

Bogotá D.C., 4 de marzo de 2015



## Índice

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 2014 .....	2
1.3.	Hechos relevantes .....	3
2.	DESEMPEÑO COMERCIAL .....	3
2.1.	Ventas por sector.....	3
2.2.	Estructura contractual.....	4
3.	DESEMPEÑO FINANCIERO.....	5
3.1.	Resultados financieros .....	5
3.2.	Indicadores de deuda .....	8
4.	DESEMPEÑO OPERACIONAL.....	9
5.	INVERSIONES DE CAPITAL .....	9
6.	ANEXOS.....	11
	Anexo 1: Nota legal y aclaraciones .....	11
	Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 2014:.....	11
	Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB .....	11
	Anexo 4: Panorámica de TGI .....	12
	Anexo 5: Términos y definiciones .....	13
	Anexo 6: Notas al pie de los cuadros .....	13
	Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA UDM .....	15
	Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI.....	16

## 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)	Demanda Trimestre			Demanda Año		
	4T 14*	4T 13	Var. %	2014*	2013	Var. %
Termoeléctrico	330.0	293.2	12.5	311.3	294.9	5.6
Residencial – comercial	185.1	208.1	-11.1	172.3	179.8	-4.2
Industrial – refinería	369.7	420.2	-12.0	339.8	350.9	-3.2
Vehicular – GNV	71.2	91.3	-22.0	95.6	84.8	12.8
Petroquímico	15.1	23.3	-35.3	18.7	22.1	-15.5
Otros Consumos	24.6	24.9	-1.4	22.9	25.2	-8.9
<b>Demanda interna</b>	<b>995.5</b>	<b>1,061.1</b>	<b>-6.2</b>	<b>960.7</b>	<b>957.7</b>	<b>0.3</b>
Exportación	82.5	189.7	-56.5	90.4	202.5	-55.3
<b>Total</b>	<b>1,078.0</b>	<b>1,250.7</b>	<b>-13.8</b>	<b>1,051.1</b>	<b>1,160.2</b>	<b>-9.4</b>

Fuente: Concentra

\* Las cifras no incluyen la información de Diciembre.

Durante el año 2014 el mercado de gas natural presentó una reducción de su demanda total del 9.4%, comparado con 2013. Se destaca que en años anteriores, 2013 y 2012, el crecimiento de la demanda total fue del 14.6%. Para 2014, las menores demandas del sector petroquímico y exportaciones marcaron la tendencia bajista del consumo. No obstante, el sector termoeléctrico y vehicular – GNV, incrementaron la demanda interna de gas natural en 12.8% y 5.6%, respectivamente. El consumo termoeléctrico experimentó este incremento debido principalmente a la moderada probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño para el tercer y cuarto trimestre del año. Finalmente, en lo que respecta al consumo de GNV, su crecimiento se debió a que las empresas del sector han impulsado la conversión de vehículos de gasolina a gas natural.

### 1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 2014

TGI realizó un cierre de estados financieros al 31 de agosto de 2014, con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En este informe se presentan resultados acumulados para el periodo de 12 meses desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2014, únicamente para fines comparativos frente al mismo periodo de 2013.

Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI

	2014	2013	Var %
Ingresos operacionales - COP millones	960,346	874,645	9.8
Utilidad operacional - COP millones	593,588	468,057	26.8
EBITDA UDM - COP millones	770,111	674,163	14.2
Utilidad neta - COP millones	-102,582	130,067	-178.9
Volumen transportado – Mmpcd	494.5	454.7	8.7
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	647.3	620.6	4.3
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Sep. 14:	BBB-, estable		
Fitch - Oct. 14:	BBB, estable		
Moody's – Abr. 14:	Baa3, estable		

- ▶ Los ingresos operacionales al cierre del 2014, crecieron 9.8% comparado con el año inmediatamente anterior. Adicional al esquema tarifario vigente, el cual se aplicó completamente a finales del primer trimestre de 2013, y las ampliaciones de capacidad del gasoducto en Ballena – Barrancabermeja y Cusiana, este incremento se debió principalmente a:
  - ▶ Ajuste realizado a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP del sistema de TGI, en el tramo Cusiana- Apiay - Ocoa, ampliando la capacidad de contratación en firme del sistema.
  - ▶ Aumento del volumen transportado (+8.7%).
  - ▶ Incremento de contratación en firme (+4.3%).
- ▶ Comparado con el año anterior, en 2014 el resultado operacional creció a una tasa superior al crecimiento de los ingresos operacionales, 26.8% y 9.8% respectivamente. Esto se debe a que los costos y gastos

operacionales presentaron en conjunto una disminución del 9.8%, similar al incremento de los ingresos, debido en parte a mejores condiciones en los contratos de suministro de combustible para las estaciones de compresión, así como a menores mantenimientos horarios de las estaciones compresoras

- ▶ A pesar de los mejores resultados operacionales, el resultado neto disminuyó de una utilidad de COP 130,067 millones en 2013 a una pérdida de COP 102,582 millones en 2014, particularmente por el gasto no efectivo derivado de la diferencia en cambio generada por la devaluación del peso colombiano y su impacto al reexpresar en moneda local la deuda de TGI, originalmente pactada en dólares de Estados Unidos. Para este período, la diferencia en cambio tuvo un efecto negativo (gasto por diferencia en tipo de cambio de COP 488,438). Esta cuenta, junto con los gastos financieros, representan las cuentas de mayor impacto durante el período. En consecuencia, la utilidad neta de la compañía se disminuyó en COP 232,649 Millones comparado con el 2013.

### 1.3. Hechos relevantes

- ▶ Aprobación de la Junta Directiva del proyecto de expansión Cusiana Fase III, para la puesta en operación de tres nuevas unidades de compresión de gas natural (Miraflores, Puente Guillermo y Vasconia), con un CapEx estimado de USD 31.6 millones.
- ▶ Pago de dividendos por COP 646,532 Millones correspondientes a las reservas y utilidades del ejercicio 2013, así como a utilidad distribuible del período comprendido entre enero y agosto de 2014.
- ▶ Adquisición del 7.78% del Oleoducto al Pacífico, proyecto que busca transportar crudo pesado con el fin de exportarlo hacia mercados de Asia Pacífico y la costa oeste de Norteamérica.
- ▶ Incremento de la participación de EEB en TGI mediante la recompra del 31.92% de las acciones en circulación al accionista The Rohatyn Group (TRG).
- ▶ Entrada en operación de la Estación de Compresión de La Sabana con la cual se aumentó la capacidad de transporte de este gasoducto.
- ▶ Junta Directiva nombra nuevo Presidente de la compañía, por un periodo de 2 años.
- ▶ Moody's Ratings y Standard & Poor's ratifican la calificación del crédito corporativo de TGI en moneda local y extranjera, manteniendo el grado de Inversión con perspectiva estable. Fitch Ratings elevó la calificación de deuda corporativa y de emisor de 'BBB-' a 'BBB'. De esta forma TGI en 2014 continuó con el grado de inversión con las tres principales calificadoras internacionales de riesgo.
- ▶ En diciembre de 2014, TGI logró ser reconocida como una de las mejores empresas para trabajar en Colombia (Great Place to Work) con el puesto N° 11 dentro de las empresas con menos de 500 trabajadores.
- ▶ En 2014 el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI fue de 494.5 Mmpcd, representando un incremento positivo del 8.7% comparado con el año inmediatamente anterior y 17.1% con respecto al 2012.
- ▶ TGI mantiene el primer lugar del mercado de transporte de gas natural, con un cuota del 49% al cierre del de 2014, en términos de volumen transportado.
- ▶ TGI recibió la certificación en Responsabilidad Social Empresarial -WORLD COB-CSR: 2011.2, otorgada por World Confederation of Businesses, en el III Encuentro de RSE, lo que garantiza el compromiso de las organizaciones con la cultura de valores éticos y la política y gestión de la Responsabilidad Social Empresarial.

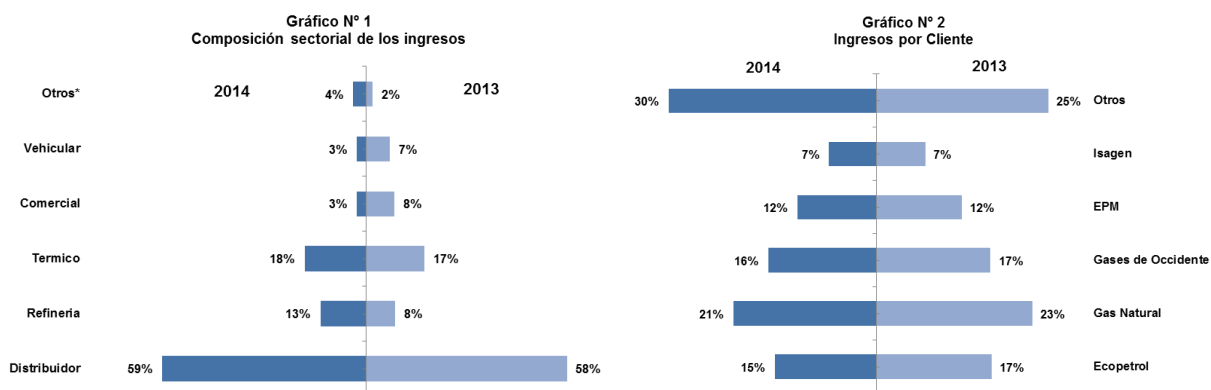
## 2. DESEMPEÑO COMERCIAL

### 2.1. Ventas por sector

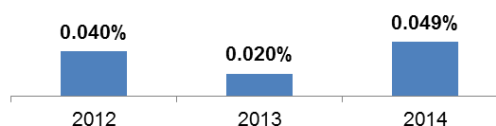
El sector distribuidor, el cual incluye el consumo residencial, continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía, con una participación del 59%. Se destaca el crecimiento de ingresos asociados a la refinería de Ecopetrol, así como del sector térmico, finalizando el año con una participación del 13% y 18% respectivamente. Este último depende en gran medida de las condiciones climáticas que se presentan en el país o cuando la transmisión de electricidad se ve afectada, ocasiones cuando se incrementa el consumo de estos dos

sectores. Sin embargo, en el IV trimestre de 2014, la generación térmica presentó un consumo promedio diario de 50.7 Mmpcd, cantidad significativamente menor a la presentada durante el tercer y segundo trimestre de este año, que fue de 63.3 y 106 Mmpcd respectivamente.

Gas Natural, Gases de Occidente, Ecopetrol, EPM e Isagen continúan siendo los principales clientes de TGI, pero el total de su participación en los ingresos operacionales de la empresa bajó de 75% a 70%, dando participación a otros clientes con lo cual TGI diversifica un poco más su portafolio. Este incremento de otros clientes se debe particularmente al mayor consumo de generadores térmicos como Termovalle y Termoemcali.



**Gráfico N° 3 - Índice de morosidad de cartera**



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada durante 2014, permitió obtener un índice de morosidad del 0.049% sobre los ingresos facturados durante los últimos doce meses. Se evidencia un leve incremento 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. La compañía se encuentra en una resolución de controversias con dos remitentes térmicos, a causa de la nueva pareja de cargos establecida a inicios del 2013.

## 2.2. Estructura contractual

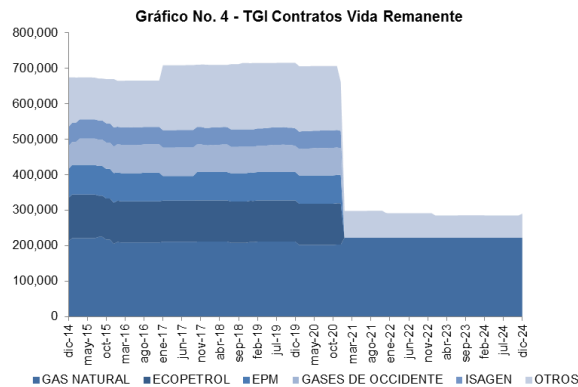
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad. El 100% de sus contratos son en firme y están pactados bajo una pareja de cargos compuesta ~84% fijos y 16% variables.

Al finalizar el IV trimestre, la capacidad total contratada en firme de la compañía ascendió a 647.3 Mmpcd, que corresponde al 89% de la capacidad disponible.

**Tabla N° 3 - Estructura contractual**

Tipo de contrato	2014			2013		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	795	647.3	8.02	131	620.6	8.0
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



En el año 2014, 50 contratos de transporte de gas natural terminaron su vigencia; sin embargo, el mercado atendido a través de estos contratos fue renovado o atendido a través de otros contratos con los mismos remitentes. Por otra parte, a la fecha se encuentran 795 contratos activos de transporte de gas natural en firme, de los cuales 228 corresponden a contratos de transporte de los proyectos de ampliación propuestos por la compañía (Proyecto Cusiana - Apiay 108 contratos y Proyecto Cusiana Vasconia Fase III 120 Contratos).

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 CREG089-2013), 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

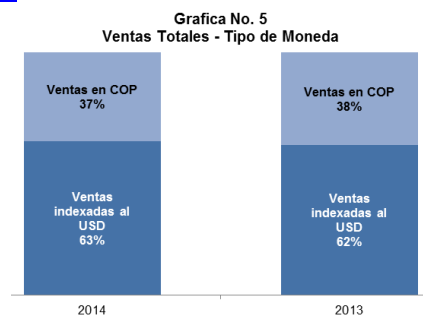
#### 3.1. Resultados financieros

En 2014, el 84% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme; el 2% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados; por lo tanto, el 14% de los ingresos restantes podría verse afectado por eventuales fluctuaciones en la demanda.

**Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos – COP mm - USD mm**

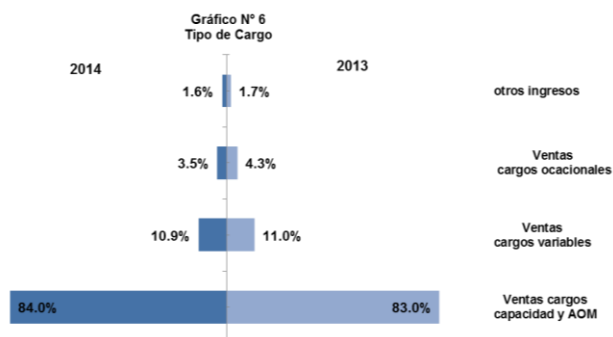
	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	2014	2013	COP	%	2014	2013	USD	%
Ventas totales	960,346	874,645	85,701	9.8	477.2	465.2	12.0	2.6
Desagregación por tipo de moneda								
Ventas indexadas al USD (1)	608,594	540,199	68,395	12.7	302.3	287.1	15.2	5.3
Ventas en COP (1)	351,752	334,446	17,306	5.2	174.9	178.1	(3.2)	-1.8
Desagregación por tipo de cargo								
Ventas cargos capacidad y AO&M (2)	806,958	725,598	81,360	11.2	400.3	385.9	14.3	3.7
Ventas cargos variables (3)	104,300	96,449	7,850	8.1	52.4	51.3	1.1	2.2
Ventas cargos ocasionales (4)	33,746	37,407	(3,661)	-9.8	17.1	19.9	(2.9)	-14.3
Otros ingresos (5)	15,342	15,191	152	1.0	7.5	8.1	(0.6)	-7.4

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



El esquema tarifario vigente remunera las inversiones de capital a través de tarifas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y la recuperación de gastos de administración, operación y mantenimiento mediante tarifas en pesos colombianos, lo cual ha beneficiado los ingresos de la compañía. En pesos colombianos las

ventas indexadas al dólar presentaron un incremento del 12.7% en comparación con 2013, un incremento de 5.3% expresadas en dólares, y representan a la fecha el 63% de las ventas totales de TGI.



En cuanto a la composición por tipo de cargo, las ventas correspondientes a los cargos de capacidad y AOM que representan el 84% del total de ventas de la compañía, no presentaron cambios significativos en comparación con 2013. No obstante, en términos nominales, estos cargos incrementaron en 11.2%. Finalmente se destaca el incremento del 8.1% por concepto de cargos variables, dado el incremento del volumen transportado por la compañía, especialmente durante el segundo trimestre del año.

**Tabla N° 5 – Estado de resultados al 4T<sup>1</sup>**

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	2014	2013	COP	%	2014	2013	USD	%
<b>Ingresos Operacionales</b>	<b>960,346</b>	<b>874,645</b>	<b>85,701</b>	<b>9.8</b>	<b>477.2</b>	<b>465.2</b>	<b>12.0</b>	<b>2.6</b>
Costos y Gastos Operacionales	-366,758	-406,588	39,830	-9.8	-180.6	-215.4	34.8	-16.2
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>593,588</b>	<b>468,057</b>	<b>125,531</b>	<b>26.8</b>	<b>296.6</b>	<b>250</b>	<b>46.8</b>	<b>18.7</b>
<b>Margen Operacional %</b>	<b>61.8%</b>	<b>53.5%</b>			<b>62.2%</b>	<b>53.7%</b>		<b>15.8</b>
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	159,809	189,392	-29,583	-15.6	78.2	100.1	-21.8	-21.8
Impuesto al Patrimonio	-16,713	-16,713			-8.3	-8.9	0.6	-6.3
<b>EBITDA UDM</b>	<b>770,111</b>	<b>674,163</b>	<b>95,948</b>	<b>14.2</b>	<b>383.2</b>	<b>358.7</b>	<b>24.5</b>	<b>6.8</b>
<b>Margen EBITDA %</b>	<b>80.2%</b>	<b>77.1%</b>		<b>4.0</b>	<b>80.3%</b>	<b>77.1%</b>		<b>4.1</b>
Utilidad/(pérdida) No Operacional	-660,581	-253,680	-406,901	160.4	-298.9	-135.1	-163.8	121.2
Impuesto de renta	-35,589	-84,310	48,721	-57.8	-24.6	-44.7	20.1	-45.0
<b>Utilidad neta</b>	<b>-102,582</b>	<b>130,067</b>	<b>-232,649</b>	<b>-178.9</b>	<b>-26.8</b>	<b>69.9</b>	<b>-96.8</b>	<b>-138.4</b>
<b>Margen Neto %</b>	<b>-10.7%</b>	<b>14.9%</b>			<b>-5.6%</b>	<b>15.0%</b>		

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

El aumento de capacidad por la entrada en operación de la estación de compresión de La Sabana, el aumento de la capacidad contratada en firme, y los mayores volúmenes transportados han derivado en un incremento en las ventas por cargos de capacidad y cargos variables, especialmente por solicitudes de remitentes como ISAGEN, EPM y Termoemcali, para generación térmica durante el 2014. En consecuencia, los ingresos operacionales evidenciaron un crecimiento del 9.8% con respecto al mismo período del año anterior.

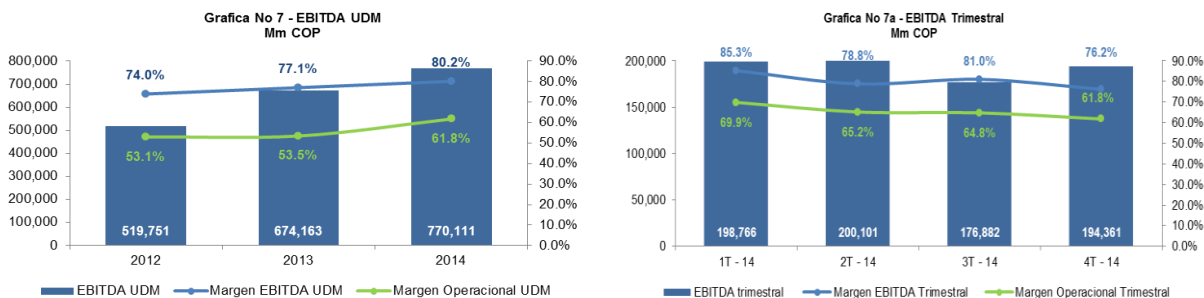
Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron 9.8%, debido principalmente a una disminución de COP 14,315 millones generadas por un evento extraordinario ocurrido en 2013 en el cual se reclasificaron valores de inversión en estudios y proyectos del proyecto de expansión Cusiana – Apiay San Fernando al costo por un monto de COP 12,089 millones en razón a que la ejecución de proyecto finalmente nunca se dio. De cara a los costos de bienes y servicios se presentó una disminución de COP 2,075 millones relacionada principalmente por menores erogaciones en compras de gas combustible para las compresoras, la razón principal de esta disminución fue la negociación de unas mejores condiciones en los contratos de suministro del combustible en los cuales el precio por MBTU bajó en 2014 frente a 2013. Asociado a órdenes y contratos de mantenimiento y reparación, se presentó una disminución de COP 10,303 millones, la cual se explica

<sup>1</sup> TGI realizó un cierre de estados financieros al 31 de agosto de 2014, con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En este informe se presentan resultados acumulados para el periodo de 12 meses desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2014, únicamente para fines comparativos frente al mismo período de 2013.

principalmente por una menor ejecución de temas relacionados con el mantenimiento del derecho de vía (geotecnia), temas de integridad relacionados con reparación de cambio de revestimiento, se requirieron menores mantenimientos horarios de las estaciones compresoras.

En lo que respecta a las depreciaciones, amortizaciones y provisiones del costo, se mantuvieron en niveles similares a los del 2013. No obstante, las relacionadas con los gastos administrativos disminuyeron considerablemente (COP 31,574 millones que representan un 46% menos) en razón a que en el año 2013 se realizó un avalúo técnico con el fin de establecer el estado, las condiciones, la ubicación y la valuación a precios razonables para actualizar y reflejar en los estados financieros de TGI el valor de los activos fijos y derechos en BOMT a precios de realización. Como resultado del avalúo, para el 2013 se generó una valorización por COP 286,067 millones en los activos fijos y una provisión por COP 51,504 millones en activos fijos y BOMT's, la provisión afectó las provisiones de gastos administrativos (Provisión de Propiedad, planta y equipo) del 2013, situación que no se dio en 2014.

En consecuencia, la utilidad operacional para este período creció 26.8% comparada con 2013. Como se mencionó anteriormente, la cuenta de depreciaciones, amortizaciones y provisiones presenta una reducción del 15.6%. El EBITDA acumulado creció 14.2%, con respecto al cierre de 2013, resultado de lo anteriormente explicado.



En lo que respecta a los rubros no operacionales, la utilidad (perdida) no operacional aumentó 160.4%, lo que generó un impacto negativo sobre el resultado final del período. La variación de tasa de cambio durante los últimos meses del año 2014, derivó en un incremento del gasto por diferencia en cambio por COP 311,465 millones, evidenciando una pérdida de COP 488,438 millones en 2014. Es importante destacar que estos registros sólo tienen efectos contables y no corresponde a erogaciones de efectivo.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre de 2014 presenta un decrecimiento de COP 232,649 millones comparado con la utilidad neta en 2013, finalizando para este año en una pérdida de COP 102,582 millones. Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor diríjase al anexo 7.

Finalmente, a partir de 2015, la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos. Adicionalmente, y de cara a la política contable de la compañía, en 2014 la Junta Directiva aprobó cambiar la moneda funcional al dólar, moneda en la cual se generan la mayoría de ingresos, las inversiones, el financiamiento y refleja adecuadamente los hechos económicos de la compañía.

### 3.2. Indicadores de deuda

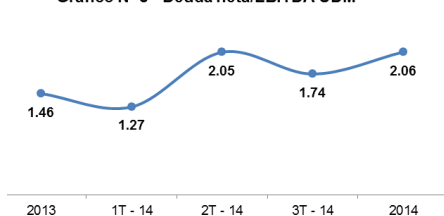
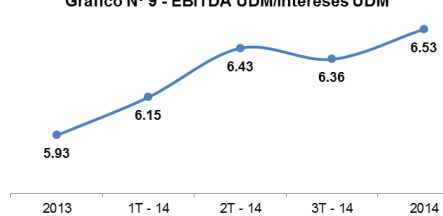
**Tabla N° 6- Indicadores de deuda**

	2014	2013	Unidad		
Deuda neta Senior (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	2.06	1.46	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	6.53	5.93	Veces		
Estructura de la deuda				Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales (4)	750	750	USD Mm	5.7	20-mar-2022
S&P - Sep 14: BBB-; estable					
Fitch – Oct 14: BBB; estable					
Moody's – Abr 14: Baa3; estable					
Subordinada (5)	370	370	USD Mm	6.125	21-Dic-2022

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Tabla N° 7 – Desagregación Deuda Neta**

	COP Millones		USD Millones	
	2014	2013	2014	2013
EBITDA UDM	770,111	674,163	383.2	358.7
Deuda Bruta	2,066,488	1,676,665	863.8	870.2
Efectivo e inver. Temporales	482,614	694,265	201.7	360.3
Deuda Neta	1,583,874	982,400	662.0	509.9
Gastos Financieros Netos UDM	117,867	113,695	49.3	59.0

**Gráfico N° 8 - Deuda neta/EBITDA UDM**

**Gráfico N° 9 - EBITDA UDM/Intereses UDM**


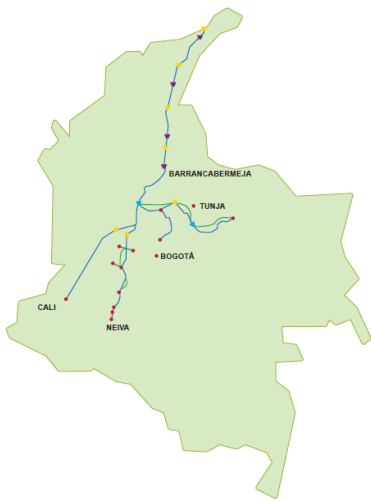
La compañía continúa cumpliendo con el indicador de apalancamiento senior neto estipulado en el *indenture* del bono emitido en 2012 con vencimiento en 2022, el cual sugiere una relación menor a 4.8x, aun así vale la pena recordar que el *covenant* asociado a este indicador se encuentra suspendido debido a que el bono TGI 2022 cuenta con calificación de grado de inversión por parte de las tres calificadoras de riesgo que le hacen seguimiento. La reducción del cupón lograda con la operación de manejo de deuda sobre los bonos internacionales en el 2012 y el crecimiento del EBITDA UDM, han permitido cumplir ampliamente con estas métricas.

Durante el segundo trimestre de 2014, TGI otorgó dos créditos intercompañía a su casa matriz EEB, por un valor de COP 400,000 millones, los cuales fueron repagados en su totalidad entre septiembre de 2014 a enero de 2015.



#### 4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado con un 49.1% de participación, al haber transportado 494 Mmpcd, lo que representa un incremento de 39.83 Mmpcd (+8.7%) frente a lo presentado en el año 2013. Se destaca el incremento en 7.6% del volumen transportado por todos los operadores del mercado transportador, reflejando el incremento en demanda del gas natural en todo el país.



**Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd**

	2014	Part. %	2013	Part. %
TGI	494.5	49.1	454.7	48.6
Promigas	364.3	36.1	341.3	36.4
Otros*	149.0	14.8	140.4	15.0
<b>Total</b>	<b>1,007.9</b>	<b>100.0</b>	<b>936.4</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

\*Industrias conectadas directamente al transporte

**Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados**

	2014	2013	Var %
Capacidad total - Mmpcd (1)	730.3	730.3	
Volumen transportado - Mmpcd (2)	494.5	454.7	8.7
Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3)	647.3	620.6	4.3
Factor de uso - % (4)	62.3	60.8	2.5
Disponibilidad - % (5)	99.9	100.0	-0.1
Pérdidas - % (6)	-	0.21	-100.0
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 período, el incremento de la capacidad contratada en firme se explica por la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. De igual forma, las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del 1% aceptado por el regulador.

**Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI**

Por Tramo – Mmpcd	Capacidad de Transporte	Volumen promedio transportado al 2014
Ballena – Barrancabermeja	260.0	77.7
Mariquita – Gualanday	15.0	16.1
Gualanday – Neiva	11.0	10.1
Cusiana – Porvenir	392.0	348.3
Cusiana – Apiay	29.5	29.9
Apiay – Usme	17.8	9.2
Morichal – Yopal	5.0	3.3
<b>TOTAL</b>	<b>730.3</b>	<b>494.5</b>

#### 5. INVERSIONES DE CAPITAL

**Tabla N° 11 - Capex**

	COP Millones		USD Millones	
	2014	2013	2014	2013
Inversión (1)	76,056	57,785	31.8	31.9
Mantenimiento (2)	10,454	6,182	4.4	3.2

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Tabla N° 12 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia**

	Estación La Sabana
Capex - USD mm	55
Esquema de financiación:	Recursos propios
Ampliación capacidad - Mmpcd	75
Nueva capacidad nominal - Mmpcd	215
Ejecución 4T 14 - %	96.65
Entrada en operación:	3T 14

**Estación de Compresión La Sabana:**

La construcción de la estación de compresión de gas natural La Sabana (ECGSB), que hace parte del proyecto de expansión del gasoducto del mismo nombre, presenta un avance del 96.65%. El 7 de julio la compañía dio inicio a la operación comercial de esta estación, para aumentar la capacidad de transporte del gasoducto de La Sabana de 140 Mmpcd a 215 Mmpcd y un pico esperado de 270 Mmpcd. La puesta en operación de la ECGSB representa una oportunidad para garantizar el suministro del servicio en los próximos años y la posibilidad de afianzar el desarrollo de la industria en la capital y el altiplano cundiboyacense. Las obras civiles continúan para finalizar completamente el proyecto.

**Cusiana Fase III:**

El proyecto Cusiana Fase III consiste en dar inicio al proceso de solicitud de ofertas para el suministro, transporte, nacionalización y puesta en operación de tres nuevas unidades de compresión de gas natural (Miraflores, Puente Guillermo y Vasconia). El proyecto permite ampliar la capacidad en 20 Mmpcd y comprende una inversión total de aproximadamente USD 32 millones. Se estima que la entrada en operación comercial se de en el cuarto trimestre de 2015.

## 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

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras 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. Balance y saldos de deuda son convertidos a la TRM del fin del periodo. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:

	4T 14	4T 13
oct-14	2,050.5	1,884.1
nov-14	2,206.2	1,931.9
dic-14	2,392.5	1,926.8

- ▶ 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 2014:

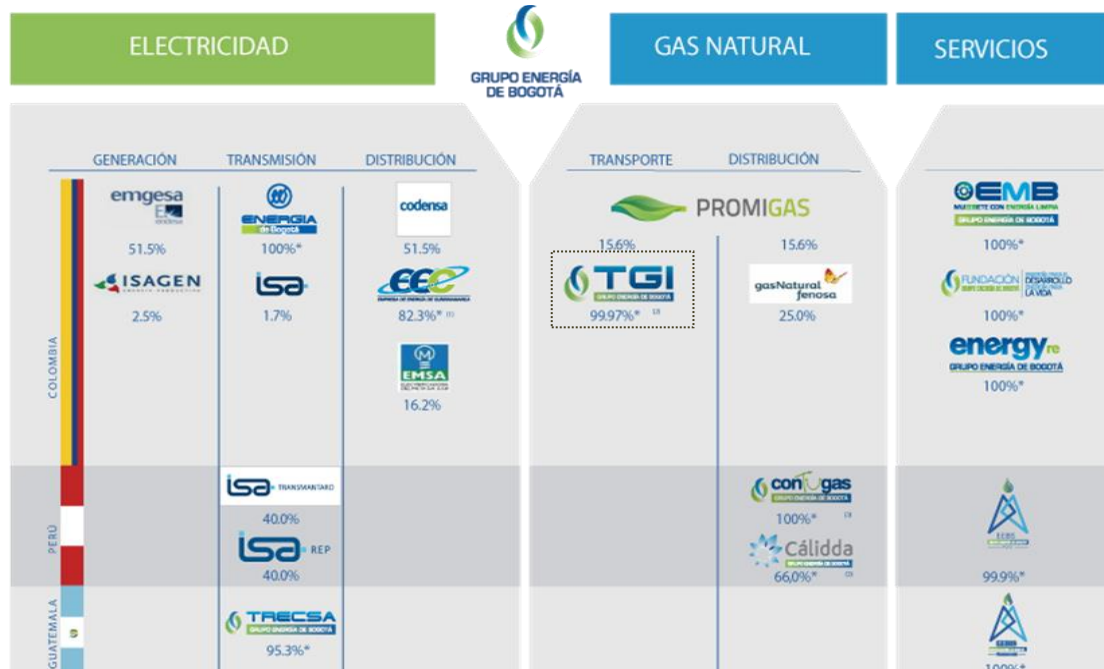
<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

### 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**



- ▶ 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 25% en la compañía peruana ConTugas -el restante 75% 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  $10^9$
- ▶ 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  $10^9$
- ▶ 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  $10^{12}$
- ▶ 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 Nº 3: Estructura contractual

- (1) Modalidad contractual que garantiza el transporte de un volumen máximo de gas durante un periodo de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser por capacidad y/o variable.
- (2) Modalidad contractual en la que el servicio de transporte puede ser interrumpido por cualquiera de las Partes por cualquier motivo sin dar lugar a ningún tipo de compensación de la parte que suspende el servicio.

[Volver al capítulo](#)

#### Pies de página tabla Nº 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) Los cargos ocasionales corresponden a un esquema que no genera la obligación de firmeza para el transportador. En otras palabras, el transportador tiene el derecho de interrumpirlos cuando, por ejemplo, ello sea necesario para atender contratos en firme.
- (5) 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..
- (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.

[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 perdidas 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 UDM**
**Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado<sup>2</sup>**

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	2014	2013	COP	%	2014	2013	USD	%
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>960,346</b>	<b>874,645</b>	<b>85,701</b>	<b>9.8</b>	<b>477.2</b>	<b>465.2</b>	<b>12.0</b>	<b>2.6</b>
<b>Costo de Ventas</b>	<b>-254,611</b>	<b>-271,508</b>	<b>16,897</b>	<b>-6.2</b>	<b>-126.1</b>	<b>-144.4</b>	<b>18.3</b>	<b>-12.6</b>
Operación y mantenimiento	-131,911	-150,799	18,888	-12.5	-65.0	-80.1	15.0	-18.8
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-122,700	-120,709	-1,991	1.6	-61.1	-64.3	3.2	-5.0
<b>Utilidad bruta</b>	<b>705,735</b>	<b>603,137</b>	<b>102,597</b>	<b>17.0</b>	<b>351.1</b>	<b>320.8</b>	<b>30.3</b>	<b>9.4</b>
<b>Gastos Admon. y Operacionales</b>	<b>-112,146</b>	<b>-135,080</b>	<b>22,934</b>	<b>-17.0</b>	<b>-54.5</b>	<b>-71.0</b>	<b>16.5</b>	<b>-23.3</b>
Personal y servicios generales	-58,324	-49,684	-8,641	17.4	-29.0	-26.4	-2.6	9.9
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-37,109	-68,683	31,574	-46.0	-17.2	-35.8	18.6	-51.9
Impuesto al Patrimonio	-16,713	-16,713	0	0.0	-8.3	-8.9	0.6	-6.3
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>593,588</b>	<b>468,057</b>	<b>125,531</b>	<b>26.8</b>	<b>296.6</b>	<b>249.8</b>	<b>46.8</b>	<b>18.7</b>
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>45,880</b>	<b>70,539</b>	<b>-24,659</b>	<b>-35.0</b>	<b>21.9</b>	<b>37.0</b>	<b>-15.1</b>	<b>-40.8</b>
Financieros (1)	29,993	18,461	11,532	62.5	14.9	9.8	5.1	52.0
Diferencia en cambio (2)	0	0	0		0.0	0.0	0.0	
Valoración coberturas (3)	10,664	0	10,664		4.6	0.0	4.6	
Otros	5,223	52,078	-46,855	-90.0	2.4	27.2	-24.8	-91.3
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>-706,461</b>	<b>-324,219</b>	<b>-382,242</b>	<b>117.9</b>	<b>-320.8</b>	<b>-172.2</b>	<b>-148.6</b>	<b>86.3</b>
Financieros (4)	-172,083	-141,610	-30,473	21.5	-84.4	-75.4	-9.0	11.9
Diferencia en cambio (5)	-488,438	-176,974	-311,465	176.0	-216.5	-93.5	-123.0	131.5
Valoración coberturas (6)	-44,192	-4,162	-40,031	961.9	-19.0	-2.5	-16.5	666.3
Otros	-1,748	-1,474	-274	18.6	-0.9	-0.8	-0.1	12.8
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>-66,993</b>	<b>214,377</b>	<b>-281,370</b>	<b>-131.3</b>	<b>-2.3</b>	<b>114.7</b>	<b>-116.9</b>	<b>-102.0</b>
Impuesto de renta	-35,589	-84,310	48,721	-57.8	-24.6	-44.7	20.1	-45.0
<b>Utilidad neta</b>	<b>-102,582</b>	<b>130,067</b>	<b>-232,649</b>	<b>-178.9</b>	<b>-26.8</b>	<b>69.9</b>	<b>-96.8</b>	<b>-138.4</b>

- (1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.
- (2) Refleja el impacto de la revaluación sobre la valoración en pesos de los activos y pasivos en moneda extranjera
- (3) 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.
- (4) Son los gastos financieros relacionados con la deuda de la compañía.
- (5) Refleja el impacto de la devaluación sobre la valoración en pesos de los activos y pasivos en moneda extranjera
- (6) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por la compañía

**Tabla N° 14 – Desagregación EBITDA UDM**

COP MM	1T - 14	2T - 14	3T - 14	4T - 14
Utilidad operacional UDM	505,191	526,623	518,086	593,588
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones UDM	204,461	214,588	215,832	176,522
<b>EBITDA UDM</b>	<b>709,652</b>	<b>741,211</b>	<b>733,918</b>	<b>770,111</b>
<b>Margen EBITDA UDM</b>	<b>78.7%</b>	<b>78.9%</b>	<b>78.8%</b>	<b>80.2%</b>
Ingresos Trimestrales	233,089	253,792	218,355	255,109
(-)Costos de operación y manten. Trimestral	54,955	67,120	59,767	72,769
(-)Gastos de personal y serv. general Trimestral	15,313	32,142	19,142	45,550
(+)Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	4,178	4,178
(+)Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	31,767	41,392	33,258	53,392
<b>EBITDA trimestral</b>	<b>198,767</b>	<b>200,100</b>	<b>176,882</b>	<b>194,361</b>
<b>Margen EBITDA Trimestral</b>	<b>85.3%</b>	<b>78.8%</b>	<b>81.0%</b>	<b>76.2%</b>

<sup>2</sup> TGI realizó un cierre de estados financieros al 31 de agosto de 2014, con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En este informe se presentan resultados acumulados para el periodo de 12 meses desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2014, únicamente para fines comparativos frente al mismo periodo de 2013.



**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 7 años.</li> <li>▪ Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB(Fitch) / BBB(S&amp;P) ; AAA local.</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 11 años.</li> <li>▪ Rating: 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 7 años.</li> <li>▪ Rating: Local AAA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Residencial.</li> <li>▪ Industrias.</li> <li>▪ Gas natural para vehículos.</li> <li>▪ 937 mil 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 7 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>▪ 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 7 años.</li> <li>▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB- (Fitch); 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.