

Bogotá D.C., 8 de Mayo 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 1T 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.....	7
5.	INVERSIONES DE CAPITAL .....	8
6.	ANEXOS.....	10
	Anexo 1: Nota legal y aclaraciones .....	10
	Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 1T 14:.....	10
	Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB .....	10
	Anexo 4: Panorámica de TGI .....	11
	Anexo 5: Términos y definiciones .....	11
	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 1T 14*</b>	<b>Al 1T 13</b>	<b>Var. %</b>
Termoeléctrico	338.5	286.8	18.0
Residencial - comercial	192.9	191.7	0.6
Industrial – refinería	408.2	428.1	-4.7
Vehicular – GNV	110.4	84.8	30.2
Petroquímico	22.2	22.8	-2.5
<b>Otros Consumos</b>	25.4	25.4	0.1
<b>Demanda interna</b>	<b>1,097.5</b>	<b>1,039.7</b>	5.6
Exportación	N.D	192.2	
<b>Total</b>	<b>1,097.5</b>	<b>1,231.9</b>	-10.9

Fuente: Concentra

\* Las cifras solo incluyen enero y febrero.

La demanda interna de gas natural durante los primeros meses del 2014 tuvo un incremento del 5.6%, comparado con el mismo período de 2013, consolidando a este energético como uno de los de mayor crecimiento y dinamismo en el país. Las dos principales causas del crecimiento de la demanda nacional fueron el consumo termoeléctrico y el mayor consumo de GNV. El consumo termoeléctrico experimentó un incremento del 18%, debido principalmente a las condiciones de hidrología para este periodo de tiempo. Respecto al consumo de GNV, tuvo un crecimiento del 30.2% debido a las políticas promocionales de las diferentes empresas del sector, para impulsar la conversión de vehículos de gasolina a gas natural.

### 1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 1T 2014

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

	<b>Al 1T 14</b>	<b>Al 1T 13</b>	<b>Var %</b>
Ingresos operacionales - COP millones	233,089	205,662	13.3
Utilidad operacional - COP millones	162,822	125,688	29.5
EBITDA Acumulado - COP millones	198,767	163,278	21.7
EBITDA UDM - COP millones	709,652	555,833	27.7
Utilidad neta - COP millones	59,675	15,202	292.5
Volumen transportado – Mm pcd	469.1	426.3	10.0
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	646.0	622.0	3.9
Calificación crediticia internacional:			
S&P - may. 13:	BBB-	estable	
Fitch - nov.13:	BBB-	estable	
Moody's – mar. 12:	Baa3,	estable	

- ▶ Los ingresos operacionales durante el primer trimestre de 2014, presentaron un incremento del 13.3% comparado con el mismo periodo 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 a:
  - ▶ El aumento del volumen transportado, el cual creció 10% con respecto al primer trimestre de 2013.
  - ▶ Incremento de los contratos en firme. Al cierre del trimestre se firmaron 20 contratos más que lo reportado en el mismo periodo del año anterior que incrementaron el volumen total contratado en 24 MPCD. Este volumen contratado representa un 3.3% de la capacidad disponible del sistema (excluyendo la capacidad que TGI requiere para sus operaciones). La variación en el número de contratos 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.

<sup>1</sup> Para efectos de la conversión a dólares, las TRM correspondientes son: COP 2,008.26 para Enero 31; COP 2,054.9 para Febrero 28; COP 1,965.32 para Marzo 31.

- ▶ Comparado con el trimestre anterior, al cierre de marzo de 2014 la utilidad operacional creció 29.5%, por encima de los ingresos operacionales. Éste incremento se debe a que los costos y gastos operacionales presentaron una disminución del 12.1%, debido principalmente a la reducción de los servicios de personal y servicios generales y a los costos de gas combustible.
- ▶ En cuanto a los rubros no operacionales, los ingresos percibidos por la valoración de operaciones de cobertura y la disminución de la pérdida por diferencia en tipo de cambio, cuyo efecto es únicamente contable más no en caja, representan las cuentas de mayor impacto durante el periodo. En consecuencia la utilidad neta de la compañía se incrementó en 292.5% comparado con el mismo periodo de 2013.

### 1.3. Hechos relevantes

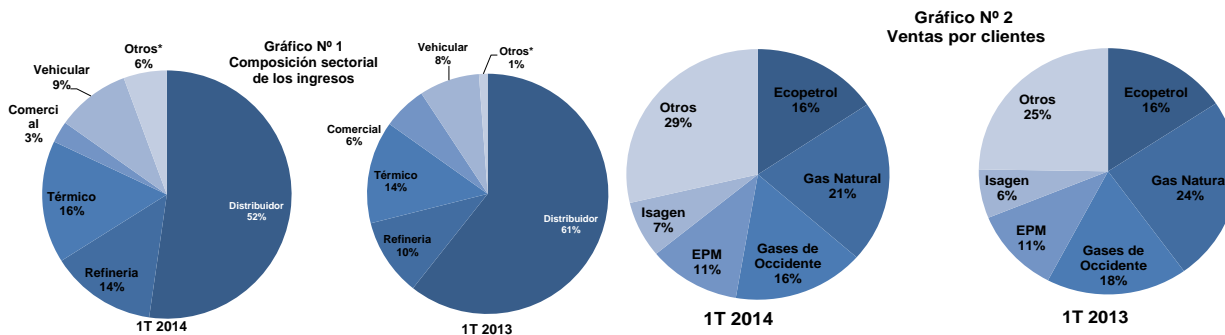
- ▶ En enero de 2014 la Junta Directiva ratificó al Presidente de la compañía, Ing. Ricardo Roa, por el periodo comprendido entre el 25 de febrero de 2014 y el 25 de febrero de 2016.
- ▶ En enero de 2013 la Junta Directiva aprobó evaluar la adquisición de una participación en Transportadora de Gas del Perú, TGP, compañía transportadora de gas natural y de líquidos en Perú. Luego de analizar diferentes alternativas, en octubre de 2013 la Junta Directiva autorizó presentar una oferta vinculante por el 23.6% de TGP y el 100% de COGA, esta última es la empresa que opera y mantiene la infraestructura de TGP. La oferta fue presentada el 15 de enero de 2014 y el 21 de febrero TGI recibió comunicación escrita por parte de Tecpetrol International S.A. sobre el derecho de adquisición preferente del que hicieron uso los accionistas de TGP, razón por la cual TGI no pudo llevar a cabo la adquisición
- ▶ En febrero de 2014 la Junta Directiva aprobó el proyecto de expansión Cusiana Fase III, la cual comprende 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). La viabilidad del proyecto depende de la acogida final por parte de los remitentes.
- ▶ El 25 de marzo la Empresa de Energía de Bogotá - EEB presentó una oferta vinculante de compra del 31.92% de la compañía, que está en manos The Rohatyn Group (anteriormente Citi Venture Capital - CVCI) por un monto de US\$880 millones. Dicha oferta fue aceptada el 3 de abril. Al momento de la transacción EEB poseía el 68,05% de la compañía, por lo que una vez que cierre la transacción, la participación incrementará al 99.97%.
- ▶ La Asamblea General de Accionistas, aprobó el proyecto distribución de utilidades por aproximadamente COP 130,000 Millones (el 100% de las utilidades del 2013), los cuales fueron pagados el 24 de abril a los accionistas minoritarios y se pagará el 26 de mayo al accionista mayoritario
- ▶ En lo corrido del año, el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 469.1 Mmpcd, superando lo presupuestado inicialmente por la compañía.
- ▶ TGI mantiene un cuota de mercado del 48.2% al cierre del primer trimestre de 2014.
- ▶ La compañía está ejecutando proyectos importantes de expansión en su infraestructura como la estación compresora La Sabana, localizada en Cajicá, Cundinamarca.

## 2. DESEMPEÑO COMERCIAL

### 2.1. Ventas por sector

El sector distribuidor, el cual incluye el sector residencial, continúa siendo el principal sector que genera ingresos para la compañía. Se destaca el crecimiento del sector de refinerías y el térmico, finalizado con una participación del 14% y 16% respectivamente. El crecimiento del sector térmico se debió a una combinación de indisponibilidades de infraestructura energética y en mayor medida a pronósticos de tiempo seco, que obligaron al operador del mercado mayorista de energía, a despachar más generación térmica. Adicionalmente, debido a los atentados al oleoducto Caño Limón – Coveñas, situación que obliga a la parada del campo Gibraltar, el cual produce 30 mmpcd y abastece la ciudad de Bucaramanga y parcialmente a la refinería de Barrancabermeja, se ha requerido mayor cantidad de servicio de transporte durante los últimos dos meses del trimestre.

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 75% a 71%. La disminución en la participación del sector distribuidor (del 61% al 52%) se explica en la mayor parte por el castigo de la facturación por los delta cargos en un monto aproximado de US\$ 3,0 millones.



A la fecha, la compañía se encuentra en una resolución de controversias con tres remitentes térmicos, a causa de la nueva pareja de cargos establecida a inicios del año 2013. El índice de morosidad de cartera se mantiene por debajo del 0.1% sobre los ingresos facturados, lo cual beneficia el flujo de caja de TGI.

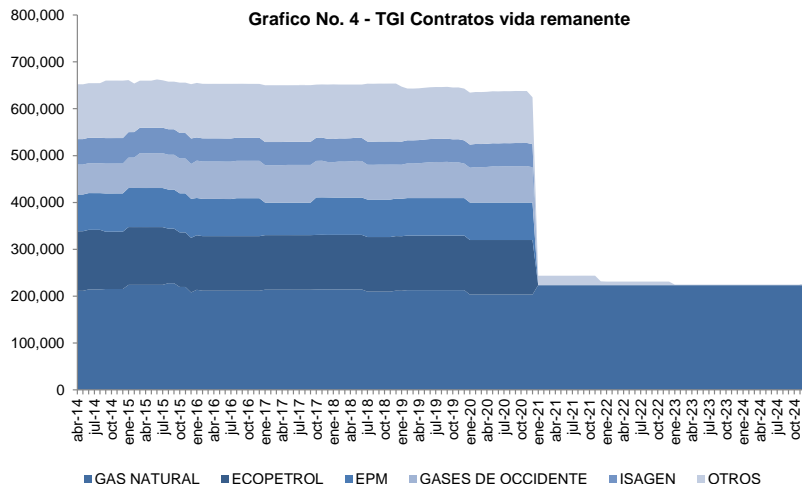
## 2.2. Estructura contractual

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 compuesta en promedio por 87% por cargos fijos y 13% por cargos variables. Al finalizar el trimestre la capacidad total contratada en firme es de 646 Mmpcd, que corresponde al 88% de la capacidad disponible para ser contratada.

**Tabla N° 3 - Estructura contractual**

Tipo de contrato	Al 1T 14			Al 1T 13		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	98	646	8.01	78	622	8.71
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



Durante los últimos doce meses terminaron su vigencia 12 contratos de transporte de gas natural, sin embargo el mercado atendido por éstos fue renovado en otros contratos o atendido a través de otros contratos del mismo remitente. Por otra parte, durante el mismo periodo, se suscribieron 239 contratos de transporte de gas natural en firme, entre los cuales se destacan remitentes como Dinagas, Alcanos, OP&S, Metrogas y Efigas.

### 3. DESEMPEÑO FINANCIERO

#### 3.1. Resultados financieros

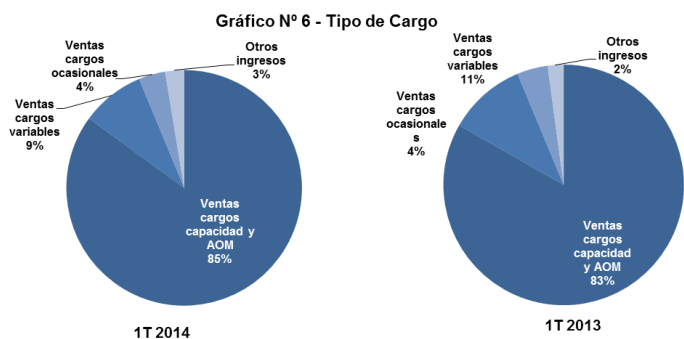
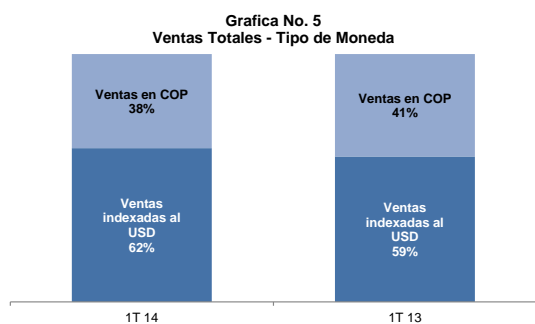
Al cierre del primer trimestre de 2014, el 85% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme, por lo tanto sólo el 15% de los ingresos restantes se podría afectar por eventuales fluctuaciones en la demanda.

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

	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	1T 14	1T 13	COP	%	1T 14	1T 13	USD	%
Ventas totales	233,089	205,662	27,427	13.3	116.0	113.7	2.2	2.0
Desagregación por tipo de moneda								
Ventas indexadas al USD (1)	144,507	120,685	23,822	19.7	71.9	66.7	5.2	7.8
Ventas en COP (1)	88,582	84,977	3,605	4.2	44.1	47.0	(3.0)	-6.3
Desagregación por tipo de cargo								
Ventas cargos capacidad y AO&M (2)	198,175	171,181	26,994	15.8	98.6	94.7	3.9	4.2
Ventas cargos variables (3)	20,359	21,573	(1,214)	-5.6	10.1	11.9	(1.8)	-14.8
Ventas cargos ocasionales (4)	8,495	8,510	(15)	-0.2	4.2	4.7	(0.5)	-10.4
Otros ingresos (5)	6,060	4,398	1,663	37.8	3.0	2.4	0.6	23.1

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

El esquema tarifario vigente, el cual remunera la inversión y está indexada al dólar, ha beneficiado los ingresos de la compañía. En pesos colombianos las ventas indexadas al dólar presentaron un incremento del 19.7% en comparación con el mismo periodo del 2013 (7.8% expresadas en dólares) y representan a la fecha el 62% de las ventas totales de TGI. Finalmente se destaca el incremento de otros ingresos del 37.8%, debido al cobro de los servicios de deshidratación del gas, que se presentaron en el mes de febrero.



En cuanto a la composición por tipo de cargo, las ventas correspondientes a los cargos de capacidad y AOM que representaban el 83%, pasaron al 85% del total de ventas de la compañía. El incremento de esta participación se explica por la negociación de la pareja de cargos con los remitentes bajo el esquema tarifario que entró en vigencia en el primer trimestre de 2013 y la firma de contratos en firme con nuevos remitentes.

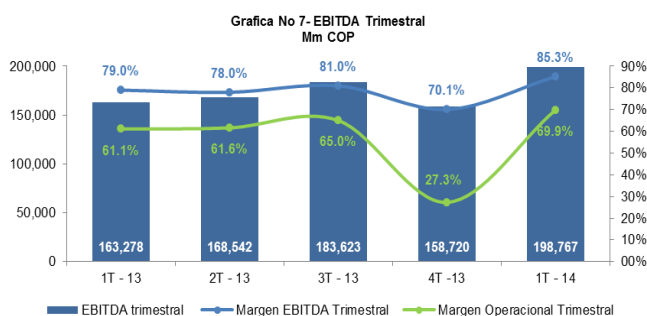
**Tabla N° 5 – Estado de resultados al 1T**

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	1T 14	1T 13	COP	%	1T 14	1T 13	USD	%
<b>Ingresos Operacionales</b>	<b>233,089</b>	<b>205,662</b>	<b>27,427</b>	<b>13.3</b>	<b>116.0</b>	<b>113.7</b>	<b>2.2</b>	<b>2.0</b>
Costos y Gastos Operacionales	70,268	79,974	(9,707)	-12.1	35.0	44.2	(9.3)	-20.9
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>162,822</b>	<b>125,688</b>	<b>37,134</b>	<b>29.5</b>	<b>81.0</b>	<b>70</b>	<b>11.5</b>	<b>16.5</b>
<b>Margen Operacional %</b>	<b>69.9%</b>	<b>61.1%</b>		<b>14.3</b>	<b>69.8%</b>	<b>61.1%</b>		<b>14.3</b>
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	31,767	33,412	(1,644)	-4.9	15.8	18.5	(2.7)	-14.4
Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	0	0.0	2.1	2.3	(0.2)	-9.3
<b>EBITDA Acumulado</b>	<b>198,767</b>	<b>163,278</b>	<b>35,489</b>	<b>21.7</b>	<b>98.9</b>	<b>90.3</b>	<b>8.6</b>	<b>9.5</b>
<b>Margen EBITDA %</b>	<b>85.3%</b>	<b>79.4%</b>		<b>7.4</b>	<b>85.3%</b>	<b>79.4%</b>		<b>7.4</b>
Utilidad/(pérdida) No Operacional	(67,007)	(98,650)	(31,643)	-32.1	(31.8)	(54.5)	(22.7)	-41.6
Impuesto de renta	36,140	11,836	24,303	205.3	18.3	6.5	11.8	181.6
<b>Utilidad neta</b>	<b>59,675</b>	<b>15,202</b>	<b>44,473</b>	<b>292.5</b>	<b>30.9</b>	<b>8.5</b>	<b>22.4</b>	<b>262.6</b>
<b>Margen Neto %</b>	<b>25.6%</b>	<b>7.4%</b>		<b>14.3</b>	<b>26.6%</b>	<b>7.5%</b>		<b>14.3</b>

<b>EBITDA UDM</b>	<b>709,652</b>	<b>555,833</b>	<b>153,819</b>	<b>19.2</b>	<b>367</b>	<b>308</b>	<b>59.2</b>	<b>19.2</b>
<b>Margen EBITDA UDM</b>	<b>78.7%</b>	<b>74.7%</b>		<b>5.2</b>	<b>78.6%</b>	<b>74.7%</b>		<b>5.2</b>

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



El aumento de capacidad por la entrada en operación de Cusiana Fase II y el esquema tarifario vigente, ha derivado desde 2013, en un incremento en las ventas por cargos de capacidad y cargos variables, especialmente este trimestre en el que hubo mayores volúmenes transportados de los remitentes Gas Natural y Ecopetrol. En consecuencia los ingresos operacionales tuvieron un crecimiento del 13.3% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron 12.1%, debido principalmente a una reducción de los costos de gas combustible, gracias a la negociación de nuevas tarifas; a la disminución en los costos de personal y gastos administrativos; y a la reducción de los costos de materiales y suministros (provisión de gas de OBA's). En consecuencia, la utilidad operacional para este periodo creció 29.5% comparada con el cierre del mismo trimestre de 2013. El EBITDA acumulado creció 21.7%, resultado de lo anteriormente explicado.

En cuanto a la utilidad no operacional, presenta una disminución del 32.1% en el gasto neto, lo que generó un impacto positivo sobre el resultado final del periodo. Las variaciones de la tasa de interés y la tasa de cambio, factores que afectan las curvas empleadas para la valoración de las coberturas, permitieron registrar un ingreso por este concepto durante el primer trimestre de 2014. Por su parte el gasto generado por diferencia en cambio, generado al expresar en moneda local la deuda denominada en dólares, presentó una disminución de COP 19,477 Millones. Es importante destacar que estos registros sólo tienen efectos contables y no corresponden a erogaciones de efectivo.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre de marzo de 2014 presenta un incremento de COP 44,473 millones comparado con el mismo periodo de 2013, finalizando para este trimestre en COP 59,675 millones, correspondiente a un margen neto del 25.6%. Para mayor detalle sobre los estados resultados dirijase al anexo 7.

### 3.2. Indicadores de deuda

**Tabla N° 6- Indicadores de deuda**

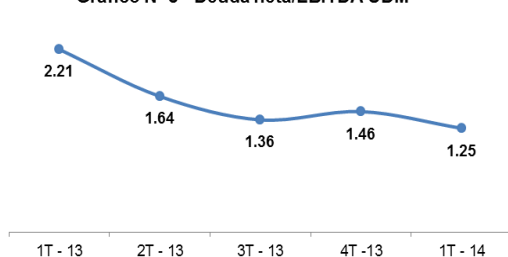
	Al 1T 14	Al 1T 13	Unidad	Tasa (%)	Vencimiento
Deuda neta (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	1.25	2.21	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	6.73	4.90	Veces		
Estructura de la deuda					
Senior - bonos Internacionales (4)	750	750	USD Mm	5.7	20-mar-2022
S&P - may 13: BBB-; estable					
Fitch - nov 13: BBB-; estable					
Moody's - mar 12: Baa3; estable					
Subordinada (5)	370	370	USD Mm	6.125	21-Dic-2022

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

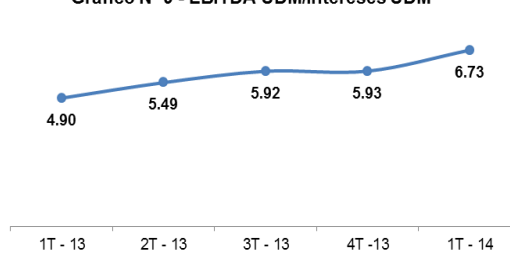
**Tabla N° 7 - Desagregación - USD Millones**

	Al 1T 14	Al 1T 13
EBITDA UDM	367.4	308.2
Deuda Bruta	885.5	869.3
Efectivo e inver. Temporales	420.5	199.0
Deuda Neta	465.0	670.3
Gastos Financieros Netos UDM	48.5	61.9

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



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



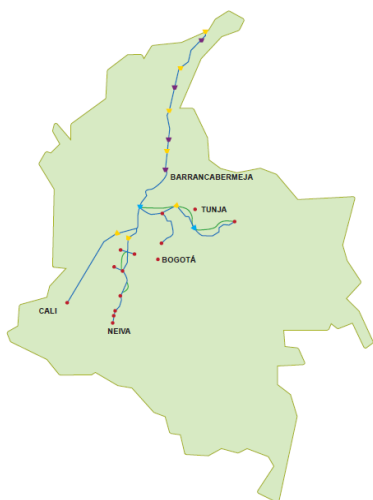
El buen desempeño de los indicadores de deuda y cobertura de intereses se debe a la reducción de las tasas de interés lograda con la operación de manejo de deuda sobre los bonos internacionales en el 2012 y al crecimiento del EBITDA acumulado y UDM.

Por lo anterior la compañía continúa cumpliendo ampliamente con el *covenant* de la emisión del bono, con el cual se busca mantener una relación de nivel de apalancamiento senior neta menor a 4.8x, demostrando igualmente la capacidad para cumplir con los gastos derivados de sus obligaciones financieras.

La deuda neta de la compañía refleja una disminución significativa del 30.6%, comparado con el mismo periodo del año anterior, debido al importante volumen de caja generado por la compañía.

## 4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural con un 48.2% de participación de mercado, 2.2% por encima de lo obtenido el mismo periodo de 2013. Al primer trimestre de 2014 el volumen transportado por la compañía creció un 10% con respecto al primer trimestre del año anterior. Por otro lado Promigas ha disminuido relativamente su participación y volumen en comparación con periodos anteriores. Se destaca el incremento en 10% del volumen transportado por los otros operadores del mercado transportador, reflejando el incremento en demanda de Gas Natural en todo el país.


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

	1T 14	Part. %	1T 13	Part. %
TGI	469.1	48.2%	426.3	46.0%
Promigas	359.4	37.0%	369.8	39.9%
Otros*	143.9	14.8%	130.6	14.1%
<b>Total</b>	<b>972.3</b>	<b>100.0%</b>	<b>926.7</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

\*Industrias conectadas directamente al transporte

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

	Al 1T 14	Al 1T 13	Var %
Capacidad total - mmpcd (1)	730.3	730.3	0.0
Volumen transportado - mmpcd (2)	469.1	426.3	10.0
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	646.0	622.0	3.9
Factor de uso - % (4)	61.5	59.1	4.0
Disponibilidad - % (5)	100.0	100.0	0.0
Pérdidas - % (6)	-	0.4	-100.0
Longitud gasoductos - Km	3,957.0	3,957.0	0.0
Longitud gasoductos – Mi	2,459.0	2,459.0	0.0

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Al cierre del primer trimestre de 2014 el incremento de la capacidad contratada 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 1T 14
Ballena - Barracabermeja	260.0	73.3
Mariquita - Gualanday	15.0	15.1
Gualanday - Neiva	11.0	9.2
Cusiana - Porvenir	392.0	323.0
Cusiana – Apiay	29.5	29.8
Apiay – Usme	17.8	16.2
Morichal – Yopal	5.0	2.5
<b>TOTAL</b>	<b>730.3</b>	<b>469.1</b>

## 5. INVERSIONES DE CAPITAL

**Tabla N° 11 - Capex**

	COP Millones		USD Millones	
	Al 1T 14	Al 1T 13	Al 1T 14	Al 1T 13
Inversión (1)	22,922	8,041	11.9	4.40
Mantenimiento (2)	821	1,407	0.4	0.80

[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 - mm pcd	75
Nueva capacidad nominal – mmpcd	215
Ejecución 1T 14 - %	48.8
Entrada en operación:	3T 14



**Estación La Sabana:**

La construcción de la estación de compresión de gas natural La Sabana, que hace parte del proyecto de expansión del gasoducto del mismo nombre, presenta un avance del 48.8%:

- ▶ A la fecha la ingeniería detallada del proyecto se encuentran finalizadas.
- ▶ La primera unidad de compresión MOPICO y sus sistemas auxiliares, llegaron al sitio. La segunda unidad de compresión se encuentra en el puerto de Cartagena para ser despachada.
- ▶ Se dio inicio a la construcción de las cimentaciones de las edificaciones de variadores de frecuencia, transformadores y compresores. De igual forma en el primer trimestre de 2014 se dio inicio a la prefabricación de tubería y las obras civiles en el bunker de conexión al gasoducto.
- ▶ La fecha de entrada en operación estimada del proyecto es en Agosto de 2014

**Ampliación Cusiana - Apiay – San Fernando:**

La compañía se encuentra actualmente evaluando alternativas para viabilizar un proyecto de incremento de capacidad en el tramo Cusiana-Apiay, teniendo en cuenta lo manifestado por ECOPETROL, de no requerir capacidad de transporte de gas natural desde Cusiana hasta San Fernando. El área de Nuevos Negocios y Comercial realizaron una presentación con los principales clientes de TGI, con el fin de socializar las ampliaciones del sistema de transporte.

## 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:
- ▶ TRM al 31 de Marzo de 2013: 1,832.2
- ▶ TRM al 31 de Marzo de 2014: 1,965.32
- ▶ 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 1T 14:

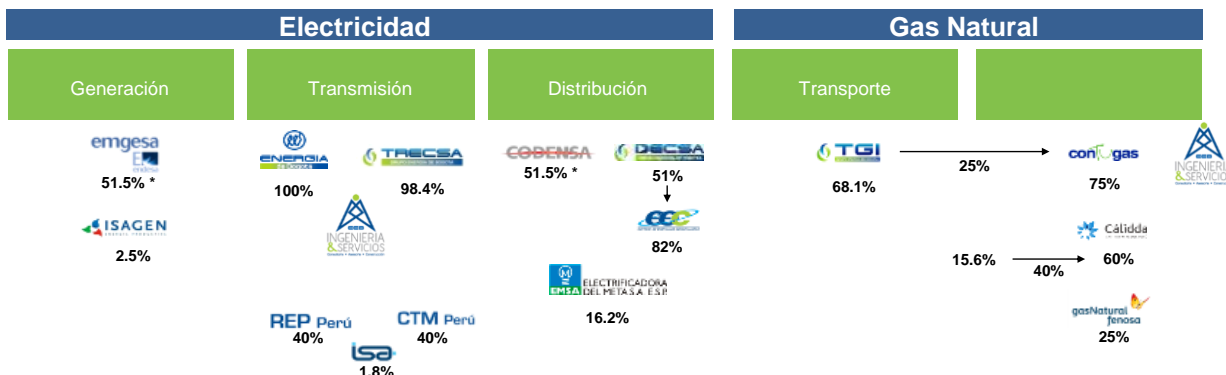
<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

### 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



- ▶ 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 está finalizando la ejecución del 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 aproximado es de USD 650 mm.
- ▶ TGI tiene una participación del 25% en la compañía peruana ConTUGas - el otro 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 280 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<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  $10^9$
- 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 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.
- (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 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) 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**

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	1T 14	1T 13	COP	%	1T 14	1T 13	USD	%
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>233,089</b>	<b>205,662</b>	<b>27,427</b>	<b>13.3</b>	<b>116.0</b>	<b>113.7</b>	<b>2.2</b>	<b>2.0</b>
<b>Costo de Ventas</b>	<b>54,955</b>	<b>61,586</b>	<b>-6,631</b>	<b>-10.8</b>	<b>27.4</b>	<b>34.1</b>	<b>-6.8</b>	<b>-19.8</b>
Operación y mantenimiento	24,727	31,196	-6,469	-20.7	12.3	17.3	-5.0	-28.8
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	30,228	30,390	-162	-0.5	15.0	16.8	-1.8	-10.5
<b>Utilidad bruta</b>	<b>178,134</b>	<b>144,076</b>	<b>34,059</b>	<b>23.6</b>	<b>88.6</b>	<b>79.6</b>	<b>9.0</b>	<b>11.3</b>
<b>Gastos Admon. y Operacionales</b>	<b>15,313</b>	<b>18,388</b>	<b>-3,075</b>	<b>-16.7</b>	<b>7.6</b>	<b>10.1</b>	<b>-2.5</b>	<b>-24.8</b>
Personal y servicios generales	9,595	15,367	-5,771	-37.6	4.8	6.2	-1.4	-22.7
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	1,539	3,021	-1,482	-49.1	0.8	1.7	-0.9	-53.9
Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	0	0.0	2.1	2.3	-0.2	-9.3
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>162,822</b>	<b>125,688</b>	<b>37,134</b>	<b>29.5</b>	<b>81.0</b>	<b>69.5</b>	<b>11.5</b>	<b>16.5</b>
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>18,002</b>	<b>7,041</b>	<b>10,961</b>	<b>155.7</b>	<b>9.0</b>	<b>4.0</b>	<b>5.0</b>	<b>126.4</b>
Financieros (1)	6,338	3,808	2,530	66.5	3.2	2.1	1.1	50.0
Diferencia en cambio (2)	0	0	0		0.0	-		
Valoración coberturas (3)	10,013	-			5.0	-		
Otros	1,651	3,233	-1,582	-48.9	0.8	1.9	-1.0	-55.0
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>85,009</b>	<b>105,690</b>	<b>-20,681</b>	<b>-19.6</b>	<b>40.8</b>	<b>58.5</b>	<b>-17.6</b>	<b>-30.2</b>
Financieros (4)	33,105	31,667	-1,438	-4.5	16.5	17.5	-1.1	-6.1
Diferencia en cambio (5)	51,906	71,383	-19,477	-27.3	24.4	39.3	-14.9	-38.0
Valoración coberturas (6)	0	2,491	-2,491	-100.0	0.0	1.6	-1.6	-100.0
Otros	2	149	-151	-101.5	0.0	0.1	-0.1	-98.4
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>95,815</b>	<b>27,038</b>	<b>68,776</b>	<b>254.4</b>	<b>49.2</b>	<b>15.0</b>	<b>34.2</b>	<b>227.6</b>
Impuesto de renta	36,140	11,836	24,303	205.3	18.3	6.5	11.8	181.6
<b>Utilidad neta</b>	<b>59,675</b>	<b>15,202</b>	<b>44,473</b>	<b>292.5</b>	<b>30.9</b>	<b>8.5</b>	<b>22.4</b>	<b>262.6</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**

COP MM	1T - 13	2T - 13	3T - 13	4T -13	1T - 14
Utilidad operacional UDM	404,848	449,340	496,362	468,057	505,191
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones UDM	150,985	154,598	153,698	206,106	204,461
<b>EBITDA UDM</b>	<b>555,833</b>	<b>603,938</b>	<b>650,060</b>	<b>674,163</b>	<b>709,652</b>
<b>Margen EBITDA UDM</b>	<b>75.0%</b>	<b>76.0%</b>	<b>78.0%</b>	<b>77.1%</b>	<b>78.7%</b>
Ingresos Trimestrales	205,662	216,022	226,684	226,277	233,089
(-)Costos de operación y manten. Trimestral	61,586	66,594	61,860	81,467	54,955
(-)Gastos de personal y serv. general Trimestral	18,388	16,330	17,394	82,969	15,313
(+)Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	4,178	4,178	4,178
(+)Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	33,412	31,265	32,014	92,702	31,767
<b>EBITDA trimestral</b>	<b>163,278</b>	<b>168,542</b>	<b>183,623</b>	<b>158,720</b>	<b>198,767</b>
<b>Margen EBITDA Trimestral</b>	<b>79.0%</b>	<b>78.0%</b>	<b>81.0%</b>	<b>70.1%</b>	<b>85.3%</b>

**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 21 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>▪ 2,443,335 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>▪ 900,997 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>▪ 802,729 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); AA+/BB+ Local</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Generadores Térmicos</li> <li>▪ Trading</li> </ul>

Source: Company information.  
(1) Residential users refer to the number of residencies served, not the population, which would be approximately five times larger.