

Bogotá D.C., Octubre de 2012



Índice

[Resumen ejecutivo y hechos relevantes.](#)

[El mercado del gas natural en Colombia.](#)

[Desempeño operacional.](#)

[Desempeño comercial.](#)

[Desempeño financiero.](#)

[Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.](#)

[Anexo 2: Estados financieros consolidados.](#)

[Anexo 3: Panorámica del accionista controlante - EEB.](#)

[Anexo 4: Panorámica de TGI.](#)

[Anexo 5: Términos técnicos y regulatorios.](#)

[Anexo 6: Notas al pie de las tablas.](#)

[Anexo 7: Desagregación del EBITDA](#)

[Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI](#)

Resumen ejecutivo y hechos relevantes
Tabla Nº 1 - Indicadores seleccionados de TGI

	AI 3T 12	AI 3T 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales - COP millones	516,318	466,515	10.7	626,838
Utilidad operacional - COP millones	282,712	273,936	3.2	357,059
EBITDA Trimestral - COP millones	139,033	121,832	14.1	115,874
EBITDA UDM - COP millones	506,860	475,426	6.6	481,570
Utilidad neta - COP millones	169,775	98,026	73.2	25,614
Volumen transportado – Mm pcd	421	426	-1.2	420
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	619	560	10.5	560
Calificación crediticia internacional:				
S&P - mar. 12:	BB, positiva			
Fitch - nov.11:	BB+, estable			
Moody's – mar. 12:	Baa3, estable			

- ▶ La entrada en operación de la Fase II de Cusiana el 1 de agosto de 2012 explica las variaciones positivas de los ingresos operacionales, el EBITDA trimestral y UDM y la capacidad contratada en firme. Si bien los gastos operacionales crecen a un ritmo superior en relación con los ingresos operacionales, buena parte de su comportamiento se explica por los honorarios asociados a la operación de manejo de deuda. Un incremento en el costo del gas combustible utilizado en las estaciones compresoras, cuyo valor en los dos últimos meses prácticamente equivalió a la mitad del costo en los primeros siete meses como consecuencia de un mayor volumen transportado, 460 mmpcd en 3T 12, frente a 398 mmpcd en 2T 12 y a 403 mmpcd en 1T 12.
- ▶ El fuerte crecimiento de la Utilidad neta se explica por el positivo comportamiento de la Utilidad operacional y, en mayor medida, por el incremento de la diferencia en cambio cuyo valor aumentó gracias al impacto de la revaluación del peso sobre la deuda contratada en USD.
- ▶ Se estima que la Fase II de Cusiana generará ingresos anuales de USD 50 millones. Con la culminación de este proyecto, finaliza exitosamente la construcción de tres proyectos de expansión (Guajira, Cusiana Fases I y II) que aumentaron la capacidad de transporte de la compañía en cerca de 53% y mejoraron significativamente la confiabilidad en el suministro de gas en Colombia.
- ▶ Al finalizar el 3T 12 la CREG aún no había resuelto el recurso de reposición presentado por TGI relacionado con la nueva estructura tarifaria. Cabe recordar que la discusión con la CREG se centra en el valor de algunos activos y que por solicitud de TGI, ésta designó peritos especializados para conceptuar sobre el valor de los activos en discusión. TGI recibió los dictámenes periciales y los considera favorables. Se espera que la CREG resuelva el tema antes de finalizar el año.
- ▶ El 28.07.12 TGI tomó control directo sobre el O&M de sus estaciones compresoras. La decisión se tomó por varias razones, la principal generar ahorros anuales que se estiman en USD 3 millones.

Tabla Nº 2 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia

	Estación La Sabana
Capex - USD mm	57
Esquema de financiación:	Recursos Propios
Ampliación capacidad - mm pcd	75
Nueva capacidad nominal	215
Ejecución 3T 12 - %	6.05
En operación en:	4T 14

- ▶ Avances del proyecto de expansión del gasoducto de La Sabana:
 - La compañía finalizó la ingeniería conceptual y la adquisición de los predios en donde se instalará la nueva estación compresora.
 - En relación con los demás contratos necesarios para ejecutar el proyecto, la compañía considera prudente esperar los resultados del recurso de reposición presentado a la CREG relacionado con la nueva estructura tarifaria.

[Regresar al índice](#)

El mercado del gas natural en Colombia

Tabla N° 3 - Demanda de gas natural en Colombia*

	GBTU D		
	A Jul 12	A Jul 11	Var. %
Termoeléctrico	194	199	-2.5
Residencial - comercial	179	170	5.3
Industrial - refinería	374	372	0.5
Vehicular - GNV	66	66	0.0
Petroquímico	17	22	-22.7
Demanda interna	830	820	1.2
Exportación	218	207	5.3
Total	1,048	1,026	2.1

Fuente: Concentra, Inteligencia en Energía

*A partir de 2012, la fuente la información cambió y por lo tanto los datos presentados pueden diferir de los publicados en informes anteriores.

- ▶ La demanda interna de gas natural viene repuntando en los últimos meses gracias, principalmente a una recuperación del consumo del sector termoeléctrico. La demanda de este sector venía cayendo a tasas superiores al 30% a principios de año y su incremento se relaciona con un período de bajas lluvias en algunas zonas del país.

[Regresar al índice](#)

Desempeño operacional

Tabla N° 4 - Indicadores operacionales seleccionados

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
Capacidad total - mmpcd (1)	688	587	17.2	583
Volumen transportado - mmpcd (2)	421	426	-1.2	420
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	619	560	10.5	560
Factor de uso - % (4)	59.1	58.4	1.2	57.6
Disponibilidad - % (5)	99.6	99.6	0.0	99.6
Pérdidas - % (6) *	0.51	0.7	-27.1	0.5
Longitud gasoductos - Km	3,957	3,774	4.8	3,774
Longitud gasoductos – Mi	2,459	2,345	4.9	2,345

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

* Promedios de Enero hasta Agosto/12



- ▶ La capacidad total, la capacidad contratada en firme y la longitud de gasoductos aumentó debido a la entrada en operación de la expansión Cusiana Fase II el 1 de agosto de 2012.
- ▶ Si bien el volumen transportado respecto al 2T 12 se incrementó en 5%, en relación con el 3T 11 se observa una reducción debido a: (i) la nueva producción del campo Gibraltar cuyo gas se está despachando para Bucaramanga y la refinería de Barrancabermeja, mercados que eran atendidos por el sistema de TGI. Sin embargo, el gas que actualmente

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

se está despachando para la refinería desde Gibraltar, está contractualmente destinado para Bogotá, por lo que en el mediano plazo debería regresar al sistema de TGI; (ii) el incremento en la producción de algunos campos menores de Santander (Provincia y Cerrito) que también han surtido a la Refinería de Barrancabermeja y (iii) el menor volumen de gas consumido por las térmicas debido a la fuerte temporada de lluvias que tuvo el País a finales del 2011 y comienzos del 2012.

- ▶ Las pérdidas del sistema se encuentran por debajo del nivel reconocido por la regulación en le estructura tarifaria.

[Regresar al índice](#)

Desempeño comercial

Tabla Nº 5 - Volumen por transportador - Mmpcd

	Al 3T 12	Part. %	Al 3T 11	Part. %	F11
TGI	421	48.3	426	51.8	420
Promigas	332	38.1	328	39.9	347
Otros (*)	119	13.6	68	8.3	101
Total	872	100	823	100	868

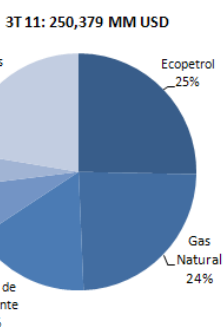
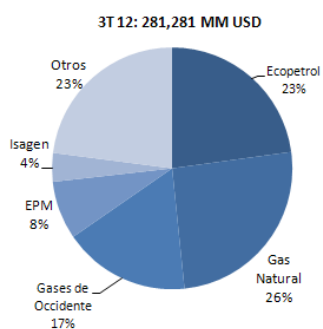
Fuente: Concentra. Inteligencia en Energía

*Industrias conectadas directamente al transporte.

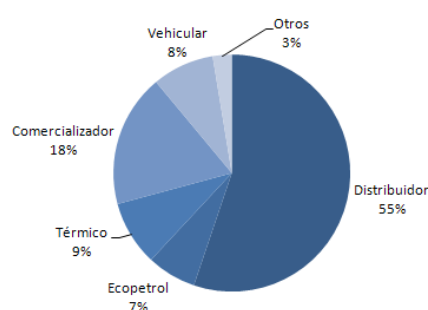
- ▶ La participación de TGI se reduce por la mayor producción de gas de Gibraltar y de otros campos menores. A pesar de los anterior, la participación de mercado de TGI fue 10 puntos porcentuales superior a la del segundo actor más importante del mercado.

Composición de los Ingresos de TGI

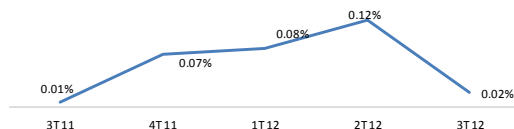
Ingresos por clientes



Ingresos por sector



Índice de Morosidad de Cartera



[Ir a pies de página en anexo 6](#)

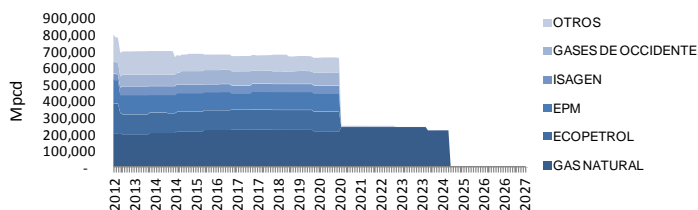
- ▶ El 77% del total de ingresos de TGI son generados por cinco clientes quienes cuentan con una probada solidez financiera y crediticia (ver anexo 8). Por esta razón el índice de morosidad de la compañía es cercano a cero.
- ▶ En relación con este último índice, se observa una caída importante en el 3T 12 relacionada con la cancelación de facturas pendientes de pago.

Tabla N° 6 - Estructura contractual

Tipo de contrato	AI 3T 12			AI 3T 11		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	89	619	9.4	92	560	5.7
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

TGI - Vida útil de los contratos

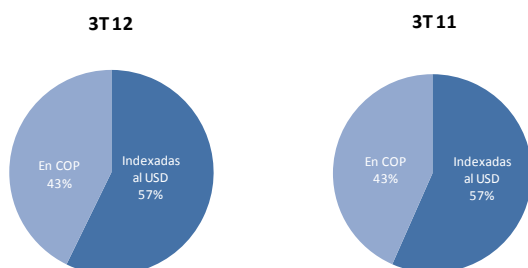
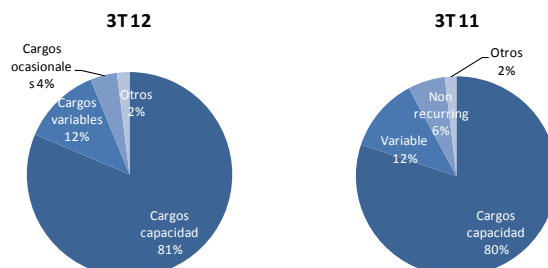


- ▶ Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable con una baja estacionalidad. Esto permite que el 100% de la contratación de la compañía sea en firme y que cerca del 80% de esta esté representada en cargos por capacidad (take or pay).
- ▶ El aumento de la capacidad total contratada se debe a al ingreso en operación de las dos fases de expansión de Cusiana.
- ▶ Al 3T 12 estaba contratada, bajo la modalidad en firme, cerca del 100% de la capacidad nominal del gasoducto de Ballena hasta diciembre de 2020 y el 91% de la capacidad nominal del gasoducto de Cusiana hasta el mismo año.

[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero
Tabla N° 7 - Estructura de los ingresos – COP mm

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var%	F11
Ventas totales	516,318	466,515	10.7	626,838
Desagregación por tipo de moneda				
Ventas indexadas al USD (1)	295,415	264,084	11.9	354,315
Ventas en COP (1)	220,903	202,431	9.1	272,523
Desagregación por tipo de cargo				
Ventas cargos capacidad (2)	422,232	376,797	12.1	504,920
Ventas cargos variables (3)	64,102	55,689	15.1	74,057
Ventas cargos ocasionales (4)	21,733	25,794	-15.7	32,738
Otros ingresos (5)	8,250	8,235	0.2	15,123

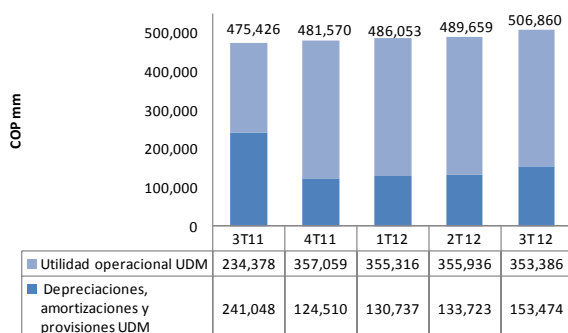
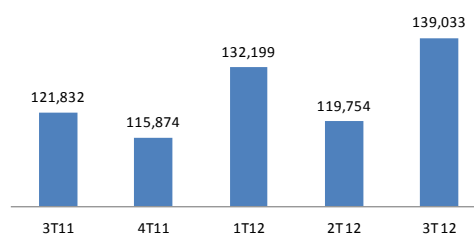
[Ir a pies de página en anexo 6](#)
Ventas totales - Tipo de moneda

Ventas totales - Tipo de cargo


- ▶ A pesar de la disminución en el volumen transportado (-1.2%), los ingresos totales de la compañía aumentaron con fortaleza gracias a la mayor capacidad contratada derivada de la puesta en operación de la Fase II de Cusiana.
- ▶ Al desagregar los ingresos por tipo de moneda, se observa un mayor crecimiento de los indexados al dólar a pesar de la caída de la tasa de cambio (el promedio de la TRM de facturación pasó de COP/USD 1,831 a COP/USD 1,797 entre 3T 11 y 3T 12). Es importante recordar que alrededor del 60% de los ingresos de TGI están indexados al USD.
- ▶ Al desagregar los ingresos por tipo de cargo se observa: (i) un incremento en los ingresos de los cargos por capacidad debido al aumento de la capacidad contratada del sistema de Cusiana, (ii) un aumento de los ingresos de los cargos variables a pesar del descenso en el volumen transportado. Esto se explica por la solicitud de desvíos de algunos remitentes, servicio que se liquida como cargo variable y, (iii) un descenso de los cargos ocasionales por la sustitución de contratos interrumpibles por contratos en firme.

Tabla N° 8 - Indicadores financieros seleccionados

	COP Millones		Variación		COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 3T 12	Al 3T 11	COP	%		Al 3T 12	Al 3T 11
Ventas	516,318	466,515	49,803	10.7	626,838	286.8	243.6
Utilidad operacional	282,712	273,936	8,776	3.2	357,059	157.0	143.0
Margen operacional %	54.8	58.7	-4.0	-6.7	57.0	54.8	58.7
EBITDA trimestral	139,033	121,832	17,201	14.1	115,874	77.2	63.6
EBITDA UDM	506,860	475,426	31,434	6.6	481,570	281.5	248.3
Margen EBITDA % Trim	74.6	76.6	-2.0	-2.6	72.3	74.6	73.0
Margen EBITDA UDM	74.9	77.5	-2.5	-3.3	76.8	74.9	87.5
Utilidad neta	169,775	98,026	71,748	73.2	25,614	94.3	51.2

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Desagregación del EBITDA - UDM

EBITDA Trimestral – COP millones

Tabla Nº 9 - Resultados operacionales

	COP millones		Variación		COP millones F 11	USD millones	
	AI 3T 12	AI 3T 11	COP	%		AI 3T 12	AI 3T 11
Ingresos operacionales	516,318	466,515	49,803	10.7	626,838	286.8	243.6
Costos operacionales	-180,633	-148,191	32,443	21.9	-208,905	-100.3	-77.4
Operación y mantenimiento	-92,189	-74,752	17,437	23.3	-108,756	-51.2	-39.0
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-88,445	-73,439	15,006	20.4	-100,150	-49.1	-38.3
Utilidad bruta	335,685	318,324	17,360	5.5	417,932	186.4	166.2
Gastos admón. Operativos	-52,973	-44,388	8,585	19.3	-60,873	-29.4	-23.2
Personal y servicios generales	-33,144	-26,067	7,077	27.1	-36,512	-18.4	-13.6
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-7,294	-5,872	1,422	24.2	-7,762	-4.1	-3.1
Impuesto al Patrimonio	-12,535	-12,449	86	0.7	-16,599	-7.0	-6.5
Utilidad operacional	282,712	273,936	8,776	3.2	357,059	157.0	143.0

- La utilidad operacional crece a un ritmo inferior en comparación con las ventas debido a: (•) un incremento en el costo del gas combustible utilizado en las estaciones compresoras, cuyo valor en los dos últimos meses se acercó a la mitad del costo en los primeros siete meses como consecuencia de un mayor volumen transportado, 460 mmpcd en 3T 12, frente a 398 mmpcd en 2T 12 y a 403 mmpcd en 1T 12. Esto esta relacionado con el aumento en el volumen transportado en agosto y septiembre para abastecer a la generación térmica en el interior del país; (•) mayores gastos de mantenimiento ocasionados por el cambio de revestimiento de algunos gasoductos; (•) un mayor valor de la prima de seguros debido a la siniestralidad ocasionada por la temporada de lluvias y, (•) honorarios relacionados con la operación de manejo de deuda realizada por TGI en el primer trimestre de este año. Los gastos operacionales asociados a los honorarios originados por la operación de manejo de deuda son eventos coyunturales.

Tabla Nº 10 - Resultados no operacionales

	COP Millones		Variación		COP Millones F 11	USD Millones	
	AI 3T 12	AI 3T 11	COP	%		AI 3T 12	AI 3T 11
Utilidad Operacional	282,712	273,935	8,777	3.2	357,059	157.0	143.0
Ingresos no operacionales	187,604	20,268	167,336	825.6	41,723	-104.2	10.6
Financieros (1)	8,625	15,500	-6,875	-44.4	16,030	4.8	8.1
Diferencia en cambio (2)	163,191	0	163,191	N. A.		90.6	0.0
Valoración coberturas (3)	0	0	0	0	0	0.0	0.0
Otros	15,788	4,769	11,019	231.1	25,693	8.8	2.5
Gastos no operacionales	-277,361	-177,023	-100,338	56.7	-350,750	-154.0	-92.4
Financieros (4)	-233,058	-143,692	89,366	62.2	-224,859	-129.4	-75.0
Diferencia en cambio (5)	0	-21,024	-21,024	-100.0	-51,256	0.0	-11.0
Valoración coberturas (6)	-44,304	-10,182	34,122	335.1	-71,600	-24.6	-5.3
Otros	0	-2,125	-2,125	-100.0	-3,034	0	-1.1
Utilidad antes de impuesto de renta	192,954	117,180	75,774	64.7	48,032	107.2	61.2
Impuesto de renta	-23,179	-19,156	-4,024	21.0	-22,418	-12.9	-10.0
Utilidad neta	169,775	98,025	71,750	73.2	25,614	94.3	51.2

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

- ▶ El comportamiento de los ingresos no operacionales se explica por: (•) el aumento de la cuenta diferencia en cambio por el impacto de la revaluación del COP sobre el valor de la deuda contratada en USD y, (•) una reducción de los ingresos financieros por la menor caja que maneja la compañía debido a las inversiones realizadas en los proyectos de expansión.
- ▶ El incremento de los gastos operacionales se explica por: (•) el pago de una prima por USD 69.2 millones en el marco de un proceso de restructuración de unos bonos de la compañía. Estos fueron sustituidos por una nueva emisión de bonos por un valor de USD 750 millones con vencimiento en 2022 y a un costo financiero sustancialmente menor (9,5% vs 5,7%) y, (•) un mayor valor en la cuenta valoración por coberturas debido a la revaluación de la tasa de cambio y las curvas de las tasas de interés en pesos y dólares.

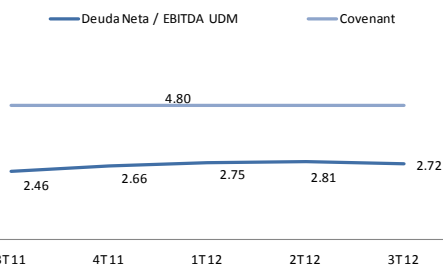
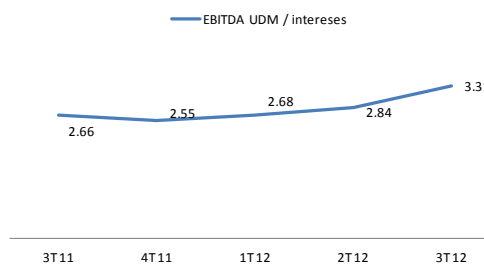
Tabla Nº 11- Indicadores de deuda

	Al 3T 12	Al 3T 11	Unidad		
Deuda neta (1) / EBITDA UDM (2)	2.72	2.46	Veces		
OM: < 4,8					
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3)	3.31	2.66	Veces		
OM: > 1,7					
Estructura de la deuda				Tasa (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales (4)					
S&P - mar 12: BB; positiva					
Fitch - nov 11: BB+; estable	750	750	M USD	5.7	20-mar-2022
Moody's - mar 12: Baa3; estable					
Subordinada (5)	370	370	M USD	6.125	21-Dec-2022

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla Nº 12 - Desagregación - COP Millones

	Al 3T 12	Al 3T 11
EBITDA UDM	506,860	475,426
Deuda Bruta	1,558,471	1,574,136
Efectivo e inver. temporales	181,577	405,018
Deuda Neta	1,376,895	1,169,118
Gastos Financieros Netos UDM	153,259	178,416

Indicador de Apalancamiento

Indicador de Cobertura de Intereses


- ▶ Se observa una tendencia creciente en el indicador de apalancamiento debido, principalmente, a que la compañía utilizó una buena parte de su caja para fondear los proyectos de expansión. Su nivel, sin embargo, es sustancialmente más bajo al exigido en el contrato de los bonos. Entre el 2T 12 y 3T 12 se observa un menor nivel de apalancamiento gracias al ingreso del proyecto de expansión de la fase II de Cusiana.

- ▶ El indicador de cobertura de intereses viene presentando una clara tendencia alcista debido al crecimiento sostenido del EBITDA y al menor valor de los intereses de la deuda gracias al proceso de restructuración de deuda que se realizó a comienzos de año y a la revaluación del peso.

Tabla N° 13 - Capex

	COP Millones		Variación		F 11	USD Millones	
	Al 3T 12	Al 3T 11	COP	Var %		Al 3T 12	Al 3T 11
Inversión (1)	280,657	584,080	-303,423	-51.9	776,337	155.9	305.0
Mantenimiento (2)	3,701	3,854	-153	-4.0	4,301	2.1	2.0

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

- ▶ La mayor parte de las inversiones ejecutadas durante los primeros nueve meses del año se han canalizado hacia el proyecto de expansión de Cusiana Fase II (COP 253,022 millones) y los últimos detalles del proyecto de ampliación Ballena (COP 14,049 millones).

[Regresar al índice](#)

► **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 30 de septiembre de 2012: 1,800.5
 - TRM al 30 de septiembre de 2011: 1,915.1
- 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.

[Regresar al índice](#)

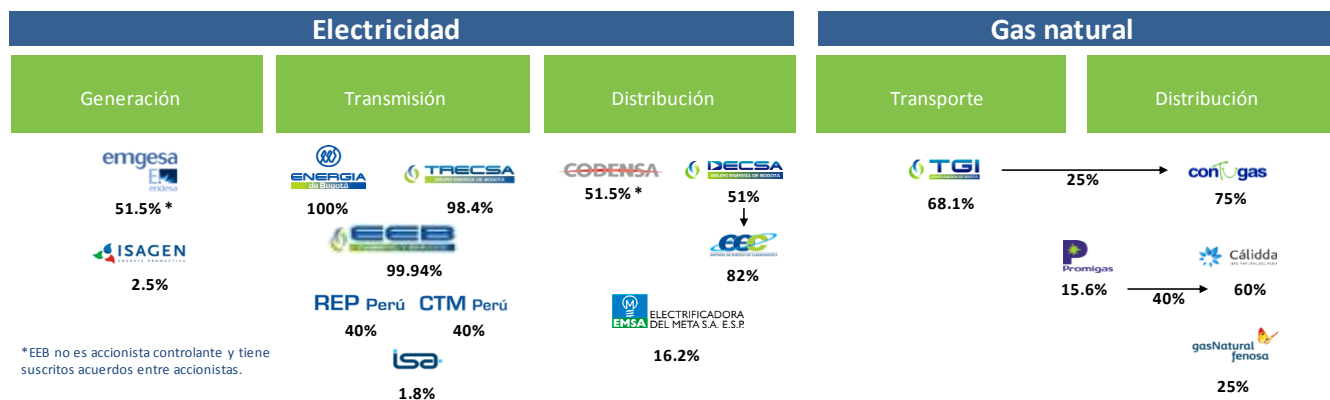
Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 3T 12:

<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=7273>

[Regresar al índice](#)

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.
- ▶ 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 y comienzos de 2012, las dos compañías realizaron operaciones de manejo de deuda sobre los bonos emitidos en el 2007 que les permitieron ampliar el plazo, reducir el costo y mejorar la calificación crediticia.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia. En noviembre de 2011 la compañía realizó una emisión primaria de acciones en el mercado de valores de Colombia por un valor aproximado de USD 400 millones.



[Regresar al índice](#)

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 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 fue de USD 750 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.

[Regresar al índice](#)

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 109
- ▶ 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 109
- ▶ 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 1012
- ▶ 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.

[Regresar al índice](#)

Anexo 6: Notas al pie de los cuadros

Pies de página tabla N° 4: 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 pérdidas máximas del 1%.

[Regresar a la Tabla](#)

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.

[Regresar a la gráfica](#)

Pies de página tabla N° 6: 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.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 7: 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.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 8: Indicadores financieros seleccionados

(1) Es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 10: Resultados no operacionales

- (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.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 11: 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.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 13: 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.

[Regresar a la Tabla](#)

[Regresar al índice](#)

Anexo 7: Desagregación del EBITDA

COP MM	3T 11	4T 11	1T 12	2T 12	3T 12
Ingresos Operacionales UDM	613,812	626,838	634,374	649,413	676.641
Costos de operación y mantenimiento UDM	107,976	108,756	111,834	117,879	126.193
Gastos de personal y servicios generales UDM	34,416	36,513	36,488	41,875	43.589
EBITDA UDM	471,421	481,570	486,053	489,659	506.860
Margen EBITDA UDM (%)	76.8	76.8	76.6	75.4	74.9
Ingresos Trim.	159,026	160,323	163,875	166,189	186.255
Costos oper. y mantenimiento Trim.	28,682	34,004	23,819	31,373	36.997
Gastos de personal y servicios generales Trim.	8,512	10,445	7,857	15,061	10.226
EBITDA Trimestral	121,832	115,874	132,199	119,754	139.033
Margen EBITDA Trimestral (%)	76,6	72.3	80.7	72.1	74,6

[Regresar al índice](#)

Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI

Compañía	Panorámica	Resumen Financiero F11 - COP mm Algunas cifras son estimadas
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor productor de gas en Colombia ▪ Empresa integrada del sector de hidrocarburos ▪ 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 8.5 años. ▪ Calificación BBB - deuda externa. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 56,277,000 ▪ EBITDA: 8,346,000 ▪ Utilidad neta: 11,015,700,000
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia con más de 1,600,000 clientes. ▪ Controlada por Gas Natural de España; EEB tiene una participación accionaria del 25% ▪ Contrato en firme por 12.5 años. ▪ Calificación local AAA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 48,862,201 ▪ EBITDA: 10,768,880 ▪ Utilidad neta: 3,071,855
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano. ▪ Presta sus servicios a más de 600.000 usuarios. ▪ Contrato en firme por 8.5 años. ▪ Calificación local AAA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 355,109 ▪ EBITDA: 121,556 ▪ Utilidad neta: 53,500
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural. ▪ Contrato en firme por 9 años ▪ Calificación internacional: BBB- 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 10,522,890 ▪ EBITDA: 3,310,709 ▪ Utilidad neta: 1,392,123
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La tercera empresa de generación de energía eléctrica. ▪ Contrato en firme por 8.5 años ▪ Calificación internacional: BB+ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 1,682,700 ▪ EBITDA: 707,900 ▪ Utilidad neta: 479,112

[Regresar al índice](#)