

Bogotá D.C., 30 de Octubre de 2014



## 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 3T 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 .....	7
4.	DESEMPEÑO OPERACIONAL.....	8
5.	INVERSIONES DE CAPITAL .....	8
6.	ANEXOS.....	10
	Anexo 1: Nota legal y aclaraciones .....	10
	Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 3T 14:.....	10
	Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB .....	10
	Anexo 4: Panorámica de TGI .....	11
	Anexo 5: Términos y definiciones .....	12
	Anexo 6: Notas al pie de los cuadros .....	12
	Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA UDM .....	14
	Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI.....	15

## 1. RESUMEN EJECUTIVO Y HECHOS RELEVANTES

### 1.1. El mercado del gas natural en Colombia

**Tabla N° 1 - Demanda de gas natural en Colombia**

<b>Demanda (GBTUD)</b>	<b>Al 3T 14*</b>	<b>Al 3T 13*</b>	<b>Var. %</b>
Termoeléctrico	337.3	325.3	3.7
Residencial - comercial	163.9	163.6	0.2
Industrial – refinería	361.3	360.2	0.3
Vehicular – GNV	96.6	87.0	11.0
Petroquímico	22.5	22.1	1.5
<b>Otros Consumos</b>	<b>25.4</b>	<b>25.7</b>	<b>-1.2</b>
<b>Demanda interna</b>	<b>1,007.0</b>	<b>983.9</b>	<b>2.3</b>
Exportación	136.0	202.5	-32.8
<b>Total</b>	<b>1,143.0</b>	<b>1,186.4</b>	<b>-3.7</b>

Fuente: Concentra

\* Las cifras solo incluyen la información de Julio.

Las cifras de Agosto y Sept 2014 no están disponibles

La demanda interna de gas natural presentó un incremento del 2.3%, comparado con el mismo período de 2013. La principal causa del crecimiento de la demanda nacional fue el consumo vehicular -GNV- y termoeléctrico. En lo que respecta al consumo de GNV, su crecimiento se debe a que las empresas del sector han impulsado la conversión de vehículos de gasolina a gas natural. El consumo termoeléctrico experimentó un incremento del 3.7% debido principalmente a la moderada probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño para el tercer trimestre.

### 1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 3T 2014

**Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI<sup>1</sup>**

	<b>Al 3T 14</b>	<b>Al 3T 13</b>	<b>Var %</b>
Ingresos operacionales - COP millones	705,237	648,369	8.8%
Utilidad operacional - COP millones	456,798	406,769	12.3%
EBITDA Acumulado - COP millones	575,750	515,995	11.6%
EBITDA UDM - COP millones	733,918	650,612	12.8%
Utilidad neta - COP millones	157,793	112,530	40.2%
Volumen transportado – Mm pcd	487.4	446.4	9.2%
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	652.0	630.0	3.5%
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Sep. 14:	BBB-, estable		
Fitch - Oct. 14:	BBB, estable		
Moody's – Abr. 14:	Baa3, estable		

- ▶ El resultado operacional al cierre del trimestre muestra crecimiento del 12.3%, gracias al incremento de los ingresos operacionales, los cuales crecieron 8.8% al cierre del 3T 2014, comparado con el mismo período del año anterior. Adicional al esquema tarifario vigente, el cual se aplicó completamente a finales del primer trimestre de 2013, este incremento se debió principalmente al aumento del volumen transportado (+9.2%), al incremento de los contratos en firme (+3.5%) y a una disminución (-2.8%) de los costos y gastos operacionales.
- ▶ En lo que respecta a los resultados no operacionales, presentaron en conjunto una disminución del 20.1%. La diferencia en tipo de cambio, generada por la devaluación del peso colombiano y su impacto al reexpresar en moneda local la deuda de TGI, y el ingreso por valoración en operaciones de cobertura, representan las cuentas de mayor impacto durante el período. Como consecuencia de agregar los resultados anteriores, la utilidad neta de la compañía alcanzó COP 157,793 millones, lo cual representa un incremento de COP 45,263 millones comparado con el mismo período de 2013.

<sup>1</sup> TGI realizó un corte de cuentas al 31 de agosto-2014 con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En el presente informe se presentan resultados acumulados al 30 de septiembre de 2014, únicamente para fines de análisis.

### 1.3. Hechos relevantes

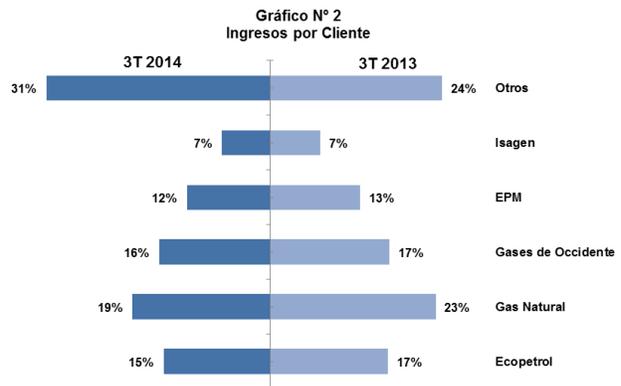
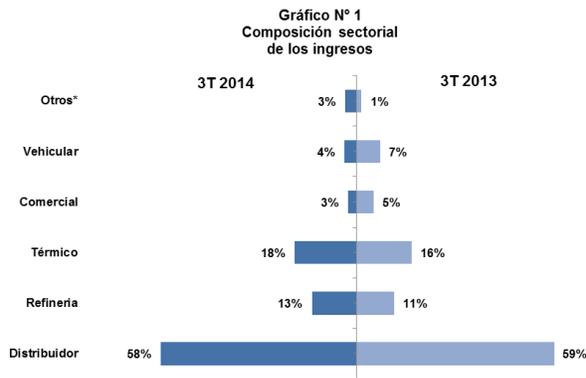
- ▶ El pasado 2 de julio, se cerró la transacción de compra del 31.92% de la compañía que estaba en titularidad de The Rohatyn Group (TRG) -antes CVCI-, mediante la compra del vehículo de propósito especial Inversiones en Energía Latino América Holdings, S.L.U., IELAH, domiciliado en España, a través del cual TRG mantenía su inversión en TGI. Finalizada la transacción, la participación directa e indirecta de EEB se incrementó al 99.97%.
- ▶ En sesión ordinaria llevada a cabo el 29 de octubre de 2014, la Asamblea General de Accionistas, aprobó el proyecto distribución de utilidades por valor de COP 516,532 Millones, correspondientes a la liberación de una reserva ocasional y al 100% de la utilidad distributable del período comprendido entre enero y agosto de 2014.
- ▶ La Junta Directiva autorizó modificaciones de tasa, plazo y periodicidad de pago a los créditos intercompañía realizados a la casa matriz EEB, extendiendo su vencimiento de 90 a 360 días, con intereses pagaderos de manera trimestral.
- ▶ La Junta Directiva aprobó la ejecución del proyecto de expansión Cusiana-Vasconia Fase III, el cual comprende el suministro, transporte, nacionalización y puesta en operación de tres nuevas unidades de compresión de gas natural (Miraflores, Puente Guillermo y Vasconia). El monto estimado de la inversión es de USD 31.6 millones.
- ▶ Se determinó que el proyecto de construcción del gasoducto Mariquita-Gualanday y el proyecto de bidireccionalidad del gasoducto Ballena-Barracabermeja no serán desarrollados, ya que a la fecha no hay suficientes remitentes que hagan viable su ejecución. En el evento que se desarrolle nueva demanda, se analizará de nuevo su implementación.
- ▶ El 15 de septiembre el Ing. Ricardo Roa renunció a su cargo como presidente de TGI, para asumir como presidente de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá. El Ing. David Riaño, quien se venía desempeñando como Gerente de Regulación, fue encargado temporalmente de la Presidencia de la compañía y el 24 de octubre de 2014 fue designado oficialmente por la Junta Directiva como Presidente, por un periodo de 2 años.
- ▶ En cuanto a calificación de la deuda, el 28 de agosto Standard & Poor's ratificó la calificación de deuda corporativa y de emisor en BBB-, perspectiva estable. Por su parte, el 24 de Octubre, Fitch Ratings elevó la calificación de deuda corporativa y de emisor de 'BBB-' a 'BBB', con perspectiva estable.
- ▶ En lo corrido del año, el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 487.4 Mmpcd, superando lo presupuestado inicialmente por la compañía en un 9%.
- ▶ TGI mantiene el primer lugar del mercado de transporte de gas natural, con un cuota del 48.2% al cierre del tercer trimestre de 2014, en términos de volumen transportado.

## 2. DESEMPEÑO COMERCIAL

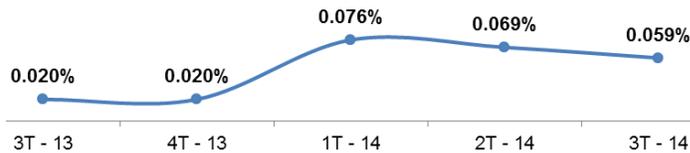
### 2.1. Ventas por sector

El sector distribuidor, el cual incluye el consumo residencial, continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía. Se destaca el crecimiento del sector de refinerías y el térmico, finalizado con una participación del 13% y 18% respectivamente. Este último, tiene una gran dependencia de las condiciones climáticas que se presentan en el país o cuando la transmisión de electricidad se ve afectada. Para este trimestre, la generación térmica presentó un consumo promedio diario de 63.3 mmpcd, cantidad significativamente menor a la presentada durante el segundo trimestre de este año, que fue de 106 mmpcd.

Las participaciones de los remitentes en las ventas no experimentaron cambios relevantes durante el período, de tal forma que Gas Natural, Gases de Occidente, Ecopetrol, EPM e Isagen continúan siendo, en ese orden, los principales clientes de TGI, pero el total de su participación en los ingresos operacionales de la empresa bajó de 76% a 69%, mostrando una menor dependencia de TGI frente a sus mayores clientes.



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



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada durante el tercer trimestre de 2014, permitió obtener un índice de morosidad del 0.059% 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 suficientemente bajo, sin producir impactos relevantes en el flujo de caja de la compañía.

## 2.2. Estructura contractual

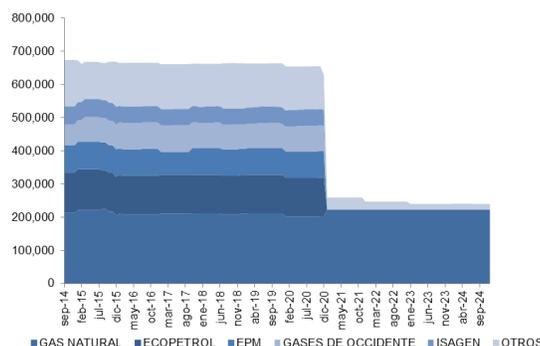
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad. Por esta razón, el 100% de sus contratos son en firme y están contratados bajo una pareja de cargos compuesta en promedio por 90% fijos y 10% variables. Al finalizar el trimestre, la capacidad total contratada en firme es de 652 Mmpcd, que corresponde al 89.3% de la capacidad disponible.

**Tabla N° 3 - Estructura contractual**

Tipo de contrato	Al 3T 14			Al 3T 13		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	784	652	8.02	77	630.0	8.3
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Gráfico No. 4 - TGI Contratos Vida Remanente**



Durante los últimos doce meses, 13 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 del mismo remitente. Por otra parte, a la fecha se encuentran 784 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. 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 la cual 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

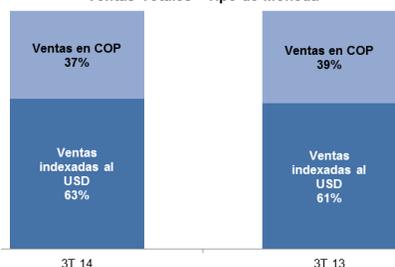
Al cierre del tercer trimestre de 2014, el 82.8% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme; por lo tanto, sólo el 19.2% de los ingresos restantes se podría afectar por eventuales fluctuaciones en la demanda.

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

	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	3T 14	3T 13	COP	%	3T 14	3T 13	USD	%
Ventas totales	705,237	648,369	56,868	8.8	361.7	347.0	4.7	4.2
Desagregación por tipo de moneda								
Ventas indexadas al USD (1)	444,283	395,787	48,496	12.3	228.0	211.7	6.3	7.7
Ventas en COP (1)	260,954	252,581	8,373	3.3	133.7	135.3	(1.6)	-1.2
Desagregación por tipo de cargo								
Ventas cargos capacidad y AO&M (2)	584,239	540,516	43,724	8.1	299.4	289.3	10.2	3.5
Ventas cargos variables (3)	80,709	69,291	11,418	16.5	41.6	37.1	4.6	12.3
Ventas cargos ocasionales (4)	28,919	27,659	1,260	4.6	14.9	14.8	0.1	0.6
Otros ingresos (5)	11,369	10,902	467	4.3	5.7	5.8	(0.1)	-1.8

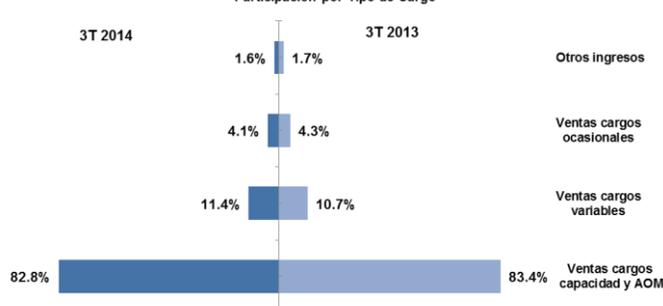
[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Grafica No. 5**  
**Ventas Totales - Tipo de Moneda**



El esquema tarifario vigente, el cual remunera la inversión y está indexado al dólar, ha beneficiado los ingresos de la compañía. En pesos colombianos las ventas indexadas al dólar presentaron un incremento del 12.3% en comparación con el mismo período del 2013, un incremento de 7.7% expresadas en dólares, y representan a la fecha el 63% de las ventas totales de TGI. Finalmente se destaca el incremento del 16.5% por concepto de cargos variables, a razón al mayor volumen transportado, especialmente durante el segundo trimestre del año.

**Gráfico N° 6**  
**Participación por Tipo de Cargo**



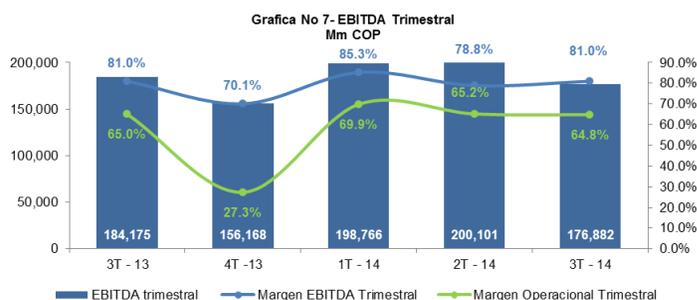
En cuanto a la composición por tipo de cargo, las ventas correspondientes a los cargos de capacidad y AOM que representan el 82.8% del total de ventas de la compañía, no presentaron cambios significativos en comparación con el mismo período de 2013. De igual forma se evidencia un leve incremento de la participación de los ingresos

por cargos variables por efecto del mayor consumo térmico en el 2T2014, aunque en los últimos meses las condiciones climáticas han mejorado y se ha reducido notablemente la expectativa de ocurrencia de un “fenómeno del niño”, según el IDEAM.

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

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	3T 14	3T 13	COP	%	3T 14	3T 13	USD	%
<b>Ingresos Operacionales</b>	<b>705,237</b>	<b>648,369</b>	<b>56,868</b>	<b>8.8</b>	<b>361.7</b>	<b>347.0</b>	<b>14.7</b>	<b>4.2</b>
Costos y Gastos Operacionales	-248,439	-241,600	-6,839	2.8	-127.9	-129.5	1.5	-1.2
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>456,798</b>	<b>406,769</b>	<b>50,029</b>	<b>12.3</b>	<b>233.8</b>	<b>217</b>	<b>16.3</b>	<b>7.5</b>
<b>Margen Operacional %</b>	<b>64.8%</b>	<b>62.7%</b>			<b>64.6%</b>	<b>62.7%</b>		
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	106,417	96,691	9,726	10.1	54.8	51.8	3.0	5.7
Impuesto al Patrimonio	-12,535	-12,535	0	0.0	-6.4	-6.7	0.3	-4.0
<b>EBITDA Acumulado</b>	<b>575,750</b>	<b>515,995</b>	<b>59,755</b>	<b>11.6</b>	<b>295.0</b>	<b>276.0</b>	<b>19.0</b>	<b>6.9</b>
<b>Margen EBITDA %</b>	<b>81.6%</b>	<b>79.6%</b>			<b>81.6%</b>	<b>79.5%</b>		
Utilidad/(pérdida) No Operacional	-198,027	-247,950	49,923	-20.1	-96.4	-132.5	36.0	-27.2
Impuesto de renta	-100,978	-46,289	-54,689	118.1	-53.0	-24.6	-28.4	115.4
<b>Utilidad neta</b>	<b>157,793</b>	<b>112,530</b>	<b>45,263</b>	<b>40.2</b>	<b>84.4</b>	<b>60.4</b>	<b>23.9</b>	<b>39.6</b>
<b>Margen Neto %</b>	<b>22.4%</b>	<b>17.4%</b>			<b>23.3%</b>	<b>17.4%</b>		
<b>EBITDA UDM</b>	<b>733,918</b>	<b>650,612</b>	<b>83,306</b>	<b>7.8</b>	<b>377.7</b>	<b>350.5</b>	<b>27.2</b>	<b>7.8</b>
<b>Margen EBITDA UDM</b>	<b>78.8%</b>	<b>78.0%</b>			<b>78.7%</b>	<b>77.9%</b>		

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



El aumento de capacidad por la entrada en operación de Cusiana Fase II, el esquema tarifario vigente, nuevas contrataciones adicionales de remitentes, 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 los últimos trimestres. En consecuencia, los ingresos operacionales evidenciaron un crecimiento del 8.8% con respecto al mismo período del año anterior.

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron 2.8%, debido principalmente a una reducción de los costos de gas combustible, a la disminución en los costos de personal y gastos administrativos, y a la reducción de los costos de materiales y suministros. En consecuencia, la utilidad operacional para este período creció 12.3% comparada con el cierre del mismo trimestre de 2013. El incremento de la cuenta de depreciaciones, amortizaciones y provisiones es resultado de la contabilización de provisiones para contingencias judiciales. El EBITDA acumulado creció 11.6%, resultado de lo anteriormente explicado.

En cuanto al resultado no operacional, presenta una disminución del 20.1%, lo que generó un impacto positivo sobre el resultado final del período, debido a que la variación de la tasa de cambio al 30 de septiembre de 2014 fue menor en el presente año, que en el mismo periodo del año 2013, de tal forma que el efecto de la diferencia en cambio, generado al expresar en moneda local la deuda denominada en dólares, presentó un menor gasto por este concepto de COP 52,179 millones. Es importante destacar que estos registros sólo tienen efectos contables y no corresponden a erogaciones de efectivo.

<sup>2</sup> TGI realizó un corte de cuentas al 31 de agosto-2014 con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En el presente informe se presentan resultados acumulados al 30 de septiembre de 2014, únicamente para fines de análisis.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre de septiembre de 2014 presenta un incremento de COP 45,263 millones comparado con el mismo período de 2013, finalizando para este trimestre en COP 157,793 millones, correspondiente a un margen neto del 22.4%. Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor diríjase al anexo 7.

### 3.2. Indicadores de deuda

**Tabla N° 6- Indicadores de deuda**

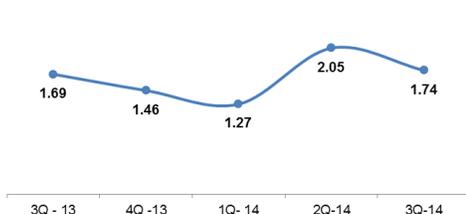
	Al 3T 14	Al 3T 13	Unidad	Cupón (%)	Vencimiento
Deuda neta Senior (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	1.74	1.69	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	6.36	5.93	Veces		
<b>Estructura de la deuda</b>					
Senior - bonos Internacionales (4)	750	750	USD Mm	5.7	20-mar-2022
S&P - may 14: BBB-; estable Fitch - Abr 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](#)

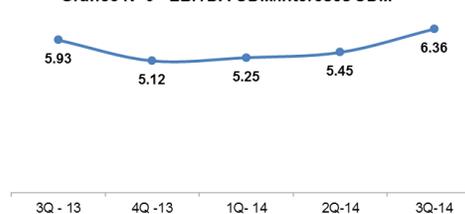
**Tabla N° 7 - Desagregación**

	COP Millones		USD Millones	
	Al 3T 14	Al 3T 13	Al 3T 14	Al 3T 13
EBITDA UDM	733,918	650,612	377.7	350.5
Deuda Bruta	1,753,437	1,659,008	864.4	866.5
Efectivo e inver. Temporales	476,929	561,886	235.1	293.5
Deuda Neta	1,276,507	1,097,122	629.3	573.0
Gastos Financieros Netos UDM	115,354	109,717	68.8	65.5

**Gráfico N° 8 - Deuda neta/EBITDA UDM<sup>(1)</sup>**



**Gráfico N° 9 - EBITDA UDM/Intereses UDM<sup>(1)</sup>**



La compañía continúa cumpliendo con el indicador de apalancamiento senior neto formulado en la emisión del bono TGI 2022, con el cual se busca mantener una relación menor a 4.8x. No obstante, los *covenants* asociados a este indicador se encuentran suspendidos 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 acumulado y UDM, han permitido cumplir ampliamente con estas métricas.

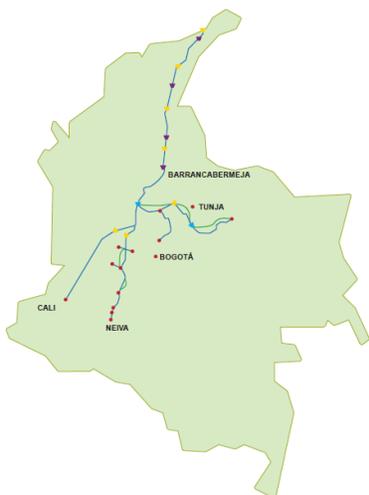
Durante el segundo trimestre de 2014, TGI otorgó tres créditos intercompañía a su casa matriz EEB, por un valor de COP 400,000 millones, dos (2) de los cuales tienen un plazo de 90 días para su pago a una tasa de DTF+1% (COP 300,000 millones) y uno (1) con vencimiento a un año a la misma tasa indicada (COP 100,000 millones). Por decisión de junta directiva en sesión ordinaria del 20 de agosto de 2014, en los dos primeros créditos se modificó el vencimiento pactado inicialmente al pasar de 90 hasta un máximo de 360 días. Adicionalmente, para los tres créditos desembolsados en pesos colombianos, se modificó la periodicidad de pago de intereses de mensual vencido a trimestral vencido.

Finalmente, TGI otorgó un crédito intercompañía a la filial de EEB, Transportadora de Gas Iberoamericana S.L.U. (TGISL), vehículo de propósito especial domiciliado en España, por la suma de USD 129 millones a una tasa de

Libor + 1%. Este crédito fue repagado en su totalidad con recursos de un crédito sindicado a largo plazo con la banca internacional, en cabeza de TGISL, hoy fusionado en IELAH.

#### 4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural con un 48.2% de participación de mercado, 0.6 puntos porcentuales por encima de lo obtenido el mismo período de 2013. Al tercer trimestre de 2014 el volumen transportado por la compañía creció un 9.2% con respecto al mismo período del año anterior. Se destaca el incremento en 8.5% 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**

	3T 14	Part. %	3T 13	Part. %
TGI	486.6	48.2	446.4	47.6
Promigas	371.8	36.8	352.7	37.6
Otros*	151.1	15.0	139.2	14.8
<b>Total</b>	<b>1,009.5</b>	<b>100.0</b>	<b>938.4</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

\*Industrias conectadas directamente al transporte

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

	Al 3T 14	Al 3T 13	Var %
Capacidad total - mmpcd (1)	730.3	730.3	0.0
Volumen transportado - mmpcd (2)	487.4	446.4	9.2
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	652.0	630.0	3.7
Factor de uso - % (4)	62.5	60.3	3.7
Disponibilidad - % (5)	100.0	100.0	0.0
Pérdidas - % (6)	0.0	0.24	-100.0
Longitud gasoductos - Km	3,957.0	3,957.3	0.0
Longitud gasoductos – Mi	2,459.0	2,458.8	0.0

[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 nivel máximo de 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 3T 14
Ballena – Barrancabermeja	260.0	78.6
Mariquita – Gualanday	15.0	15.0
Gualanday – Neiva	11.0	9.5
Cusiana – Porvenir	392.0	334.7
Cusiana – Apiay	29.5	31.8
Apiay – Usme	17.8	15.8
Morichal – Yopal	5.0	1.9
<b>TOTAL</b>	<b>730.3</b>	<b>487.4</b>

#### 5. INVERSIONES DE CAPITAL

**Tabla N° 11 - Capex**

	COP Millones		USD Millones	
	Al 3T 14	Al 3T 13	Al 3T 14	Al 3T 13
Inversión (1)	56,305	49,943	27.8	26.1
Mantenimiento (2)	6,859	3,962	3.4	2.1

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Tabla Nº 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 3T 14 - %	91.5
Entrada en operación:	3T 14

**Estación 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 91.5%. 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. El compresor No. 2 se puso en marcha el 11 de septiembre del presente año. Las obras civiles continúan para finalizar completamente el proyecto.

**Ampliación Cusiana - Apiay:**

La compañía se encuentra actualmente evaluando alternativas para viabilizar un proyecto de incremento de capacidad en el tramo Cusiana-Apiay, considerando que ECOPETROL manifestó no requerir capacidad de transporte de gas natural desde Cusiana hasta San Fernando. TGI ha venido presentando a sus principales clientes los proyectos de ampliaciones del sistema de transporte.

Se determinó que con una capacidad inferior a la inicialmente proyectada y sin la construcción del gasoducto a San Fernando, se podría implementar el proyecto. Actualmente se están negociando los términos en los que ECOPETROL participaría del mismo, contratando una capacidad que haría viable 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. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:

	3T 14	3T 13
jul-14	1,872.4	1,890.3
ago-14	1,918.6	1,935.4
sep-14	2,028.5	1,914.7

- ▶ 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 14:

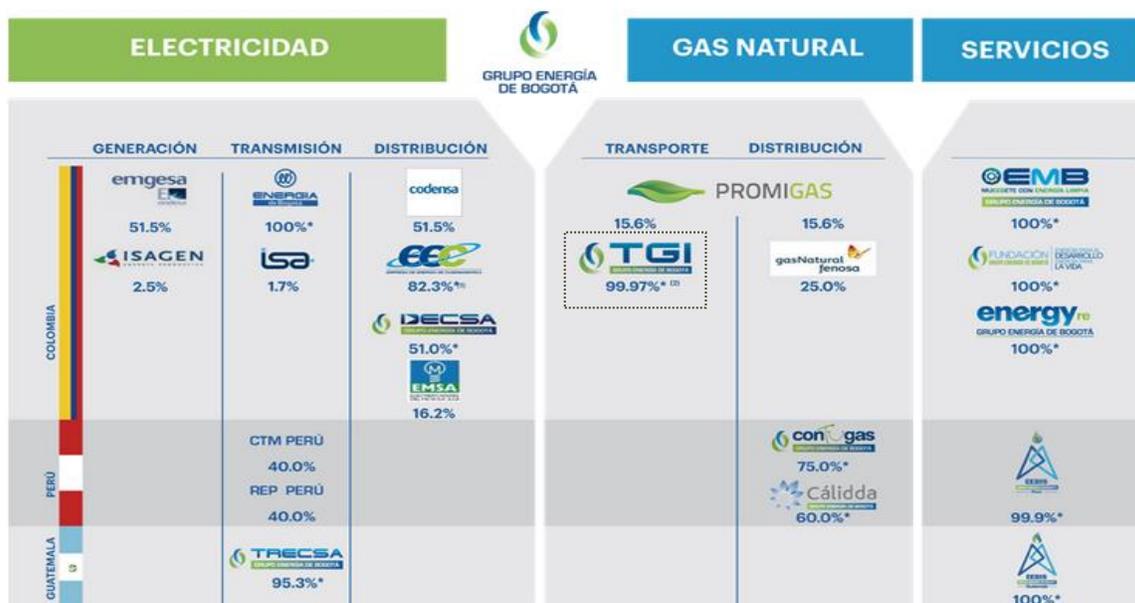
<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

### 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 – 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 americana.
- ▶ 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 EEB 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 corporativos en el mercado 144A por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia.

**Anexo 4: Panorámica de TGI**



\* Controladas por EEB  
 \* (1) EEB participa a través del Vehículo de Propósito Especial DECSA.  
 \* (2) EEB participa indirectamente a través de TGI España.

- ▶ 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 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-. ConTugas 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-. Este es un proyecto con un valor estimado de USD 346 mm.

### 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: Ultimos 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 entre de 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>3</sup>**

	COP Millones				USD Millones			
	3T 14	3T 13	COP	Var %	3T 14	3T 13	USD	Var %
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>705,237</b>	<b>648,369</b>	<b>56,868</b>	<b>8.8</b>	<b>361.7</b>	<b>347.0</b>	<b>14.7</b>	<b>4.2</b>
<b>Costo de Ventas</b>	<b>-181,842</b>	<b>-189,488</b>	<b>7,646</b>	<b>-4.0</b>	<b>-93.4</b>	<b>-101.6</b>	<b>8.2</b>	<b>-8.1</b>
Operación y mantenimiento	-90,116	-99,534	9,418	-9.5	-46.4	-53.4	7.0	-13.1
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-91,726	-89,954	-1,772	2.0	-47.0	-48.2	1.2	-2.4
<b>Utilidad bruta</b>	<b>523,395</b>	<b>458,880</b>	<b>64,514</b>	<b>14.1</b>	<b>268.3</b>	<b>245.4</b>	<b>22.9</b>	<b>9.3</b>
<b>Gastos Admon. y Operacionales</b>	<b>-66,597</b>	<b>-52,111</b>	<b>-14,485</b>	<b>27.8</b>	<b>-34.5</b>	<b>-27.9</b>	<b>-6.6</b>	<b>23.8</b>
Personal y servicios generales	-39,371	-32,839	-6,531	19.9	-20.4	-17.6	-2.8	15.7
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-14,691	-6,737	-7,954	118.1	-7.8	-3.6	-4.1	114.6
Impuesto al Patrimonio	-12,535	-12,535	0	0.0	-6.4	-6.7	0.3	-4.0
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>456,798</b>	<b>406,769</b>	<b>50,029</b>	<b>12.3</b>	<b>233.8</b>	<b>217.5</b>	<b>16.3</b>	<b>7.5</b>
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>27,542</b>	<b>17,627</b>	<b>9,916</b>	<b>56.3</b>	<b>14.0</b>	<b>9.5</b>	<b>4.5</b>	<b>47.2</b>
Financieros (1)	20,008	12,603	7,405	58.8	10.2	6.7	3.5	51.8
Diferencia en cambio (2)	0	0	0		0.0	0.0	0.0	
Valoración coberturas (3)	6,707	0	6,707		3.4	0.0	3.4	
Otros	826	5,023	-4,197	-83.5	0.5	2.8	-2.4	-83.9
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>-225,570</b>	<b>-265,577</b>	<b>40,007</b>	<b>-15.1</b>	<b>-110.5</b>	<b>-142.0</b>	<b>31.5</b>	<b>-22.2</b>
Financieros (4)	-113,289	-99,098	-14,190	14.3	-58.0	-53.1	-4.9	9.2
Diferencia en cambio (5)	-111,180	-163,360	52,179	-31.9	-51.9	-86.9	35.1	-40.4
Valoración coberturas (6)	0	-2,394	2,394	-100.0	0.0	-1.5	1.5	-100.0
Otros	-1,101	-724	-376	52.0	-0.6	-0.4	-0.2	51.5
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>258,771</b>	<b>158,819</b>	<b>99,952</b>	<b>62.9</b>	<b>137.3</b>	<b>85.0</b>	<b>52.3</b>	<b>61.5</b>
Impuesto de renta	-100,978	-46,289	-54,689	118.1	-53.0	-24.6	-28.4	115.4
<b>Utilidad neta</b>	<b>157,793</b>	<b>112,530</b>	<b>45,263</b>	<b>40.2</b>	<b>84.4</b>	<b>60.4</b>	<b>23.9</b>	<b>39.6</b>

(1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.

(2) Refleja el impacto de la revaluación del peso 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 para reducir el riesgo del pago del principal de su deuda en moneda extranjera por la devaluación del peso.

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

<b>COP MM</b>	<b>3T - 13</b>	<b>4T - 13</b>	<b>1T - 14</b>	<b>2T - 14</b>	<b>3T - 14</b>
Utilidad operacional UDM	496,914	468,057	505,191	526,623	518,086
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones UDM	153,698	206,106	204,461	214,588	215,832
<b>EBITDA UDM</b>	<b>650,612</b>	<b>674,163</b>	<b>709,652</b>	<b>741,211</b>	<b>733,918</b>
<b>Margen EBITDA UDM</b>	<b>79.6%</b>	<b>77.1%</b>	<b>78.7%</b>	<b>78.9%</b>	<b>78.8%</b>
Ingresos Trimestrales	226,684	226,277	233,089	253,792	218,355
(-)Costos de operación y manten. Trimestral	61,308	82,020	54,955	67,120	59,767
(-)Gastos de personal y serv. general Trimestral	17,394	82,969	15,313	32,142	19,142
(+)Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	4,178	4,178	4,178
(+)Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	32,014	92,702	31,767	41,392	33,258
<b>EBITDA trimestral</b>	<b>184,175</b>	<b>156,168</b>	<b>198,767</b>	<b>200,100</b>	<b>176,882</b>
<b>Margen EBITDA Trimestral</b>	<b>81.0%</b>	<b>70.1%</b>	<b>85.3%</b>	<b>78.8%</b>	<b>81.0%</b>

<sup>3</sup> TGI realizó un corte de cuentas al 31 de agosto-2014 con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En el presente informe se presentan resultados acumulados al 30 de septiembre de 2014, únicamente para fines de análisis.

**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 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 y 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 tercera 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 a l número de residencias servidas, no a la población, la cual podría ser aproximadamente cinco veces más grande.