

Bogotá D.C., mayo 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 mayoritario - 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 1T 12	AI 1T 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales - COP millones	163,875	156,339	4.8	626,838
Utilidad operacional - COP millones	93,696	91,216	2.7	357,059
EBITDA Trimestral - COP millones	132,199	127,716	3.5	120,045
EBITDA UDM - COP millones	486,053	451,496	7.7	481,570
Utilidad neta - COP millones	99,852	60,433	65.2	25,614
Volumen transportado – Mm pcd	403	437	-7.8	420
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	548	529	3.6	560
Calificación crediticia internacional:				
S&P - mar. 12:		BB, positiva		
Fitch - nov.11:		BB+, estable		
Moody's - mar. 12:		Baa3, estable		

- ▶ El incremento de los ingresos operacionales de TGI es consecuencia del aumento de la capacidad contratada por el ingreso en operación de Cusiana Fase I a principios de 2012. Este mismo hecho explica el positivo comportamiento del EBITDA trimestral y UDM. La Utilidad operacional crece a un menor ritmo en comparación con los Ingresos operacionales debido, principalmente, a los mayores costos de operación y mantenimiento derivados de la compra de un BOMT. La Utilidad neta crece en forma vigorosa por: (•) el positivo comportamiento de la Utilidad operacional, (•) el impacto de la revaluación del peso en la cuenta diferencia en cambio y, (•) los menores gastos financieros por la refinanciación del crédito intercompañía con EEB.
- ▶ El 24 02 12 la Junta Directiva de TGI designó como nuevo presidente de la compañía a Ricardo Roa Barragán, Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional, Especialista en Sistemas Gerenciales de Ingeniería y aspirante a la Maestría en Estudios de Política de la Pontificia Universidad Javeriana. El nuevo presidente de la compañía cuenta con más de 20 años de experiencia en los sectores de energía eléctrica y gas natural. Ha sido Asesor de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, Director Sectorial de Energía y Gas de ANDESCO, Gerente Comercial y Gerente General de la Electrificadora de Santander, Director de Comercialización y Gerente de Negocios de Energía del Sector Agroindustrial de la Organización Ardila Lulle, alternando durante varios años como catedrático en temas energéticos en las universidades Nacional de Colombia, Antonio Nariño y Externado de Colombia.
- ▶ El 19 04 12 TGI cerró una operación de manejo de deuda de su principal pasivo financiero. En el marco de esta operación, la compañía emitió de manera exitosa bonos por USD 750 millones en el mercado 144A. En la misma fecha lanzó un "Tender Offer" y un "Optional Redemption" sobre los bonos emitidos en octubre de 2007. La nueva emisión tuvo una sobredemanda cercana a las 6 veces y contó con grado de inversión por parte de una de las tres entidades que la calificaron. Bajo el "Tender Offer" se recompró casi el 90% de los bonos emitidos en 2007 y, sobre el porcentaje restante, se realizó un "Optional Redemption" el 19 04 12.
- ▶ La operación mejoró sustancialmente el perfil de la deuda de TGI con el aumento de la vida media de los pasivos de 7,36 años a 10,38 años y de la duración de 5,83 años a 8,26 años; además, el costo financiero se redujo del 9,50% a 5,70% lo que representa un beneficio de USD 80 millones en valor presente, un ahorro anual en pagos de intereses de USD 29 millones y una menor tasa promedio ponderada de financiación de 8,39% a 5,84%.
- ▶ Se espera que en 3T 12 la CREG resuelva la reposición presentada por TGI en relación con la nueva estructura tarifaria. Mientras esto ocurre, la compañía continuará aplicando las mismas tarifas con las que viene trabajando hace algunos años. La discusión con la C REG se centra en el valor de los activos de las inversiones realizadas en el marco de los proyectos recientes de expansión por cuanto la regulación prohíbe la revisión de los valores de las inversiones que ya habían sido ratificadas por la CREG en años anteriores. La compañía considera como un paso positivo que, por solicitud suya, la CREG haya expedido este año de dos resoluciones que, entre otras cosas, ordenan una prueba pericial y designan peritos para valorar los activos en discusión. Cualquiera sea la decisión que adopte la CREG, la compañía espera que ésta no tenga un impacto negativo en los ingresos operacionales de la compañía.

Tabla N° 2 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia

	Cusiana Fase II	Estación La Sabana
Capex - USD mm	235	57
Esquema de financiación:	Capitalización	Capitalización
Ampliación capacidad - mm pcd	110	75
Nueva capacidad nominal	390	215
Ejecución 1T 12 - %	86,83 %	0
En operación en:	2T 12	4T13

► Cusiana Fase II

- Durante 1T 12 se puso en servicio uno de los cinco tramos en construcción.
- La compañía espera que esta ampliación entre en operación antes del cierre del primer semestre de este año.

► Avance del proyecto de la Estación de la Sabana.

- Como mencionamos en el informe anterior, la Junta Directiva de la compañía autorizó a la administración para adelantar los análisis y evaluaciones preliminares que permitan definir la participación en este proyecto.
- El 07 03 12 finalizó la ingeniería conceptual y el 20 02 12 se firmaron las escrituras del predio en donde estaría localizada la estación de compresión.
- Desde el 23 02 12 se avanza en la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental. El plazo para finalizar estos estudios es de 105 días calendario.
- La compañía definió los términos de referencia del contrato EPC y de la compra de las unidades de compresión.

[Regresar al índice](#)

El mercado del gas natural en Colombia

Tabla N° 3 - Demanda de gas natural en Colombia

	GBTU d		
	2011	2010	Var. %
Termoeléctrico	217.2	301.7	-28
Residencial - comercial	166.7	153	9
Industrial - refinería	363.5	341.8	6.3
Vehicular - GNV	72.1	75.2	-4.2
Petroquímico	12.3	12	1.9
Demanda interna	831.8	883.7	-5.9
Exportación	204.6	154.6	32.4
Total	1,036.4	1,038.3	-0.2

Fuente: CNO Gas

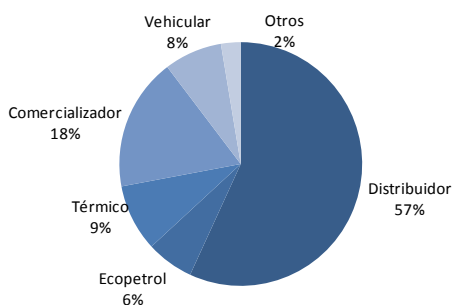
- El año pasado, el consumo de gas natural fue ligeramente inferior al de 2010, debido a que en este último año el sector termoeléctrico requirió mayores volúmenes de gas para atender las necesidades de generación eléctrica derivadas del fenómeno de El Niño.
- El mayor número de clientes residenciales impulsó, de manera importante, el consumo de este segmento de mercado. Durante 2011 se conectaron 480 mil clientes residenciales, es decir un 8,12% de incremento frente al año anterior.
- El positivo comportamiento de la demanda industrial se explica, principalmente, por la mayor actividad económica registrada en Colombia en 2011. Al respecto, vale la pena recordar que el PIB del país creció 5,9% el año pasado, comparado con un 4% en 2010.

[Regresar al índice](#)

Desempeño operacional
Tabla N° 4 - Indicadores operacionales seleccionados

	1T 12	1T 11	Var %	F 11
Capacidad total - mmpcd (1)	583	583	0.0	583
Volumen transportado - mmpcd (2)	403	437	-7.8	420
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	548	529	3.6	560
Factor de uso - % (4)	55.9	61.4	-8.9	57.6
Disponibilidad - % (5)	99.4	98.6	0.8	99.6
Pérdidas - % (6)	0.29	0.36	-19.4	0.51
Longitud gasoductos - Km	3,774	3,774	0.0	3,774
Longitud gasoductos – Mi	2,345	2,345	0.0	2,345

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Composición Sectorial


- ▶ La reducción del volumen transportado y del factor de uso se explica por la menor demanda térmica y los menores despachos al centro industrial de Barrancabermeja. Lo primero es consecuencia de la disipación del fenómeno del Niño y lo segundo se debe a que una parte del gas de este complejo industrial está siendo despachado desde un nuevo campo llamado Gibraltar operado por la transportadora Transoriente. El impacto sobre el volumen transportado de TGI sería marginal puesto que el gas que está siendo entregado a la Refinería, está contractualmente destinado a Bogotá y tendría que volver al sistema de TGI en el largo plazo.
- ▶ A pesar del menor volumen transportado, los ingresos de la compañía aumentaron gracias, principalmente, a la mayor capacidad contratada por la puesta en servicio de las ampliaciones de Guajira y Cusiana Fase I.
- ▶ El nivel de pérdidas de gas de la compañía presentó un descenso del 19.4% y se encuentra dentro del rango reconocido en la regulación en las tarifas de transporte -1%-. La meta de la compañía es que este indicador se mantenga por debajo de 0.7%.

[Regresar al índice](#)
Desempeño comercial
Tabla N° 5 - Volumen por transportador - Mmpcd

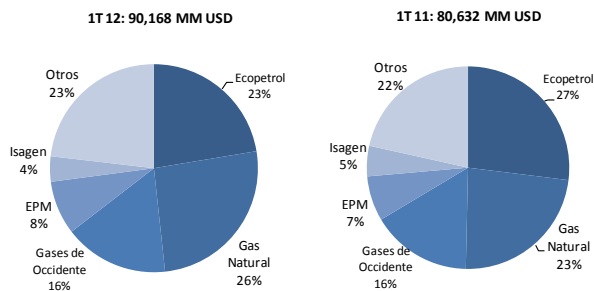
	dic-11	Part. %	dic-10	Part. %
TGI	420	48,4%	422	47,7%
Promigas	347	40,0%	399	45,1%
Otros*	101	11,6%	63	7,1%
Total	868	100,0%	884	100,0%

Fuente: CNO Gas

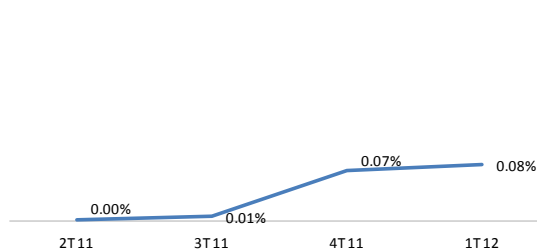
*Industrias conectadas directamente al transporte

- ▶ La mayor participación de mercado de TGI se debe a: (•) la positiva dinámica de la demanda industrial, residencial y comercial, ya que TGI atiende la zona de mayor actividad económica de Colombia y, (•) los menores volúmenes transportados por Promigas porque su zona de influencia está más expuesta a las variaciones del consumo térmico.

Ventas por clientes - MM USD



Índice de Morosidad de Cartera



[Ir a Pies de página en anexo 6](#)

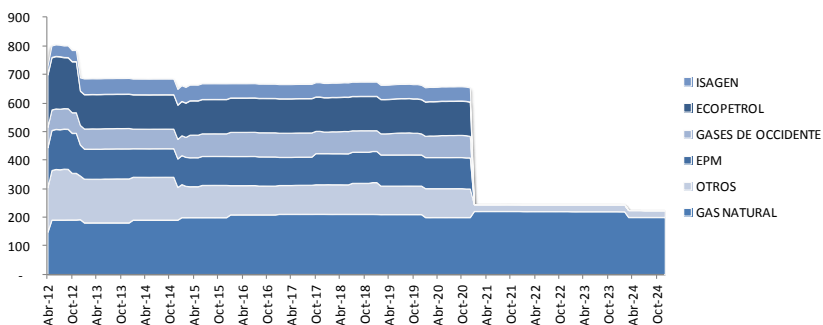
- ▶ Las ventas de los cinco principales clientes de la compañía representaron cerca del 77% del total de los ingresos de TGI. Se trata de clientes con una probada solidez financiera y crediticia.
- ▶ La calidad crediticia de los clientes de TGI y la acertada gestión de cobro de cartera, le permite contar con índices de morosidad muy bajos, tal y como se muestra en la gráfica de la derecha.

Tabla N° 6 - Estructura contractual

Tipo de contrato	Al 1T 12			Al 1T 11		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	92	548	9.5	96	529	5.8
Interrumpibles (2)	0	0	N.A.	1	7.9	0

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Contratos TGI - Vida Útil



- ▶ El incremento de la capacidad contratada se explica por la puesta en servicio de Cusiana Fase I. Si bien este proyecto entró en servicio en enero de 2011, varios de sus contratos asociados empezaron a ser efectivos con posterioridad al cierre del primer trimestre del año pasado.
- ▶ Es importante resaltar que el 100% de la capacidad contratada es bajo la modalidad en firme, lo que le da a los ingresos operacionales de la compañía una gran estabilidad.

- ▶ Al cierre del 1T 12 se encontraba contratada cerca del 100% de la capacidad nominal del gasoducto Ballena - Barrancabermeja hasta diciembre de 2020 y el 87% de la capacidad nominal de Cusiana – La Belleza también hasta 2020.

[Regresar al índice](#)

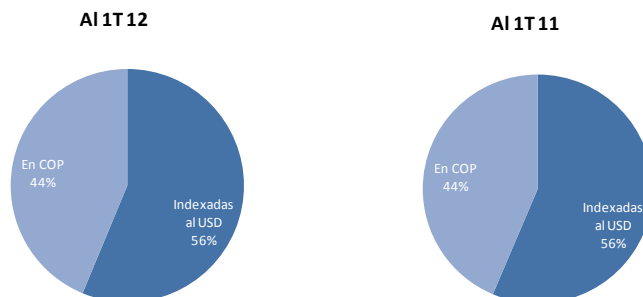
Desempeño financiero

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

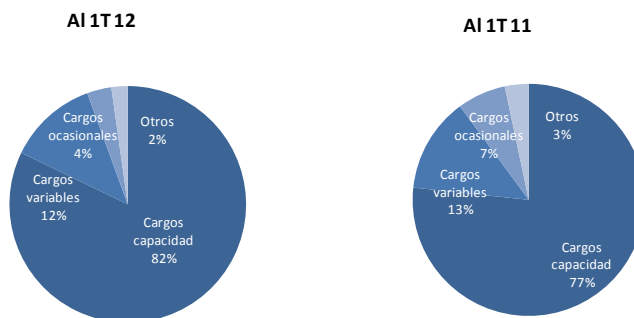
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var%	F11
Ventas totales	163,875	156,339	4.8	626,838
Desagregación por tipo de moneda				
Ventas indexadas al USD (1)	92,218	88,191	4.6	354,315
Ventas en COP (1)	71,657	68,148	5.1	272,523
Desagregación por tipo de cargo				
Ventas cargos capacidad (2)	134,663	119,897	12.3	502,349
Ventas cargos variables (3)	20,104	20,678	-2.8	74,057
Ventas cargos ocasionales (4)	5,454	10,573	-48.4	32,738
Otros ingresos (5)	3,654	5,190	-29.6	17,694

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Ventas Totales - Tipo de moneda



Ventas Totales - Tipo de Cargo



- ▶ A pesar de la disminución del volumen transportado, los ingresos operacionales de la compañía crecen gracias a la mayor capacidad contratada por ampliación denominada Cusiana Fase I, proyecto que entró en servicio el 18 01 11 y adició 70 mmpcd de capacidad.
- ▶ Las ventas indexadas al dólar crecieron a un ritmo menor que las ventas en COP, debido, principalmente, al descenso del tipo de cambio promedio durante el 1T 12. En efecto, la tasa promedio utilizada para la facturación pasó de COP

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

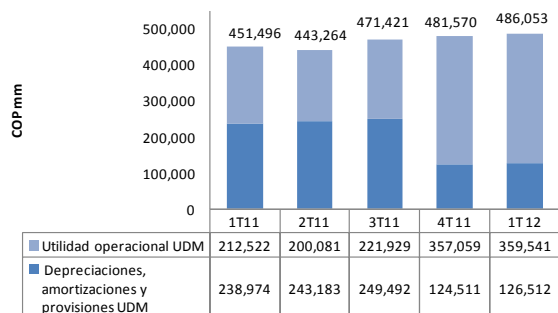
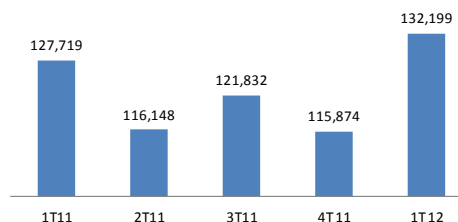
1,878 COP/USD a COP 1,792 COP/USD entre el 1T11 y el 1T 12. Este comportamiento representa un descenso del tipo de cambio promedio del 4.6%. A pesar de la caída de la tasa de cambio, las ventas indexadas al USD aumentaron gracias a la mayor capacidad contratada.

- ▶ Al desagregar los ingresos por tipo de cargo se observa: (•) un incremento de los cargos por capacidad debido al aumento de la capacidad contratada del sistema de Cusiana; (•) una disminución de los cargos variables, consecuencia del menor volumen transportado y la ya mencionada caída en la tasa de cambio utilizada para facturar a los clientes y; (•) un importante descenso de los cargos ocasionales como consecuencia de la sustitución de contratos interrumpibles por contratos en firme.

Tabla Nº 8 - Indicadores financieros seleccionados

	COP Millones		Variación		COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	COP	%		Al 1T 12	Al 1T 11
Ventas	163,875	156,339	7,536	4.8	626,838	91.4	83.2
Utilidad operacional	93,696	91,216	2,481	2.7	357,059	52.3	48.5
Margen operacional %	57.2	58.3		-2.0	57.0	57.2	58.3
EBITDA trimestral	132,199	127,716	4,483	3.5	120,045	73.8	68.0
EBITDA UDM	486,053	451,496	44,563	7.7	481,570	271.2	240.5
Margen EBITDA % Trim	80.7	81.7		-1.2	76.8	80.7	81.7
Margen EBITDA UDM	76.6	77.0		-0.5	76.8	76.6	77.0
Utilidad neta	99,852	60,433	39,420	65.2	25,614	55.7	32.2

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Desagregación del EBITDA - UDM

EBITDA Trimestral – COP millones


- ▶ En las gráficas se observa un ascenso importante del EBITDA trimestral, una tendencia creciente del EBITDA UDM y una reducción significativa a partir del 4T11 del rubro depreciaciones, amortizaciones y provisiones.
- ▶ La caída en el rubro de depreciaciones, amortizaciones y provisiones UDM a partir del 4T11 se explica porque hasta el 3T11 se incluyeron provisiones por desvalorizaciones de algunos activos fijos por COP 139,875 millones. Como se ha explicado en informes anteriores, las normas contables colombianas obligan a realizar una valoración de los activos máximo cada 3 años y la última valoración realizada por la compañía fue en 2010. Es un efecto contable que no afecta la generación de caja de la compañía.

Tabla N° 9 - Resultados operacionales

	COP Millones		Variación		COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	COP	%		Al 1T 12	Al 1T 11
Ingresos operacionales	163,875	156,339	7,536	4.8	626,838	91.4	83.2
Costos operacionales	-54,704	-49,948	4,756	9.5	-208,905	-30.5	-26.6
Operación y mantenimiento	-23,819	-20,741	3,077	14.8	-108,756	13.3	11.0
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-30,886	-29,207	1,679	5.7	-100,150	17.2	15.5
Utilidad bruta	109,171	106,391	2,780	2.6	417,932	60.9	56.6
Gastos admn. Operativos	-15,475	-15,175	299	2.0	-60,873	-8.6	-8.1
Personal y servicios generales	-7,857	-7,882	-25	-0.3	-36,512	4.4	4.2
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-3,439	-3,070	369	12.0	-7,762	1.9	1.6
Impuesto al Patrimonio	-4,178	-4,224	-45	-1.1	-16,599	2.3	2.2
Utilidad operacional	93,696	91,216	2,481	2.7	357,059	52.3	48.5

- ▶ El comportamiento ascendente del EBITDA trimestral y UDM se explica, principalmente, por los mayores Ingresos operacionales generados por la puesta en servicio en 1T11 del proyecto de ampliación Cusiana Fase I.
- ▶ En relación con los resultados operacionales mostrados en la tabla 10, tal vez lo más significativo, además del incremento de los Ingresos operacionales, es el aumento de los costos de Operación y mantenimiento. La variación de este rubro se explica, principalmente, por: (•) costos adicionales relacionados con el antiguo BOMT de Centragas - sistema Guajira- cuya opción de compra ejerció TGI en febrero de 2011; (•) trabajos de revestimiento en algunos gasoductos y; (•) algunos otros gastos que también están relacionados con la ampliación de la infraestructura como es el caso de seguridad e informática. Cabe destacar que uno de los costos operacionales más significativos es el del combustible necesario para las compresoras y que TGI en diciembre de 2011 firmó contratos para su suministro en muy buenas condiciones.
- ▶ El incremento frente al trimestre del año anterior de las provisiones, depreciaciones y amortizaciones operacionales se debe al aumento de los activos de la compañía por las ampliaciones a la capacidad y la compra del BOMT de Centragas (sistema Guajira).

Tabla N° 10 - Resultados no operacionales

	COP Millones		Variación		COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	COP	%		Al 1T 12	Al 1T 11
Utilidad Operacional	93,696	91,216	2,481	2.7	357,069	52.3	48.5
Ingresos no operacionales	184,242	31,386	152,856	487	41,723	102.8	16.7
Financieros (1)	3,753	1,063	2,690	253.1	16,030	2.1	0.6
Diferencia en cambio (2)	172,359	22,334	150,025	671.7	0	96.2	11.9
Valoración coberturas (3)	0	0	0	0	0	0	0
Otros	8,130	7,989	141	1.8	25,694	4.5	4.3
Gastos no operacionales	-169,106	-55,679	-113,427	203.7	-350,750	-94.4	-29.9
Financieros (4)	-42,491	-50,542	8,051	-15.9	-224,859	-23.7	-26.9
Diferencia en cambio (5)	0	0	0	0	-51,256	0	0
Valoración coberturas (6)	-11,000	-2,614	-8,386	320.8	-71,600	-6.1	-1.4
Otros	-115,615	-2,523	-113,092	4,482.4	-3,034	-64.5	-1.3
Utilidad antes de impuesto de renta	108,832	66,923	41,909	62.6	48,032	60.7	35.6
Impuesto de renta	-8,980	-6,490	-2,490	38.4	-22,418	-5.0	-3.5
Utilidad neta	99,852	60,433	39,420	65.2	25,614	55.7	32.2

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

- ▶ La Utilidad neta registro un incremento del 65.2% debido, principalmente, a: (•) los mayores ingresos por diferencia en cambio, generados por el mayor ritmo de revaluación del COP y, (•) los mayores Ingresos operacionales.
- ▶ Por su parte, el incremento de los Gastos no operacionales se explica por el pago de la prima pagada en el marco de la operación de manejo de deuda. En marzo de este año, TGI emitió bonos por USD 750 millones en el mercado 144A. Los recursos fueron utilizados en su totalidad para recomprar los bonos emitidos por la compañía en 2007. Se trató de operación de optimización con lo que se logró mejorar el perfil de la deuda y disminuir en 350 pbs el costo financiero. Esto último tendrá un impacto positivo en los gastos no operacionales a partir del 2T12

- ▶ Adicionalmente, en diciembre del año pasado y como resultado de una operación de manejo de deuda realizada por EEB en noviembre de ese año, se renegociaron las condiciones del crédito intercompañía lo cual tuvo un impacto positivo en los gastos financieros. Para TGI, el costo del crédito intercompañía se redujo de 8.75% a 6.125%

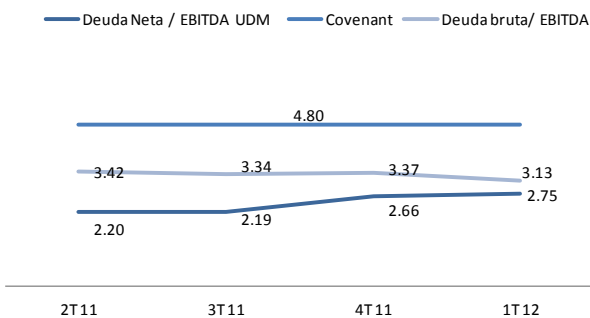
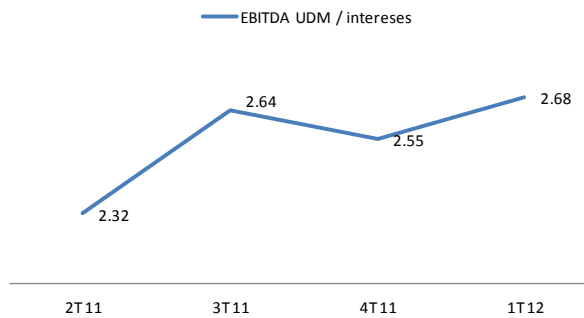
Tabla Nº 11- Indicadores de deuda

	Al 1T 12	Al 1T 11	Unidad		
Deuda neta (1) / EBITDA UDM (2)	2.75	1.76	Veces		
OM: < 4,8					
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3)	2.68	2.23	Veces		
OM: > 1,7					
Estructura de la deuda				Tasa (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales (4)	750	750	M USD	5.7	20-mar-2022
S&P - mar 12: BB; positiva					
Fitch - nov 11: BB+; estable					
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

	1T 12	1T 11
EBITDA UDM	486,053	452,010
Deuda Bruta	1,522,172	1,542,868
Efectivo e inver. temporales	185,426	746,545
Deuda Neta	1,336,746	796,323
Gastos Financieros Netos UDM	181,461	199,919

Indicador de Apalancamiento

Indicador de Cobertura de Intereses


- ▶ La emisión reciente de bonos en el marco de la operación de manejo de deuda de TGI incorporó cambios contractuales. Tal vez el más importante es el del "incurrence covenant" que ahora se medirá únicamente sobre el indicador de apalancamiento.
- ▶ El indicador de apalancamiento aumentó debido al incremento de la deuda neta como consecuencia de la disminución del efectivo e inversiones temporales por la utilización de los recursos provenientes de la capitalización de CVCI en los proyectos de expansión de la empresa.
- ▶ El indicador de cobertura aumentó gracias a: (•) el aumento del EBITDA por las razones explicadas anteriormente y; (•) la reducción de los intereses se debe a menores tasas actuales de financiación y a los mayores rendimientos financieros. Gracias a la operación de manejo de deuda, la compañía espera que este indicador continúe evolucionando de manera positiva en los próximos trimestres.

Tabla N° 13 - Capex

	COP Millones		Variación		F 11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	COP	Var %		Al 1T 12	Al 1T 11
Inversión (1)	121,040	157,630	-36,590	-23.2	776,337	67.5	83.8
Mantenimiento (2)	1,241	332	909	273.8	4,301	0.7	0.17

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

- El capex del 1T12, representa, principalmente, las inversiones del proyecto de Cusiana Fase II, cuyo monto asciende en este período a COP 105,268 millones. Los otros costos provienen del proyecto de expansión Ballena por COP 10,095 millones y COP 4,364 millones invertidos en las instalaciones de TGI en Bogotá.

[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 31 de marzo de 2012: 1,792.07
 - TRM al 31 de marzo de 2011: 1,879.5
- 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](#)

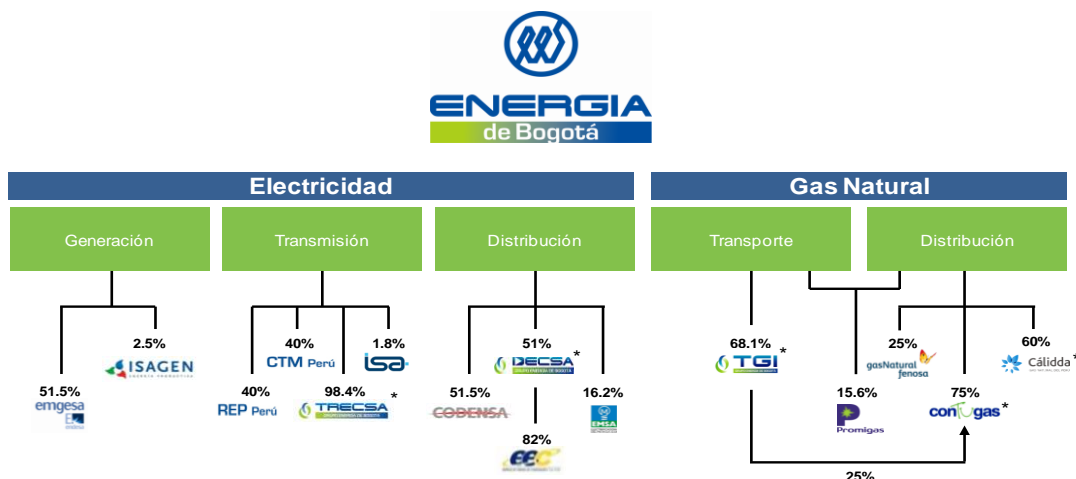
Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 1T 12:

<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 1886 y está controlada por el Distrito de Bogotá – 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ El Grupo EEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de corporativos en el mercado 144ª por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia.



[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 está finalizando la ejecución del proyecto de expansión más ambicioso de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia: la ampliación de los gasoductos de Guajira y Cusiana cuyo costo aproximado es de USD 650 mm.
- ▶ TGI tiene una participación del 25% en la compañía peruana ConTUGas - el otro 75% es propiedad de EEB -. ConTUGas es la adjudicataria de una concesión para la construcción de una red de transporte y distribución de gas natural en el sur del Perú - departamento de ICA -. Este es un proyecto con un valor estimado de USD 280 mm.

[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 10^9
- BOMT: Por sus cifras en Inglés: Build, Operate, Maintain and Transfer Contract. Es un contrato mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un activo.
- COP / COP: Pesos colombianos.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal colombiana encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
- Cuota de Fomento: Corresponde a recursos que Ecogas recaudaba de sus usuarios para ejecutar nuevos proyectos de infraestructura de gas natural.
- DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Es la entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- DNP: Departamento Nacional de Planeación. Entidad encargada de la Planeación Económica de Colombia.
- EEB: Empresa de Energía de Bogotá. Es el accionista controlante de TGI.
- GNV: Gas natural vehicular.
- GPC: Giga pies cúbicos. Factor 10^9
- IED: Inversión extranjera directa.
- IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- Km: Kilómetros
- MEM: Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- Mi: Millas de los Estados Unidos.
- Mm/mm: millones.
- Mlm / Mlm: millardos
- PBS: Puntos Básicos, equivalente a 0.01%
- Pcd o pcd: pies cúbicos día.
- SF: Superintendencia Financiera. Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- TGI: Transportadora de Gas del Internacional.
- Tpc / tpc: Tera pies cúbicos. Factor 10^{12}
- TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso-dólar que se calcula diariamente por la SF.
- R/P: Relación reservas producción. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.
- UDM: Ultimos doce meses.
- UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
- USD: Dólares de los Estados Unidos de América.

[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	1T11	2T11	3T11	4T 11	1T 12
Ingresos Operacionales UDM	586,721	589,221	613,812	626,838	634,374
Costos de operación y mantenimiento UDM	101,872	110,304	107,976	108,756	111,834
Gastos de personal y servicios generales UDM	33,353	35,645	34,416	36,513	36,488
EBITDA UDM	451,496	443,272	471,421	481,570	486,053
Margen EBITDA UDM	77%	75.2%	76.8%	76.8%	76.6%
Ingresos Trim.	156,339	151,150	159,026	160,323	163,875
Costos oper. y mantenimiento Trim.	20,741	25,329	28,682	34,004	23,819
Gastos de personal y servicios generales Trim.	7,882	9,674	8,512	10,445	7,857
EBITDA Trimestral	127,716	116,148	121,832	115,874	132,199
Margen EBITDA Trimestral	81,7%	76.8%	76,6%	72.3%	80.7%

[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 9 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 13 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 13 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 9 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](#)