

**Bogotá D.C., Agosto de 2009**

## **ÍNDICE**

- ▶ [Aclaraciones.](#)
- ▶ [Hechos relevantes.](#)
- ▶ [Información de mercado.](#)
- ▶ [Desempeño operacional.](#)
- ▶ [Desempeño comercial.](#)
- ▶ [Desempeño financiero.](#)
- ▶ **Anexo 1:** [Nota legal](#)
- ▶ **Anexo 2:** [Términos técnicos y regulatorios.](#)
- ▶ **Anexo 3:** [Estados financieros no auditados.](#)

## **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:
  - Segundo trimestre de 2008: 1,923.02 COP/USD
  - Segundo trimestre de 2009: 2,158.67 COP/USD
- ▶ 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 ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.

[Regresar al índice](#)

## **HECHOS RELEVANTES**

- ▶ Se han observado recientemente algunas señales que le abren la puerta a un optimismo moderado en relación con la recuperación de la economía mundial. Los resultados de algunas de las principales firmas financieras a nivel mundial obtuvieron resultados en el segundo trimestre superiores a los que los analistas esperaban; además, algunos indicadores clave de la economía de EEUU han moderado su ritmo de desaceleración y algunas economías asiáticas, incluyendo a China, tuvieron un fuerte crecimiento en el segundo trimestre del año. Estos resultados le han dado sustento a la recuperación de los mercados accionarios y al incremento de los precios de algunos bienes básicos. Son señales positivas pero que aún no despejan los riesgos heredados de la crisis del sector financiero.
- ▶ La economía colombiana también se desempeñó mejor de lo esperado. El PIB cayó en el primer trimestre de 2009 comparado con el último trimestre del año anterior (-0.6%) pero la caída fue menor a la del último trimestre del año pasado (-0.7%). La contracción refleja la caída en la producción industrial (cerca del -6% en junio comparada con la del mismo mes del año anterior), pero sectores como el financiero y especialmente el minero tuvieron tasas de crecimiento altas. Al finalizar el segundo semestre, el Índice de Confianza del Consumidor (DANE – Fedesarrollo) cambio de tendencia, lo que podría indicar el inicio de una recuperación de la producción industrial.
- ▶ Las últimas previsiones del FMI (abril) señalan que la economía colombiana se contraería este año en 0.6% y al final del día, el balance económico dependerá de lo que suceda con la producción industrial ya que los sectores de minas y el financiero tienen perspectivas positivas. El primero sustentando por los mayores precios internacionales y por los flujos de inversión (la inversión extranjera directa en los sectores de petróleo y minería creció 13% en el primer trimestre de este año en relación con el mismo período del año anterior). Por su parte, las utilidades del sector financiero continúan aumentando gracias a la reducción de las tasas de interés.

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: 571 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

- ▶ La inflación anual a junio se situó por debajo del piso de la meta del banco central (3.81% vrs 4.5%). Esto le da sustento a la política expansionista que ha llevado a esta entidad a reducir en 450 pbs su tasa de intervención (hoy en día en 4.5%). Las expectativas del mercado indican que la tasa de intervención se mantendrá estable en los próximos meses.
- ▶ El 30 de junio de 2009, el DNP presentó el avance de las medidas anticíclicas orientadas a contrarrestar los efectos de la caída de la demanda. El plan se encuentra ejecutado en un 34%, siendo el sector de minas y energía el mayor receptor de recursos con inversiones por COP 11.5 billones de los COP 28 billones previstos en el plan para este sector.
- ▶ El PIB peruano se expandió en el primer trimestre 1.1% en comparación con el mismo trimestre del año anterior. El FMI prevé que la economía peruana crecerá 2.0% en 2009, la mayor tasa de crecimiento de la región.
- ▶ El diferencial entre el rendimiento de los bonos de TGI y la deuda soberana emitida en dólares por el gobierno de Colombia se redujo en más de 300 pbs. Los bonos de TGI han tenido un buen comportamiento durante este año y mejor que los de otras empresas de servicios públicos de América Latina.
- ▶ TGI suscribió 12 contratos de transporte de gas en el marco del proyecto de expansión del gasoducto de Guajira los cuales tienen una vigencia desde 2010 hasta el 2020. La capacidad contratada representa prácticamente el 100% de la nueva capacidad nominal de este sistema.
- ▶ La compañía también suscribió 15 contratos de transporte en el marco del proyecto de expansión del gasoducto de Cusiana. El volumen y los plazos de los contratos permiten que el 83% de la capacidad adicional esté contratada hasta el año 2020. Adicionalmente, el 80% de la nueva capacidad contratada es por cargos fijos que derivan ingresos para TGI con independencia del volumen transportado. Se espera que la primera fase de la ampliación de Cusiana entre en operación a más tardar el 1 de julio de 2010 y la segunda a más tardar enero de 2011.
- ▶ El pasado 21 de julio TGI presentó sus comentarios a la metodología propuesta por la Creg para remunerar la actividad de transporte de gas. Se espera que esta entidad emplee algunos meses en la revisión de todos los comentarios del sector y por lo que actualización de los cargos de transporte de TGI se estaría surtiendo hacia finales de este año o comienzo de 2010.
- ▶ Transcogas Perú continúa avanzando en la definición de la ingeniería básica y de detalle de los gasoductos regionales de ICA. Actualmente se encuentra seleccionado el trazado por el que se construirá el gasoducto troncal y definiendo las características de la red de distribución. También se avanzó en la negociación de los contratos de suministro y transporte que determinarán el cronograma definitivo de entrada en operación del sistema. Igualmente, se está en una etapa muy avanzada de la negociación de los contratos comerciales con los clientes finales.

[Regresar al índice](#)

## INFORMACIÓN DE MERCADO

### Demanda de gas natural - Mmpcd

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var. %
Termo	151	168	161	-5
Residencial - comercial	151	151	150	-1
Industrial - Refinería	362	369	334	-10
Vehicular (GNV)	84	83	81	-3
Petroquímico	12	13	10	-20
<b>Demanda interna</b>	<b>760</b>	<b>785</b>	<b>736</b>	<b>-6</b>
<b>Exportación</b>	<b>147</b>	<b>125</b>	<b>219</b>	<b>76</b>
<b>Total</b>	<b>907</b>	<b>909</b>	<b>955</b>	<b>5</b>

Fuente: CNO-gas

La demanda total de gas natural recibió un fuerte impulso gracias a las mayores exportaciones a Venezuela. Este intercambio comercial se enmarca dentro de un acuerdo binacional según el cual, en una primera fase que iría hasta el 2012, Colombia exportaría gas a Venezuela para, a partir de ese año,

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

empezar a importarlo. Las exportaciones se realizan exclusivamente desde los campos de gas de la Guajira y son, hoy en día, superiores a lo inicialmente previsto (150 mmpcd).

De otra parte, la demanda interna cayó por la contracción de la actividad industrial y por otros factores coyunturales. La producción industrial en junio se redujo casi un 6% comparada con el mismo mes del año anterior, lo que redujo considerablemente el consumo de gas pues la industria representa casi la mitad de la demanda interna de este combustible. Un segundo elemento que explica la dinámica de la demanda está relacionado con los trabajos de mantenimiento realizados en el campo de Cusiana a finales del año pasado. Dicho mantenimiento condujo a algunas empresas a acumular inventarios de combustibles sustitutos que fueron consumidos durante los primeros meses de este año. Un tercer elemento que explica la caída en el consumo está relacionado con la forma como se definen los precios al productor del gas natural y los de sus principales sustitutos. Estos últimos tienen ajustes mensuales mientras que los del gas son semestrales. El esquema implicó que la caída reciente en los precios internacionales de los combustibles se transmitió más rápidamente a los precios de los sustitutos del gas.

### Comparativo de los precios de algunos combustibles Cop/Mm BTU

	2008 Final	2008 Jun	2009 Jun
<b>Diesel</b>	45,404	42,756	42,488
<b>Gas. Corriente</b>	61,526	64,410	57,808
<b>GNV</b>	37,861	34,046	38,935

Fuente: UPME; ECOPETROL.  
Cálculos EEB para Bogotá

El diferencial entre el precio del gas natural y el de los de algunos de sus sustitutos se ha reducido. La explicación tiene que ver con la forma como el Ministerio de Minas y Energía calcula el precio en boca de pozo del gas de Guajira (que es el único con precio regulado). En efecto, el precio del gas de estos campos se calcula cada 6 meses con base en los promedios de los precios internacionales del fuel oil de los últimos 12 meses. El nuevo precio empezó a regir a partir del primero de agosto razón por la cual el valor de este combustible no reflejó, antes de esta fecha, la totalidad del impacto de la caída en los precios internacionales del crudo y sus derivados. A diferencia del gas, el ingreso al productor (el precio que se le paga al refinador) de la gasolina corriente y el diesel se calcula también con base en los precios internacionales de estos combustibles pero sobre una base mensual.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO OPERACIONAL

### Indicadores operacionales seleccionados

	2008 Final	2008 Ene – Jun	2009 Ene – Jun	Unidad	Var. %
<b>Capacidad total (1)</b>	443	443	443	Mmpcd	0
<b>Capacidad contratada (2)</b>	427	426	423	Mmpcd	-0.9
<b>Volumen transportado (3)</b>	370	376	372	Mmpcd	-1.1
<b>Factor de uso (4)</b>	66.1	66.2	65.2	%	-1.6
<b>Disponibilidad (5)</b>	99.3	99.1	99.5	%	0.4
<b>Pérdidas (6)</b>	0.08	0.20	0.14	%	-30.0
<b>Longitud gasoductos</b>	3,702	3,702	3,702	Km	0
<b>Longitud gasoductos</b>	2,314	2,314	2,314	MI	0

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

Fuente: TGI

- (1) Es la capacidad nominal de transporte del sistema al final de cada periodo.
- (2) 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.
- (3) Es el promedio del volumen real transportado en un período determinado.
- (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, medida en términos porcentuales.
- (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 en la estructura tarifaria el 1% como pérdidas máximas transferibles a los clientes.

La reducción en la capacidad contratada es consecuencia de la terminación de algunos contratos de transporte en firme desde Cusiana. Estos no pudieron ser prorrogados pues a pesar de existir capacidad disponible también existían solicitudes que la superaban y de acuerdo con el RUT (Reglamento Interno de Transporte) cuando se presenta esta situación el transportador está obligado a realizar una subasta. TGI envió los términos de la subasta a la CREG y está a la espera de su aprobación para poder asignar, por el mencionado mecanismo, la capacidad disponible.

Se observa en el período de análisis una leve caída en el factor de uso y en el volumen transportado, principalmente por la disminución en el consumo de los sectores industrial y de distribución como consecuencia de la caída en la demanda interna.

El porcentaje de pérdidas se ha mantenido por debajo del 1%, e incluso se redujo con respecto al mismo periodo del año anterior gracias a la efectividad del plan de aseguramiento metrológico adelantado por la compañía. Esto significa que TGI no ha asumido ningún costo por este concepto (la regulación prevé que las pérdidas por encima del 1% son asumidas por el transportador) y que los remitentes se benefician de un sistema confiable.

El aumento en el indicador de disponibilidad es de gran importancia para los remitentes e implica menos descuentos de TGI a sus clientes (reducciones en las tarifas cuando no se le puede ofrecer al remitente la capacidad de transporte establecida en el contrato). La confiabilidad del sistema mejoró gracias a la entrada en operación de las unidades de respaldo en las estaciones compresoras de Noream y Vasconia y a una mejor coordinación de las labores de mantenimiento.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO COMERCIAL

### Demanda de TGI por sectores - Mmpcd

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Termo	15	17	18	5.9
Distribuidores (1)	258	255	252	-1.2
Industrial	94	101	98	-3.0
Consumo propio (2)	3	3	3.9	30
<b>Total</b>	<b>370</b>	<b>376</b>	<b>372</b>	<b>-1.1</b>

Fuente: TGI

(1) Incluye sectores residencial, comercial y vehicular.

(2) Consumo de las unidades compresoras de TGI

La reducción en el volumen transportado por TGI es inferior a la caída de la demanda a nivel nacional. En los mercados que atiende la compañía se observan menores consumos en los sectores industrial y de distribución y un aumento de la demanda del sector térmico. Como se mencionó, la contratación de la producción industrial redujo el consumo de este sector. A su turno, el menor consumo en el sector de distribución es consecuencia de una menor demanda vehicular generada por una reducción del diferencial entre el precio del gas natural y el de sus sustitutos, particularmente el del diesel. Como se

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

mencionó, el esquema de fijación de precios para el campo de Guajira (ver sección Información de Mercado) genera distorsiones temporales en los precios de estos combustibles.

A pesar de la caída en la demanda de GNV, el programa de conversiones de vehículos automotores a GNV continúa avanzando a buen ritmo. De acuerdo con las cifras del Ministerio de Minas y Energía, a mayo de 2009 se convirtieron 12,552 vehículos a este combustible, para un total casi 300.000 vehículos a nivel nacional. Bogotá concentra la mayor parte de los vehículos convertidos a este combustible (34% de este total).

Por último, se observa un incremento de la demanda térmica por la disminución en el nivel de lluvias a que a su vez incrementa la generación por parte de las termoeléctricas.

	<b>Estructura contractual</b>					
	<b>2008 - Junio</b>			<b>2009 - Junio</b>		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
<b>Firmes (1)</b>	64	426	5.6	97	423	6.5
<b>Interrumpibles (2)</b>	1	8	2.8	4	14	1.3
<b>Otros (3)</b>	1		0.3	1		0.25

(1) Contratos en donde el transportador se compromete con 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.

(2) Contrato en el cual el servicio de transporte prevé y permite ser interrumpido por cualquiera de las partes sin dar lugar a algún tipo de compensación.

(3) Acuerdo con Promigas para gasoductos embebidos.

Entre junio de 2008 y el mismo período de este año el número de contratos en firme aumentó significativamente gracias a los proyectos de ampliación de los gasoductos de la Guajira y de Cusiana. Aproximadamente el 80% de los ingresos de estos nuevos contratos son cargos fijos por capacidad (los ingresos no dependen del volumen transportado).

En el marco del proyecto de ampliación del gasoducto de la Guajira (Ballena – Barrancabermeja) se han suscrito 12 contratos con vigencia desde junio de 2010 hasta diciembre de 2020 con lo cual quedaría contratado el 99% de la nueva capacidad nominal de dicho gasoducto (260 MPCD).

En relación con la ampliación del gasoducto de Cusiana (Cusiana – La Belleza – Vasconia y Cusiana – La Belleza – Cogua), se han suscrito 15 contratos la mayoría con vigencia entre julio de 2010 y diciembre de 2020. La capacidad contratada hasta la fecha representa el 83% de la nueva capacidad nominal del sistema Cusiana – El Porvenir.

En el mismo período finalizaron cinco contratos que no fueron renovados pues la regulación obliga a TGI a realizar una subasta cuando la demanda es superior a la capacidad disponible. TGI espera que la CREG apruebe pronto los términos de la subasta. Por lo pronto, estos consumos están siendo atendidos a través de contratos interrumpibles, desvíos de otros contratos en firme o volúmenes ocasionales.

Por último, entre finales del año pasado y junio de este año, se suscribieron cuatro contratos de tipo interrumpible con una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009.

[Regresar al índice](#)

**DESEMPEÑO FINANCIERO**
**Estructura de los ingresos – COP Mm**

	2008 Final	2008 Ene - Jun	Part. %	2009 Ene - Jun	Part. %
<b>Ventas totales</b>	471,419	216,238	100.0	276,020	100.0
<b>Desagregación por tipo de moneda</b>					
<b>Ventas indexadas al USD (1)</b>	280,715	124,553	57.6	174,355	63.2
<b>Ventas en COP (1)</b>	190,704	91,684	42.4	101,665	36.8
<b>Desagregación por tipo de cargo</b>					
<b>Ventas cargos capacidad (2)</b>	345,527	159,951	74.0	201,275	72.9
<b>Ventas cargos variables (3)</b>	72,075	31,663	14.6	44,130	16.0
<b>Ventas cargos ocasionales (4)</b>	41,253	18,687	8.6	23,646	8.6
<b>Otros ingresos (5)</b>	12,564	5,937	2.7	6,969	2.5

- (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 por 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 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.
- (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.

El comportamiento de la tasa de cambio tuvo un impacto positivo sobre las ventas totales de la compañía lo cual se explica porque cerca del 60% de los ingresos de TGI están indexados al dólar. Contrario a lo que sucedió durante el primer semestre de 2008 cuando el peso se valorizó y alcanzó un mínimo cercano a los 1,650 cop/usd a mediados de junio, en el primer semestre de este año el peso alcanzó un máximo cercano a los 2,600 cop/usd. La tasa de cambio promedio con la cual se facturó a los clientes durante el primer semestre del año pasado fue de 1,842 Cop/Usd mientras que en el mismo período de este año fue de 2,354 Cop/Usd. Adicionalmente, las tarifas de gas se ajustan en el primer trimestre de cada año. Las denominadas en dólares con base en el Índice de Precios al Productor para Equipos de Capital de EEUU (+4.32%) y las denominadas en pesos con base en el IPC Colombiano (+7.67%).

Adicionalmente, la "cobertura natural" mejoró pues la relación entre las ventas indexadas al dólar y las obligaciones financieras en la misma moneda paso de 1.32 veces en el primer semestre de 2008 a 1.42 veces en el mismo periodo de 2009.

**Indicadores financieros seleccionados**

	Mm COP		Mm COP 2009 Ene - Jun	Var %	Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Jun			2008 Ene - Jun	2009 Ene - Mar
<b>Ventas</b>	471,419	216,238	276,020	27.7	112.4	127.9
<b>Utilidad operacional</b>	294,903	137,153	174,605	27.3	71.3	80.9
<b>Margen operacional (%)</b>	62.6	63.4	63.3	-0.3	63.4	63.3
<b>EBITDA (1) (2)</b>	385,037	354,168	424,373	19.8	184.2	196.6
<b>Margen EBITDA (%)</b>	81.7	84.8	80.0	-5.7	84.8	80.0
<b>Utilidad neta</b>	-180,700	144,872	119,575	-17.5	75.3	55.4

- (1) Es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones.  
 (2) EBITDA de los últimos doce meses.

El EBITDA de los últimos doce meses continúa creciendo (19.8%) impulsado por el aumento de los ingresos operacionales.

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

Sin embargo, el margen Ebitda del primer semestre de este año es cerca de 5 puntos porcentuales inferior al del mismo período del año anterior. La razón es que los costos de operación y mantenimiento y los gastos de personal y servicios generales crecieron a un mayor ritmo que las ventas.

En el primer semestre de este año la utilidad fue inferior a la del mismo período del año pasado debido al mayor pago de intereses de la deuda por la devaluación del peso, particularmente durante los primeros cuatro meses del año.

### Resultados operacionales

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>471,419</b>	<b>216,238</b>	<b>276,020</b>	<b>27.7</b>	<b>112.4</b>	<b>127.9</b>
Ventas	471,419	216,238	276,020	27.7	112.4	127.9
<b>Costos operacionales</b>	<b>149,285</b>	<b>66,816</b>	<b>85,720</b>	<b>28.3</b>	<b>34.7</b>	<b>39.7</b>
Operación y mantenimiento	65,809	25,202	42,782	69.8	12.1	18.6
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	83,476	41,615	42,938	3.2	22.7	21.1
<b>Utilidad bruta</b>	<b>322,134</b>	<b>149,422</b>	<b>190,299</b>	<b>27.4</b>	<b>77.7</b>	<b>88.2</b>
<b>Gastos administrativos y operativos</b>	<b>27,230</b>	<b>12,268</b>	<b>15,695</b>	<b>28.0</b>	<b>6.4</b>	<b>7.3</b>
Personal y servicios generales	20,573	9,557	14,422	30.0	5.0	5.8
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	6,657	2,712	3,273	20.7	1.4	1.5
<b>Utilidad operacional</b>	<b>294,903</b>	<b>137,153</b>	<b>174,605</b>	<b>27.3</b>	<b>71.3</b>	<b>80.9</b>

El aumento de los costos operacionales (28.3%) refleja el incremento en los costos de operación y mantenimiento (69.8%) que a su vez es consecuencia de un mayor consumo de gas de las estaciones compresoras de TGI y por las mayores costos de mantenimiento de los gasoductos.

En efecto, mientras que para todo el 2008 el costo total por consumo de gas para las estaciones compresoras fue de Cop 6,000 mm, en los seis primeros meses de este año dicho costo ascendió a Cop 8,900 mm. Este aumento es consecuencia de la entrada en operación de nuevas estaciones compresoras.

De otra parte, los costos de mantenimiento y reparación aumentaron (Cop 2,795 mm) debido a los trabajos realizados en la reparación de algunos gasoductos y a los trabajos para aumentar la integridad del sistema. Ejecuciones de mantenimiento de este tipo no se realizaron durante el primer semestre del año pasado pues los contratos se firmaron en el segundo semestre del año 2008.

Por último, se observa un incremento en los servicios personales (Cop 1.703 mm) relacionado con los nuevos funcionarios necesarios para ejecutar el programa de operación y mantenimiento directo de los gasoductos que la compañía inició el 1 abril de 2008.

Los gastos administrativos y operativos crecieron un 28.0% jalonados, principalmente, por el incremento en el pago de honorarios (Cop 2,098 mm) relacionados con la ejecución de contratos para la legalización de servidumbres y por una provisión relacionada con la inversión de TGI en Transcogas Perú (Cop 529 mm).

**Resultados no operacionales**

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Mar	2009 Ene - Mar
<b>Utilidad operacional</b>	<b>294,903</b>	<b>137,153</b>	<b>174,605</b>	<b>27.3</b>	<b>71.3</b>	<b>80.9</b>
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>22,416</b>	<b>116,182</b>	<b>107,499</b>	<b>-7.5</b>	<b>60.4</b>	<b>49.8</b>
Financieros (1)	14,221	5,380	9,046	68.1	2.8	4.2
Diferencia en cambio (2)	0	105,296	96,127	-8.7	54.8	44.5
Valoración de coberturas (3)	0	0	0		0	0
Otros	8,195	5,506	2,326	-57.8	2.9	1.1
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>461,442</b>	<b>94,979</b>	<b>152,909</b>	<b>61.0</b>	<b>49.4</b>	<b>70.8</b>
Financieros (4)	204,977	94,572	122,131	29.1	49.2	56.6
Diferencia en cambio (5)	256,074	0	0		0	0
Valoración de coberturas (6)	0	0	28,419		0	13.2
Otros	391	407	2,359	479.6	0.2	1.1
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>-144,122</b>	<b>158,356</b>	<b>129,194</b>	<b>-18.4</b>	<b>82.3</b>	<b>59.8</b>
Impuesto de renta	36,577	13,484	9,619	-28.7	7.0	4.5
<b>Utilidad neta</b>	<b>-180,700</b>	<b>144,872</b>	<b>119,575</b>	<b>-17.5</b>	<b>75.3</b>	<b>55.4</b>

- (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.

La reducción de los ingresos no operacionales en el período de análisis (7.5%) se explica porque en el primer semestre de 2008 se presentó una mayor revaluación del peso en comparación con en el mismo periodo de 2009. Vale la pena aclarar que si bien durante los primeros meses del 2009 el peso se devaluó, la tasa de cambio finalizó en junio en un nivel inferior a la de comienzos de año (2,159 Cop/Usd vs. 2,243 Cop/ Usd). La revaluación tiene un efecto contable positivo sobre el valor en pesos de la deuda denominada en dólares, efecto que se refleja en el estado de resultados.

El incremento en los gastos no operacionales (61%) refleja los mayores gastos financieros de la deuda en dólares. El costo en pesos del servicio de la deuda aumentó en relación con el primer semestre de 2008 como consecuencia de la mayor tasa de cambio. En efecto, la tasa de cambio del primer semestre de 2008 fue inferior a la del mismo período de este año.

Los mayores gastos no operacionales también reflejan la valoración de la cobertura contratada por TGI en enero de este año. Se trata de un instrumento que combina un swap con un forward y que cubre un valor equivalente a Usd 200 mm del principal de la deuda frente a las fluctuaciones del tipo de cambio. Este instrumento se valora con base en precios de mercado, procedimiento que permite cuantificar los saldos tanto de los derechos como de las obligaciones de TGI por concepto de su posición en dichos instrumentos. El resultado neto de dichos saldos es el que se contabiliza o bien como un ingreso o un gasto no operacional, según el caso. La compañía sigue los principios de valoración definidos por la Superfinanciera para las entidades bajo su supervisión y la metodología fue validada por los revisores fiscales de TGI.



**Indicadores de deuda**

	2008 Final	2009 Junio	Unidad	Tasa	Vencimiento
<b>Deuda neta (1) / EBITDA (2)</b> OM: < 4,8	3.77	3.32	Veces	N/A	N/A
<b>EBITDA (2) / Gasto financiero (3)</b> OM: > 1,7	2.01	1.97	Veces	N/A	N/A
<b>Estructura de la deuda</b>					
Senior (4)	750	750	MM USD	9.50%	03-Oct-2017
S&P: BB (23-02-09) F.R.: BB (01-12-08)					
Subordinada (5)	370	370	MM USD	8.75%	10-Oct-2017

- (1) De acuerdo con las obligaciones expresadas en 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.
- (2) Es el valor del EBITDA generado por TGI en sus últimos 12 meses de operación.
- (3) El gasto financiero corresponde a los intereses de la deuda financiera de TGI pagados o causados en los últimos doce meses.
- (4) Corresponde al valor de los bonos emitidos por TGI Internacional y garantizados por TGI.
- (5) Corresponde a la deuda intercompañía entre EEB y TGI.

El incremento en el EBITDA y la reducción del valor de la deuda neta como consecuencia de la revaluación del peso y de la acumulación de caja, explican la mejoría en el indicador de apalancamiento.

Por su parte, el indicador de cobertura registró un leve descenso por los mayores intereses causados por la devaluación del peso. Vale la pena recordar que los intereses de la deuda, aunque se pagan semestralmente (octubre y abril), se causan mensualmente con base en la TRM de fin de período. Desde junio de 2008 hasta el mismo mes de este año, la tasa de cambio se incremento de un nivel cercano a los 1,700 cop/Usd a un nivel de 2,145 cop/usd.

**Capex (1)**

Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun
27,346	8,409	51,304	510	4.3	23.8

(1) El Capex mostrado corresponde a inversión.

De los Cop 51 mil millones de pesos invertidos en el primer semestre de este año, cerca de Cop 30,000 mm corresponden a inversiones relacionadas con el proyecto de expansión del gasoducto de la Guajira. Otros Cop 1,500 mm fueron invertidos en el proyecto de expansión del gasoducto de Cusiana. La mayor parte de este valor se trasladará al patrimonio autónomo creado por TGI para financiar el proyecto de expansión del gasoducto de Cusiana.

El grueso de las demás inversiones se destinó para la construcción de una variante (Checua) y para la compra y montaje de las compresoras de respaldo de las estaciones de Norean y Vasconia.

**Cuentas del balance**

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008 Jun	2009 Jun	Var %	2008 Jun	2009 Jun
<b>Activos corrientes</b>	389,521	279,633	443,569	58.6	145	206
<b>Activos fijos</b>	3,149,221	3,188,418	3,154,936	-1.1	1,658	1,462
<b>Total Activos</b>	3,541,772	3,468,051	3,598,505	3.8	1,803	1,667
<b>Pasivos corrientes</b>	80,754	58,057	78,949	36.0	30	37
<b>Pasivos de largo plazo</b>	2,577,025	2,200,429	2,515,988	14.3	1,144	1,166
<b>Total pasivos</b>	2,657,779	2,258,486	2,594,937	14.9	1,174	1,202
<b>Patrimonio</b>	883,993	1,209,565	1,003,567	-17.0	629	465

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

El activo corriente creció un 58.6% gracias a la acumulación de caja, mientras que los pasivos corrientes se incrementaron un 36.0% debido al mayor saldo de las cuentas por pagar y recaudos a favor de terceros.

Los pasivos de largo plazo se incrementan en un 14.3% a causa del mayor valor de la deuda financiera en moneda local por cuenta del mayor valor de la divisa en junio de 2009 con respecto a junio de 2008.

[Regresar al índice](#)

**Anexo 1: Nota legal.**

*Este documento contiene palabras tales como "anticipar", "creer", "esperar", "estimar", y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica incluida en este documento, 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 la estrategia de negocio de la Compañía y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. 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 contenidas en este informe se realizaron bajo 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 puede esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulten inválidos. 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. En consecuencia, este informe no debe ser considerado por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona como un hecho cierto de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

*El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.*

[Regresar al índice](#)

**Anexo 2: Términos técnicos y regulatorios.**

- ▶ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de administrar y promover el aprovechamiento de hidrocarburos.
- ▶ AOM: Gastos y costos de administración, operación y mantenimiento.
- ▶ Bln o bln: Billones de los Estados Unidos de América. Factor 10<sup>9</sup>
- ▶ BR: Banco de la República. Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ BTU: Por sus cifras en Inglés: British Thermal Unit. Unidad de energía inglesa.
- ▶ 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.
- ▶ 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.
- ▶ KM: Kilómetros
- ▶ Mm: millones.
- ▶ Minminas: Ministerio de Minas y Energía. Entidad estatal encargada de formular la política minero energética de Colombia.
- ▶ MI: Millas de los Estados Unidos.
- ▶ PIB: Producto Interno Bruto.
- ▶ Pcd o pcd: pies cúbicos día.
- ▶ Pbs: Puntos básicos. Centésima parte de un punto porcentual.
- ▶ 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<sup>12</sup>
- ▶ 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.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Entidad estatal encargada de la vigilancia y el control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- ▶ 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 3: Estados Financieros.**

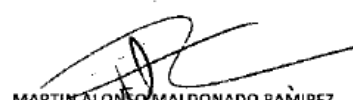
TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS A JUNIO 30 DE 2008 Y JUNIO 30 DE 2009

(Expresado en millones de pesos colombianos (Col\$) y miles de dólares de los Estados Unidos de América (\$USD))

	A junio 30 de 2008		A junio 30 de 2009		
	Col\$		Col\$	\$USD	
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>					
Ventas					
Cargos por capacidad	159.951		201.275	93.240	
Cargos variables	31.663		44.130	20.443	
Cargos ocasionales	18.687		23.646	10.954	
Otros ingresos operacionales	5.937		6.969	3.228	
	<u>216.238</u>		<u>276.020</u>	<u>127.866</u>	
<b>COSTO DE VENTAS</b>					
Operación y mantenimiento	21.296		37.864	17.540	
Depreciaciones y amortizaciones	41.615		42.938	19.891	
Otros costos operacionales	3.906		4.918	2.278	
	<u>66.817</u>		<u>85.720</u>	<u>39.710</u>	
<b>Utilidad bruta</b>	<b>149.421</b>		<b>190.300</b>	<b>88.156</b>	
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS OPERACIONALES</b>					
Gastos de personal y generales	9.557		12.422	5.754	
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	2.711		3.273	1.516	
	<u>12.268</u>		<u>15.695</u>	<u>7.271</u>	
<b>Utilidad operacional</b>	<b>137.153</b>		<b>174.605</b>	<b>80.885</b>	
<b>INGRESOS NO OPERACIONALES</b>					
Diferencias cambio	105.296		96.127	44.531	
Valoración operaciones de cobertura			(28.419)	(13.165)	
Otros ingresos no operacionales	10.886		11.371	5.268	
	<u>116.182</u>		<u>79.079</u>	<u>36.633</u>	
<b>GASTOS NO OPERACIONALES</b>					
Intereses sobre obligaciones financieras	94.572		122.131	56.577	
Otros gastos no operacionales	407		2.359	1.093	
	<u>94.979</u>		<u>124.490</u>	<u>57.670</u>	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>158.356</b>		<b>129.194</b>	<b>59.849</b>	
<b>IMPUESTO DE RENTA</b>					
	13.484		9.619	4.456	
<b>Utilidad neta</b>	<b>144.872</b>		<b>119.575</b>	<b>55.393</b>	

  
GABRIEL TURBAY MARULANDA  
Representante Legal

  
MARTIN ALONSO MALDONADO RAMIREZ  
Contador - TP 46851-T

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

**TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.**

**BALANCE GENERAL A JUNIO 30 DE 2008 Y JUNIO 30 DE 2009**

(Expresado en millones de pesos colombianos (Col\$) y miles de dólares de los Estados Unidos de América (\$USD))

ACTIVOS	A junio 30 de 2008		A junio 30 de 2009	
	Col\$		Col\$	\$USD
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>				
Efectivo e inversiones temporales	162.013		251.405	116.463
Fondos especiales	7.003		8.687	4.024
Deudores	73.041		110.862	51.357
inventarios	23.929		26.841	12.434
Gastos pagados por anticipado	13.647		17.555	8.132
<b>Total activo corriente</b>	<b>279.633</b>		<b>415.350</b>	<b>192.410</b>
Cuentas por cobrar largo plazo, neto	7.426		9.321	4.318
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO, neto	957.177		985.667	456.608
OTROS ACTIVOS, neto	2.223.815		2.188.167	1.013.664
<b>Total activos</b>	<b>3.468.051</b>		<b>3.598.505</b>	<b>1.667.001</b>
Cuentas de orden	1.443.044		4.587.720	2.125.253
<b>PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS</b>				
<b>PASIVO CORRIENTE</b>				
Porción corriente de la deuda a largo plazo	42.796		48.006	22.239
Cuentas por pagar	4.400		11.479	5.318
Obligaciones laborales	107		61	28
Recaudos a favor de terceros	6.849		10.550	4.887
Provisiones	3.905		8.853	4.101
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>58.057</b>		<b>78.949</b>	<b>36.573</b>
<b>PASIVO A LARGO PLAZO</b>				
Deuda a largo plazo	2.153.782		2.417.710	1.120.000
Operaciones de cobertura	-		28.419	13.165
Otros pasivos	46.647		69.859	32.362
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>2.200.429</b>		<b>2.515.988</b>	<b>1.165.527</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>2.258.486</b>		<b>2.594.937</b>	<b>1.202.100</b>
<b>PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS</b>				
Capital suscrito y pagado	750.000		750.000	347.436
Prima en colocación de acciones	24.703		24.703	11.444
Reservas	289.990		289.990	134.337
Resultado de ejercicios anteriores	-		(180.700)	(83.709)
Utilidad neta del período	144.872		119.575	55.393
<b>Total patrimonio de los accionistas</b>	<b>1.209.565</b>		<b>1.003.568</b>	<b>464.901</b>
<b>Total pasivo y patrimonio de los accionistas</b>	<b>3.468.051</b>		<b>3.598.505</b>	<b>1.667.001</b>
Cuentas de orden	1.443.044		4.587.720	2.125.253

  
GABRIEL TURBAY MARULANDA  
Representante Legal

  
MARTIN ALONSO MALDONADO RAMIREZ  
Contador - TP 46851-T

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

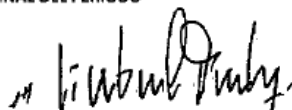
TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.


**ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO**

DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2008 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2009

(Expresado en millones de pesos colombianos (Col\$) y miles de dólares de los Estados Unidos de América (\$USD))

	A junio 30 de 2008		A junio 30 de 2009			
	Col\$		Col\$	\$USD		
<b>FLUJO DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>						
Utilidad del ejercicio	Col\$	144.872	Col\$	119.575	\$USD	55.393
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación						
Depreciaciones y amortizaciones		45.991		43.089		19.961
Diferencias cambio		(106.464)		(90.844)		(42.083)
Impuesto diferido		13.484		5.787		2.681
Provisión para contingencias		-		3.060		1.417
		<u>97.883</u>		<u>80.667</u>		<u>37.369</u>
<b>Cambios en activos y pasivos de operación</b>						
<b>Activo corriente</b>						
Fondos especiales		994		342		159
Deudores		(32.439)		(57.939)		(26.840)
Inventarios		8		9.335		4.324
Gastos pagados por anticipado		130		650		301
<b>Activo no corriente</b>						
Deudores a largo plazo		(782)		(390)		(181)
Otros activos		-		-		-
<b>Pasivo a corto plazo</b>						
Cuentas por pagar		7.072		(48.607)		(22.517)
Obligaciones laborales		(262)		(231)		(107)
Recaudo a favor de terceros		(540)		3.104		1.438
Pasivos estimados		2.199		(8.649)		(4.007)
<b>Pasivo de largo plazo</b>						
Pasivos estimados y provisiones		(13.988)		51.738		23.968
Otros pasivos		-		-		-
Fondos netos provistos de las actividades de operación		<u>60.275</u>		<u>30.020</u>		<u>13.907</u>
<b>FLUJO DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>						
inversiones		-		298		138
Propiedad, planta y equipo		(4.625)		(34.544)		(16.002)
Otros activos		1.630		(27.502)		(12.740)
Fondos netos provistos de las actividades de inversión		<u>(2.995)</u>		<u>(61.748)</u>		<u>(28.604)</u>
<b>FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>						
Obligaciones financieras a corto plazo		1.192		22.397		10.375
Fondos netos provistos de las actividades de financiación		<u>1.192</u>		<u>22.397</u>		<u>10.375</u>
<b>INCREMENTO EN EFECTIVO</b>	Col\$	58.472		(9.331)		(4.322)
<b>EFFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>		<u>103.541</u>		<u>260.736</u>		<u>120.785</u>
<b>EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	Col\$	<u>162.013</u>	Col\$	<u>251.405</u>	\$USD	<u>116.463</u>

  
GABRIEL TURBAY MARULANDA  
Representante Legal

  
MARTIN ALONSO MALDONADO RAMIREZ  
Contador - TP 46851-T

[Regresar al índice](#)

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