF)	62.6	(36.1)	98.7	-273.1	184,700	(110,272)	294,972	-267.5
Utilidad neta	140.2	111.2	29	26.1	430,082	351,925	78,157	22.2

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta aumentaron en 3.1% al cierre del cuarto trimestre de 2017, manteniendo un nivel muy similar al de 2016. La utilidad operacional para el cierre del cuarto trimestre del año 2017 finalizó en USD 239.9 millones, representando una disminución del 8.7% al compararla con el cierre del año anterior, debido principalmente a la disminución de ingresos, explicada previamente.

En el resultado no operacional se presenta decrecimiento de 5.9% evidenciando mayor gasto al cierre de 2017 y un bajo comportamiento de los ingresos financieros decreciendo en un 9% respecto al gasto financiero que se mantiene muy cercano al valor del 2016 creciendo un 3.5%. El comportamiento de la diferencia en cambio neta es resultado del comportamiento de la tasa de cambio durante el periodo analizado. Por otro lado, si bien durante los últimos doce meses la moneda local se devaluó, se registra gasto por diferencia en cambio neta debido al cambio en la moneda funcional de la compañía.

En cuanto al impuesto a la utilidad, a Diciembre de 2017 la provisión presentó un crecimiento derivado de una mayor utilidad neta con respecto al año 2016. Por otra parte se realizó un ajuste en el gasto de impuesto de renta del año 2016, por valor de USD 22.5 millones, resultado de

¹ La moneda funcional de TGI es el Dólar de Estados Unidos. Adicionalmente, se presenta la información en Moneda de Presentación (Peso Colombiano-COP). Para fines informativos, las cifras del estado de resultados en USD se convierten a COP con la TRM de la fecha que se contabilizan las diferentes partidas.

cambio de vidas útiles de activos como estrategia para incrementar el patrimonio líquido de la compañía y lograr la deducibilidad de los intereses asociadas a deudas en el año 2017.

Como resultado de todo lo anterior, la utilidad neta al cierre del 2017 aumentó en un monto de USD 29.0 millones comparado con la utilidad neta del año 2016, llegando a diciembre de 2017 a un valor de USD 140.2 millones². Como referencia, se presentan también en la tabla No. 5, las cifras de resultados en pesos colombianos convertidos a la tasa histórica³.

3.2. Indicadores de deuda

Tabla N° 6- Indicadores de deuda

	2017	2016	Unidad
Deuda neta Senior / EBITDA UDM OM: < 4,8	2.35	2.32	Veces
EBITDA UDM / Intereses UDM OM: > 1,7	4.30	5.20	Veces

Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales (4)	750	USD Mm	5.700%	20-mar-2022
Inter-compañía - Subordinada (5)	370	USD Mm	6.125%	21-dic-2022
Crédito Sindicado (6)	84	USD Mm	Libor 6M + 2.25%	11-sep-2019

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla N° 7 – Desagregación Indicadores

	USD Miles	
	2017	2016
EBITDA	323,888	355,063
Deuda Senior Bruta	841,852	1,047,323
Efectivo e inver. Temporales	79,501	223,832
Deuda Senior Neta	762,351	823,491
Gastos Financieros Netos (1)	75,399	68,282

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el Indenture de los Bonos 2022 en cuanto al indicador deuda neta a EBITDA. Se aclara que este covenant está actualmente suspendido, debido a que se tiene calificación en grado de inversión por parte de al menos 2 de las 3 agencias calificadoras más importantes. De este modo la compañía alcanza a 2017 un indicador Deuda Neta/EBITDA de 2.35

4. Desempeño operacional

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural en Colombia con el 59.98% de la infraestructura en kilómetros y 46.6% en volumen transportado.

² Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor ver anexo 7

³ La tasa histórica, es la tasa de cambio real al momento de realizar las transacciones

La longitud total del sistema de ductos TGI es de aproximadamente 3,957 km, de los cuales 3,807.29 km son propiedad y están operados por TGI; los 150 km restantes, si bien están bajo el control y la supervisión de TGI, estos son operados por el contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema de ductos TGI recibe gas natural principalmente de las cuencas Ballena / Chuchupa y Cusiana / Cupiagua.

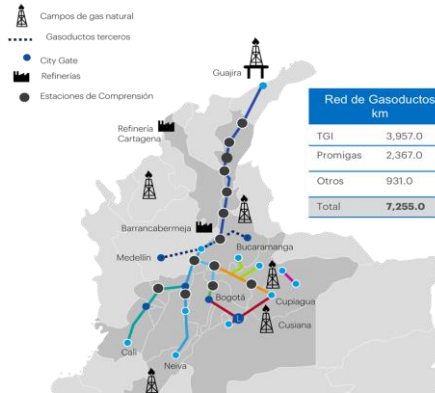


Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd

	4T 2017	Part. %	4T 2016	Part. %
TGI	437.9	46.3	453.3	48.6
Promigas	345.8	36.6	322.0	34.5
Otros*	161.7	17.1	157.5	16.9
Total	945.3	100	932.7	100

Fuente: Concentra. Inteligencia en Energía

*Industrias conectadas directamente al transporte

Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados 2017

	4T 2017	4T 2016	Var %
Capacidad total - Mmpcd (1)	753.8	733.8	2.7
Volumen transportado - Mmpcd (2)	437.87	453.27	(3.4)
Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3)	690.0	673.0	2.5%
Factor de uso - % (4)	52.1	56.1	(7.2)
Disponibilidad - % (5)	100.0	99.9	0.1
Pérdidas - % (6)	0	0.1	-100
Longitud gasoductos - Km	3,957.0	3,957.0	

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

- ▶ La capacidad total contratada acumulada en firme del cuarto trimestre de 2017 es de aproximadamente 690 MPCD. A finales de diciembre de 2017, se contrató el 92% de la capacidad disponible.
- ▶ A Diciembre de 2017, la capacidad contratada en firme mantiene niveles similares a los presentados en el periodo anterior variando 2.5%, debido a la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos.
- ▶ Igualmente, las ampliaciones del sistema durante los últimos años y su mejoramiento operativo han contribuido al incremento de la capacidad de transporte. Finalmente, las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel máximo de 1% aceptado por la regulación llegando a 0% para al cierre del año.

Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 4T 2017

Por Tramo - Mmpcd	Capacidad de Transporte	Volumen Transportado 4T 17
Ballena – Barrancabermeja	260.0	81.0
Mariquita – Gualanday	15.0	14.4
Gualanday – Neiva	11.0	8.3

Cusiana – Porvenir	412.0	312.8
Cusiana – Apiay	33.0	30.7
Apiay – Usme	17.8	2.0
Morichal – Yopal	5.0	5.3
Sur de Bolívar	0.0	0.4
TOTAL	753.8	454.9

- ▶ Adicionalmente, TGI tiene una participación del 32.8% en la compañía de distribución de gas natural peruana, Contugas, el restante 67.2% es propiedad de GEB.
- ▶ Esta compañía es la adjudicataria de una concesión con el estado peruano para operar y mantener una red de transporte de 291 km de gasoductos con una capacidad de 350 MMPCD más 1,023 km en red de distribución en el sur del Perú -departamento de Ica-. TGI hace la supervisión técnica operacional de esta compañía.

5. Inversiones de capital

Tabla N° 11 – Capex

USD Millones	
2017	2016
27.4	3.5

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Descripción de los proyectos

• Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 MMSCFD entre Cusiana y Vasconia, 17 MMSCFD a partir del año 2017 y 58 MMSCFD a partir del año 2018.

Construcción de 39.6 Km de loops de 30” de diámetro.

- Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.
- Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.

• Loop Armenia

Incremento de la capacidad en 8,28 MMCFD a través de la construcción de un Loop de 36 Km aproximadamente de 8” de diámetro, paralelo a la línea de 6” existente. Permite abastecer gas a los municipios de Caicedonia y Sevilla en el departamento del Valle del Cauca, La Tebaida, Calarcá, Montenegro, Armenia, Quimbaya, Filandia, Circasia y Salento en el departamento de Quindío.

• Reposición de Ramales

Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016. 'Reposición de los siguientes ramales del Sur de Bolívar:

- Ramal Yarigüies - Puerto Wilches
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Total Galán – Casabe – Yondó,

Equivalentes a aproximadamente 15,7 Km de tubería en 2" de diámetro y 11.7 Km de tubería en 4" de diámetro.

- **Expansión Cusiana Fase III**

Aumento de la Capacidad Cusiana - Vasconia en 20 MPCD para atender el centro del País. Ingeniería Básica, Detalle, Estudios Ambientales, solicitud de permisos ambientales ante CAR's, procura de unidades de compresión, equipos y tubería, compensación ambiental y social, Interventoría y Construcción para la ampliación de las estaciones Miraflores, Puente Guillermo, Vasconia y Adecuaciones Hub Vasconia.

- **Expansión Cusiana Apiay Ocoa**

Expansión Cusiana Apiay Termo Ocoa. Construcción de dos nuevas estaciones de compresión de gas, la Estación Paratebueno sobre el Gasoducto Cusiana – Apiay y la Estación VILLAVICENCIO sobre el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

El proyecto aumentará la capacidad de transporte para atender la demanda de gas natural de remitentes que solicitaron capacidad de transporte Cusiana, Apiay y Villavicencio por 32 MMSCFD; 7 MMSCFD se desviarán para el gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

Tabla N° 12 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia 4T 17

	Avance del proyecto	Capex (USD mm)	Capex Ejecutado 4T 2017 (USD mm)	Ejecución (%)	Estatus
Expansión Cusiana Fase IV	Contrato Procura Unidad de compresión Estación Puente Guillermo. Llegada a puerto y nacionalización de Unidad de compresión a instalar en la estación de compresión de Puente Guillermo. Avance 89%. Estudios Ambientales Loops: Avance EIA: 43%. Ingeniería Básica loops: 90%.	70.7	4.13	19	2T 2018 2T 2019
Loop armenia	Arqueología construcción loop Armenia: Avance rescate arqueológico departamentos del Valle y Quindío: 98%. Autorizado ICANH instalación de tubería PK 29. Contrato de construcción loop Armenia: Actividades mecánicas: 98%. Obras de geotecnia 31%. Ejecución plan de recuperación del contratista de construcción.	19.20	15.94	92	2T 2018
Reposición de Ramales	Contrato de Estudios Ambientales: Ajuste al Plan de Manejo Ambiental: 94%. Ingeniería Básica Ramales Sur de Bolívar y Pompeya: 92%.	16.70	0.46	8.08	2T 2019
Cusiana Fase III	Contrato No. 750672 Shandong Kerui - Suministro de Unidades de compresión: El 06 de diciembre de 2017 se suscribe el adicional No.6 al contrato 750672 adicionando 47 días calendario de plazo al contrato. Contrato No. 750871 - Terminación de las obras de construcción: El 15 de diciembre de 2017 se suscribe el adicional al contrato 750871 adicionando 180 días calendario de plazo al contrato. Vasconia: Realizada parada para el cargue del programa de comunicaciones de automatización y entrada de la unidad en línea.	31.59	13.14	95.32	1S 2017
Cusiana Apiay Ocoa	Unidades de compresión: Estación Paratebueno (3) en sitio, Estación Villavicencio (2) en sitio. Programado arranque de unidades de compresión de estaciones Paratebueno y Villavicencio para el mes de enero de 2018.	48.26	40.01	96	1T 2018

6. Anexos

Anexo 1: Nota legal y aclaraciones

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.

Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.

Aclaraciones al informe

- ▶ A partir de 2015, la moneda funcional de TGI es el Dólar de Estados Unidos. Las cifras de 2016 y 2017 del estado de resultados en USD se convierten a COP con la TRM de la fecha que se contabilizan las diferentes partidas.
- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido las cifras de Capex de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
 - ▶ TRM al 31 de Diciembre de 2016: 3,000.71.
 - ▶ TRM al 31 de Diciembre de 2017: 2,984.00.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería tenerse en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ El EBITDA para un período determinado se calculó tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.

Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 4T 2017

<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – GEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá, con una participación del 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ El Grupo EB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de bonos corporativos en el mercado 144A por USD 1,360 millones. En 2012, TGI realizó una operación de manejo de deuda para reducir la tasa cupón en 380 pbs y extender el plazo de su deuda en cinco años adicionales.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia.

Anexo 4: Panorámica de TGI

	Electricidad			Gas Natural	
	Generación	Transmisión	Distribución	Transporte	Distribución
Colombia	emgesa 51.5%	ENVERGIA 100%	codensa 51.5%	PROMIGAS 15.6%	TGI 99.97% gasNatural Jénosa 25%
Peru		ISA 40% ISA REP 40%		con gas 100% ⁽²⁾	Cálida 66% ⁽¹⁾
Guatemala		TRECSA 95.3%			
Brazil		GEBBRAS 100% ⁽²⁾			

(1) EEB a través de participaciones directas e indirectas. (2) EEB participa través del SPV GEBBRAS adquirido el 21 de agosto de 2015 por ~ USD158 mm, 51% de participación en 4 concesiones de transmisión.

- ▶ TGI es un actor central en la estrategia de crecimiento de EEB; es el transportador de gas natural más grande de Colombia y opera un monopolio natural en un sector con alto potencial de crecimiento y cuyo desarrollo es de especial interés para el estado colombiano.
- ▶ TGI es el único transportador de gas natural en Colombia que conecta las principales fuentes de abastecimiento - Guajira y Cusiana - con los principales centros de consumo.
- ▶ TGI está sujeta a la regulación del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG. La CREG define las tarifas máximas que TGI puede cobrar a sus usuarios con base en los principios de viabilidad financiera y eficiencia económica. El esquema tarifario está diseñado para que el inversionista

obtenga un retorno adecuado sobre el capital invertido y recupere los costos de operación y mantenimiento. La parte de la tarifa que retribuye las inversiones está indexada a la tasa de cambio peso / dólar, lo que le da a la compañía una cobertura natural frente a sus obligaciones en moneda extranjera.

- ▶ Casi la totalidad de las ventas de la compañía están soportadas en contratos en firme y de largo plazo suscritos con sólidas empresas que operan en Colombia.
- ▶ TGI finalizó en 2013 el proyecto de expansión más ambicioso de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia: la ampliación de los gasoductos de Guajira y Cusiana cuyo costo fue de USD 650 millones.
- ▶ TGI tiene una participación del 32.24% en la compañía peruana Contugas -el restante 67.76% es propiedad de EEB-. Esta compañía es la adjudicataria de una concesión para la construcción de una red de transporte y distribución de gas natural en el sur del Perú -departamento de Ica-, por un valor estimado de USD 346 millones. Contugas inició plenamente la operación comercial del proyecto el 30 de abril de 2014.

Anexo 5: Términos y definiciones

- ▶ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de la definición de la política de hidrocarburos.
- ▶ BR: Banco de la República. Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ Bln o bln: Billones de los Estados Unidos de América. Factor 109
- ▶ BOMT: Por sus cifras en Inglés: Build, Operate, Maintain and Transfer Contract. Es un contrato mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un activo.
- ▶ COP / COP: Pesos colombianos.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal colombiana encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
- ▶ Cuota de Fomento: Corresponde a recursos que Ecogas recaudaba de sus usuarios para ejecutar nuevos proyectos de infraestructura de gas natural.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Es la entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ DNP: Departamento Nacional de Planeación. Entidad encargada de la Planeación Económica de Colombia.
- ▶ EEB: Empresa de Energía de Bogotá. Es el accionista controlante de TGI.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ GPC: Giga pies cúbicos. Factor 109
- ▶ IED: Inversión extranjera directa.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ Km: Kilómetros
- ▶ MEM: Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- ▶ Mi: Millas de los Estados Unidos.
- ▶ Mm/mm: millones.

- ▶ Mlm / Mlm: millardos
- ▶ M3: metros cúbicos
- ▶ PBS: Puntos Básicos, equivalente a 0.01%
- ▶ Pcd o pcd: pies cúbicos día.
- ▶ SF: Superintendencia Financiera. Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- ▶ TGI: Transportadora de Gas Internacional.
- ▶ Tpc / tpc: Tera pies cúbicos. Factor 1012
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso-dólar que se calcula diariamente por la SF.
- ▶ R/P: Relación reservas producción. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.
- ▶ UDM: Últimos doce meses.
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América.

Anexo 6: Notas al pie de los cuadros

Pies de página gráfica índice de morosidad de cartera

(1) El índice de morosidad se calcula midiendo la proporción de cartera vencida –mayor a treinta días- sobre los valores facturados acumulados en los últimos doce meses.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 3: Estructura contractual

(1) Modalidad contractual que garantiza el transporte de un volumen máximo de gas durante un período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser por capacidad y/o variable.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 4: Estructura de los ingresos

(1) La regulación para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones y otra que reconoce los gastos y costos de administración, operación y mantenimiento - AOM. La porción que reconoce las inversiones está indexada al dólar y se ajusta anualmente con el IPP “Equipos de Capital” de EEUU y se paga en pesos a la TRM de final de cada mes. La porción que reconoce los AOM está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano.

(2) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible para el momento en que el cliente lo requiera. Por su parte, el cliente se compromete a pagar por dicha capacidad con independencia del volumen transportado.

(3) Los cargos variables obligan al transportador a mantener una capacidad disponible en el momento en que el cliente lo requiera. Sin embargo, y a diferencia del esquema descrito anteriormente, el cliente solo paga lo efectivamente transportado aunque a una tarifa mayor. En general los clientes de TGI mantienen esquemas de contratación que combinan cargos fijos con variables.

- (4) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 6: Indicadores de deuda

- (1) De acuerdo con el contrato de los bonos internacionales, la deuda neta de la compañía únicamente tiene en cuenta la deuda senior de TGI menos el valor del efectivo y las inversiones temporales.
- (2) Es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones e impuesto al patrimonio.
- (3) Son los intereses causados derivados de la deuda financiera de TGI.
- (4) Corresponde al valor de los bonos emitidos por TGI Internacional y garantizados por TGI.
- (5) Corresponde a la deuda intercompañía contraída por TGI con EEB.
- (6) Corresponde a la deuda del vehículo IELAH

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 7: Desagregación indicadores

- (1) Los gastos financieros son netos de los ingresos de la tesorería y los cupones recibidos por los Opposite Swaps contratados.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 9: Indicadores operacionales en Colombia

- (1) Es la capacidad nominal de transporte del sistema.
- (2) Es el promedio del volumen real transportado.
- (3) Es una modalidad de contratación que obliga a TGI a mantener disponible un volumen determinado de su capacidad de transporte para cuando el cliente lo requiera.
- (4) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (5) Es la capacidad real de transporte de gas en un período determinado en relación con la capacidad nominal.
- (6) Es la diferencia entre el volumen de gas recibido menos el volumen de gas entregado teniendo en cuenta el cambio en inventarios. Se mide en términos porcentuales en relación con el volumen recibido por los clientes. La CREG reconoce a través de las tarifas pérdidas máximas del 1%.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 11: Capex

- (1) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a incrementar la capacidad de transporte de la compañía.
- (2) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a mantener en estado adecuado los activos de la compañía para permitir su funcionamiento normal y mantener la capacidad de transporte en sus actuales niveles.

[Volver al capítulo](#)

Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA

Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado

	USD		Var	
	2017	2016	USD Var	%
Ingresos operacionales	413,254,586	432,918,912	(19,664,327)	-4.5
Costo de Ventas	(148,991,897)	(141,208,020)	(7,783,877)	5.5
Operación y mantenimiento	(68,958,949)	(59,719,902)	(9,239,047)	15.5
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	(80,032,949)	(81,488,119)	1,455,170	-1.8
Utilidad bruta	264,262,688	291,710,892	(27,448,204)	-9.4
Gastos Admon. y Operacionales	(25,455,550)	(27,937,568)	2,482,018	-8.9
Personal y servicios generales	(20,407,892)	(18,135,705)	(2,272,187)	12.5
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	(3,176,724)	(5,435,740)	2,259,017	-41.6
Impuesto a la riqueza	(1,870,935)	(4,366,123)	2,495,188	-57.1
Otros Ingresos/(Egresos)	1,092,152	(1,151,454)	2,243,606	-194.8
Utilidad operacional	239,899,290	262,621,870	(22,722,580)	-8.7
Ingresos no operacionales	12,801,983	14,065,570	(1,263,587)	-9.0
Financieros ⁽¹⁾	9,037,822	11,065,514	(2,027,692)	-18.3
Valoración coberturas ⁽²⁾	3,764,161	3,000,056	764,105	25.5
Gastos no operacionales	(90,035,093)	(87,003,324)	(3,031,769)	3.5
Financieros ⁽³⁾	(80,451,489)	(79,478,755)	(972,734)	1.2
Valoración Inv. Permanentes	(4,920,203)	(3,320,998)	(1,599,205)	48.2
Valoración coberturas ⁽²⁾	(4,663,401)	(4,203,571)	(459,830)	10.9
Diferencia en cambio Neta ⁽⁴⁾	(12,932,984)	16,882,129	(29,815,113)	-176.6
Utilidad antes de impuesto de renta	149,733,196	206,566,245	(56,833,048)	-27.5
Impuesto a las ganancias	(72,083,982)	(59,185,772)	(12,898,210)	21.8
Impuesto Diferido	62,582,023	(36,143,247)	98,725,270	-273.1
Utilidad neta	140,231,238	111,237,226	28,994,012	26.1

(1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.

(2) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por la compañía para reducir el riesgo en el pago del principal de la deuda en moneda extranjera.



(3) Son los gastos financieros relacionados con la deuda de la compañía.

(4) Refleja el impacto de la devaluación/revaluación sobre la re expresión a dólares de los activos y pasivos en pesos Colombianos.

Tabla N° 14 – Desglose EBITDA

	COP	2017	2016
Utilidad Operacional		720,357,478,516	811,682,522,145
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones		238,619,817,088	271,174,385,357
EBITDA		958,977,295,604	1,082,856,907,502
Margen EBITDA		78.5%	82.3%
	USD	2017	2016
Ingresos		413,254,586	432,918,912
(-)Costos de operación y mantenimiento.		68,958,949	59,719,902
(-)Gastos de personal y servicios general ⁴		20,407,892	18,135,705
EBITDA		323,887,745	355,063,306
Margen EBITDA		78%	82%

Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI

Compañía	Panorámica	Principales clientes atendidos
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor productor de gas en Colombia. ▪ Empresa integrada del sector de hidrocarburos. ▪ Empresa que cotiza en bolsa y controlada por el gobierno colombiano. ▪ Pertenece al grupo de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo. ▪ Acciones listadas en el mercado públicos de valores de Colombia, Nueva York y Toronto. ▪ Contrato en firme por 11 años. ▪ Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB (Fitch) / BBB (S&P); Deuda Local: AAA. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Refinerías. ▪ Generadores térmicos. ▪ Trading.
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia. ▪ Controlada por Gas Natural Fenosa de España; EEB tiene una participación accionaria del 25%. ▪ Contrato en firme por 10 años. ▪ Rating: BBB (Fitch) / Local AAA. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial.⁽¹⁾ ▪ PYMES. ▪ Industrias. ▪ Gas natural para vehículos. ▪ 2.7 millones de clientes.

⁴ Estos gastos no incluyen el impuesto al patrimonio



- Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano.
- Compañía privada controlada por Promigás.
- Presta sus servicios a más de 900,000 usuarios.
- Contrato en firme por 15 años.
- Rating: Local AAA (Fitch).
- Residencial.
- Industrias.
- Gas natural para vehículos.
- 1.0 millón de clientes.



- Principal generador de electricidad en Colombia e importante distribuidor de gas natural en el noroccidente colombiano.
- Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural.
- Contrato en firme por 9 años.
- Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB+ (Fitch) ; AAA Local (Fitch).
- Residencial.
- Generadores térmicos.
- 877 mil clientes.



- La segunda empresa de generación de energía eléctrica.
- 57% controlado por el estado colombiano.
- Contrato en firme por 5 años.
- Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB- (Fitch)/ BBB- (S&P); AAA Local.
- Generadores térmicos.
- Trading.

Fuente: Información de la Compañía.
(1) Usuarios residenciales se refiere al número de residencias servidas, no a la población, la cual podría ser aproximadamente cinco veces mayor.