

Bogotá D.C., 19 de noviembre 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 3T 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	9
6.	ANEXOS	10
	Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.....	10
	Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 3T 2015:.....	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 Trimestral	14
	Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI.....	15
	Anexo 9: Principales impactos implementación NIIF.....	16

1. RESUMEN EJECUTIVO Y HECHOS RELEVANTES

1.1. El mercado del gas natural en Colombia

Tabla N° 1 - Demanda de gas natural en Colombia

Demanda (GBTUD)	AI 3T 15	AI 3T 14	Var. %
Termoeléctrico	317.6	340.5	-6.7%
Residencial - comercial	184.9	184.1	0.5%
Industrial – refinería	410.9	359.9	14.2%
Vehicular – GNV	95.7	105.5	-9.3%
Petroquímico	17.5	22.1	-20.6%
Otros Consumos	23.7	25.0	-5.1%
Demanda interna	1,050.4	1,037.0	1.3%
Exportación	-	70.3	
Total	1,050.4	1,107.3	-5.1%

Fuente: Concentra

La demanda interna de gas natural durante el tercer trimestre del 2015 tuvo un decrecimiento del 1.3%, comparado con el mismo período de 2014. Las dos principales causas del decrecimiento de la demanda nacional fueron el sector petroquímico y el consumo de GNV. El consumo termoeléctrico experimentó un decrecimiento en su demanda debido a la declinación de la producción del campo Guajira, en comparación con el mismo periodo del 2014 y a la disminución de la generación térmica en la costa atlántica. No obstante, se evidenció un crecimiento en el consumo en el interior del país debido a las condiciones de hidrología para y la ocurrencia del fenómeno del Niño durante estos meses, la cual ya se encuentre en la categoría de fenómeno fuerte, por parte del IDEAM. Se estima que este fenómeno se extenderá hasta el primer trimestre de 2016. Respecto a las exportaciones, están han venido decreciendo dado el consumo interno y la ocurrencia del fenómeno del Niño, dándole prioridad al consumo nacional.

1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 3T 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 cuanto 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

	AI 3T 15	AI 3T 14	Var %
Ingreso Operacional - USD miles	327,186	355,743	-8.0%
Utilidad Operacional - USD miles	206,854	227,758	-9.2%
EBITDA YTD - USD miles	274,582	287,755	-4.6%
Utilidad neta - USD miles	17,458	148,772	-88.3%
Volumen transportado – Mmpcd	555.3	487.4	13.9%
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	672.0	652.0	3.1%
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Sep. 15:		BBB-, Negativa	
Fitch - Oct. 15:		BBB, estable	
Moody's – Jun. 15:		Baa3, estable	

- Los ingresos operacionales en USD al cierre del tercer trimestre presentaron una disminución del 8% comparado con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente: i) a la devaluación del peso colombiano en lo corrido del año, la cual afecta los ingresos en pesos colombianos (32% del total: Cargos

fijos por AOM y otros ingresos operacionales) al pasarlos a dólares; y ii) una reducción de los ingresos por cargos ocasionales, puesto que este servicio TGI ya no lo presta en 2015 por razones regulatorias.

- ▶ Comparada con el mismo periodo de 2014, al cierre de septiembre de 2015 la utilidad operacional decreció 9.2%, debido principalmente a un leve incremento de la depreciación de la propiedad, planta y equipo en el tercer trimestre de 2015 respecto del mismo periodo del año anterior, así como por el gasto asociado a impuesto a la riqueza.
- ▶ La utilidad neta disminuyó USD 131 Millones, debido a que en 2015 se presentan mayores gastos por diferencia en cambio¹, valoración de operaciones de cobertura e impuesto diferido².

1.3. Hechos relevantes

- ▶ TGI continua con el proceso de transición a Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, de acuerdo con las disposiciones legales colombianas. La fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015.
- ▶ Actualmente, la metodología para el cálculo de la tasa WACC para las actividades de distribución y transmisión eléctrica y para las actividades de transporte y distribución de gas natural fue expedida a través de la Resolución CREG 095 de 2015. A la fecha solo se ha expedido la tasa WACC para la actividad de distribución de gas. Las metodologías definitivas de remuneración para las actividades de Transmisión / Distribución eléctrica y para la actividad de transporte de gas natural, no se han expedido.
- ▶ 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 domiciliado en España, a través del cual The Rohatyn Group (anteriormente Citi Venture Capital - CVC), mantenía dicha inversión, adquirida en julio de 2014 por EEB. Se espera completar este proceso en la durante el 2016.
- ▶ En cuanto a calificación de la deuda, el 3 de septiembre Standard & Poor's ratificó la calificación de deuda corporativa y de emisor en BBB-, perspectiva negativa, alineando la perspectiva de TGI con su casa matriz EEB. Por su parte, el 27 de octubre Fitch Ratings ratificó la calificación de deuda corporativa y de emisor en 'BBB', con perspectiva estable.
- ▶ El 5 de julio de 2015, se presentó una filtración de gas en el gasoducto Cusiana-Apiay cerca al Rio 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.
- ▶ En el tercer trimestre del año 2015 se presentó el máximo promedio histórico de transporte por la infraestructura de TGI que fue de 555.3 Mmpcd, como consecuencia de la aparición del fenómeno del "Niño" lo que derivó en una generación térmica sostenida durante el trimestre. A la fecha la compañía mantiene una cuota de mercado del 55.1% por 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, con una participación del 63%. El sector térmico disminuyó su participación en el total de ingresos de la compañía, pasando del 18% al 16% en comparación con el mismo periodo del año anterior. La generación térmica promedio para el tercer trimestre de 2015 estuvo en 87.5 mmpcd. Finalmente, en julio se

¹ La diferencia en cambio se originó por efecto de la mayor devaluación presentada al cierre de 3T 2015 (30.5%) respecto a la devaluación presentada al cierre del 3T de 2014 (5.3%).

² El impuesto a las ganancias aumentó en el tercer trimestre de 2015 con respecto al mismo periodo del año anterior debido al incremento en la provisión de impuesto diferido.

Informe para Inversionistas Tercer Trimestre 2015

presentó un evento de fuerza mayor (rotura) del gasoducto Cusiana - Apiay, el cual interrumpió la capacidad de transporte en este tramo por aproximadamente 9 días.

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 subió de 69% a 72%.

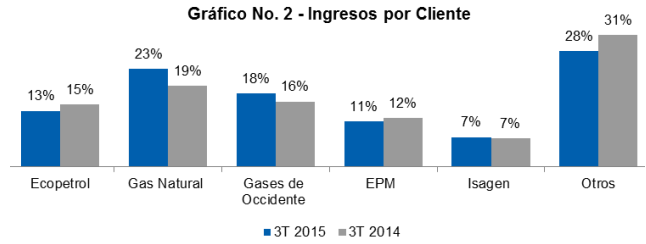
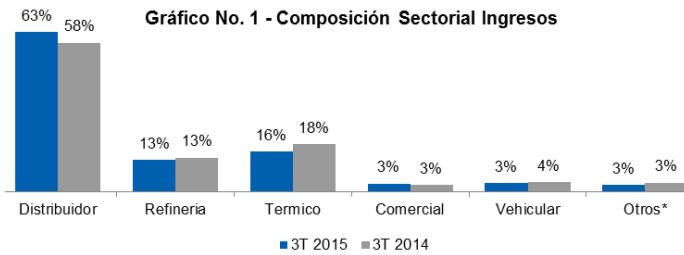
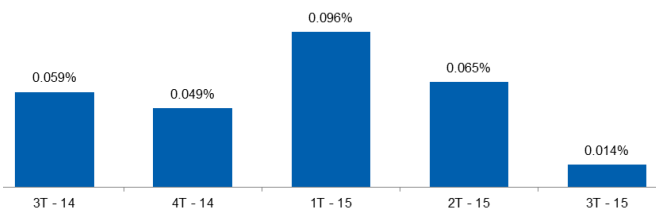


Gráfico No. 3 - Índice de morosidad de cartera



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada durante el tercer trimestre de 2015, permitió obtener un índice de morosidad del 0.014% sobre los ingresos facturados durante los últimos doce meses, lo cual fortalece el flujo de caja de la compañía.

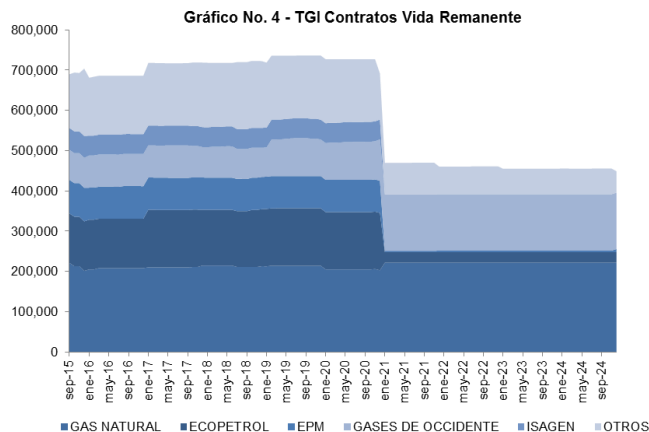
2.2. Estructura contractual

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 90% fijos y 10% variables. Al finalizar el trimestre, la capacidad total contratada en firme de la compañía ascendió a 672 Mmpcd, que corresponde al 92% de la capacidad disponible.

Tabla N° 3 - Estructura contractual

Tipo de contrato	Al 3T 15			Al 3T 14		
	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)	No	Capacidad Contratada Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	1,278	672.0	9.8	784	652.0	8.0

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



Durante el tercer trimestre de 2015, 144 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 1,278 contratos de transporte de gas natural en firme, de los cuales 551 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

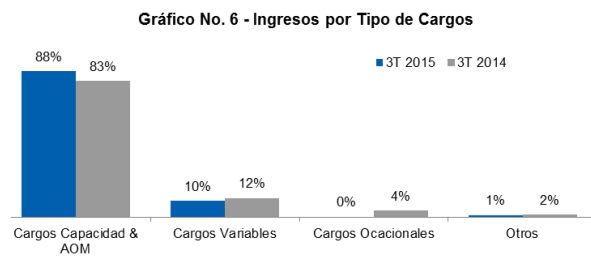
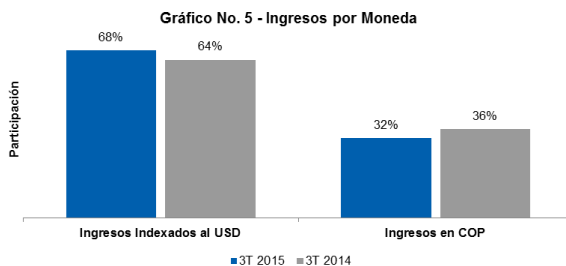
3.1. Resultados financieros

Al cierre del tercer trimestre de 2015, el 88.9% 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 1.1% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados; por lo tanto, sólo el 10.0% de los ingresos podría verse afectado por eventuales fluctuaciones en la demanda.

Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos

	USD Miles		Variación		Participación	
	3T 15	3T 14	USD	%	3T 15	3T 14
Ingresos Operacionales	327,186	355,743	(28.6)	-8.0%		
Desagregación por tipo de moneda						
Ingresos indexados al USD (1)	219,823	222,177	(2.4)	-1.1%	67.2%	62.5%
Ingresos en COP (1)	107,363	133,566	(26.2)	-19.6%	32.8%	37.5%
Desagregación por tipo de cargo						
Ingresos cargos capacidad y AO&M (2)	288,759	293,506	(4.7)	-1.6%	88.3%	82.5%
Ingresos cargos variables (3)	32,688	41,602	(8.9)	-21.4%	10.0%	11.7%
Ingresos cargos ocasionales (4)	1,229	14,902	(13.7)	-91.8%	0.4%	4.2%
Otros ingresos (5)	4,509	5,733	(1.2)	-21.4%	1.4%	1.6%

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



El esquema tarifario vigente remunera la inversión y está indexada al US dólar. Las ventas indexadas al dólar presentaron una disminución del 2.5% en comparación con el mismo periodo del 2014, no obstante representan a la fecha el 68% de las ventas totales de TGI. Por su parte la porción de ventas denominadas en pesos colombianos presentan una reducción del 17%, en comparación con los nueve meses del 2014, como consecuencia de la devaluación presentada por el peso colombiano.

Por su parte, los ingresos por capacidad y AO&M representan para el cierre del trimestre 89% de los ingresos de la compañía. El incremento de la participación se explica por el ajuste realizado a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP del sistema de TGI en el tramo Cusiana - Apiay - Ocoa a principios de este año. Con respecto a los ingresos por cargos ocasionales, se han venido reduciendo hasta desaparecer por completo debido a razones regulatorias implementadas desde inicios del 2015.

Informe para Inversionistas Tercer Trimestre 2015

De la misma forma, los ingresos por cargos de AO&M disminuyen en razón al efecto de la devaluación en lo corrido del año. Estos ingresos por AO&M están denominados en pesos y al re-expresarse a dólares resulta una disminución, debido a la tasa de cambio más alta al cierre del tercer trimestre de 2015 con respecto a la ocurrido en 2014.

Tabla N° 5 – Estado de resultados 3T 2015³

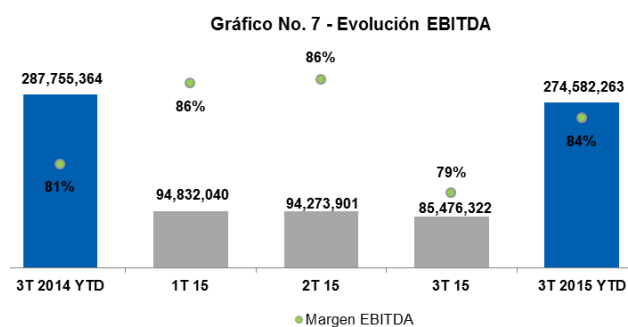
	USD Miles				COP Millones			
	Al 3T 15	Al 3T 14	USD	Var %	Al 3T 15	Al 3T 14	COP	Var %
Ingresos Operacionales	327,186	355,743	-28,557	-8.0	1,021,441	719,312	302,128	42.0%
Costos y Gastos Operacionales	119,435	127,141	-7,706	-6.1	372,865	257,079	115,786	45.0%
Otros Ingresos/(Gastos)	896	844	(51)	6.1	2,797	1,707	1,090	63.8%
Utilidad Operacional	206,854	227,758	-20,903	-9.2	645,778	460,526	185,253	40.2%
Margen Operacional %	63%	64%			63%	64%		
EBITDA	274,582	287,755	-13,173	-4.6	857,218	581,841	275,377	47.3%
Margen EBITDA %	83.9%	80.9%			83.9%	80.9%		
Utilidad/(Pérdida) No Operacionales Neto	-44,541	-33,025	-11,516	34.9%	-139,051	-103,101	-35,950	34.9%
Diferencia en cambio neta	-49,277	-19,595	29,682	151.5%	-153,839	-61,174	92,665	151.5%
Impuesto de renta	95,579	26,365	69,214	262.5%	298,388	82,309	216,078	262.5%
Utilidad neta	17,458	148,772	-131,315	-88.3%	54,501	464,453	-409,952	-88.3%

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Los ingresos operacionales en USD presentan una reducción del 8.0% con respecto al mismo periodo del año anterior, especialmente debido al impacto de la devaluación en los ingresos en AO&M, a la disminución en los ingresos ocasionales por razones regulatorias, y a menores ingresos por cargos variables. Se destaca que la disminución de los ingresos en dólares se debe principalmente a la devaluación del Peso Colombiano, la cual al cierre de 3T2015 alcanza el 30.5%. Por su parte la disminución de los ingresos por cargos ocasionales en un 92% se da por la entrada en vigencia de nueva regulación (Resoluciones CREG 089 de 2013 y 089 de 2014), que definió que los servicios ocasionales no pueden ser prestados por TGI, debido a la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Finalmente, se presenta una reducción en los ingresos por cargos variables del 21%, debido a que la mayoría de los contratos para 2015 tienen una pareja de cargos 100% fijo – 0% variable, en contraste con el mismo periodo de 2014 en la cual la relación era 90% fijo – 10% variable.

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron 6.1%, debido principalmente a una reducción de los costos por operaciones de acuerdo de balance (*Operational Balancing Agreements – OBA's*), a la disminución en los costos de personal y a la reducción de los costos de mantenimiento y reparación.

En consecuencia, la utilidad operacional al 3T2015 decreció 9.2% comparada con el cierre del mismo trimestre de 2014.



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, resultado de lo anteriormente explicado.

³ La moneda funcional de TGI es el Dólar de Estados Unidos. Para fines informativos se convierten las cifras en USD a COP con la tasa de cierre de cada trimestre.

Informe para Inversionistas Tercer Trimestre 2015

En relación con las cuentas no operacionales se presentó un mayor gasto, principalmente debido a la valoración de coberturas y menores ingresos financieros. Adicionalmente, el efecto de la devaluación de la moneda local produjo incrementos en el gasto por diferencia en cambio al reexpresar las cuentas monetarias del balance, denominadas en COP a USD, y a una mayor provisión de impuesto diferido, de acuerdo con la metodología NIIF para estimación de esta obligación. Se destaca que estos gastos tienen únicamente efecto contable y no representan erogaciones de efectivo.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre del tercer trimestre de 2015 presenta un decrecimiento de USD 131 millones comparado con la utilidad neta en el mismo periodo de 2014, finalizando para este trimestre en una utilidad de USD 17.5 millones⁴.

Es importante anotar que las cifras del estado de resultados en moneda de presentación pesos colombianos, presentan crecimientos importantes, en contraste con lo que ocurre con la moneda funcional dólar. Esto se debe al efecto de la alta devaluación del peso colombiano en el último año y se destacan los importantes crecimientos en ingresos (42.0%) y del EBITDA (47.3%). En las cuentas no operacionales, el efecto de la devaluación en diferencia en cambio y en impuesto diferido, hace que el resultado neto disminuya 88.3% con respecto al cierre de septiembre de 2014.

3.2. Indicadores de deuda

Tabla Nº 6- Indicadores de deuda

	3T 15	2014*	Unidad		
Deuda neta Senior (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	2.1	1.8	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	6.1	6.2	Veces		
Estructura de la deuda	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	
	3T 15	2014*
EBITDA UDM	357,748	370,921
Deuda Senior Bruta	880,775	880,265
Efectivo e inver. Temporales	123,097	207,063
Deuda Senior Neta	757,679	673,202
Gastos Financieros Netos UDM (1)	59,128	55,387

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

* A diciembre de 2014

Gráfico Nº 8 - Deuda neta/EBITDA UDM

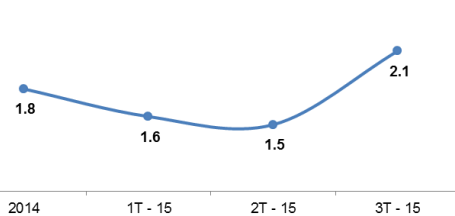
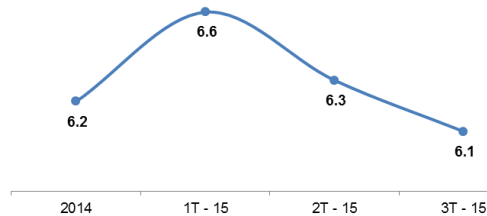


Gráfico Nº 9 - EBITDA UDM/Intereses UDM



La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el *Indenture* de los Bonos 2022 en cuanto a las dos métricas crediticias. Se recuerda que los *covenants* de los Bonos TGI 2022 están actualmente suspendidos, debido a que se tiene calificación en grado de inversión por parte de las 3 agencias calificadoras más importantes. El leve incremento en la relación deuda neta/Ebitda UDM es razón de la valoración de la opción *Call* embebida dentro del *Indenture* de emisión y la cual bajo la contabilización NIIF debe ser valorada a precios de mercado.

⁴ Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor revisar el anexo 7

Durante el tercer trimestre de 2015, TGI otorgó un (1) crédito intercompañía a su principal accionista, EEB, por un valor de COP 150,840 millones, el cual tiene un plazo de 360 días para su pago a una tasa de DTF+1%. Con este desembolso, la deuda inter-compañía de EEB con TGI asciende a COP 430,840 millones y se tiene previsto que sea repagada en marzo de 2016.

Igualmente, la Junta Directiva de TGI aprobó en agosto de 2015, otorgar un crédito subordinado inter-compañía a su accionista IELAH, filial de EEB, por la suma de hasta USD 364.4 millones a una tasa de Libor 6M + 1%, de los cuales se desembolsaron USD 175 millones el pasado mes de septiembre y fueron destinados para prepagar parcialmente el crédito sindicado a largo plazo contratado en el 2014 por IELAH con la banca internacional. En el próximo servicio de deuda (Marzo 2016) TGI realizará otro desembolso con el fin de repagar USD 175 millones adicionales del mismo crédito.

4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural en Colombia con el 55.1% de participación de mercado y un incremento del 14% en el volumen transportado, en comparación con los mismos nueve meses del 2014. Al tercer trimestre de 2015 el volumen total transportado por el sistema nacional no presentó variaciones significativas, manteniendo promedios similares a los observados durante el mismo periodo de 2014

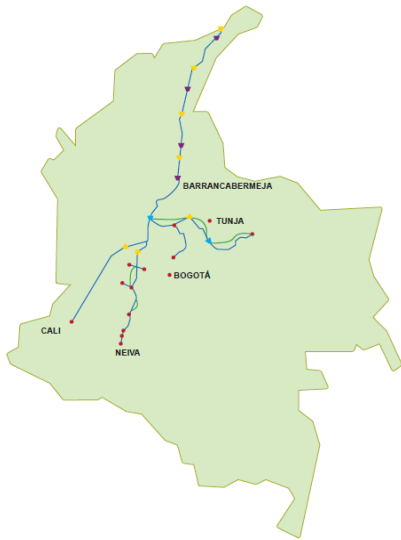


Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd

	3T 15	Part. %	3T 14	Part. %
TGI	555.7	55.1	486.6	48.2
Promigas	308.0	30.5	371.8	36.8
Otros*	145.3	14.4	151.1	15.0
Total	1,009.1	100.0	1,009.5	100.0

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

*Industrias conectadas directamente al transporte

Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados

	3T 15	3T 14	Var %
Capacidad total - Mmpcd (1)	733.8	730.3	0.5
Volumen transportado - Mmpcd (2)	555.3	543.6	13.9
Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3)	672.0	650.0	3.1
Factor de uso - % (4)	66.6	66.8	6.6
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 tercer 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 – 3T 15

Por Tramo – Mmpcd	Capacidad de Transporte	Volumen promedio Transportado
Ballena – Barrancabermeja	260.0	146.4
Mariquita – Gualanday	15.0	14.5
Gualanday – Neiva	11.0	9.0
Cusiana – Porvenir	392.0	347.7
Cusiana – Apiay	33.0	28.6
Apiay – Usme	17.8	6.7
Morichal – Yopal	5.0	2.4
TOTAL	733.8	555.3

5. INVERSIONES DE CAPITAL
Tabla Nº 11 - Capex

	USD Millones	
	3T 15	3T 14
Inversión (1)	19.1	27.8
Mantenimiento (2)	1.4	3.4

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla Nº 12 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 3T 2015

	Descripción	Capex (USD mm)	Ampliación capacidad (Mmpcd)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Cusiana Fase III	Ampliación de la capacidad de compresión mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades	31.0	20	37.8%	1T 16
Cusiana- Ocoa / Apiay-	El proyecto aumentará la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 Mpcd y del ramal Apiay – Ocoa en 7 Mpcd.	48.0	39	4.2%	1T 17
Loop: Armenia / Dos Quebradas	Construcción Loop Armenia de 28 Km en 8" y Loop Dos Quebradas de 8 Km en 3".	24.3	8.7	20.5%	2T 17

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 30 de septiembre de 2014: 2,022.0
 - ▶ TRM al 30 de septiembre de 2015: 3,121.9
- ▶ 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: Vínculo a los estados financieros consolidados del 3T 2015:

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

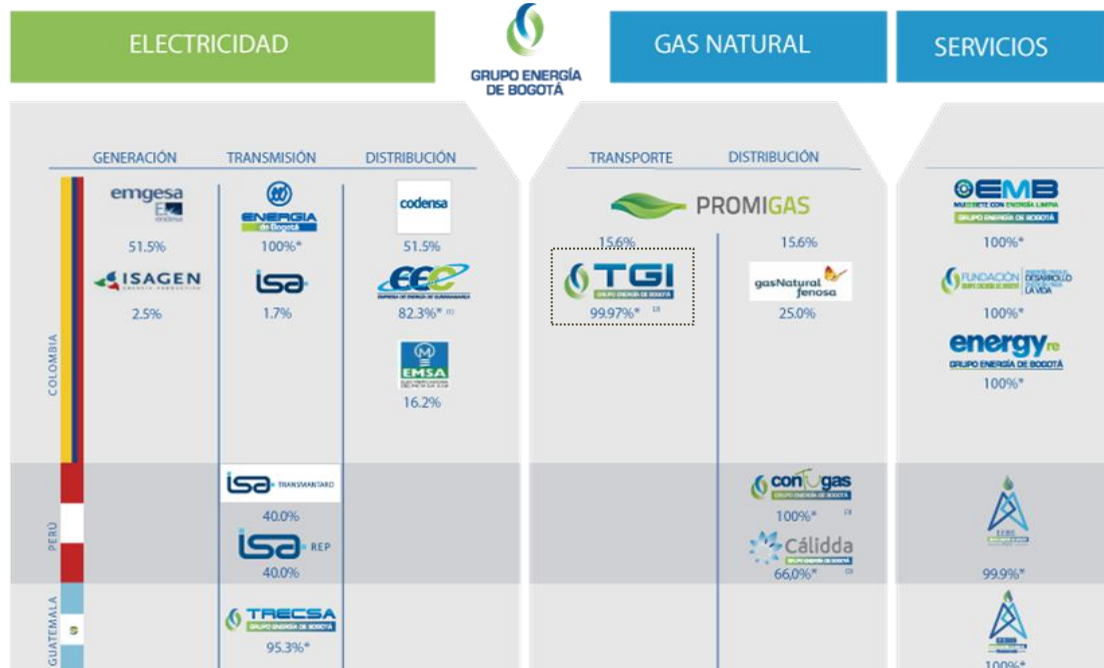
Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ 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 N° 3: Estructura contractual

- (1) Modalidad contractual que garantiza el transporte de un volumen máximo de gas durante un período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser por capacidad y/o variable.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 4: Estructura de los ingresos

- (1) La regulación para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones y otra que reconoce los gastos y costos de administración, operación y mantenimiento - AOM. La porción que reconoce las inversiones está indexada al dólar y se ajusta anualmente con el IPP “Equipos de Capital” de EEUU y se paga en pesos a la TRM de final de cada mes. La porción que reconoce los AOM está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano.

- (2) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible para el momento en que el cliente lo requiera. Por su parte, el cliente se compromete a pagar por dicha capacidad con independencia del volumen transportado.
- (3) Los cargos variables obligan al transportador a mantener una capacidad disponible en el momento en que el cliente lo requiera. Sin embargo, y a diferencia del esquema descrito anteriormente, el cliente solo paga lo efectivamente transportado aunque a una tarifa mayor. En general los clientes de TGI mantienen esquemas de contratación que combinan cargos fijos con variables.
- (4) 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	
	3T 15	3T 14	USD	%
Ingresos operacionales	327,185,545	355,742,953	(28,557,408)	-8.0%
Costo de Ventas	97,986,534	104,155,102	(6,168,568)	-5.9%
Operación y mantenimiento	39,867,474	46,954,847	(7,087,373)	-15.1%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	58,119,060	57,200,255	918,805	1.6%
Utilidad bruta	229,199,011	251,587,851	(22,388,839)	-8.9%
Gastos Admon. y Operacionales	21,448,773	22,985,787	(1,537,014)	-6.7%
Personal y servicios generales	12,735,809	21,032,742	(8,296,933)	-39.4%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	2,011,743	1,953,045	58,698	3.0%
Impuesto a la riqueza	6,701,221	-	6,701,221	
Otros Ingresos/(Egresos)	(895,925)	(844,426)	(51,499)	6.1%
Utilidad operacional	206,854,313	227,757,638	(20,903,325)	-9.2%
Ingresos no operacionales	8,923,134	21,752,654	(12,829,521)	-59.0%
Financieros (1)	7,308,657	9,730,526	(2,421,869)	-24.9%
Valoración coberturas (2)	1,614,477	12,022,129	(10,407,652)	-86.6%
Gastos no operacionales	53,463,662	54,777,678	(1,314,017)	-2.4%
Financieros (3)	51,680,787	53,892,415	(2,211,628)	-4.1%
Valoración Inv. permanentes	-	299,791	(299,791)	
Valoración coberturas (2)	1,782,874	585,472	1,197,403	
Diferencia en cambio Neta (4)	49,277,279	19,594,982	29,682,297	151.5%
Utilidad antes de impuesto de renta	113,036,506	175,137,633	(62,101,126)	-35.5%
Impuesto a las ganancias	95,578,823	26,365,177	69,213,646	262.5%
Utilidad neta	17,457,683	148,772,455	(131,314,772)	-88.3%

- (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 – Desglose EBITDA Trimestral

USD	1T - 15	2T - 15	3T - 15
Ingresos	109,991,964	109,003,718	108,189,864
(-)Costos de operación y mantenimiento.	9,456,741	8,706,511.70	19,448,983
(-)Gastos de personal y servicios general ⁵	5,703,182	6,023,305	3,264,559
EBITDA Acumulado Año	94,832,040	94,273,901	85,476,322
Margen EBITDA Acumulado Año	86%	86%	79%

⁵ 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"> ▪ Mayor productor de gas en Colombia. ▪ Empresa integrada del sector de hidrocarburos. ▪ Empresa que cotiza en bolsa y controlada por el gobierno colombiano. ▪ Pertenece al grupo de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo. ▪ Acciones listadas en el mercado públicos de valores de Colombia, Nueva York y Toronto. ▪ Contrato en firme por 7 años. ▪ Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB (Fitch) / BBB (S&P) ; Deuda Local: AAA. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Refinerías. ▪ Generadores térmicos. ▪ Trading.
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia. ▪ Controlada por Gas Natural Fenosa de España; EEB tiene una participación accionaria del 25%. ▪ Contrato en firme por 9 años. ▪ Rating: BBB (Fitch) / Local AAA. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial.⁽¹⁾ ▪ PYMES. ▪ Industrias. ▪ Gas natural para vehículos. ▪ 2.7 millones de clientes.
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano. ▪ Compañía privada controlada por Promigás. ▪ Presta sus servicios a más de 900.000 usuarios. ▪ Contrato en firme por 15 años. ▪ Rating: Local AAA (Fitch). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial. ▪ Industrias. ▪ Gas natural para vehículos. ▪ 937 mil clientes.
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Principal generador de electricidad en Colombia e importante distribuidor de gas natural en el noroccidente colombiano. ▪ Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural. ▪ Contrato en firme por 9 años. ▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB+ (Fitch) ; AAA Local (Fitch). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial. ▪ Generadores térmicos. ▪ 877 mil clientes.
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La segunda empresa de generación de energía eléctrica. ▪ 57% controlado por el estado colombiano. ▪ Contrato en firme por 5 años. ▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB- (Fitch)/ BBB- (S&P); AAA Local. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generadores térmicos. ▪ Trading.

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. 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
- ▶ 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 Impacto