

Bogotá D.C., mayo de 2008

ÍNDICE

- ▶ **Términos técnicos y regulatorios.**
- ▶ **Aclaraciones.**
- ▶ **Hechos relevantes de 2007.**
- ▶ **Información macroeconómica.**
- ▶ **Información sectorial.**
- ▶ **Desempeño operacional de TGI.**
- ▶ **Desempeño comercial de TGI.**
- ▶ **Desempeño financiero de TGI.**
- ▶ **Anexos.**

TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

- ▶ 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 para el desarrollo de líneas de gas natural mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un gasoducto.
- ▶ 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 mayor accionista de TGI.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- ▶ Km: Kilómetros
- ▶ mm: millones.
- ▶ Mll: Millas de los Estados Unidos.
- ▶ 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 Interior.
- ▶ Tpc o 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.
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América.

ACLARACIONES AL INFORME

- ▶ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. 2003: 2.780,82 COP/USD; 2004: 2.412,10 COP/USD; 2005: 2.282,35 COP/USD; 2006: 2.238,79 COP/USD y; 2007: 2.014,76 COP/USD.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza el punto (.) para separar los miles y la coma (,) para separar los decimales.
- ▶ El estado de resultados de TGI refleja la operación de la compañía entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007. Por esta razón y solamente como un ejercicio comparativo, se anualizaron los rubros del estado de resultados de TGI dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).
- ▶ La contabilización de algunas cuentas del Estado de Resultados de Ecogas difiere de la contabilización en el Estado de Resultados de TGI. Por esta razón y solamente como un ejercicio comparativo, en algunos apartes se excluyeron del Estado de Resultados de Ecogas de 2006 los ingresos fiscales correspondientes a la Cuota de Fomento y los egresos derivados de su manejo. Los ingresos de la Cuota de Fomento corresponden a recursos recaudados por Ecogas para ejecutar proyectos de masificación de gas natural.

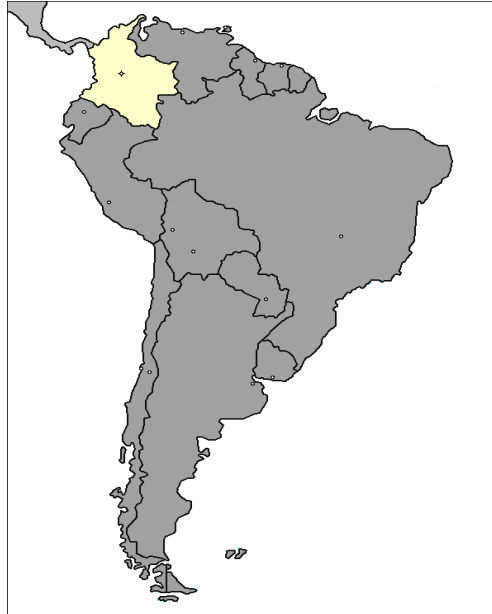
Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- ▶ 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 ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.

HECHOS RELEVANTES DE 2007

- ▶ EL PIB colombiano creció 7,52%; la tasa de crecimiento más alta de los últimos 29 años.
- ▶ Colombia mantuvo la calificación de grado de inversión para su deuda soberana denominada en pesos.
- ▶ La demanda interna de gas natural en Colombia creció en 5,03%, impulsada por los sectores industrial, residencial y de GNV.
- ▶ TGI se consolidó como el transportador de gas natural más importante en Colombia. Comparando sus resultados con los de Ecogas para 2006 se encuentra que:
 - Su volumen transportado aumentó 19%; 4 veces superior al crecimiento de la demanda nacional.
 - Sus ventas crecieron 6%.
 - Su margen operacional creció 9,8 puntos porcentuales, finalizando 2007 en 59,8% (COP 250.382 mm).
 - Su EBITDA fue superior en COP 48.480 mm (16,5%); finalizando 2007 en COP 341.973 mm.
- ▶ Aproximadamente el 60% de los ingresos operacionales de TGI estuvieron indexados al dólar de los Estados Unidos.
- ▶ TGI reestructuró exitosamente su deuda en octubre de 2007 con la colocación de bonos por USD 750 mm en los mercados internacionales a un plazo de 10 años y una tasa del 9,5%. El precio promedio de las negociaciones de los bonos en 2007 fue de 104,08, reflejando un alto nivel de confianza de los inversionistas en la compañía.
- ▶ En octubre TGI empezó a operar directamente su red de gasoductos, mejorando su capacidad de prestación de servicios.

INFORMACIÓN MACROECONÓMICA



Indicadores económicos seleccionados

Población	46 Mm
Área	1,1 Mm K ²
PIB 2007 en USD bln (p)	149,4
PIB per cápita 2007 en USD	3.247
Var. real PIB 2007	7,52%
Inflación 2007	5,7%
Riesgos soberano deuda en moneda local (1)	BBB+ /Estable/A-2
Riesgos soberano deuda en moneda extranjera (1)	BB+ /Estable/B

Fuente: Dane; Banco de la República.

(1) Calificación de Standard and Poor's actualizada al 31 de marzo de 2008.

p: provisional

Evolución de indicadores económicos seleccionados

	2003	2004	2005	2006	2007
PIB	3,74%	4,87%	4,72%	6,80%	7,52% (e)
Inflación	6,49%	5,50%	4,85%	4,48%	5,69%
Inversión extranjera directa (USD mm)	1.720	3.015	3.540	3.951	7.870
TRM (USD/COP) (1)	2.781	2.412	2.282	2.238	2.015

Fuentes: Dane; Banco de la República, Superintendencia Financiera, Proexport.

(e): Estimado

(1) A final del período.

Colombia es la cuarta economía más grande de América Latina y ha experimentado una aceleración en su crecimiento durante los últimos años. El PIB del país creció 5,5% en promedio entre 2003 y 2007. En 2007, el

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

crecimiento de la economía fue cercano al 7,5%, la tasa de expansión económica más alta de los últimos 29 años. El DNP estima que en 2008 la economía crecerá a una tasa cercana al 5%.

Los principales motores de la expansión económica, desde la perspectiva de la demanda, fueron el consumo de los hogares y la inversión que en conjunto representan cerca del 90% del PIB colombiano. El año pasado el consumo de los hogares creció 7,3% (frente a 6,6% en 2006) y la inversión 21,17% (frente a 26,9% en 2006). Los mayores niveles de confianza son una de las principales razones que explican el favorable comportamiento de estos dos rubros de la demanda agregada. Diferentes analistas económicos señalan que la inversión y el consumo de los hogares tendrán un comportamiento positivo en 2008 y que la tasa de crecimiento de la economía será cercana al 5%; una tasa menor a la de 2007 pero importante en el actual contexto internacional.

La inflación en 2007 fue superior a la de 2006. Las mayores presiones inflacionarias provinieron de la demanda interna, los alimentos y el crudo. El BR se anticipó al cambio de tendencia de la inflación al incrementar gradualmente sus tasas de intervención que pasaron de 6,5% en junio de 2006 a 9,5% en diciembre de 2007. Para 2008, el BR estableció como meta de inflación un rango entre 4,5% y 5,5% y el mercado parece estar confiado en que dicha meta se cumplirá. Una reciente encuesta realizada entre 36 entidades del sector financiero señala que, en promedio, los agentes del mercado esperan que la inflación sea del 5,16% (la desviación estándar de la encuesta es de 0,33%).

En 2007, Colombia continuó siendo un destino atractivo para la inversión extranjera. De hecho, el monto de este tipo de inversión prácticamente se duplicó en relación con 2006. Cerca del 50% de la inversión extranjera se ha canalizado hacia los sectores de minas e hidrocarburos. Sin embargo, montos importantes han sido invertidos en sectores como el manufacturero, el industrial y el financiero. La dinámica de inversión externa en el país no se frenó a pesar del reciente clima negativo de los mercados internacionales de capitales. De hecho, en los dos primeros meses de 2008 ingresaron al país cerca de USD 2 bln de inversión extranjera directa, cifra superior a la registrada en el mismo período de 2007.

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

La tasa de cambio se apreció en Colombia entre el 2003 y el 2007 en 27,5% y entre 2006 y 2007 la revaluación alcanzó 10,01%. El influjo de capitales externos y las remesas han sido los principales responsables de la revaluación del peso. El ingreso de divisas ha generado en los últimos años un superávit en la cuenta de capitales superior al déficit de la cuenta corriente. Esta diferencia en 2007 generó un superávit de USD 1.6 bln.

INFORMACIÓN SECTORIAL

El desarrollo del mercado interno de gas natural es una política de Estado, plasmada en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo¹ 2007 - 2010 y desarrollada a través varias estrategias que buscan estimular la producción y el consumo de este energético.

Dentro de los objetivos contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2007 – 2010 se destacan el aumento de la infraestructura de transporte y distribución gas utilizando los recursos de la cuota de fomento, los intercambios internacionales y la eliminación de los subsidios a los combustibles líquidos.

Reservas de gas natural y perspectivas

	Total Reservas GN TPC	R/P Gas Natural Años (1)	R/P Crudo Años (2)
2003	6,0	27,7	7,8
2004	5,0	26,5	7,7
2005	5,8	24,3	7,6
2006	6,5	25,3	7,8
2007	7,1	26,1	7,5

Fuente: Ecopetrol; UPME; Cálculos EEB .

(1) Es el resultado de dividir las reservas totales entre la producción de gas. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.

(2) Es el resultado de dividir las reservas totales entre la producción de crudo. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.

Colombia está haciendo importantes esfuerzos para adicionar nuevas reservas de gas que apoyen su mercado interno y le permitan aprovechar las oportunidades que ofrecen los mercados externos. La exploración por nuevas reservas de hidrocarburos (crudo y gas) se ha acelerado en los últimos años y

¹ La Constitución de Colombia obliga a que se formule un Plan Nacional de Desarrollo que contiene una serie de objetivos junto con las inversiones necesarias para lograrlos. Este es elaborado por el gobierno de turno y aprobado por el Congreso de la República.

en 2007 se perforaron 73 pozos A3 (wildcats), la cifra más alta en la historia del país. Con este nivel de actividad exploratoria aumentan las probabilidades de encontrar reservas adicionales. Un estudio de Haliburton, divulgado por la ANH, estimó que Colombia cuenta con un potencial de reservas superior a los 10 TPC en un escenario bajo, y de 86 TPC en el escenario medio.

En el corto plazo, se esperan aportes de gas adicionales provenientes de descubrimientos recientes. Los casos más destacados son los de La Creciente, Gibraltar y la Loma. Los dos primeros son campos menores cuya producción conjunta se estima en cerca de 65 mmpcd. La producción de estos dos campos ingresará al mercado nacional en 2008. Las reservas de la Loma, que es un gas asociado a carbón, se estiman en 2,2 TPC, cerca de la tercera parte de las reservas del país. Su comercialidad podría tardar un tiempo, mientras se prueban sus reservas y se define la viabilidad económica de su comercialización.

Producción de gas natural en Mmpcd

	Guajira	Cusiana	Otros	Total
2003	473	46	69	588
2004	469	74	68	611
2005	467	114	70	652
2006	450	170	81	702
2007	459	197	88	743

Fuente: UPME

Para los próximos años se espera que la producción del país se incremente, principalmente por un aumento en la producción del campo de Cusiana que es el segundo más importante del país. Ecopetrol, su principal socio, anunció recientemente que planea incrementar los niveles de producción de este campo en hasta 200 mmpcd entre 2009 y 2011.

Producción adicional provendrá de yacimientos más pequeños, recientemente descubiertos. Es el caso de La Creciente y Gibraltar. El operador de La Creciente subastó 30 mmpcd en octubre de 2007 y planea subastar entre 25 y 30 mmpcd adicionales en 2008. Ecopetrol, el operador de Gibraltar, anunció que subastará en el cuarto trimestre de 2008, 30 mmpcd provenientes del campo Gibraltar.

Adicionalmente, la interconexión con Venezuela le da mayor confiabilidad al suministro nacional en el mediano plazo, pues a partir de 2012 y hasta el año

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

2027 (de acuerdo con el contrato firmado entre ECOPETROL y PDVSA Gas) Colombia importará desde Venezuela 137 mmpcd en promedio. La capacidad de esta interconexión permitiría, eventualmente, la importación de hasta 500 mmpcd de gas.

Demanda de gas natural - Mmpcd

	Termo	Refinerías	Residencial - comercial	Industrial	Vehicular	Petroquim.	Total	Var. %
2003	181	87	134	137	16	12	567	-3,1
2004	178	85	137	161	23	11	596	5,1
2005	192	82	143	170	30	11	630	5,7
2006	182	91	152	209	50	13	696	10,5
2007	157	98	163	226	74	13	731	5,0

Fuente: UPME.

La demanda de gas creció aceleradamente en los últimos 4 años y a un ritmo similar al del crecimiento del PIB. En 2007, la demanda de gas natural creció 5,03% que si bien es una tasa inferior al 10,48% registrado en 2006, ubica al gas natural como el energético de mayor crecimiento en Colombia junto con el diesel cuyo crecimiento en 2007 fue del 7%.

La demanda estuvo jalonada por los sectores residencial-comercial, industrial y el de GNV que en conjunto aportan aproximadamente el 63% del total de la demanda. La demanda de estos segmentos creció en 2007 alrededor de 7,2%, 8,1% y 48%, respectivamente. Por su parte, la demanda del sector térmico decreció cerca de 13,7% en 2007 gracias a que el régimen de lluvias permitió una mayor generación hídrica.

La demanda del sector del GNV se ha casi que quintuplicado en los últimos 5 años. Su peso dentro de la demanda total es todavía relativamente pequeño (aprox. 10%) pero es el segmento más dinámico y de mejores perspectivas y se ha visto favorecido por estímulos económicos para la conversión de automotores de gasolina a gas natural y por la eliminación de los subsidios a los combustibles líquidos. Entre 1999 y 2007 se habían convertido en Colombia 235.058 vehículos a gas natural y la meta del Gobierno Nacional es lograr un total de 500 mil vehículos convertidos antes de finalizar el 2011 que representarán el 15% del total de la demanda de gas natural (un aumento del 5 puntos porcentuales frente al 10% actual).

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

DESEMPEÑO OPERACIONAL DE TGI



Indicadores operacionales seleccionados

	2006 (1)	2007 (2)	Unidad	Var %
Capacidad total (3)	399	443	Mmpcd	11,0
Volumen transportado (4)	310	369	Mmpcd	19,0
Capacidad contratada (5)	344	390	Mmpcd	13,4
Factor de uso (6)	60,9	65,6	%	7,8
Disponibilidad (7)	99,4	99,4	%	0,00
Pérdidas (8)	0,9	0,75	%	-19,6
Longitud gasoductos	3.702	3.702	Km	
Longitud gasoductos	2.314	2.314	Mll	

Fuente: TGI

- (1) Las cifras de 2006 corresponden a Ecogas.
- (2) Las cifras de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007. EEB tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (3) Es la capacidad nominal de transporte del sistema al final de cada periodo.
- (4) Es el promedio del volumen real transportado en un período determinado.
- (5) Es la capacidad de transporte contratada en firme. La contratación en firme obliga a TGI a mantener disponible un volumen determinado de su capacidad de transporte para cuando el cliente lo requiera.
- (6) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (7) Es la capacidad real de transporte de gas en un período determinado en relación con la capacidad nominal, medida en términos porcentuales.
- (8) 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 en la estructura tarifaria el 1% como pérdidas máximas transferibles a los clientes.

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

TGI finalizó su primer año de operaciones con buenos resultados. Durante este primer año fue particularmente importante el aumento de la capacidad de transporte y del volumen transportado y la operación directa de los gasoductos propios.

La capacidad total de transporte de TGI aumentó en 44 mmpcd en 2007 como resultado de las inversiones realizadas en las estaciones compresión de Casacará, Barrancabermeja, Hato Nuevo y Miraflores. Estas inversiones fueron necesarias para atender el incremento de la demanda de los mercados atendidos por TGI.

El volumen transportado por TGI aumentó 19,03% (59 mmpcd) y la capacidad contratada en más del 13% (46 mmpcd) en 2007. El crecimiento del volumen transportado superó en cuatro veces al crecimiento de la demanda nacional, reflejando la posición estratégica de TGI como único transportador en Colombia que conecta las dos principales fuentes de suministro (Guajira y Cusiana) con los principales centros de consumo (los del interior del país).

En octubre de 2007 TGI comenzó a operar directamente los gasoductos de su propiedad (Ecogas lo hacía a través de terceros). Esta decisión le permite tener un mejor control sobre las variables críticas del sistema, optimizar el manejo de los inventarios y mejorar la capacidad de prestar servicios de valor agregado como los de parqueo y empaquetamiento.

DESEMPEÑO COMERCIAL DE TGI

Volumen por transportador – mmpcd

	2006 (1)	Participación %	2007 (2)	Participación %	Var %
TGI	310	46,2	369	52,9	19,0
Promigas	328	48,9	308	44,2	-6,1
Otros	33	4,9	20	2,9	-39,4
Total	671	100,0	697	100,0	3,9

- (1) Las cifras de 2006 corresponden a Ecogas.
 (2) Corresponde al promedio diario transportado por TGI entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007. EEB tomo control de los activos, derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

TGI se consolidó en 2007 como el transportador de gas más importante de Colombia, al transportar el 52,9% del volumen total de gas transportado en el país. Significa un aumento en la participación de mercado de cerca de 6 puntos porcentuales en comparación con los resultados de Ecogas de 2006.

Segmentación del volumen en el mercado colombiano

	Participación % Total país	Participación % Mercado del interior	Participación % Mercado de la costa
Termo	21	8	41
GNV	9	11	6
Industrial	39	42	35
Ecopetrol	14	20	4
Petroquímico	2	0	3
Residencial	16	19	10

Fuente: Ecopetrol

TGI tiene una posición estratégica en el mercado colombiano al contar con una mayor participación en los segmentos de mayor crecimiento (industrial, residencial y GNV) en comparación con otros mercados. Adicionalmente, TGI tiene una menor exposición al mercado térmico, cuya demanda es más volátil por depender de condiciones hidrológicas.

Estructura de los ingresos – COP mm

	2006 (1)	Participación %	2007 (2)	Participación %
Ventas totales	399.070	100,0	423.151	100,0
Ventas indexadas al USD (3)	259.396	65,0	257.370	60,8
Ventas en COP (3)	139.675	35,0	165.780	39,2
Ventas cargos capacidad (4)	305.656	76,6	306.084	72,3
Ventas cargos variables (5)	46.828	11,7	65.330	15,4
Ventas cargos ocasionales (6)	40.887	10,3	44.729	10,6
Otros ingresos (7)	5.699	1,4	7.008	1,7

- (1) Las cifras de 2006 corresponden a Ecogas.
 (2) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas para hacerlas comparables con las cifras anuales de Ecogas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año). La Empresa de Energía de Bogotá tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
 (3) 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 por el IPP "Equipos de

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

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.

- (4) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible en 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.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

Comparado con los resultados de Ecogas de 2006, los resultados anualizados de TGI muestran un aumento de las ventas de 6,03%, que la compañía mantuvo una parte sustancial de sus ingresos indexados al dólar y hubo un crecimiento de los cargos variables superior al crecimiento de los cargos fijos.

En 2007, la participación de los ingresos indexados al dólar fue de 60,8%, inferior en cerca de 4 puntos porcentuales a la que registró Ecogas en 2006. Esta reducción se explica, principalmente, por la revaluación del peso colombiano que alcanzó cerca de 10,01% en 2007.

Los cargos variables aumentan su participación dentro del total de las ventas al pasar de 11,7% a 15,4% entre 2006 y 2007. Este cambio se debe a que la mayor parte de los clientes contrata sus necesidades de transporte de gas natural en una porción fija, que se paga independientemente del volumen transportado (cargo por capacidad), y una porción variable (cargo variable), que solo se paga por el volumen transportado. En un contexto de alto crecimiento de la demanda como el de 2007, la porción variable de los cargos crece a un ritmo mayor que la porción fija.

Estructura contractual

	2006 (1)			2007		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (2)	61	344,2	6,4	59	390,2	5,6
Interrumpibles (3)	1	8,0	4,3	1	8,0	3,6
Otros (4)	1		1	1		0,3

(1) Las cifras del 2006 corresponden a Ecogas. La Empresa de Energía de Bogotá tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

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

- (2) Contratos en donde TGI S.A ESP se compromete a transportar un volumen máximo garantizado de gas durante un período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser fija y/o variable.
- (3) Contrato en el cual el servicio de transporte prevé y permite ser interrumpido por cualquiera de las Partes por cualquier motivo y por cualquier razón sin dar lugar a algún tipo de compensación de la parte que suspende el servicio.
- (4) Acuerdo Promigas para gasoductos embebidos.

El volumen contratado de la compañía aumentó en 56 mmpcd. Buena parte del crecimiento de la capacidad contratada se dio gracias al incremento en la capacidad de transporte de TGI.

DESEMPEÑO FINANCIERO DE TGI

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP		Variación		Mm USD	
	2006 (1) (2)	2007 (3)	COP	%	2006	2007
Ventas	399.070	423.151	24.081	6,0	178,3	210,0
Utilidad operacional	199.655	250.382	50.727	25,4	89,2	124,3
Margen operacional	50.0%	59,8%	N/A	18,3	50,0%	59,8%
EBITDA (4)	293.493	341.973	48.480	16,5	131,1	169,7
Margen EBITDA	73,5%	80,8%	N/A	9,9	73,5%	80,8%
Utilidad neta	164.572	348.179	183.606	111,6	73,5	172,9

- (1) Las cifras de 2006 corresponden a Ecogas. La Empresa de Energía de Bogotá tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (2) Para hacer comparables los resultados de Ecogas con los de TGI, se excluyeron en 2006 los ingresos fiscales correspondientes a la Cuota de Fomento y los egresos derivados de su manejo.
- (3) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas para hacerlas comparables con las cifras de Ecogas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).
- (4) Para TGI es la utilidad operacional más amortizaciones, más depreciaciones y provisiones. Para Ecogas es la utilidad operacional menos los ingresos relacionados con la Cuota de Fomento, más amortizaciones, más depreciaciones, más provisiones de impuestos, más costos operacionales relacionados con la operación y mantenimiento de los BOMTS.

La utilidad operacional de TGI aumentó COP 50.727 mm o un 25,4% comparada con la de Ecogas de 2006. Además del aumento en las ventas (6%), en 2007 se registró una reducción de los gastos administrativos y operativos gracias a menores provisiones de cartera en comparación con Ecogas.

En comparación con los resultados de Ecogas de 2006, la utilidad neta de TGI aumentó COP 183.606, finalizando 2007 en COP 348.178 mm en 2007. Este resultado se explica por: (i) El aumento de la utilidad operacional antes mencionado y, (ii) la revaluación del peso en el año 2007 que produjo una

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

ganancia por diferencia en cambio en la deuda de TGI denominada en moneda extranjera ².

Composición del EBITDA

	Mm COP		Variación		Mm USD	
	2006 (1)	2007 (2)	COP	%	2006	2007
Utilidad operacional	206.967	250.382	43.415	20,9	92,4	124,3
+ Depreciaciones y amortizaciones	46.499	87.099	40.600	87,3	20,8	43,2
+ Provisiones y contingencias	1.968	4.492	2.524	128,2	0,8	2,2
= EBITDA	255.434	341.973	86.539	33,9	114,1	169,7
+ Gastos BOMT (3)	45.485	0	0	N.A	20,3	0
- Ingresos Cuota de Fomento (4)	7.426	0	0	N.A	3,3	0
= EBITDA ajustado	293.493	341.973	48.480	16,5	131,1	169,7

(1) Las cifras de 2006 corresponden a Ecogas. EEB tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

(2) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas para hacerlas comparables con las cifras de Ecogas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).

(3) Los gastos por BOMT se suman para el cálculo del EBITDA ajustado de Ecogas pues TGI no está obligado a realizar pagos por la operación y mantenimiento de los gasoductos BOMT hasta su expiración.

(4) Se deducen del cálculo del EBITDA ajustado, pues TGI no recibe estos ingresos.

El Ebitda aumentó en COP 48.480 mm o 16,5% en comparación con el de Ecogas de 2006. El aumento en a utilidad operacional y en las depreciaciones y amortizaciones tuvieron un impacto positivo sobre la generación de caja de la compañía.

Resultados operacionales

	Mm COP		Variación		Mm USD	
	2006 (1) (2)	2007 (3)	COP	%	2006	2007
Ingresos operacionales	399.070	423.151	24.081	6,0	178,3	210,0
Ventas	399.070	423.151	24.081	6,0	178,3	210,0
Cargos por capacidad (4)	305.656	306.084	428	0,1	136,5	151,9
Cargos variables (5)	46.828	65.330	18.502	39,5	20,9	32,4
Cargos ocasionales (6)	40.887	44.729	3.842	9,4	18,3	22,2
Otros (7)	5.699	7.008	1.309	22,9	2,6	3,5
Costos operacionales	144.992	141.816	-3.176	-2,2	64,8	70,4
Operación y mantenimiento	98.780	59.854	-38.926	-39,4	44,1	29,7
Depreciaciones y amortizaciones	46.212	81.962	35.750	77,4	20,6	40,7
Utilidad bruta	254.078	281.336	27.258	10,7	113,5	139,6
Gastos administrativos y operativos	54.423	30.954	-23.469	-43,1	24,3	15,7
Personal y servicios generales	10.857	25.089	14.232	96,4	4,8	12,5

² De acuerdo con las normas contables colombianas, los cambios de valores pasivos en moneda extranjera se registran como ingresos financieros (revaluación) o gastos financieros (devaluación) en el estado de resultados.

Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	43.566	5.865	-37.701	-86,5	19,5	2,9
Utilidad operacional	199.655	250.382	50.727	25,4	89,2	124,3

- (1) Las cifras del 2006 corresponden a Ecogas. EEB tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (2) Para hacer comparables los resultados de Ecogas con los de TGI, se excluyeron en 2006 los ingresos fiscales correspondientes a la Cuota de Fomento y los egresos derivados de su manejo.
- (3) Las cifras de 2007 de TGI y fueron anualizadas para hacerlas comparables con las cifras de Ecogas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).
- (4) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible en 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.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) Las otras ventas corresponden a servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones.

Como se mencionó, la utilidad operacional de TGI aumentó cerca de COP 50.727 mm en comparación con la que obtuvo Ecogas en 2006. El aumento de las ventas de la compañía (COP 24.081 mm) explica casi la mitad de la variación. La otra mitad se debió a la reducción en casi COP 23.469 en los gastos administrativos y operativos gracias a menores provisiones de cartera. Cabe anotar que TGI no asumió ninguna de las deudas de Ecogas.

La reducción de los costos de operación y mantenimiento y el aumento casi proporcional en las depreciaciones y amortizaciones, es resultado de un efecto relacionado con la contabilización de los BOMT y la valoración de los gasoductos por parte de TGI. A diferencia de Ecogas, TGI no es responsable del pago de los BOMT. Esta es la razón que explica la reducción de COP 38.926 mm (-39,4%) en el rubro de operación y mantenimiento. De otra parte, TGI tomó la decisión de incluir el valor de los gasoductos bajo la figura de BOMT en su base de activos y realizó una valoración de la totalidad de los gasoductos lo cual explica el aumento de COP 35.750 mm (77,4%) en el rubro de depreciaciones y amortizaciones.

Resultados no operacionales

	Mm COP		Variación		Mm USD	
	2006 (1) (2)	2007 (3)	COP	%	2006 (3)	2007 (4)

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

Utilidad operacional	199.655	250.382	50.727	25,4	89,2	124,3
Ingresos no operacionales	61.476	330.780	269.304	438,0	27,5	164,2
Gastos no operacionales	65.132	207.249	142.117	218,2	29,1	102,9
Utilidad antes de impuesto de renta	195.999	373.913	177.914	90,8	87,5	185,6
Impuesto de renta	31.427	25.734	-5.693	-18,1	14,0	12,8
Utilidad neta	164.572	348.178	183.607	111,6	73,5	172,8

- (1) Las cifras de 2006 corresponden a Ecogas. EEB tomó control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (2) Para hacer comparables los resultados de Ecogas con los de TGI, se excluyeron en 2006 los ingresos fiscales correspondientes a la Cuota de Fomento y los egresos derivados de su manejo.
- (3) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas para hacerlas comparables con las cifras de Ecogas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).

Dos hechos importantes afectaron la evolución de los resultados no operacionales. Por un lado, el aumento en los ingresos financieros es producto de la revaluación del peso colombiano (10,01% en 2007) y que impactó positivamente la valoración en pesos de la deuda en dólares de TGI. De otra parte, el aumento en los gastos no operacionales es consecuencia del aumento de los intereses financieros relacionados con la deuda contratada por TGI.

Indicadores de deuda

	2006 (1)	2007	Unidad	Tasa	Vencimiento
Deuda neta (2) / EBITDA anualizado (3) OM: < 4,8	N/A	4,09	Veces	N/A	N/A
EBITDA anualizado (3) / intereses (4) OM: > 1,7	N/A	2,01	Veces	N/A	N/A
Estructura de la deuda					
Senior (6) S&P: BB (25-07-07) F.R.: BB (25-07-07)	0	750	MM USD	9.50%	03-Oct-2017
Subordinada (7)	0	370	MM USD	8.75%	10-Oct-2017

- (1) Las cifras del 2006 corresponden a Ecogas.
- (2) De acuerdo con el contrato de los bonos, la deuda neta de la compañía únicamente tiene en cuenta la deuda senior de TGI menos el valor del efectivo y las inversiones temporales.
- (3) El valor del EBITDA corresponde al generado por TGI en su operación desde el 3 de marzo al 31 diciembre de 2007, el cual fue anualizado dividiéndolo por 304 días de operación de la compañía y multiplicándolo por los 365 días totales del año.
- (4) Los intereses corresponden a los intereses causados correspondientes a deudas financieras que TGI realizó en 2007 entre el 31 de enero y el 31 de diciembre de 2007. Este monto fue anualizado dividiéndolo en 335 días y multiplicándolo por 365 días.
- (5) Corresponde al valor de los bonos emitidos por TGI Ltd y garantizados por TGI.
- (6) Corresponde a la deuda intercompañía entre TGI y EEB.

El indicador de apalancamiento (Deuda Neta / Ebitda Anualizado) finalizó 2007 en 4,09 veces, por debajo de 4,8 que es el valor límite a partir del cual la compañía no puede adquirir deuda adicional. Por su parte, el indicador de

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

cobertura de intereses (Ebitda Anualizado / Intereses) se ubicó en 2,01, por encima de 1,70 que es el valor límite a partir del cual la compañía no puede adquirir deuda adicional.

Capex

Mm COP		Variación		Mm USD	
2006 (1)	2007 (2)	COP	%	2006	2007
56.169	6.077	-50.092	-89,2	25.1	3.0

(1) Las cifras del 2006 corresponden a Ecogas.

(2) Las cifras de 2007 de TGI corresponden al período entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007. EEB tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

El Capex de inversión en 2006 ascendió a COP 56.169 mm, por las inversiones realizadas para ampliar la capacidad de transporte en el tramo Ballena Barranca y la construcción de algunas conexiones.

En 2007, TGI realizó inversiones por COP 6.077 mm, principalmente representadas en la ampliación de la capacidad de la estación compresora de Hato Nuevo en donde se invirtieron COP 5.814 mm.

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica incluida en esta presentación, 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 para las operaciones futuras (incluyendo el desarrollo de planes y objetivos relacionados con los productos y servicios de la Compañía) corresponde a proyecciones. Dichas proyecciones implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores importantes que puedan causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las proyecciones. Dichas proyecciones están basadas en numerosos supuestos respecto a las estrategias de negocio de la Compañía presentes y futuras y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. Estas estimaciones corresponden únicamente a la fecha de esta presentación. La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en esta presentación para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía respecto a ellas o cualquier cambio en los eventos, condiciones o circunstancias sobre los cuales se pueden basar dichas proyecciones.

Las proyecciones financieras y otras estimaciones en este informe se realizan bajos supuestos y consideraciones inherentes a incertidumbres respecto al entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, así como las condiciones y riesgos que están fuera del control de la Compañía. Las proyecciones financieras son inevitablemente especulativas y se pueden esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulte inválido. También se puede esperar que ocurran eventos o haya circunstancias inesperadas. Los resultados reales pueden variar de las proyecciones financieras y las variaciones pueden ser materialmente adversas. Por consecuencia, este informe no debe ser considerado un registro por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben contar con las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

El desempeño pasado de la compañía no puede considerarse pauta del desempeño futuro de la misma.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Anexo 1


TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.


BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007
(En millones de pesos colombianos)


ACTIVOS		PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	
ACTIVO CORRIENTE:		PASIVO CORRIENTE:	
Efectivo (Nota 4)	\$ 28.525	Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 9)	\$ 45.759
Inversiones temporales (Nota 4)	83.013	Cuentas por pagar (Nota 10)	12.321
Deudores (Nota 3)	48.549	Obligaciones laborales	369
Inventarios	23.937	Recaudos a favor de terceros (Nota 13)	7.389
Gastos pagados por anticipado (Nota 3)	28.841	Pasivos estimados y provisiones (Nota 14)	726
Total activo corriente	212.865	Total pasivo corriente	66.564
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 6)	2	PASIVOS A LARGO PLAZO:	
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 7)	964.229	Deuda a largo plazo (Nota 9)	2.256.531
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 8)	2.244.694	Pasivos estimados y provisiones (Nota 14)	606
TOTAL ACTIVOS	\$ 3.421.790	Otros pasivos (Nota 15)	33.296
CUENTAS DE ORDEN (Nota 22)	\$ 1.518.849	Total pasivo a largo plazo	2.290.533
		Total pasivos	2.357.097
		PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 16)	
		Capital suscrito y pagado	750.000
		Prima en colocación de acciones	24.703
		Utilidad neta del período	289.990
		Total patrimonio de los accionistas	1.064.693
		TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	\$ 3.421.790
		CUENTAS DE ORDEN (Nota 22)	\$ 1.518.849

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.


LEOPOLDO MONTAÑEZ
Representante Legal


CESAR ALJUELIN ARCE H.
Contador (E)
Tarjeta Profesional No. 90621-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 45041-T
(Ver mi informe adjunto)

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

Anexo 2

TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS

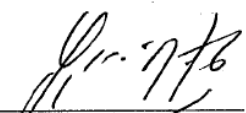
**POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE EL 16 DE FEBRERO (FECHA DE SU CONSTITUCIÓN)
Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007**

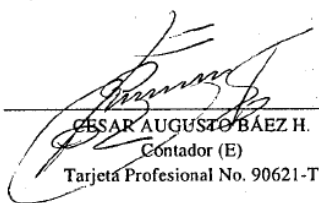
(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción).

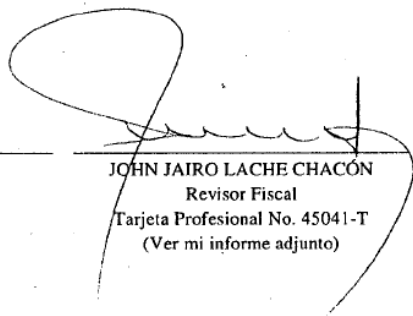
	Del 16 de febrero al 31 de diciembre de 2007
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 17)	\$ 352.433
COSTOS DE OPERACIÓN (Nota 18)	<u>(118.115)</u>
Utilidad bruta	234.318
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 19)	<u>(25.781)</u>
Utilidad operacional	208.537
OTROS INGRESOS (Nota 20)	7.474
GASTOS FINANCIEROS (Nota 21)	(172.613)
DIFERENCIA EN CAMBIO	<u>268.025</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	311.423
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 12)	<u>(21.433)</u>
UTILIDAD NETA DEL PERÍODO	<u>\$ 289.990</u>
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	<u>\$ 3.867</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.


LEOPOLDO MONTAÑEZ
Representante Legal


CESAR AUGUSTO BÁEZ H.
Contador (E)
Tarjeta Profesional No. 90621-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 45041-T
(Ver mi informe adjunto)

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