

Bogotá D.C., 26 de agosto 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 2T 2015 .....                       | 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        |
|      | <b>Anexo 1: Nota legal y aclaraciones .....</b>                                  | <b>10</b> |
|      | <b>Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 2T 2015:.....</b> | <b>10</b> |
|      | <b>Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB .....</b>                | <b>10</b> |
|      | <b>Anexo 4: Panorámica de TGI .....</b>  | <b>11</b> |
|      | <b>Anexo 5: Términos y definiciones.....</b>                                     | <b>12</b> |
|      | <b>Anexo 6: Notas al pie de los cuadros .....</b>                                | <b>12</b> |
|      | <b>Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA Trimestral .....</b>                   | <b>14</b> |
|      | <b>Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI.....</b>   | <b>15</b> |
|      | <b>Anexo 9: Principales impactos implementación NIIF .....</b>                   | <b>16</b> |

## 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 2T 15*</b> | <b>Al 2T 14</b> | <b>Var. %</b> |
|-------------------------|------------------|-----------------|---------------|
| Termoeléctrico          | 297.6            | 379.1           | -21.5         |
| Residencial - comercial | 183.8            | 194.6           | -5.5          |
| Industrial – refinería  | 378.9            | 435.1           | -12.9         |
| Vehicular – GNV         | 91.6             | 87.0            | 5.2           |
| Petroquímico            | 20.9             | 20.6            | 1.5           |
| <b>Otros Consumos</b>   | <b>24.5</b>      | <b>25.5</b>     | <b>-3.9</b>   |
| <b>Demanda interna</b>  | <b>997.2</b>     | <b>1,141.8</b>  | <b>-12.7</b>  |
| Exportación             | 63.0             | 59.4            | 6.0           |
| <b>Total</b>            | <b>1,060.2</b>   | <b>1,201.2</b>  | <b>-11.7</b>  |

Fuente: Concentra

La demanda interna de gas natural durante el primer semestre del 2015 tuvo un decrecimiento del 12.7%, comparado con el mismo período de 2014. Las dos principales causas del decrecimiento de la demanda nacional fueron el sector termoeléctrico e industrial refinería. El consumo termoeléctrico experimentó un decrecimiento del 21.5%, debido principalmente a que durante los primeros 6 meses del 2014 hubo alerta de fenómeno del niño lo cual incentivó el consumo térmico, esta situación no se dio en el mismo periodo de 2015.

### 1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 2T 2015

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 y el Gobierno Colombiano en cuando a convergencia a estas normas. La fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015, razón por lo cual este informe muestra cifras preliminares que pueden estar sujetas a cambios.

Para mayor información sobre los principales impactos particulares de la implementación de NIIF en TGI, por favor diríjase al anexo no. 9 de este informe.

**Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI**

|  | <b>Al 2T 15</b> | <b>Al 2T 14</b> | <b>Var %</b> |
|--|-----------------|-----------------|--------------|
| <b>Ingreso operacional - USD miles</b> | <b>218,996</b>  | <b>244,253</b>  | <b>-10.3</b> |
| Utilidad operacional - USD miles       | 143,516         | 160,707         | -10.7        |
| <b>EBITDA YTD - USD miles</b>          | <b>189,106</b>  | <b>198,132</b>  | <b>-4.6</b>  |
| Utilidad neta - USD miles              | 50,048          | 82,406          | -39.3        |
| Volumen transportado – Mmpcd           | 469.4           | 469.1           | 0.1          |
| Capacidad contratada en firme – Mmpcd  | 669.0           | 646.0           | 3.6          |
| Calificación crediticia internacional: |                 |                 |              |
| S&P - Sep. 14:                         | BBB-, estable   |                 |              |
| Fitch - Oct. 14:                       | BBB, estable    |                 |              |
| Moody's – Abr. 14:                     | Baa3, estable   |                 |              |

El EBITDA acumulado se redujo en 4.6%, debido principalmente a la reducción de ingresos operacionales (-10.3%), los cuales se ven afectados en razón a la alta devaluación del Peso Colombiano en lo corrido de 2015, al menor volumen de gas transportado frente al mismo periodo del año anterior, como resultado del menor despacho de las plantas termoeléctricas en el centro del país, y una reducción de los ingresos por cargos ocasionales, puesto que este servicio TGI ya no lo presta en 2015 por razones regulatorias. Los costos operacionales presentan disminución, con lo cual la variación porcentual del EBITDA es proporcionalmente menor a los ingresos.

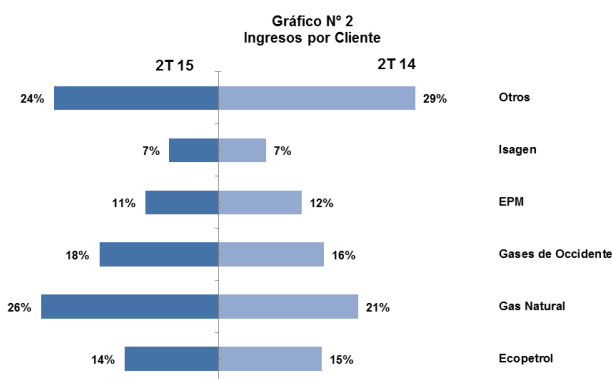
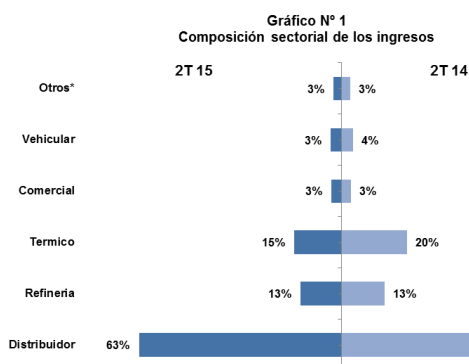
### 1.3. Hechos relevantes

- ▶ TGI continúa con el proceso de transición a Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, de acuerdo con las disposiciones legales colombianas. Para este proceso se tuvo el soporte de consultores de las firmas KPMG y PWC, así como el soporte especializado para ajustes en el sistema financiero SAP. Dado que la empresa pertenece al grupo 1, el período de transición obligatoria comenzó el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015.
- ▶ Actualmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, se encuentra en un proceso de revisión de la metodología de cálculo del WACC regulatorio. TGI ha presentado sus comentarios técnicos al regulador, con el fin de contribuir a la definición de la metodología final, la cual se estima será definida en el transcurso del 2015.
- ▶ De acuerdo con la estructuración definida por EEB para la adquisición de la participación del 31.92% de TGI, la compañía se encuentra actualmente adelantando el proceso de fusión con IELAH, vehículo de propósito especial (SPV por sus siglas en inglés), en el cual The Rohatyn Group (anteriormente Citi Venture Capital - CVCI), mantenía dicha inversión, adquirida en julio de 2014 por EEB. Se espera completar este proceso en la primera mitad del 2016.
- ▶ Durante el mes de junio, TGI otorgó un crédito inter-compañía a su casa matriz EEB por un valor de COP 50,000 millones.
- ▶ La Junta Directiva aprobó el proyecto de expansión del Loop del Ramal Armenia, permitiendo incrementar la capacidad de transporte en aproximadamente 8 mmpcd, con un CapEx estimado de USD 17 millones.
- ▶ En lo corrido del año el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 499.5 Mmpcd, y mantiene una cuota de mercado del 51.3% al cierre del segundo trimestre de 2015.
- ▶ Con el fin de alinear las necesidades de capacidad futuras de los clientes, con los proyectos que actualmente estructura la compañía, TGI presentó a sus principales clientes, tres importantes proyectos de expansión en su infraestructura: i) Cusiana – Vasconia Fase IV (100 y 150 Mmpcd), ii) Bidireccionalidad Ballena – Barrancabermeja (45, 100 y 150 Mmpcd) y iii) Mariquita - Gualanday (12.6 Mmpcd), con un CapEx total estimado de USD 430 millones. Con base en la información entregada, los clientes interesados presentarán sus requerimientos de capacidad para cada uno de estos proyectos y luego TGI revisará su cierre financiero.
- ▶ El 5 de julio de 2015, se presentó una filtración de gas en el gasoducto Cusiana-Apiay cerca al Río Upía, la cual afectó 8 clientes quienes tuvieron el servicio interrumpido durante 9 días, tiempo durante el cual se reparó el gasoducto. El 13 de julio se reactivó el servicio.

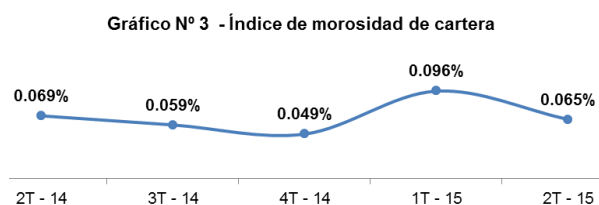
## 2. DESEMPEÑO COMERCIAL

### 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 63%. El sector térmico disminuyó su participación en el total de ingresos de la compañía, pasando del 20% al 15% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Nominalmente la generación térmica promedio para el segundo trimestre de 2015 aumentó en 10.2 mmpcd finalizando en 60.9 mmpcd, comparado con el promedio del primer trimestre de 2015 que fue de 50.7 Mmpcd. Finalmente, el campo de producción Apiay estuvo en mantenimiento y no entregó gas al sistema de transporte entre el 12 de mayo y 30 de junio, cuya producción promedio es de 10 mmpcd, por lo cual el transporte por el tramo Apiay - Usme disminuyó notablemente.



Las participaciones de los principales clientes en las ventas no experimentaron cambios relevantes durante el periodo, de tal forma que Gas Natural, Gases de Occidente, Ecopetrol, EPM e Isagen continúan siendo los principales clientes de TGI, alcanzando una participación en los ingresos operacionales de la empresa del 76%.



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada durante el primer semestre de 2015, permitió obtener un índice de morosidad del 0.065% sobre los ingresos facturados durante los últimos doce meses, lo cual fortalece el flujo de caja de la compañía.

## 2.2. Estructura contractual

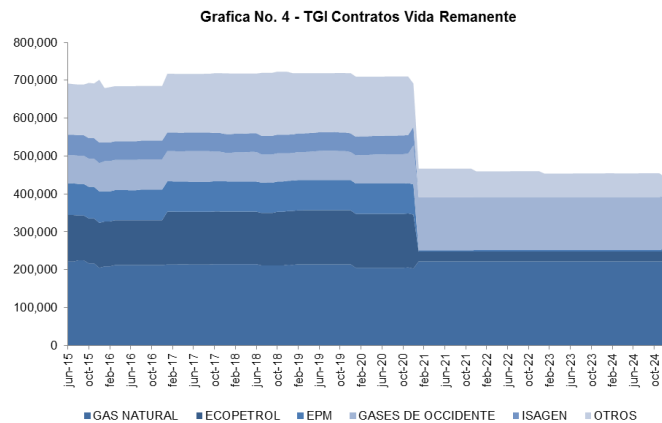
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad. El 100% de sus contratos son en firme y están pactados bajo una pareja de cargos compuesta por cerca de 89% fijos y 11% variables.

Al finalizar el primer semestre, la capacidad total contratada en firme de la compañía ascendió a 671 Mmpcd, que corresponde al 94% de la capacidad disponible.

**Tabla N° 3 - Estructura contractual**

| Tipo de contrato | Al 2T 15 |                              |                                | Al 2T 14 |                            |                                |
|------------------|----------|------------------------------|--------------------------------|----------|----------------------------|--------------------------------|
|                  | No       | Capacidad Contratada (Mmpcd) | Vida remanente (promedio años) | No       | Capacidad Contratada Mmpcd | Vida remanente (promedio años) |
| Firmes (1)       | 1,132    | 671                          | 10.0                           | 123      | 650                        | 7.5                            |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



En el primer semestre de 2015, 63 contratos de transporte de gas natural terminaron su vigencia; sin embargo, el mercado atendido a través de éstos fue renovado en otros contratos o atendido a través de otros contratos del mismo remitente. Por otra parte, a la fecha se cuenta con 1,132 contratos de transporte de gas natural en firme, de los cuales 239 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 los cuales los remitentes deben contratar por cada tramo del sistema y con capacidades estándar en cada uno de éstos tramos.

### 3. DESEMPEÑO FINANCIERO

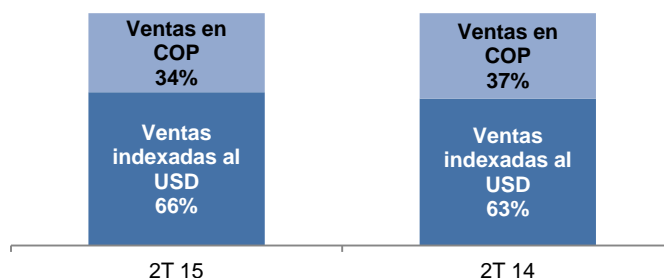
#### 3.1. Resultados financieros

Al cierre del primer semestre de 2015, el 89.8% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme; el 1.2% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados; por lo tanto, sólo el 9.0% de los ingresos podría verse afectado por eventuales fluctuaciones en la demanda.

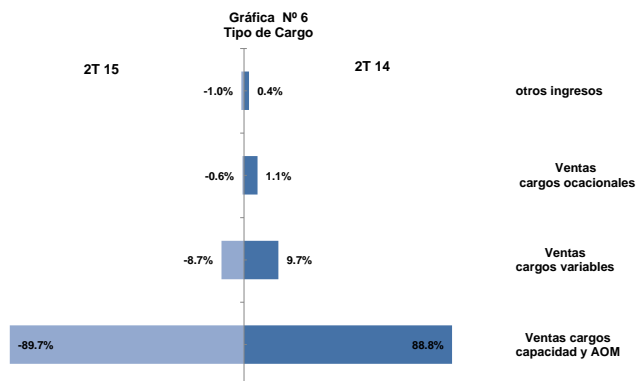
**Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos**

|   | USD Miles |         | Variación |       | Participación |       |
|---|-----------|---------|-----------|-------|---------------|-------|
|   | 2T 15     | 2T 14   | USD       | %     | 2T 15         | 2T 14 |
| Ingresos Operacionales                  | 218,996   | 244,253 | (25.3)    | -10.3 |               |       |
| <b>Desagregación por tipo de moneda</b> |           |         |           |       |               |       |
| Ingresos indexados al USD (1)           | 144,320   | 154,386 | (10.1)    | -6.5  | 65.9%         | 63.2% |
| Ingresos en COP (1)                     | 74,676    | 89,867  | (15.2)    | -16.9 | 34.1%         | 36.8% |
| <b>Desagregación por tipo de cargo</b>  |           |         |           |       |               |       |
| Ingresos cargos capacidad y AO&M (2)    | 196,510   | 194,677 | 1.8       | 0.9   | -90%          | 80%   |
| Ingresos cargos variables (3)           | 18,982    | 32,200  | (13.2)    | -41.0 | -9%           | 13%   |
| Ingresos cargos ocasionales (4)         | 1,229     | 12,651  | (11.4)    | -90.3 | -1%           | 5%    |
| Otros ingresos (5)                      | 2,274     | 4,725   | (2.5)     | -51.9 | -1%           | 2%    |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

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


Los cargos ocasionales se reducen por razones regulatorias y los ingresos por AOM disminuyen derivados del efecto de la devaluación en lo corrido del año. Es de resaltar que los ingresos por AOM están denominados en pesos y si se compara en esta moneda presentan un aumento del 6.3% gracias a una mayor contratación en firme, la cual pasó de 650 mpcd en junio de 2014 a 671 mpcd en junio de 2015

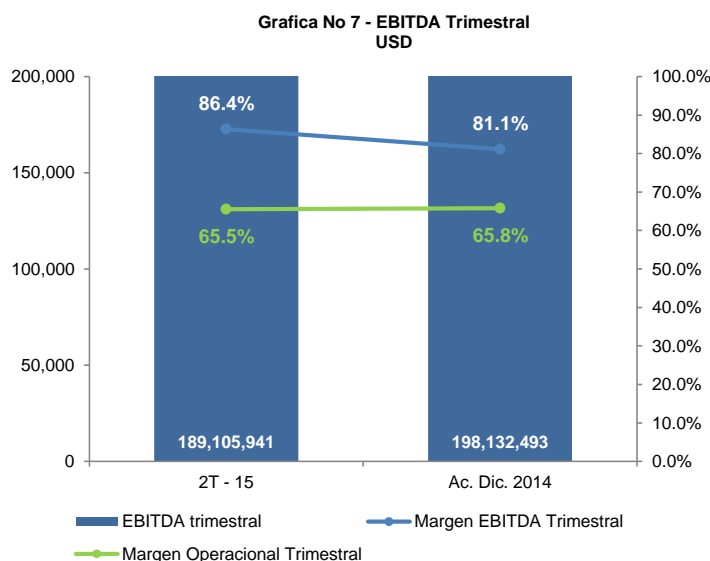

**Tabla N° 5 – Estado de resultados al 2T 2015**

|  | USD Miles      |                | Var            |              |
|--|----------------|----------------|----------------|--------------|
|  | Al 2T 15       | Al 2T 14       | USD            | %            |
| <b>Ingresos Operacionales</b>            | <b>218,996</b> | <b>244,253</b> | <b>-25,257</b> | <b>-10.3</b> |
| Costos y Gastos Operacionales            | 75,376         | 83,877         | -8,501         | -10.1        |
| Otros Ingresos/(Gastos)                  | -104           | 330            | 435            | -131.5       |
| <b>Utilidad Operacional</b>              | <b>143,516</b> | <b>160,707</b> | <b>-17,191</b> | <b>-10.7</b> |
| Margen Operacional %                     | 65.5           | 65.8           |                |              |
| <b>EBITDA</b>                            | <b>189,106</b> | <b>198,132</b> | <b>-9,026</b>  | <b>-4.6</b>  |
| Margen EBITDA %                          | 86.4           | 81.1           |                |              |
| Utilidad/(Pérdida) No Operacionales Neto | -29,678        | -25,354        | -4,325         | 17.1         |
| Diferencia en cambio neta                | -18,065        | 4,869          | -22,934        | -471.0       |
| Impuesto de renta                        | 45,724         | 57,816         | -12,092        | -20.9        |
| <b>Utilidad neta</b>                     | <b>50,048</b>  | <b>82,406</b>  | <b>-32,358</b> | <b>-39.3</b> |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Los ingresos operacionales se reducen en un 10.3% principalmente por (i) una reducción de los ingresos por cargos ocasionales en un 90.3%, debido a que por la nueva regulación (Resoluciones CREG 089 de 2013 y 089 de 2014), servicios ocasionales no pueden ser prestados por TGI, debido a la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural, (ii) en los ingresos por cargos variables en un 41% debido a un menor volumen transportado del 4.5% durante el semestre y (iii) a la devaluación del Peso Colombiano en lo corrido del año de 8.1%, lo cual afecta los ingresos denominados en pesos dado que la moneda funcional de TGI es el Dólar de los Estados Unidos de América.

El EBITDA acumulado año se redujo en 4.6%, lo cual es inferior proporcionalmente a la disminución de los ingresos operacionales, debido a la disminución tanto de costos como de gastos operacionales frente al año anterior, en particular a las compensaciones en el gas de OBAS- por su acrónimo en inglés. *Operational Balancing Agreements*- que significó aproximadamente USD 6 millones de mayor EBITDA y a la ya mencionada devaluación



En el resultado no operacional se presentó un mayor gasto, principalmente debido a la valoración de coberturas y menores ingresos financieros. Adicionalmente al efecto de la devaluación de la moneda local produjo incrementos en i) gasto por diferencia en cambio al reexpresar las cuentas monetarias en COP a USD, y ii) mayor provisión por concepto de impuesto diferido, de acuerdo con la metodología NIIF de estimación de este gasto. En consecuencia la utilidad neta se reduce en 39.3% al compararla con el acumulado al cierre del 2T 2014.

### 3.2. Indicadores de deuda

**Tabla Nº 6- Indicadores de deuda**

|  | 2T 15 | 2014*  | Unidad                |
|--|-------|--------|-----------------------|
| Deuda neta Senior (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8 | 1.53  | 1.81   | Veces                 |
| EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7     | 6.27  | 6.18   | Veces                 |
| <b>Estructura de la deuda</b>                    | Monto | Moneda | Cupón (%) Vencimiento |
| Senior - bonos Internacionales (4)               | 750   | USD Mm | 5.700% 20-mar-2022    |
| Subordinada (5)                                  | 370   | USD Mm | 6.125% 21-dic-2022    |

[Ir a pies de página en anexo 6](#) | \* A diciembre de 2014

**Tabla Nº 7 – Desagregación Indicadores**

|                                  | USD Miles |         |
|----------------------------------|-----------|---------|
|                                  | 2T 15     | 2014*   |
| EBITDA UDM                       | 362,156   | 371,182 |
| Deuda Senior Bruta               | 883,862   | 866,747 |
| Efectivo e inver. Temporales     | 329,803   | 207,114 |
| Deuda Senior Neta                | 554,059   | 659,633 |
| Gastos Financieros Netos UDM (1) | 57,802    | 60,029  |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

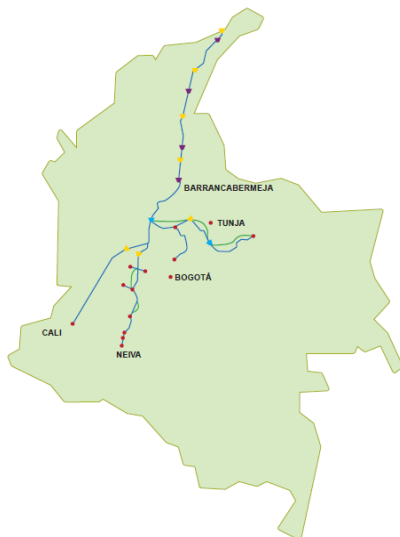
\* A diciembre de 2014

La compañía continua cumpliendo con lo establecido en el *Indenture* de los Bonos 2022 en cuanto a las dos métricas crediticias, las cuales presentan mejora gracias a menores gastos financieros por intereses en los últimos doce meses y a una mayor caja e inversiones temporales. Es importante mencionar que los covenants de

los Bonos TGI 2022 están actualmente suspendidos, debido a que estos tienen grado de inversión por parte de las 3 agencias calificadoras más importantes.

#### 4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural con un 51.3% de participación de mercado. Al segundo trimestre de 2015 el volumen total transportado por el sistema nacional disminuyó en 82 mmpcd, en comparación con el mismo periodo del 2014. Se destaca el incremento en 11.2% del volumen transportado por los otros operadores del mercado transportador.



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

|              | 2T 15        | Part. %      | 2T 14          | Part. %      |
|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| TGI          | 499.5        | 51.3         | 543.6          | 51.5         |
| Promigas     | 320.0        | 32.9         | 373.0          | 35.4         |
| Otros*       | 153.7        | 15.8         | 138.2          | 13.1         |
| <b>Total</b> | <b>973.1</b> | <b>100.0</b> | <b>1,054.7</b> | <b>100.0</b> |

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

\*Industrias conectadas directamente al transporte

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

|   | 2T 15   | 2T 14   | Var % |
|---|---------|---------|-------|
| Capacidad total - Mmpcd (1)               | 733.8   | 730.3   | 0.5   |
| Volumen transportado - Mmpcd (2)          | 499.5   | 543.6   | -8.1  |
| Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3) | 671.0   | 650.0   | 3.2   |
| Factor de uso - % (4)                     | 66.2    | 66.8    | -0.9  |
| Disponibilidad - % (5)                    | 100.0   | 100.0   | 0.0   |
| Pérdidas - % (6)                          | -       | 0.02    |       |
| 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 segundo trimestre de 2015, el incremento de la capacidad contratada en firme se explica por la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. Igualmente, las ampliaciones del sistema y el mejoramiento operativo del sistema han contribuido al incremento de la capacidad de transporte. Finalmente, las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel máximo de 1% aceptado por el regulador.

**Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 2T 15**

| Por Tramo – Mmpcd         | Capacidad de Transporte | Volumen promedio transportado |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Ballena – Barrancabermeja | 260.0                   | 108.1                         |
| Mariquita – Gualanday     | 15.0                    | 14.8                          |
| Gualanday – Neiva         | 11.0                    | 9.1                           |
| Cusiana – Porvenir        | 392.0                   | 331.9                         |
| Cusiana – Apiay           | 33.0                    | 30.1                          |
| Apiay – Usme              | 17.8                    | 3.8                           |
| Morichal – Yopal          | 5.0                     | 1.7                           |
| <b>TOTAL</b>              | <b>733.8</b>            | <b>499.5</b>                  |

#### 5. INVERSIONES DE CAPITAL

**Tabla N° 11 - Capex**

|                   | USD Millones |       |
|-------------------|--------------|-------|
|                   | 2T 15        | 2T 14 |
| Inversión (1)     | 15.5         | 20.3  |
| Mantenimiento (2) | 0.7          | 2.2   |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



**Cusiana Fase III:**

El proyecto Cusiana Fase III consiste en ampliar la capacidad de compresión del gasoducto en el Tramo Cusiana – Vasconia, mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades de compresión de gas natural (en las estaciones existentes de Miraflores, Puente Guillermo y Vasconia). El proyecto permite ampliar la capacidad en 20 Mmpcd y comprende una inversión total de aproximadamente USD 31 millones. Se estima que la entrada en operación comercial se da en el primer trimestre de 2016. A la fecha el proyecto muestra un avance del **33.7%**

**Cusiana – Apiay Ocoa:**

El proyecto aumentará la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 Mpcd y del ramal Apiay – Ocoa en 7 Mpcd y permitirá atender la demanda de gas natural de remitentes para generación termoeléctrica, distribución residencial e industrial. Comprende una inversión total de aproximadamente USD 48 millones. La puesta en operación se dará en el primer semestre del 2017.

**Armenia – Loop:**

Este proyecto tiene una inversión aproximada de USD 18 millones e incrementará la capacidad existente de transporte de TGI en 2.2 mpcd. Se trata de la construcción de un *loop* de 37.5 km. En el momento, se encuentran en trámite las licencias ambientales y se espera esté en operación en 2T 2017.

## 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. Capex es convertido a la TRM del fin del periodo. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
  - ▶ TRM al 31 de Junio de 2014: 1,881.2
  - ▶ TRM al 31 de Junio de 2015: 2,585.1
- ▶ 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 2T 2015:

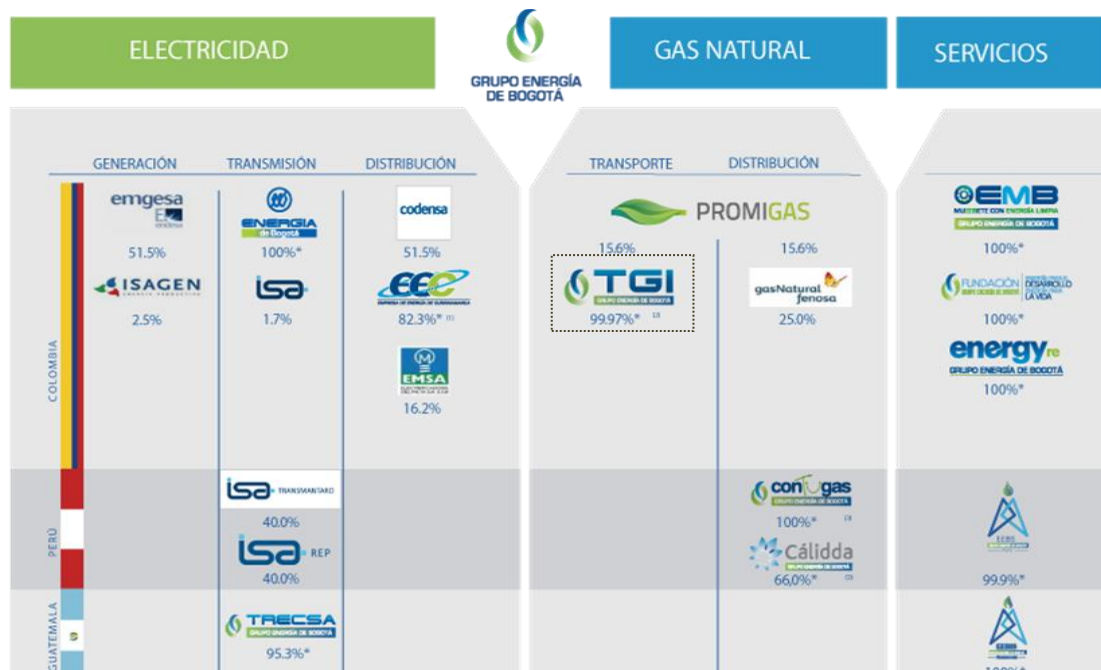
<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

### 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 36% en la compañía peruana ConTUGas -el restante 64% 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 período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser por capacidad y/o variable.

[Volver al capítulo](#)

#### Pies de página tabla 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° 7: Desagregación indicadores**

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

[Volver al capítulo](#)

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

- (1) Es la capacidad nominal de transporte del sistema.
- (2) Es el promedio del volumen real transportado.
- (3) Es una modalidad de contratación que obliga a TGI a mantener disponible un volumen determinado de su capacidad de transporte para cuando el cliente lo requiera.
- (4) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (5) Es la capacidad real de transporte de gas en un período determinado en relación con la capacidad nominal.
- (6) Es la diferencia entre el volumen de gas recibido menos el volumen de gas entregado teniendo en cuenta el cambio en inventarios. Se mide en términos porcentuales en relación con el volumen recibido por los clientes. La CREG reconoce a través de las tarifas 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 Trimestral**
**Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado**

|  | USD          |             | Var          |         |
|--|--------------|-------------|--------------|---------|
|  | 2T 15        | 2T 14       | USD          | %       |
| <b>Ingresos operacionales</b>                | 218,995,681  | 244,253,006 | (25,257,324) | -10.3   |
| <b>Costo de Ventas</b>                       | 56,595,617   | 67,204,742  | (10,609,125) | -15.8   |
| Operación y mantenimiento                    | 20,615,526   | 31,953,786  | (11,338,261) | -35.5   |
| Depreciaciones, amortizaciones y provisiones | 35,980,091   | 35,250,955  | 729,136      | 2.1     |
| <b>Utilidad bruta</b>                        | 162,400,064  | 177,048,264 | (14,648,199) | -8.3    |
| <b>Gastos Admon. y Operacionales</b>         | 18,780,397   | 16,672,617  | 2,107,780    | 12.6    |
| Personal y servicios generales               | 9,274,215    | 14,166,727  | (4,892,512)  | -34.5   |
| Depreciaciones, amortizaciones y provisiones | 2,452,273    | 2,505,891   | (53,618)     | -2.1    |
| Impuesto a la riqueza                        | 7,053,909    | -           | 7,053,909    |         |
| <b>Otros ingresos</b>                        | 378,945      | 333,853     | 45,092       | 13.5    |
| <b>Otros egresos</b>                         | 483,056      | 2,995       | 480,061      | 16030.7 |
| <b>Utilidad operacional</b>                  | 143,515,556  | 160,706,505 | (17,190,949) | -10.7   |
| <b>Ingresos no operacionales</b>             | 6,979,078    | 12,241,581  | (5,262,503)  | -43.0   |
| Financieros (1)                              | 6,979,078    | 5,962,639   | 1,016,439    | 17.0    |
| Valoración coberturas (2)                    | -            | 6,278,942   | (6,278,942)  | -100.0  |
| <b>Gastos no operacionales</b>               | 36,657,281   | 37,595,221  | (937,939)    | -2.5    |
| Financieros (3)                              | 35,691,805   | 37,595,221  | (1,903,416)  | -5.1    |
| Valoración coberturas (2)                    | 965,476      | -           | 965,476      |         |
| <b>Diferencia en cambio Neta (4)</b>         | (18,064,859) | 4,869,421   | (22,934,280) | -471.0  |
| <b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>   | 95,772,494   | 140,222,286 | (44,449,792) | -31.7   |
| Impuesto a las ganancias                     | 45,724,393   | 57,816,270  | (12,091,877) | -20.9   |
| <b>Utilidad neta</b>                         | 50,048,101   | 82,406,017  | (32,357,915) | -39.3   |

(1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.

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

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

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

**Tabla N° 14 – EBITDA - Breakdown**

| USD  | 2T - 15            | 2T - 14            |
|--|--------------------|--------------------|
| Ingresos   | 218,995,681        | 244,253,006        |
| (-)Costos de operación y mantenimiento.                | 20,615,526         | 31,953,786         |
| (-)Gastos de personal y servicios general <sup>1</sup> | 9,274,215          | 14,166,727         |
| <b>EBITDA Acumulado Año</b>                            | <b>189,105,941</b> | <b>198,132,493</b> |
| <b>Margen EBITDA Acumulado Año</b>                     | <b>86.4%</b>       | <b>81.1%</b>       |

<sup>1</sup> Estos gastos no incluyen el impuesto al patrimonio

















**Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI**



| Compañía  | Panorámica   | Principales clientes atendidos  |
|---|--|---|
|    | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mayor productor de gas en Colombia.</li> <li>▪ Empresa integrada del sector de hidrocarburos.</li> <li>▪ Empresa que cotiza en bolsa y controlada por el gobierno colombiano.</li> <li>▪ Pertenece al grupo de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo.</li> <li>▪ Acciones listadas en el mercado públicos de valores de Colombia, Nueva York y Toronto.</li> <li>▪ Contrato en firme por 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.

**Anexo 9: Principales impactos implementación NIIF**

- ▶ La Transportadora de Gas Internacional SA ESP -TGI-, filial del Grupo Energía de Bogotá, de acuerdo con las disposiciones de la Ley 1314 de 2009 y el decreto reglamentario 2784 de diciembre de 2012, comenzó el proceso de convergencia de las normas contables Colombianas a Normas Internacionales de Información Financiera Normas - NIIF.
- ▶ Dado que la empresa pertenece al grupo 1, el período de transición obligatoria comenzó el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015.
- ▶ Durante los años 2013 y 2014, TGI lleva a cabo actividades relacionadas con la preparación y adaptación de los recursos necesarios para avanzar en el proceso de convergencia de las NIIF de acuerdo con los requisitos legales.
- ▶ TGI, con el apoyo técnico de sus asesores contables, determinó que los efectos que estos cambios tendrán sobre los estados financieros.
- ▶ Algunos impactos específicos continúan siendo analizados por parte de TGI.

| Descripción                | IFRS/NIC Aplicada | Principales Impactos  | Impacto Financiero  | Complejidad en implementación   |
|----------------------------|-------------------|---|---|---|
| Impuesto Diferido          | NIC 12            | El cálculo del impuesto diferido se realizó bajo el método de balance, obteniendo las diferencias temporales.   |    |    |
| Propiedad, Planta y Equipo | NIC 16            | TGI tomó el valor de avalúo técnico como costo atribuido. El contrato BOMT (Mariquita - Cali), y algunos inventarios se incluyen en Propiedad, planta y Equipo  |   |   |
| Moneda Funcional           | NIC 21            | De acuerdo con análisis, la moneda funcional es el dólar americano (USD).   |  |  |
| Activos Intangibles        | NIC 38            | Los activos intangibles (servidumbres), con una vida útil indefinida no se amortizan, pero la entidad evaluará al final de cada ejercicio, si existe algún indicio de deterioro de acuerdo con la NIC 36. |  |  |
| Patrimonio                 | NIIF 1            | Los ajustes se registran contra en patrimonio en la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera.   |  |  |
| Provisión                  | NIC 37            | TGI incluye provisiones por licencias ambientales, beneficios a empleados y procesos legales.   |  |  |
| Beneficios a largo plazo   | NIC 19            | La diferencia entre la tasa preferencial y la tasa de mercado de los préstamos a los empleados se ha registrado como gasto.   |  |  |
| Obligaciones Financieras   | NIC 39            | Los costos de emisión de bonos se amortizan durante el tiempo.  |  |  |

 Impacto Alto
 Bajo Impact