



**GRUPO ENERGÍA  
DE BOGOTÁ**



# **INFORME PARA INVERSIONISTAS**

## **III TRIMESTRE DE 2016**

**Bogotá D.C., Noviembre 10 de 2016**

Bogotá D.C., 10 de noviembre de 2016

## ÍNDICE

INFORME PARA INVERSIONISTAS .....	0
1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes .....	2
<b>1.1. El mercado del gas natural en Colombia</b> .....	2
<b>1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 3T 2016</b> .....	2
<b>1.3. Hechos relevantes 3T 2016</b> .....	3
2. Desempeño comercial .....	3
<b>2.1. Ventas por sector</b> .....	3
<b>2.2. Estructura contractual</b> .....	5
3. Desempeño financiero .....	6
<b>3.1. Resultados financieros</b> .....	6
<b>3.2. Indicadores de deuda</b> .....	9
4. Desempeño operacional .....	10
5. Inversiones de capital .....	11
6. Anexos .....	12
<b>Anexo 1: Nota legal y aclaraciones</b> .....	12
<b>Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 3T 2016:</b> .....	12
<b>Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB</b> .....	12
<b>Anexo 4: Panorámica de TGI</b> .....	13
<b>Anexo 5: Términos y definiciones</b> .....	14
<b>Anexo 6: Notas al pie de los cuadros</b> .....	15
<b>Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA</b> .....	17
<b>Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI</b> .....	18

## 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)	3T 16*	3T 15	Var. %
Termoeléctrico	212.4	320.0	-33.6%
Residencial - comercial	116.2	182.0	-36.2%
Industrial – refinería	439.8	415.3	5.9%
Vehicular – GNV	79.2	91.7	-13.6%
Petroquímico	12.2	17.0	-28.5%
Otros Consumos	31.6	24.2	30.3%
<b>Demanda interna</b>	<b>891.4</b>	<b>1,050.3</b>	<b>-15.1%</b>
Exportación	-	-	
<b>Total</b>	<b>891.4</b>	<b>1,050.3</b>	<b>-15.1%</b>

Fuente: Concentra | \*Las cifras no incluyen Septiembre

La demanda interna de gas natural durante el tercer trimestre del 2016 tuvo un decrecimiento del 15.1%, comparado con el mismo período de 2015. Las dos principales causas del decrecimiento de la demanda nacional fueron el sector residencial-comercial y el sector termoeléctrico. El consumo termoeléctrico experimentó un decrecimiento en su demanda debido a que: i) Termocentro estuvo en mantenimiento mayor desde el 1 de julio hasta el 20 de agosto de 2016 y, ii) Entre el 1 y 7 de agosto el campo Cupiagua estuvo en mantenimiento total con cero producciones de gas natural. Asimismo, la generación térmica ha evidenciado un menor consumo de alrededor de 140.9 mmpcd comparado con lo evidenciado en los primeros meses de 2016.

### 1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 3T 2016

A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por el Gobierno Colombiano en cuanto a convergencia a estas normas. Como resultado del análisis correspondiente (NIC 21), la compañía adoptó como moneda funcional para los estados financieros, el dólar de los Estados Unidos de América, USD. No obstante, la regulación colombiana requiere también la entrega de estados financieros en Moneda de Presentación, Peso Colombiano, COP.

Este informe presenta los estados financieros comparativos 2016 – 2015 bajo la Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF- y, dado que su implementación se hizo a lo largo del 2015, los estados financieros mensuales intermedios de ese año fueron preliminares, en consecuencia algunas cifras pueden cambiar frente a informes anteriores.

Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI

	AI 3T 16	AI 3T 15	Var %
<b>Ingreso Operacional - USD miles</b>	<b>332,308</b>	<b>327,186</b>	<b>1.6%</b>
Utilidad Operacional - USD miles	213,618	206,395	3.5%
<b>EBITDA YTD - USD miles</b>	<b>281,229</b>	<b>274,502</b>	<b>2.5%</b>
Utilidad neta - USD miles	62,678	11,683	436.5%
Volumen transportado – Mmpcd	457.8	555.3	-17.6%
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	671.3	672.0	-0.1%
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Sep. 16:	BBB-, estable		
Fitch - Sep.16:	BBB, estable		
Moody's – Jun. 15:	Baa3, estable		

- ▶ Los ingresos operacionales durante el tercer trimestre de 2016 presentaron un incremento del 1.6% comparado con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a mayores ventas por utilización de otros servicios operativos, tales como parqueo rodante y de corta duración.
- ▶ Comparada con el mismo periodo de 2015, al cierre de septiembre de 2016 la utilidad operacional creció 3.5%, debido a que los costos y gastos operacionales tuvieron una disminución del 0.9%, debido principalmente a una disminución en los costos en arrendamientos y gastos en servicios de personal.
- ▶ La utilidad neta incrementó USD 50.9 Millones, finalizando en USD 62.7 Millones, debido principalmente a mayores ingresos por diferencia en cambio y un menor gasto por impuesto diferido<sup>1</sup>.

### 1.3. Hechos relevantes 3T 2016

- ▶ Actualmente la metodología para el cálculo de la tasa WACC para efectos tarifarios en las actividades de distribución y transmisión eléctrica y para las actividades de transporte y distribución de gas natural fue expedida a través de la Resolución CREG 095 de 2015. A través de la Resolución CREG 090 de 2016 se expidió para comentarios una propuesta metodológica para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural. A la fecha esta propuesta se encuentra en discusión y de acuerdo con la agenda preliminar de la CREG, la metodología en firme sería expedida durante el primer trimestre de 2017.
- ▶ El 27 de julio de 2016 la Junta Directiva aprobó la capitalización de Contugas por un valor de USD 2 Millones, por lo cual participación de TGI en esta compañía finalizó en 31.2%. En el mediano plazo la participación de TGI volverá a 25% y EEB quedará con el 75%.
- ▶ El 27 de septiembre de 2016 la Junta Directiva aprobó convocar y presentar a la Asamblea General de Accionistas, el proyecto de liberación y distribución parcial de recursos por COP 57.000 millones de la Reserva del artículo 130 del Estatuto Tributario, con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas.
- ▶ En cuanto a calificación de la deuda, el 30 de septiembre Standard & Poor's ratificó la calificación de deuda corporativa y de emisor en BBB-, mejorando la perspectiva de negativa a estable, alineando la perspectiva de TGI con su casa matriz EEB. Por su parte, el 19 de octubre Fitch Ratings ratificó la calificación de deuda corporativa y de emisor en 'BBB', con perspectiva estable.
- ▶ En lo corrido del año el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 458 Mmpcd, y mantiene una cuota de mercado del 48.5% al cierre del tercer trimestre de 2016.

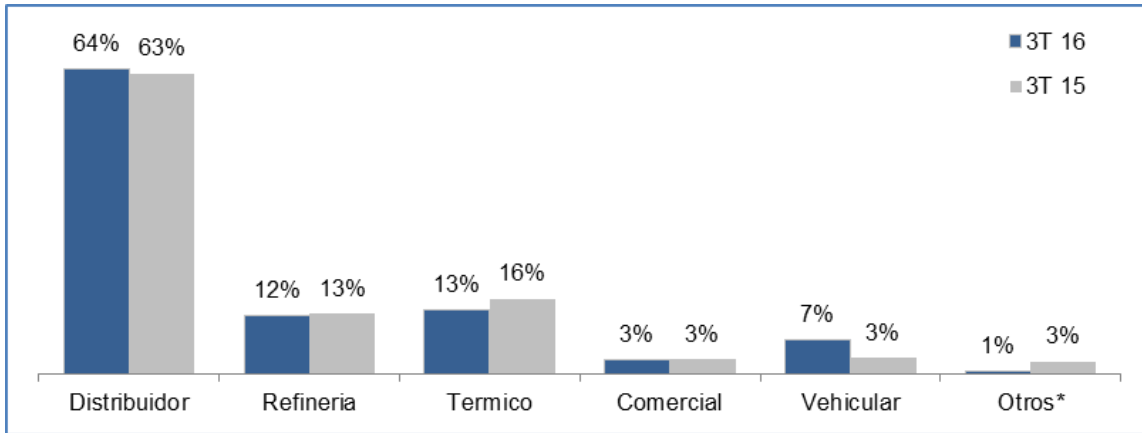
## 2. Desempeño comercial

### 2.1. Ventas por sector

El sector distribuidor, el cual incluye el consumo residencial, continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía, con una participación del 64%. Se destaca el crecimiento de ingresos asociados al sector vehicular incrementando su participación en el total de ingresos de la compañía, pasando del 3% al 7% en comparación con el tercer trimestre de 2015. Este crecimiento en el consumo de GNV, se debió a que las empresas del sector han impulsado la conversión de vehículos de gasolina a gas natural, tal como lo hace TGI al otorgar un subsidio por vehículo convertido en zonas de influencia como lo son Bogotá, Medellín, y el Occidente del país. Finalmente, se evidencia el menor consumo por el sector térmico, el cual ha venido decreciendo debido a la menor demanda para la generación térmica.

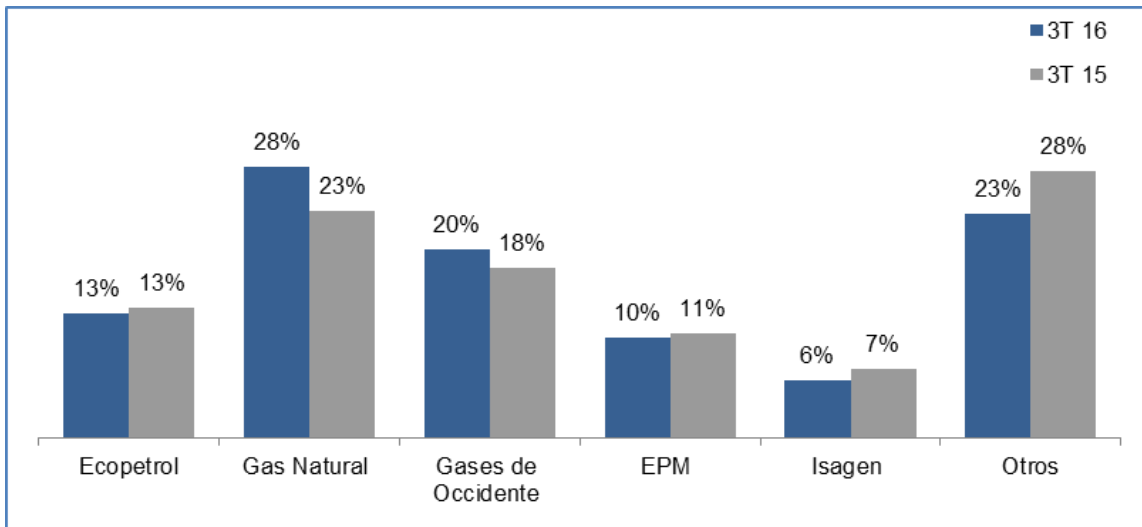
<sup>1</sup> El impuesto a las ganancias aumentó en el tercer trimestre de 2016 con respecto al mismo periodo del año anterior debido al incremento en la provisión de impuesto diferido.

**Gráfico N° 1 - Composición sectorial ingresos**



Las participaciones de los principales clientes en las ventas no experimentaron cambios relevantes durante el periodo, de tal forma que Gas Natural, Gases de Occidente, Ecopetrol, EPM e Isagen continúan siendo los principales clientes de TGI, alcanzando una participación en los ingresos operacionales de la empresa del 77%.

**Gráfico N° 2 - Ingresos por cliente**



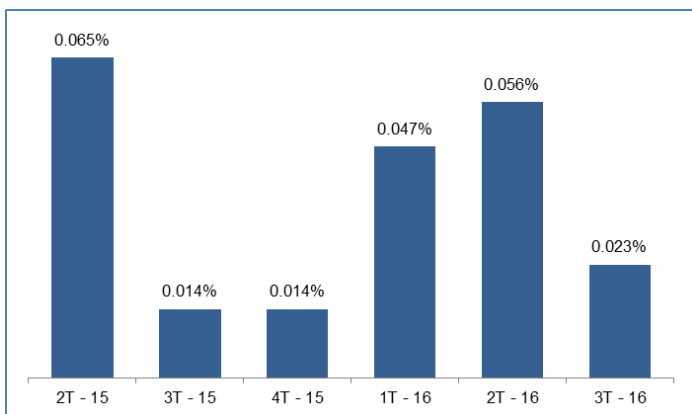


Gráfico N° 3 - Índice de morosidad de cartera

La gestión en el cobro de cartera desarrollada permanentemente, permitió obtener un índice de morosidad del 0.023% sobre los ingresos facturados durante los últimos doce meses. Se evidencia un aumento marginal del índice con respecto al mismo período del año anterior, aunque en términos generales continúa siendo significativamente bajo, sin producir impactos relevantes en el flujo de caja de la compañía.

## 2.2. Estructura contractual

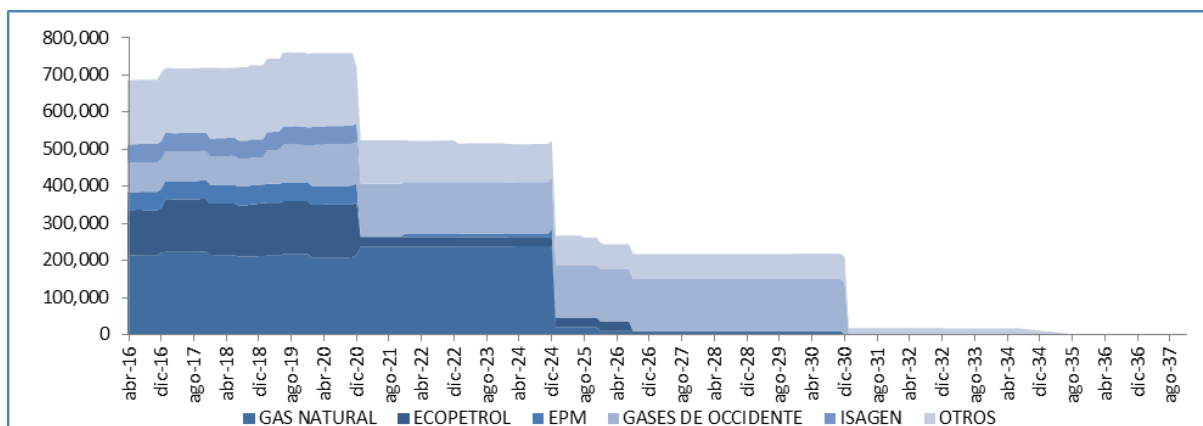
Los principales sectores atendidos por TGI tienen consumos estables, únicamente con estacionalidad multianual causada por el fenómeno del Niño. El 100% de sus contratos son en firme y están pactados bajo una pareja de cargos 90% fijo y 10% variable, de tal forma que sólo aproximadamente el 10% de los ingresos restantes de TGI de los ingresos por transporte de gas se ven afectados por las fluctuaciones en la demanda de gas natural. Al finalizar el trimestre, la capacidad total contratada en firme de la compañía ascendió a 671.3 Mmpcd, que corresponde al 91% de la capacidad disponible.

Tabla N° 3 - Estructura contractual

Tipo de contrato	Al 3T 16			Al 3T 15		
	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	1,169	671.3	9.58	1,278	672.0	9.51

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Gráfico N° 4 - TGI Contratos Vida Remanente



Durante el tercer trimestre de 2016, 37 contratos de transporte de gas natural terminaron su vigencia; sin embargo, esa demanda se continúa atendiendo a través de nuevos contratos o a través de otros contratos del mismo remitente. Por otra parte, a la fecha se cuenta con 1,169 contratos de transporte de gas natural en firme, de los cuales 388 corresponden a contratos de transporte de los proyectos de ampliación propuestos por la compañía (Proyecto Cusiana – Apiay Ocoa: 108, Cusiana Fase III: 171 y Cusiana Fase IV:109). Es preciso recordar que el incremento en número de contratos con respecto al mismo período anterior, se explica por los cambios regulatorios que afectan la compañía (Resolución CREG 089-2013), según los cuales los remitentes deben contratar por cada tramo del sistema y con capacidades estándar en cada uno de éstos tramos.

### 3. Desempeño financiero

#### 3.1. Resultados financieros

Al cierre del tercer trimestre de 2016 los ingresos operacionales ascendieron a USD 332.3 millones, creciendo en USD 5.1 millones (+1.6%) respecto a los obtenidos en el mismo periodo de 2015. De los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, el 85% se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme, el 2.8% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados y el 11.9% de los ingresos, que corresponde a cargos variables.

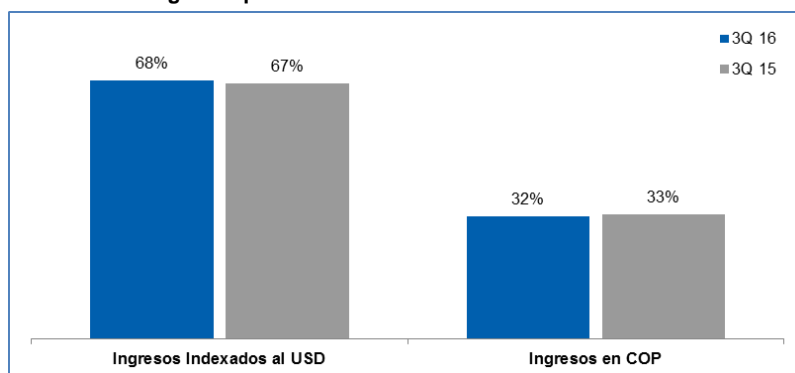
**Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos**

	USD Miles		Variación		Participación	
	3T 16	3T 15	USD	%	3T 16	3T 15
Ingresos Operacionales	332,308	327,186	5.1	1.6%		
<b>Desagregación por tipo de moneda</b>						
Ingresos en USD (1)	225,559	219,823	5.7	2.6%	67.9%	67.2%
Ingresos en COP (1)	106,750	107,363	(0.6)	-0.6%	32.1%	32.8%
<b>Desagregación por tipo de cargo</b>						
Ingresos cargos fijos y AO&M (2)	283,384	288,759	(5.4)	-1.9%	85.3%	88.3%
Ingresos cargos variables (3)	39,505	32,688	6.8	20.9%	11.9%	10.0%
Ingresos serv. complementarios (4)	9,420	5,739	3.7	64.2%	2.8%	1.8%

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

El esquema tarifario vigente remunera la inversión y los costos de AOM, están denominados en dólares, USD, y en pesos colombianos, COP, respectivamente. Las ventas denominadas en dólares presentaron un incremento del 2.6% en comparación con el tercer trimestre de 2015 y representan a la fecha el 67.9% de las ventas totales de TGI. Por su parte la porción de ventas denominadas en pesos colombianos, COP, presentan una reducción del 0.6%, en comparación con el mismo periodo del año anterior, como consecuencia de que la tasa de cambio promedio en los 9 primeros meses del año, es mayor en 2016, que en 2015 (devaluación del peso colombiano entre los dos periodos).

**Gráfico N° 6 - Ingresos por moneda**



Los cargos fijos que remuneran tanto la inversión, como los costos de administración, operación y mantenimiento, y están denominados en dólares de los Estados Unidos y en moneda local, respectivamente, descendieron en forma conjunta en USD 5.4 millones, finalizando para el tercer trimestre del 2016 en USD 283.4 Millones. La capacidad promedio contratada para este periodo fue de 671.3 Mmpcd, un leve decrecimiento de 0.1%, comparada con el mismo periodo del año anterior. La disminución de los cargos fijos obedece al comportamiento de los cargos que remuneran los costos de administración, operación y mantenimiento, denominados en pesos colombianos, los cuales disminuyeron al re-exresarlos a dólares por efecto del comportamiento de la tasa de cambio, antes explicado.

En relación con los cargos variables, aunque el volumen transportado disminuyó en un 17.6% frente a lo transportado en el mismo periodo del 2015, estos crecieron 20.9% pasando de USD 32.7 millones en el tercer trimestre del año de 2015 a USD 39.5 millones para el mismo periodo de 2016, en razón a que en el primer trimestre de 2016 se transportó un volumen alto de gas por efecto del Fenómeno del Niño y al reconocimiento de ingresos no recurrentes.

Por su parte, los ingresos por servicios complementarios, presentan un crecimiento para el tercer trimestre en USD 3.7 millones (+64.2%), frente al tercer trimestre de 2015, explicado por servicios como el parqueo rodante interrumpible, servicios de corta duración y el cobro de pérdidas de gas, entre otros, demandados ampliamente en los primeros 4 meses del año.

**Gráfico N° 7 - Ingresos por tipo de cargos**

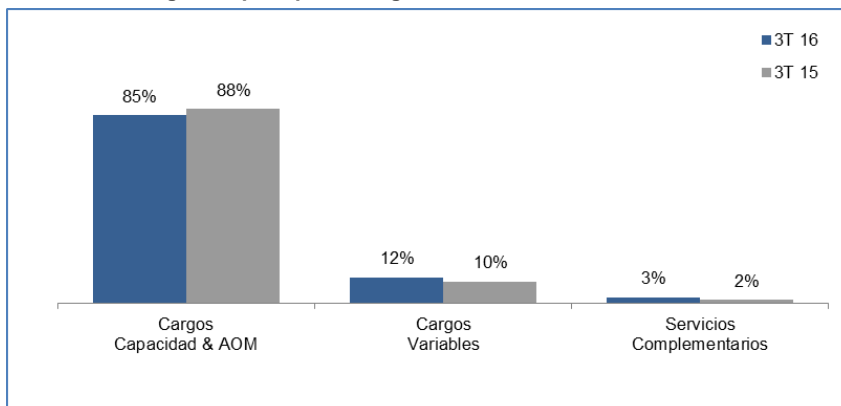




Tabla N° 5 – Estado de resultados 3T 2016 <sup>2</sup>

	USD Miles		Var		COP Millones		Var	
	3T 16	3T 15	USD	%	3T 16	3T 15	COP	%
<b>Ingresos Operacionales</b>	<b>332,308</b>	<b>327,186</b>	<b>5,123</b>	<b>1.6%</b>	<b>1,009,763</b>	<b>874,033</b>	<b>135,731</b>	<b>15.5%</b>
Costos  Gastos Operacionales	(118,828)	(119,894)	1,066	-0.9%	(356,081)	(314,068)	-42,013	13.4%
Otros Ingresos/(Gastos)	137	(896)	1,033	-115.3%	417	(2,668)	3,085	-115.6%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>213,618</b>	<b>206,395</b>	<b>7,222</b>	<b>3.5%</b>	<b>654,099</b>	<b>557,297</b>	<b>96,802</b>	<b>17.4%</b>
<b>Margen Operacional %</b>	<b>64%</b>	<b>63%</b>			<b>65%</b>	<b>64%</b>		
<b>EBITDA</b>	<b>281,229</b>	<b>274,502</b>	<b>6,728</b>	<b>2.5%</b>	<b>856,715</b>	<b>732,986</b>	<b>123,729</b>	<b>16.9%</b>
<b>Margen EBITDA %</b>	<b>84.6%</b>	<b>83.9%</b>			<b>84.8%</b>	<b>83.9%</b>		
Utilidad/(Pérdida) No Oper. Neto	(54,908)	(49,824)	(5,084)	10.2%	(147,953)	(142,744)	(5,209)	3.6%
Diferencia en cambio neta	12,657	(49,309)	61,966	-125.7%	38,766	(130,029)	168,796	-129.8%
Impuesto a la utilidad	(108,100)	(4,761)	(103,338)	2170.5%	(311,212)	(12,260)	(298,952)	2438.4%
Impuesto Diferido (NIIF)	(589)	(90,818)	90,229	-99.4%	(1,803)	(239,490)	237,687	-99.2%
<b>Utilidad neta</b>	<b>62,678</b>	<b>11,683</b>	<b>50,995</b>	<b>436.5%</b>	<b>231,898</b>	<b>32,773</b>	<b>199,124</b>	<b>607.6%</b>

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron en 0.9% al cierre del tercer trimestre de 2016, debido principalmente a una reducción de los costos por operaciones de acuerdo de balance (*Operational Balancing Agreements – OBA's*), a la disminución en los costos de personal y a la reducción de los costos de mantenimiento y reparación. Por lo anterior la utilidad operacional para el cierre del trimestre finalizó en USD 213.6 millones, representando un crecimiento de 3.5% al comparada con el mismo periodo del año anterior.

El resultado no operacional para el periodo presentó un mayor gasto por USD 5.1 Millones, en comparación con el mismo periodo de 2015, debido principalmente a mayores gastos financieros, debido a la deuda recibida en la fusión con IELAH, cuyo saldo al momento de la fusión era de USD 219.7 Millones. Por otro lado, dado que durante el tercer trimestre de 2016 el peso colombiano se revaluó 8.6% frente al dólar, mientras que en el mismo periodo del año anterior hubo devaluación del 30.5%, entre los dos periodos comparados se tiene un ingreso por diferencia en cambio de USD 61.9 millones. En cuanto a impuestos, las variaciones de la tasa de cambio explicadas, generaron un incremento en la provisión de impuesto de renta y disminución en la de impuesto diferido, que en el neto genera un incremento en la provisión total de USD 13,109 millones.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre del tercer trimestre de 2016 presenta un crecimiento de USD 50.9 millones comparado con la utilidad neta en el mismo periodo de 2015, cerrando para este semestre en USD 62.7 millones<sup>3</sup>.

Es importante anotar que las cifras del estado de resultados en moneda de presentación pesos colombianos, presentan crecimientos importantes, en contraste con lo que ocurre con la moneda funcional

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor revisar el anexo 7

dólar<sup>4</sup>. Se destacan los importantes crecimientos tanto en ingresos operacionales (15.5%) como en resultado operacional (17.4%) y EBITDA (16.9%) bajo moneda de presentación.

### 3.2. Indicadores de deuda

**Tabla N° 6- Indicadores de deuda**

	3T 16	2015*	Unidad
Deuda neta Senior (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	2.4	1.7	Veces
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	5.6	6.1	Veces
<b>Estructura de la deuda</b>	<b>Monto</b>	<b>Moneda</b>	<b>Cupón (%)</b>
Senior - bonos Internacionales (4)	750	USD Mm	5.700%
Inter-compañía - Subordinada (5)	370	USD Mm	6.125%
Crédito Sindicado (6)	184	USD Mm	Libor 6M + 2.25%
			<b>Vencimiento</b>
			20-mar-2022
			21-dic-2022
			11-sep-2019

[Ir a pies de página en anexo 6](#) | \* A diciembre de 2015

**Tabla N° 7 – Desagregación Indicadores**

	USD Miles	
	3T 16	2015*
EBITDA UDM	367,781	361,053
Deuda Senior Bruta	1,047,436	868,635
Efectivo e inver. Temporales	163,751	256,145
Deuda Senior Neta	883,685	612,490
Gastos Financieros Netos UDM (1)	65,283	59,130

[Ir a pies de página en anexo 6](#) | \* A diciembre de 2015

La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el *Indenture* de los Bonos 2022 en cuanto al indicador deuda neta a Ebitda. Se recuerda que este *covenant* de los Bonos TGI 2022 está actualmente suspendido, debido a que se tiene calificación en grado de inversión por parte de las 3 agencias calificadoras más importantes. El 11 de septiembre de 2016 TGI realizó otro prepago por USD 35 millones al crédito sindicado de IELAH, por lo cual el saldo a septiembre 30 de 2016 es de USD 184 millones.

Durante 2015 TGI otorgó tres (3) créditos inter-compañía a su principal accionista, EEB, por un valor de COP 430,841 millones, los cuales fueron repagados en su totalidad en los meses marzo y octubre de 2016. La Junta directiva de la compañía en sesión de agosto de 2016, aprobó otorgar créditos Inter-compañía a EEB, por un monto de hasta COP 400,000 millones.

<sup>4</sup> La tasa histórica, es la tasa de cambio real al momento de realizar las transacciones

## 4. Desempeño operacional

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural en Colombia con el 48.5% de participación de mercado. Al cierre del tercer trimestre de 2016 el volumen total transportado por el sistema nacional presentó variaciones significativas, con promedios menores a los observados durante el mismo periodo de 2015, debido en gran medida al menor consumo para la generación térmica.

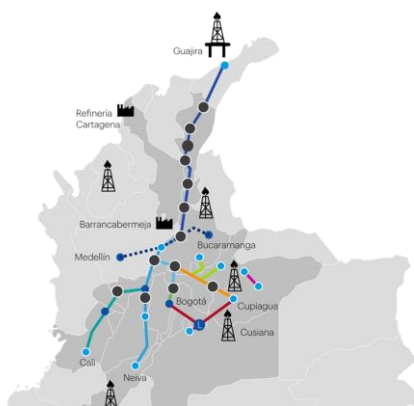


Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd

	3T 16	Part. %	3T 15	Part. %
TGI	457.8	48.5%	555.7	55.1%
Promigas	340.5	36.1%	308.0	30.5%
Otros*	144.8	15.4%	145.3	14.4%
<b>Total</b>	<b>943.1</b>	<b>100.0%</b>	<b>1,009.1</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: Concentra. Inteligencia en Energía

\*Industrias conectadas directamente al transporte

Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados

	3T 16	3T 15	Var %
Capacidad total - Mmpcd (1)	733.8	733.8	
Volumen transportado - Mmpcd (2)	457.8	555.3	-17.6%
Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3)	671.3	672.0	-0.1%
Factor de uso - % (4)	56.7	66.6	-14.8%
Disponibilidad - % (5)	100.0	100.0	0.0%
Pérdidas - % (6)	0.07	-	
Longitud gasoductos - Km	3,957.0	3,957.0	
Longitud gasoductos – Mi	2,459.0	2,459.0	

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Al cierre del periodo, la capacidad contratada en firme mantienen niveles similares a los presentados en el periodo anterior, 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.

Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 3T 16

Por Tramo - Mmpcd	Capacidad de Transporte	Volumen promedio Transportado
Ballena – Barrancabermeja	260.0	86.0
Mariquita – Gualanday	15.0	14.3
Gualanday – Neiva	11.0	8.7
Cusiana – Porvenir	392.0	311.8
Cusiana – Apiay	33.0	29.7
Apiay – Usme	17.8	3.8
Morichal – Yopal	5.0	3.2
Sur de Bolívar	N.A.	0.3
<b>TOTAL</b>	<b>733.8</b>	<b>457.8</b>

## 5. Inversiones de capital

Tabla N° 11 - Capex

	USD Millones	
	3T 16	3T 15
Inversión (1)	7.8	22.1
Mantenimiento (2)	4.1	2.7

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla N° 12 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 2T 16

	Descripción	Capex (USD mm)	Ampliación capacidad (Mmpcd)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Cusiana Fase III	Ampliación de la capacidad de compresión mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades	31.0	20	72.3%	3T 16
Cusiana – Apiay - Ocoa	El proyecto aumentará la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 Mmpcd y del ramal Apiay – Ocoa en 7 Mmpcd.	48.0	39	22.0%	4T 17
Loop Armenia	Construcción Loop Armenia de 28 Km en 8”	24.3	8.7	31.0%	2T 17
Cusiana Fase IV	Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana-Vasconia : I. 43 Mmpcd para el tramo Cusiana - Vasconia mediante la construcción de un loop de 49,6 Km en 24” II. 17 Mmpcd para el tramo Puente Guillermo - Vasconia, mediante la ampliación de la Estación Compresora de Puente Guillermo.	78.0	43	0%	I. Cusiana - Vasconia 4T 2018 II. Puente Guillermo – Vasconia 3T 2017
Reposición y Mantenimiento por cumplimiento de vida útil normativa	10 gasoductos de sistema de TGI finalizan su vida regulatoria. TGI decidió sustituir cuatro (4) tramos y continuar operando los otros seis (6)	49.0	N.A.	0%	N.D

## 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 2015 y 2016 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 30 de septiembre de 2015: 3,121.94
  - ▶ TRM al 30 de septiembre de 2016: 2,879.95
- ▶ 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 3T 2016:





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

### Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ 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%	ENERGIA DE BOGOTÁ 100%	codensa 51.5%	PROMIGAS 15.6%	
		ISA 1.7%	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. 16.2%	TGI 99.97%	gasNatural fenosa 25%
 Peru		ISA - TRANSMISIÓN 40%		con gas 100% <sup>(2)</sup>	
		ISA REP 40%			Cálidda 66% <sup>(1)</sup>
 Guatemala		TRECSA 95.3%			
 Brazil		GEBBRAS 100% <sup>(2)</sup>			

(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 mm.

- ▶ 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 mm. 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 10<sup>9</sup>
- ▶ 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 10<sup>9</sup>
- ▶ 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
- ▶ 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 del Internacional.
- ▶ Tpc / tpc: Tera pies cúbicos. Factor 10<sup>12</sup>
- ▶ 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	
	3T 16	3T 15	USD	%
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>332,308,365</b>	<b>327,185,545</b>	<b>5,122,820</b>	<b>1.6%</b>
<b>Costo de Ventas</b>	<b>(99,796,222)</b>	<b>(98,436,912)</b>	<b>(1,359,310)</b>	<b>1.4%</b>
Operación y mantenimiento	(38,378,102)	(39,939,141)	1,561,039	-3.9%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	(61,418,120)	(58,497,771)	(2,920,350)	5.0%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>232,512,143</b>	<b>228,748,633</b>	<b>3,763,510</b>	<b>1.6%</b>
<b>Gastos Admon. y Operacionales</b>	<b>(19,031,966)</b>	<b>(21,457,485)</b>	<b>2,425,519</b>	<b>-11.3%</b>
Personal y servicios generales	(12,700,776)	(12,744,521)	43,745	-0.3%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	(1,965,068)	(2,011,743)	46,675	-2.3%
Impuesto a la riqueza	(4,366,123)	(6,701,221)	2,335,099	
<b>Otros Ingresos/(Egresos)</b>	<b>137,336</b>	<b>(895,925)</b>	<b>1,033,261</b>	<b>-115.3%</b>
<b>Utilidad operacional</b>	<b>213,617,513</b>	<b>206,395,223</b>	<b>7,222,290</b>	<b>3.5%</b>
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>9,228,117</b>	<b>8,923,134</b>	<b>304,984</b>	<b>3.4%</b>
Financieros <sup>(1)</sup>	7,755,639	7,308,657	446,982	6.1%
Valoración coberturas <sup>(2)</sup>	1,472,478	1,614,477	(141,999)	-8.8%
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>(64,135,861)</b>	<b>(58,747,281)</b>	<b>(5,388,580)</b>	<b>9.2%</b>
Financieros <sup>(3)</sup>	(58,900,872)	(51,021,827)	(7,879,045)	15.4%
Valoración Inv. Permanentes	(2,312,706)	(4,112,129)	1,799,424	-43.8%
Valoración coberturas <sup>(2)</sup>	(2,922,283)	(3,613,324)	691,042	-19.1%
<b>Diferencia en cambio Neta <sup>(4)</sup></b>	<b>12,656,716</b>	<b>(49,308,844)</b>	<b>61,965,560</b>	<b>-125.7%</b>
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>171,366,486</b>	<b>107,262,232</b>	<b>64,104,254</b>	<b>59.8%</b>
Impuesto a las ganancias	(108,099,547)	(4,761,086)	(103,338,461)	2170.5%
Impuesto Diferido	(588,528)	(90,817,737)	90,229,209	-99.4%
<b>Utilidad neta</b>	<b>62,678,411</b>	<b>11,683,409</b>	<b>50,995,002</b>	<b>436.5%</b>

(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 Trimestral

	USD	1T - 16	2T-16	3T -16
Ingresos		117,783,722	111,507,024.24	103,017,620
(-)Costos de operación y mantenimiento.		14,038,896	11,757,875.32	12,581,331
(-)Gastos de personal y servicios general <sup>5</sup>		4,194,146	4,416,825.41	4,089,804
<b>EBITDA Trimestral</b>		<b>99,550,680</b>	<b>95,332,324</b>	<b>86,346,485</b>
<b>Margen EBITDA Trimestral</b>		<b>85%</b>	<b>85%</b>	<b>84%</b>

<sup>5</sup> Estos gastos no incluyen el impuesto al patrimonio

Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI

Compañía	Panorámica	Principales clientes atendidos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor productor de gas en Colombia.</li> <li>Empresa integrada del sector de hidrocarburos.</li> <li>Empresa que cotiza en bolsa y controlada por el gobierno colombiano.</li> <li>Pertenece al grupo de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo.</li> <li>Acciones listadas en el mercado públicos de valores de Colombia, Nueva York y Toronto.</li> <li>Contrato en firme por 11 años.</li> <li>Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB (Fitch) / BBB (S&amp;P); Deuda Local: AAA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Refinerías.</li> <li>Generadores térmicos.</li> <li>Trading.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia.</li> <li>Controlada por Gas Natural Fenosa de España; EEB tiene una participación accionaria del 25%.</li> <li>Contrato en firme por 10 años.</li> <li>Rating: BBB (Fitch) / Local AAA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Residencial.<sup>(1)</sup></li> <li>PYMES.</li> <li>Industrias.</li> <li>Gas natural para vehículos.</li> <li>2.7 millones de clientes.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano.</li> <li>Compañía privada controlada por Promigás.</li> <li>Presta sus servicios a más de 900.000 usuarios.</li> <li>Contrato en firme por 15 años.</li> <li>Rating: Local AAA (Fitch).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Residencial.</li> <li>Industrias.</li> <li>Gas natural para vehículos.</li> <li>1.0 millón de clientes.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Principal generador de electricidad en Colombia e importante distribuidor de gas natural en el noroccidente colombiano.</li> <li>Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural.</li> <li>Contrato en firme por 9 años.</li> <li>Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB+ (Fitch) ; AAA Local (Fitch).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Residencial.</li> <li>Generadores térmicos.</li> <li>877 mil clientes.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>La segunda empresa de generación de energía eléctrica.</li> <li>57% controlado por el estado colombiano.</li> <li>Contrato en firme por 5 años.</li> <li>Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB- (Fitch)/ BBB- (S&amp;P); AAA Local.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generadores térmicos.</li> <li>Trading.</li> </ul>

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.