

Bogotá D.C., 8 de Noviembre de 2013



## Índice

1.	RESUMEN EJECUTIVO Y HECHOS RELEVANTES .....	2
1.1.	El mercado del gas natural en Colombia .....	2
1.2.	Resumen de los resultados financieros de TGI 3T 2013 .....	2
1.3.	Hechos relevantes .....	3
2.	DESEMPEÑO COMERCIAL .....	3
2.1.	Ventas por sector.....	3
2.2.	Estructura contractual.....	4
3.	DESEMPEÑO FINANCIERO.....	5
3.1.	Resultados financieros .....	5
3.2.	Indicadores de deuda .....	7
4.	DESEMPEÑO OPERACIONAL.....	8
5.	INVERSIONES DE CAPITAL .....	8
6.	ANEXOS.....	10
	Anexo 1: Nota legal y aclaraciones .....	10
	Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 3T 13:.....	10
	Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB .....	10
	Anexo 4: Panorámica de TGI .....	11
	Anexo 5: Términos y definiciones .....	11
	Anexo 6: Notas al pie de los cuadros .....	12
	Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA UDM .....	14
	Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI.....	15

## 1. RESUMEN EJECUTIVO Y HECHOS RELEVANTES

### 1.1. El mercado del gas natural en Colombia

**Tabla N° 1 - Demanda de gas natural en Colombia**

	GBTUD		
	Al 3T* 13	Al 3T* 12	Var. %
Termoeléctrico	317.9	234.5	35.6
Residencial - comercial	193.3	178.7	8.2
Industrial – refinería	400.3	386.8	3.5
Vehicular – GNV	90.5	68.6	32.0
Petroquímico	22.0	21.8	0.8
Otros Consumos	25.4	-	
<b>Demanda interna</b>	<b>1,049.3</b>	<b>890.3</b>	<b>17.9</b>
Exportación	212.7	154.6	37.6
<b>Total</b>	<b>1,262.0</b>	<b>1,044.9</b>	<b>20.8</b>

Fuente: Concentra

\*Las cifras solo incluyen Julio y Agosto

El gas natural continúa consolidándose como uno de los energéticos de mayor crecimiento en el país y su consumo al 3T 2013, comparado con el mismo período de 2012, tuvo un incremento del 20.8% debido principalmente al alto crecimiento (17.9%) de la demanda interna. Las dos principales causas del crecimiento de la demanda interna fueron el consumo termoeléctrico y el mayor consumo de GNV. El consumo termoeléctrico experimentó un incremento del 35.6% originado por niveles más bajos de los aportes hídricos del país. En lo que respecta al consumo de GNV, su crecimiento se debe a que diferentes empresas del sector se unieron y bajo la modalidad de bonos han dado un impulso a la conversión de vehículos de gasolina a gas natural, de tal forma que en lo corrido del año 2013 se han convertido aproximadamente 23,000 vehículos, aumentando en 5.4% las unidades convertidas.

### 1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 3T 2013

**Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI**

	Al 3T 13	Al 3T 12	Var %
Ingresos operacionales - COP millones	648,369	516,318	25.6
Utilidad operacional - COP millones	406,217	282,712	43.7
EBITDA Acumulado - COP millones	515,443	385,133	33.8
EBITDA UDM - COP millones	650,060	499,841	30.1
Utilidad neta - COP millones	112,530	169,775	-33.7
Volumen transportado – Mm pcd	446.4	420.8	6.1
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	630.0	619.0	1.6
Calificación crediticia internacional:			
S&P - may. 13:	BBB-	estable	
Fitch - nov. 13:	BBB-	estable	
Moody's – mar. 12:	Baa3,	estable	

- ▶ El resultado operacional al cierre del trimestre, muestra crecimiento del 43.7% gracias al incremento de los ingresos operacionales, los cuales crecieron 25.6% al cierre del 3T2013, comparado con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a:
  - ▶ Nuevo esquema tarifario que entro en vigencia al inicio del presente año.
  - ▶ La entrada en operación de la segunda fase de Cusiana.
  - ▶ Incremento de los contratos en firme.
  - ▶ Aumento del volumen transportado.
- ▶ En lo que respecta a los rubros no operacionales, la pérdida por la valoración en operaciones de cobertura y la diferencia en tipo de cambio, cuyo efecto es únicamente contable más no en caja, representan las cuentas

de mayor impacto durante el periodo, llevando a la utilidad neta a COP 112,530 millones, COP 57,245 millones menos, comparado con el mismo periodo de 2012.

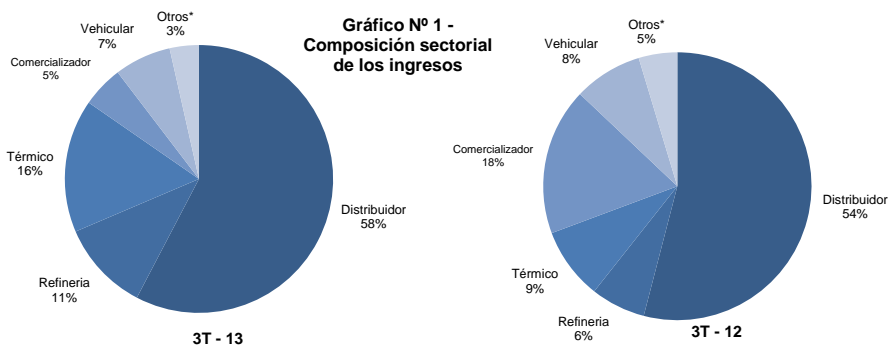
### 1.3. Hechos relevantes

- ▶ En lo corrido del año, el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 446.4 Mmpcd, superando lo presupuestado inicialmente por la compañía. El 22 de septiembre se transportó el volumen más alto en la historia de TGI correspondiente a 570.3 mmpcd.
- ▶ TGI mantiene un cuota de mercado del 47.6% al cierre del tercer trimestre de 2013.
- ▶ La compañía mantiene proyectos importantes de expansión en sus redes de infraestructura en la estación compresora La Sabana, Cusiana – Apiay y el eje cafetero.
- ▶ La Junta Directiva aprobó inversiones por un monto de USD 20 millones para la implementación de la Bidireccionalidad de Ballena – Barranca con el fin de transportar gas natural en ambas direcciones, así como inversiones por USD 5 millones para realizar ajustes al sistema de interconexión con Venezuela para importar gas de dicho país.
- ▶ El 1 de noviembre Fitch Ratings ratificó la calificación del crédito corporativo de TGI en moneda local y extranjera, manteniendo el grado 'BBB-' con perspectiva estable.

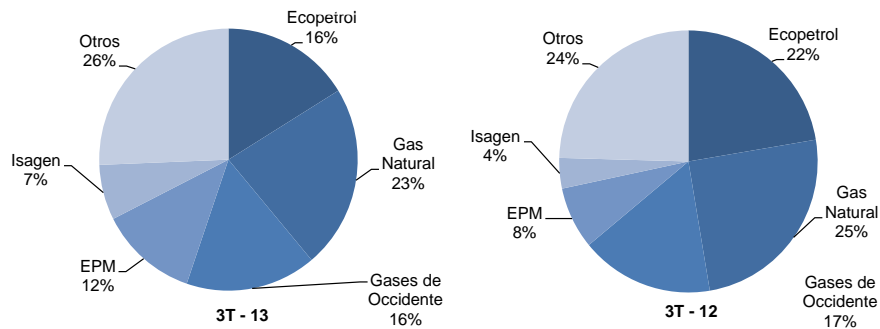
## 2. DESEMPEÑO COMERCIAL

### 2.1. Ventas por sector

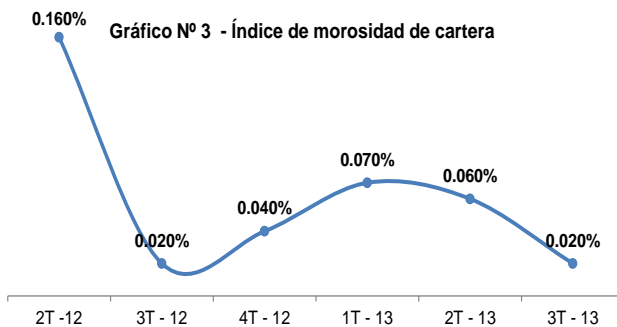
Dado el incremento en demanda de gas natural, el sector distribuidor, el cual incluye el sector residencial, continúa siendo el principal sector que genera ingresos para la compañía, seguido en menor medida por el sector de refinerías y el térmico. Este último, como se explicó anteriormente, tiene una gran dependencia de las condiciones climáticas que se presentan en el país o cuando la transmisión de energía se ve afectada. Las participaciones de los clientes sobre las ventas de la compañía, no experimentaron cambios relevantes durante el periodo. Así, Ecopetrol, Gas Natural y Gases de Occidente continúan siendo los principales clientes de TGI.



**Gráfico Nº 2 - Ventas por clientes**



**Gráfico Nº 3 - Índice de morosidad de cartera**



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada durante el tercer trimestre de 2013, permitió obtener un índice de morosidad del 0.02% sobre los ingresos facturados durante los últimos doce meses, lo cual fortalece aún más el flujo de caja de TGI. A la fecha, la compañía se encuentra en una resolución de controversias con tres remitentes térmicos, a causa de la nueva pareja de cargos establecida a inicios del presente año.

## 2.2. Estructura contractual

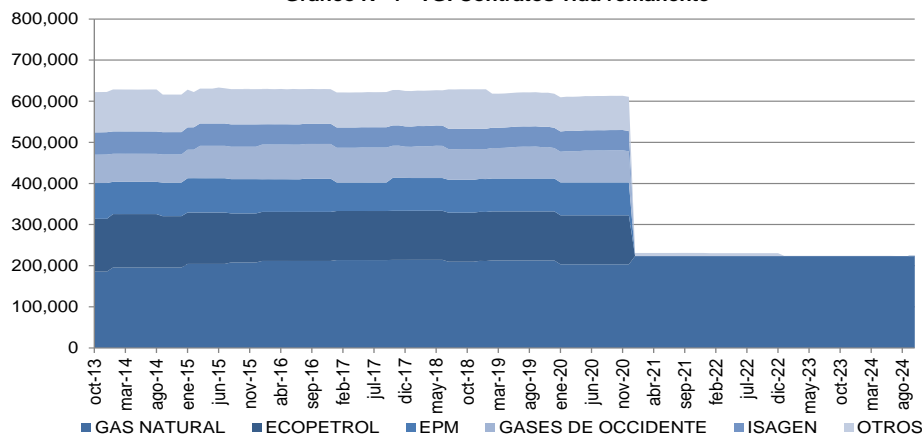
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, por esta razón el 100% de sus contratos son en firme y están contratados en promedio bajo una pareja 90% cargos fijos y 10% variables, aproximadamente. Al finalizar el trimestre, la capacidad total contratada en firme es de 630 Mmpcd.

**Tabla Nº 3 - Estructura contractual**

Tipo de contrato	Al 3T 13			Al 3T 12		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	77	630	8.3	92	619	9.4
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Gráfico Nº 4 - TGI Contratos vida remanente**



Durante los últimos doce meses terminaron su vigencia 20 contratos de transporte de gas natural, sin embargo el mercado atendido por éstos fue renovado en otros contratos o atendido a través de otros contratos del mismo remitente. Por otra parte se suscribió un contrato de transporte de gas natural en firme con la empresa Geacom SA ESP.

### 3. DESEMPEÑO FINANCIERO

#### 3.1. Resultados financieros

Al igual que los periodos anteriores de 2013, aproximadamente el 83% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme, por lo tanto, sólo el 17% de los ingresos restantes se ven afectados por eventuales fluctuaciones en la demanda.

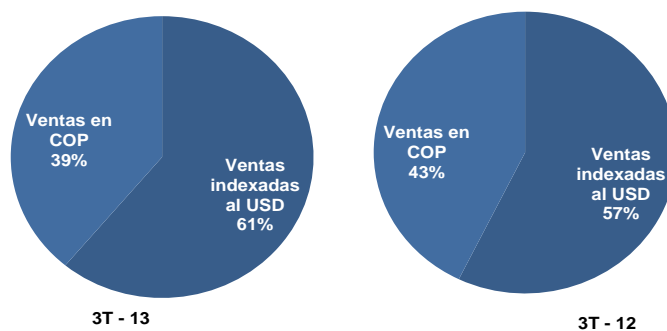
**Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos – COP mm - USD mm**

	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	3T 13	3T 12	COP	%	3T 13	3T 12	USD	%
Ventas totales	648,369	516,318	132,050	25.6	347.0	287.3	59.6	20.7
Desagregación por tipo de moneda								
Ventas indexadas al USD (1)	395,787	295,415	100,373	34.0	211.7	164.4	47.3	28.7
Ventas en COP (1)	252,581	220,904	31,678	14.3	135.3	123.0	12.4	10.1
Desagregación por tipo de cargo								
Ventas cargos capacidad y AO&M (2)	538,527	420,281	118,246	28.1	288.2	233.9	54.3	23.2
Ventas cargos variables (3)	69,291	64,102	5,189	8.1	37.1	35.7	1.3	3.8
Ventas cargos ocasionales (4)	27,659	21,733	5,927	27.3	14.8	12.1	2.8	22.9
Otros ingresos (5)	12,891	10,202	2,689	26.4	6.9	5.7	1.2	20.9

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Las ventas indexadas al dólar presentaron un incremento del 34% en comparación con el mismo periodo del 2012, y representan a la fecha el 61% de las ventas totales de TGI. El esquema tarifario vigente, el cual remunera la inversión y está indexada al dólar, ha beneficiado los ingresos de la compañía. En la tabla 4 también se observa como las ventas indexadas al dólar, expresadas en millones de dólares, aumentaron un 28.7% al tercer trimestre del 2013 en comparación con el mismo periodo del año anterior. Lo anterior debido a las razones mencionadas en la sección 1.2 de este documento.

**Gráfico N° 5 Ventas Totales - Tipo de Moneda**



La estructura contractual establecida se refleja en las ventas correspondientes a los cargos de capacidad y AOM, las cuales continúan representando más del 80% de la compañía. El ingreso por operación de Cusiana Fase II y la nueva negociación de la pareja de cargos con los remitentes bajo el nuevo esquema tarifario contribuyeron en gran parte a esta participación.

Gráfico N° 6 - Tipo de Cargo

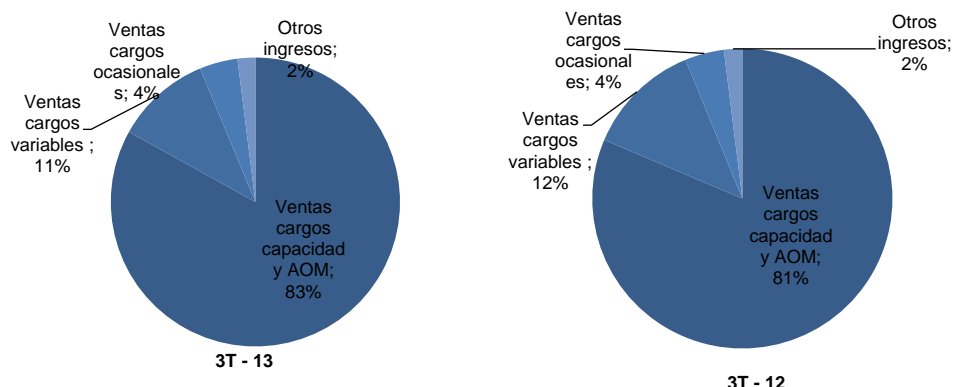
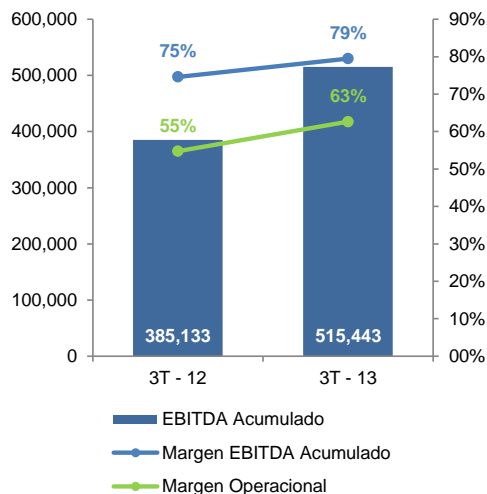


Tabla N° 5 – Estado de resultados al 3T

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	3T 13	3T 12	COP	%	3T 13	3T 12	USD	%
<b>Ingresos Operacionales</b>	648,369	516,318	132,050	25.6	347.0	287.3	59.6	20.7
Costos y Gastos Operacionales	242,152	233,606	8,545	3.7	129.8	129.9	0.1	-0.1
<b>Utilidad Operacional</b>	406,217	282,712	123,505	43.7	217	157	59.8	38.0
<b>Margen Operacional %</b>	62.7%	54.8%		14.4	62.6%	54.8%		14.3
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	96,691	89,887	6,804	7.6	51.8	50.0	1.8	3.6
Impuesto al Patrimonio	12,535	12,535	0	0.0	6.7	7.0	-0.3	-4.0
<b>EBITDA Acumulado</b>	515,443	385,133	130,309	33.8	275.7	214.4	61.3	28.6
<b>Margen EBITDA %</b>	79%	75%		6.6	79%	75%		6.5
Utilidad/(pérdida) No Operacional	(247,398)	(89,758)	157,641	175.6	(132.2)	(49.3)	82.8	167.9
Impuesto de renta	46,289	23,179	23,109	99.7	24.6	12.8	11.8	92.5
<b>Utilidad neta</b>	112,530	169,775	-57,245	-33.7	60.4	95.3	-34.9	-36.6
<b>EBITDA UDM</b>	650,060	499,841	150,219	30.1	350.20	274.13	76.1	27.8
<b>Margen EBITDA UDM</b>	78%	74%		5.5	78%	74%		5.3

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Gráfico N° 7 - EBITDA acumulado



La entrada en operación de la segunda fase de Cusiana y el nuevo esquema tarifario que entró en vigor al inicio del presente año, derivó en un incremento en las ventas por cargos de capacidad y cargos variables, generando un incremento del 25.6% en los ingresos operacionales. Por su parte, los costos y gastos operacionales crecieron 3.7%, debido principalmente a un aumento servicios de personal, seguros y honorarios, y a una disminución relativa en los gastos administrativos. En consecuencia la utilidad operacional para este periodo creció en 43.7% comparada con el acumulado al cierre del mismo trimestre de 2012. El EBITDA acumulado crece 33.8% reflejando los mayores ingresos y la relativa estabilidad de los costos operacionales.

En lo que respecta a ingresos y gastos no operacionales, generan un impacto negativo sobre el resultado final del periodo. Como se evidencia, el gasto neto aumentó 175% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido al gasto generado por la valoración de coberturas y por la diferencia en cambio generada por la deuda denominada en dólares, registros que sólo tienen efectos contables y no corresponden a erogaciones de efectivo. La compañía continúa trabajando en la estructuración de contratos derivados, para establecer un límite a las pérdidas de las coberturas actualmente contratadas.

En consecuencia, la utilidad neta al cierre de septiembre de 2013 presenta una disminución del 33.7% frente al resultado obtenido a septiembre de 2012. Para mayor detalle sobre los estados resultados diríjase al anexo 7.

### 3.2. Indicadores de deuda

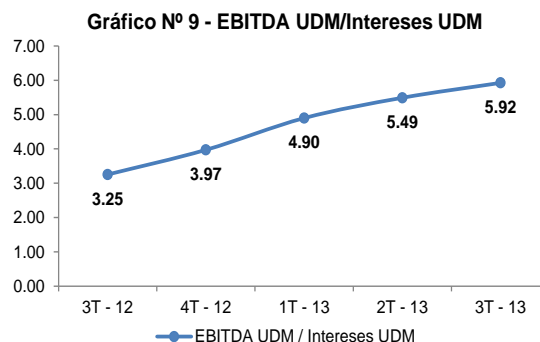
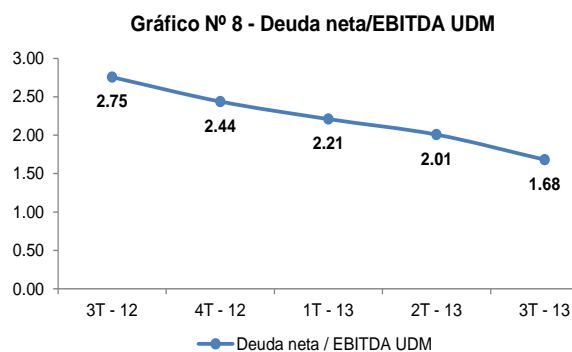
**Tabla Nº 6- Indicadores de deuda**

	Al 3T 13	Al 3T 12	Unidad	Tasa (%)	Vencimiento
Deuda neta (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	1.68	2.75	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	5.92	3.25	Veces		
<b>Estructura de la deuda</b>					
Senior - bonos Internacionales (4)	750	750	M USD	5.7	20-mar-2022
S&P - may 13: BBB-; estable					
Fitch - nov 13: BBB-; estable					
Moody's - mar 12: Baa3; estable					
Subordinada (5)	370	370	M USD	6.125	21-Dic-2022

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

**Tabla Nº 7 - Desagregación - USD Millones**

	Al 3T 13	Al 3T 12
EBITDA UDM	350.2	268.1
Deuda Bruta	864.1	861.1
Efectivo e inver. Temporales	293.5	91.2
Deuda Neta	570.6	769.9
Gastos Financieros Netos UDM	57.3	95.0

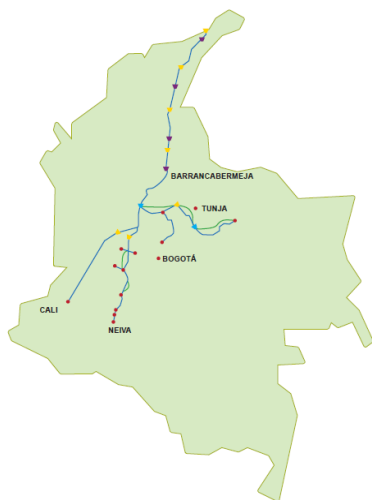


El buen desempeño de los indicadores de deuda se debe a la reducción de las tasas de interés lograda con la emisión de bonos del 2012 y al desempeño del EBITDA acumulado y UDM. En consecuencia la compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el *covenant* de la oferta de los bonos de mantener una relación de nivel de apalancamiento menor a 4.8.

La deuda neta de la compañía refleja una disminución significativa del 25.9%, comparado con el mismo periodo del año anterior, debido al importante flujo de caja generado por la compañía y a la reducción de los gastos financieros, resultado de la operación de deuda realizada el año pasado.

#### 4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural con un 47.6% de participación de mercado. Al tercer trimestre la participación de Promigas evidenció una caída poco relevante. Sin embargo, su volumen transportado creció gracias a que concentra la mayor parte de las generadoras térmicas, cuya demanda de gas se acelera en períodos secos, como el que atravesó Colombia en el primer trimestre de este año.



**Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd**

	3T 13	Part. %	2T 12	Part. %
TGI	446.4	47.6	420.8	48.2
Promigas	352.7	37.6	332.3	38.0
Otros*	139.2	14.8	120.6	13.8
<b>Total</b>	<b>938.36</b>	<b>100.0</b>	<b>873.7</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

\*Industrias conectadas directamente al transporte

**Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados**

	Al 3T 13	Al 3T 12	Var %
Capacidad total - mmpcd (1)	730.3	688	6.1
Volumen transportado - mmpcd (2)	446.4	420.8	6.1
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	630	619	1.6
Factor de uso - % (4)	60.3	59.1	1.9
Disponibilidad - % (5)	100.00	99.97	0.03
Pérdidas - % (6)	0.240	0.472	-49.2
Longitud gasoductos - Km	3,957	3,957	-0.01
Longitud gasoductos – Mi	2,459	2,459	0.01

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Al cierre del tercer trimestre, el incremento en la capacidad total y en la capacidad contratada en firme se explica por la entrada en operación de la ampliación Cusiana Fase II. De igual forma las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel reconocido por la regulación.

**Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI por Tramo**

	Capacidad de Transporte	Volumen promedio transportado al 3T 13
Ballena - Barracabermeja	260.0	79.99
Mariquita - Gualanday	15.0	0.48
Gualanday - Neiva	11.0	1.60
Cusiana - Porvenir	392.0	322.43
Cusiana – Apiay	29.6	31.65
Apiay – Usme	17.8	8.35
Morichal – Yopal	5.0	1.96
<b>TOTAL</b>	<b>730.3</b>	<b>446.4</b>

#### 5. INVERSIONES DE CAPITAL

**Tabla N° 11 - Capex**

	COP Millones		USD Millones	
	Al 3T 13	2012	Al 3T 13	2012
Inversión (1)	49,943	325,362	26.1	184.0
Mantenimiento (2)	3,962	5,747	2.1	3.3

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



**Tabla N° 12 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia**

	Estación La Sabana	Cusiana/Apiay
Capex - USD mm	55	247
Esquema de financiación:	Recursos propios	Recursos propios
Ampliación capacidad - mm pcd	75	70
Nueva capacidad nominal - mmpcd	215	100
Ejecución 3T 13 - %	24	8.5
En operación en:	3T 14	4T 15

La construcción de la estación de compresión de gas natural La Sabana, que hace parte del proyecto de expansión del gasoducto del mismo nombre, avanza a través de la ejecución de dos contratos:

- ▶ Contrato EPC para la elaboración de los diseños básico y detallado, compras (excepto las unidades de compresión), construcción, montaje, instalación y puesta en marcha de la estación; a la fecha se concluyó la ingeniería básica del proyecto, se avanza en la elaboración de la ingeniería detallada, las compras de larga entrega a cargo del EPC, y la movilización a sitio de las instalaciones temporales para la etapa de construcción. Al contrato de interventoría del EPC se le impartió orden de inicio el pasado mes de agosto de 2013
- ▶ Compra de las unidades de compresión y sus sistemas auxiliares, contratada con una firma alemana y que entregará los equipos de compresión en el primer trimestre del 2014.
- ▶ En el área de licencias el proyecto cuenta con la licencia ambiental otorgada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en el mes de enero de 2013. Para la licencia de construcción se planteó una estrategia de obtención por etapas. La primera licencia de construcción parcial, fue otorgada en el mes de septiembre y permitirá adelantar los movimientos de tierras y el cerramiento perimetral de la estación. Para la licencia de construcción completa, que permitirá adelantar los trabajos de cimentaciones y estructuras se radicaron documentos de ingeniería detallada en el mes de octubre de 2013.

Teniendo en cuenta la repotenciación y optimización, por parte de Ecopetrol, de las centrales termoeléctricas de Termo Ocoa y Termo Suria, la construcción de la planta de generación eléctrica de San Fernando y la declinación del campo Apiay, se requiere aumentar la capacidad de transporte de gas natural proveniente del campo Cusiana a 100 MMSCFD. La ampliación de la capacidad se hará mediante un loop y un nuevo gasoducto. Actualmente está en ejecución un contrato para la elaboración de la ingeniería y los estudios ambientales, presentándose el siguiente avance: (i) Ingeniería básica y Estudio de Impacto Ambiental del Loop de 20" Cusiana – Apiay: finalizado (ii) Diagnóstico Ambiental de Alternativas del nuevo gasoducto de 10" Apiay - San Fernando: terminado y radicado en el ANLA, se dio inicio de evaluación del diagnóstico y se está esperando fecha de notificación de la visita a campo. (iii) En desarrollo la ingeniería básica y el Estudio de Impacto Ambiental del nuevo gasoducto Apiay - San Fernando.

## 6. ANEXOS

### Anexo 1: Nota legal y aclaraciones

*Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.*

*Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

*La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.*

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

### Aclaraciones al informe

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
- ▶ TRM al 30 de septiembre de 2012: 1,800.52
- ▶ TRM al 30 de septiembre de 2013: 1,914.65
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería tenerse en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ El EBITDA para un período determinado se calculó tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.

### Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 3T 13:

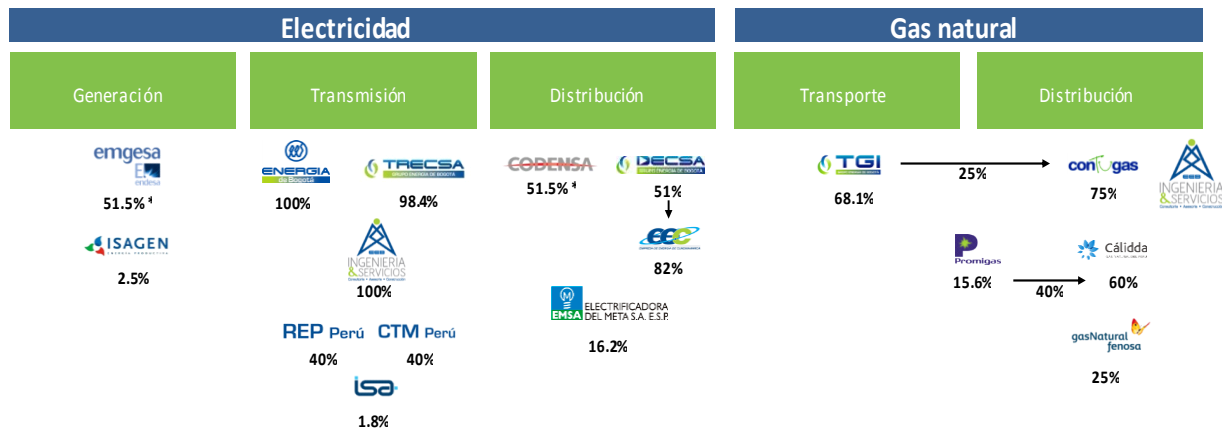
<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

### Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá – 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.

#### 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.

#### 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<sup>9</sup>

- 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.

#### Anexo 6: Notas al pie de los cuadros

##### Pies de página gráfica índice de morosidad de cartera

- (1) El índice de morosidad se calcula midiendo la proporción de cartera vencida –mayor a treinta días- sobre los valores facturados acumulados en los últimos doce meses.

[Volver al capítulo](#)

##### Pies de página tabla N° 3: Estructura contractual

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

[Volver al capítulo](#)

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

- (1) La regulación para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones y otra que reconoce los gastos y costos de administración, operación y mantenimiento - AOM. La porción que reconoce las inversiones está indexada al dólar y se ajusta anualmente con el IPP "Equipos de Capital" de EEUU y se paga en pesos a la TRM de final de cada mes. La porción que reconoce los AOM está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano.
- (2) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible para el momento en que el cliente lo requiera. Por su parte, el cliente se compromete a pagar por dicha capacidad con independencia del volumen transportado.
- (3) Los cargos variables obligan al transportador a mantener una capacidad disponible en el momento en que el cliente lo requiera. Sin embargo, y a diferencia del esquema descrito anteriormente, el cliente solo paga lo efectivamente transportado aunque a una tarifa mayor. En general los clientes de TGI mantienen esquemas de contratación que combinan cargos fijos con variables.
- (4) Los cargos ocasionales corresponden a un esquema que no genera la obligación de firmeza para el transportador. En otras palabras, el transportador tiene el derecho de interrumpirlos cuando, por ejemplo, ello sea necesario para atender contratos en firme.
- (5) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

[Volver al capítulo](#)

**Pies de página tabla N° 8: 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.

[Volver al capítulo](#)

**Pies de página tabla N° 11: Capex**

- (1) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a incrementar la capacidad de transporte de la compañía.
- (2) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a mantener en estado adecuado los activos de la compañía para permitir su funcionamiento normal y mantener la capacidad de transporte en sus actuales niveles.

[Volver al capítulo](#)

**Pies de página tabla N° 12: 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%.

[Volver al capítulo](#)

**Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA UDM**
**Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado**

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	3T 13	3T 12	COP	%	3T 13	3T 12	USD	%
<b>Ingresos operacionales</b>	648,369	516,318	132,050	25.6	347.0	287.3	59.6	20.7
<b>Costos operacionales</b>	190,040	180,633	9,407	5.2	101.9	100.4	1.4	1.4
Operación y mantenimiento	100,087	98,041	2,045	2.1	53.7	54.5	0.8	-1.5
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	89,954	82,592	7,361	8.9	48.2	45.9	2.3	4.9
<b>Utilidad bruta</b>	458,328	335,685	122,644	36.5	245.1	186.9	58.2	31.1
Gastos admon. Operativos	52,111	52,973	-862	-1.6	27.9	29.5	-1.6	-5.3
Personal y servicios generales	45,375	45,679	-304	-0.7	17.6	18.4	-0.8	-4.6
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	6,737	7,294	-557	-7.6	3.6	4.1	-0.4	-11.0
<b>Utilidad Operacional</b>	406,217	282,712	123,505	43.7	217.2	157.4	59.8	38.0
<b>Ingresos no operacionales</b>	17,627	186,103	-168,477	-90.5	9.5	104.8	-95.3	-90.9
Financieros (1)	12,603	8,625	3,979	46.1	6.7	4.7	2.0	43.2
Diferencia en cambio (2)	0	163,191	-163,191	-100.0	0.0	92.2	-92.2	-100.0
Valoración coberturas (3)	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	5,023	14,288	-9,265	-64.8	2.8	7.9	-5.1	-64.7
<b>Gastos no operacionales</b>	265,025	275,861	-10,836	-3.9	141.7	154.1	12.5	-8.1
Financieros (4)	94,653	233,058	-138,405	-59.4	50.7	130.0	-79.3	-61.0
Diferencia en cambio (5)	163,360	0	163,360		86.9	0.0	86.9	
Valoración coberturas (6)	6,840	44,304	-37,464	-84.6	3.9	24.9	-21.0	-84.2
Otros	172	1,501	-1,673	-111.5	0.1	0.8	-0.9	-111.4
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	158,819	192,954	-34,135	-17.7	85.0	108.1	-23.1	-21.3
Impuesto de renta	46,289	23,179	23,109	99.7	24.6	12.8	11.8	92.5
<b>Utilidad neta</b>	112,530	169,775	-57,245	-33.7	60.4	95.3	-34.9	-36.6

(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.

**Tabla N° 14 – Desagregación EBITDA UDM**

COP MM	2012		2013		
	3T	4T	1T	2T	3T
Utilidad operacional UDM	365,835	372,856	404,848	449,340	496,362
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones UDM	134,006	146,894	150,985	154,598	153,698
<b>EBITDA UDM</b>	<b>499,841</b>	<b>519,751</b>	<b>555,833</b>	<b>603,938</b>	<b>650,060</b>
<b>Margen EBITDA UDM</b>	<b>74%</b>	<b>74%</b>	<b>75%</b>	<b>76%</b>	<b>78%</b>
Ingresos Trimestrales	186,255	185,990	205,662	216,022	226,684
(-)Costos de operación y manten. Trimestral	69,330	71,888	61,586	66,594	61,860
(-)Gastos de personal y serv. general Trimestral	16,516	23,958	18,388	16,330	17,394
(+)Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	4,178	4,178	4,178
(+)Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	32,913	40,294	33,412	31,265	32,014
<b>EBITDA trimestral</b>	<b>137,501</b>	<b>134,618</b>	<b>163,278</b>	<b>168,542</b>	<b>183,623</b>
<b>Margen EBITDA Trimestral</b>	<b>74%</b>	<b>72%</b>	<b>79%</b>	<b>78%</b>	<b>81%</b>

**Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI**

Compañía	Panorámica	Principales clientes atendidos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mayor productor de gas en Colombia</li> <li>▪ Empresa integrada del sector de hidrocarburos</li> <li>▪ Empresa que cotiza en bolsa y controlada por el gobierno colombiano</li> <li>▪ Pertenece al grupo de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo.</li> <li>▪ Acciones listadas en el mercado públicos de valores de Colombia, Nueva York y Toronto</li> <li>▪ Contrato en firme por 7 años.</li> <li>▪ Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB-(Fitch) / BBB(S&amp;P) ; AAA local</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Refinerías</li> <li>▪ Generadores Térmicos</li> <li>▪ Trading</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia .</li> <li>▪ Controlada por Gas Natural Fenosa de España; EEB tiene una participación accionaria del 25%</li> <li>▪ Contrato en firme por 21 años.</li> <li>▪ Rating: Local AAA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Residencial<sup>(1)</sup></li> <li>▪ PYMES</li> <li>▪ Industrias</li> <li>▪ Gas Natural para Vehículos</li> <li>▪ 2,443,335 Clientes</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano.</li> <li>▪ Compañía privada controlada por Promigás</li> <li>▪ Presta sus servicios a más de 900.000 usuarios.</li> <li>▪ Contrato en firme por 7 años.</li> <li>▪ Rating: Local AAA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Residencial</li> <li>▪ Industrias</li> <li>▪ Gas Natural para Vehículos</li> <li>▪ 900,997 Clientes</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Principal generador de electricidad en Colombia y distribuidor de gas natural en el noroccidente colombiano</li> <li>▪ Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural.</li> <li>▪ Contrato en firme por 7 años</li> <li>▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB-(Fitch) / BBB- (S&amp;P) ; AAA Local.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Residencial</li> <li>▪ Generadores Térmicos</li> <li>▪ 802,729 Clientes</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La tercera empresa de generación de energía eléctrica.</li> <li>▪ 57% controlado por el estado colombiano</li> <li>▪ Contrato en firme por 7 años</li> <li>▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB (Fitch); AA+/BB+ Local</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Generadores Térmicos</li> <li>▪ Trading</li> </ul>

Source:  
(1)

Company information.  
Residential users refer to the number of residencies served, not the population, which would be approximately five times larger.