

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL
S.A. E.S.P.-TGI S.A. E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE GAS
COMBUSTIBLE
BOGOTÁ, NOVIEMBRE DE 2012**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.-TGI S.A. E.S.P.**

ANÁLISIS AÑO 2011

AUDITOR: KPMG ADVISORY SERVICES LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. desarrolla la actividad de Transporte de Gas Natural.

La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$1.139.054.260.000, con 115.100.000 acciones autorizadas con un valor nominal de \$10.000 cada una. Tiene su sede principal en la ciudad de Bucaramanga en el departamento de Santander. Su última actualización en RUPS fue el día 22 de octubre de 2012.

Tabla 1 Datos Generales

Tipo de sociedad	SOCIEDAD ANÓNIMA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Razón social	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.
Sigla	TGI S.A. E.S.P.
Nombre del Presidente	Ricardo Roa Barragán

Fuente: SUI

Nombre o Razón Social	Participación (%)
OSSMA GOMEZ OMAR DAVID	0.000001%
ALVARO HERNAN RUIZ MACIAS	0.001654%
LUZ STELLA LOPEZ SANTANA	0.000819%
AYA GONZÁLEZ LUZ MARINA	0.000001%
ADRIANA MILENA VILLABONA REYES	0.000172%
EDMUNDO PARRA CONTRERAS	0.000029%
EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA	0.000811%
HALDER ROMEL LUGO LOPEZ	0.000819%
CESAR AUGUSTO BAEZ HILARION	0.000167%
OTOYA ROJAS LUIS ENRIQUE	0.000001%
FABIO ALEXANDER SANCHEZ DIAZ	0.00248%
ESPINOSA ERLES EDGARDO	0.000001%
JORGE EDUARDO LINERO GOMEZ	0.000445%
RICARDO NARVAEZ GARCIA	0.026338%
INVERSIONES EN ENERGIA LATINO AMERICA HOLDINGS, S.A.	31.917203%
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P	68.049059%

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Los activos totales aumentaron en 22,74% en el último año, ubicándose en \$4.971.224 millones de pesos, dentro de los cuales el activo corriente mantiene una participación de 10,74%, registrando un crecimiento de 43,40% con respecto al 2010.

Los deudores ascendieron a \$129.739 millones de pesos en el 2011, equivalentes a un aumento de 34,40%, siendo los clientes relacionados con la prestación del servicio los que presentan una mayor participación con el 49,21%. No se evidencian deudas de difícil cobro.

En el 2011, la empresa mantiene inversiones por valor de \$ 77.433 millones, mostrando una disminución del 30,86%.

Por su parte, el activo fijo incrementó en 84,67% con respecto al 2010, presentándose un Capex de \$ 1.248.602 millones y una depreciación acumulada de \$392.429 millones.

Tabla 2 BALANCE GENERAL

BALANCE GENERAL	2011	2010	Var
Activo	\$4.971.224.079.608	\$4.050.322.849.388	22,74%
Activo Corriente	\$533.801.651.125	\$372.250.443.370	43,40%
Pasivo	\$2.594.881.292.543	\$2.497.240.780.423	3,91%
Pasivo Corriente	\$148.444.454.765	\$135.854.981.614	9,27%
Patrimonio	\$2.376.342.787.065	\$1.553.082.068.965	53,01%

Fuente: SUJ

Los pasivos se incrementaron en 3,91%, al pasar de \$2.497.240,78 millones en el 2010 a \$2.594.881 millones en el 2011, en donde las obligaciones financieras participan en 91,73%, las cuentas por pagar en 3,54%, las obligaciones laborales en 0,05% y los pasivos estimados en 0,55%.

El pasivo corriente fue a \$148.444 millones, representando el 5,72% del pasivo total, el cual en su mayoría se encuentra conformado por obligaciones financieras de \$36.181 millones y cuentas por pagar de \$91.844 millones.

El patrimonio se ubicó en \$2.376.342,78 millones evidenciando un crecimiento de \$823.261 millones, conformado por un capital suscrito y pagado de \$1.139.054 millones, por reservas de \$429.951 millones, por superávit por valorización de \$354.682 millones y por utilidad del ejercicio de \$ 25.614 millones.

2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales ascendieron a \$626.838 millones, mostrando un crecimiento de \$ 67.424 millones con respecto al año anterior, por concepto de su actividad como transportador de gas combustible.

Tabla 3 ESTADO DE RESULTADOS

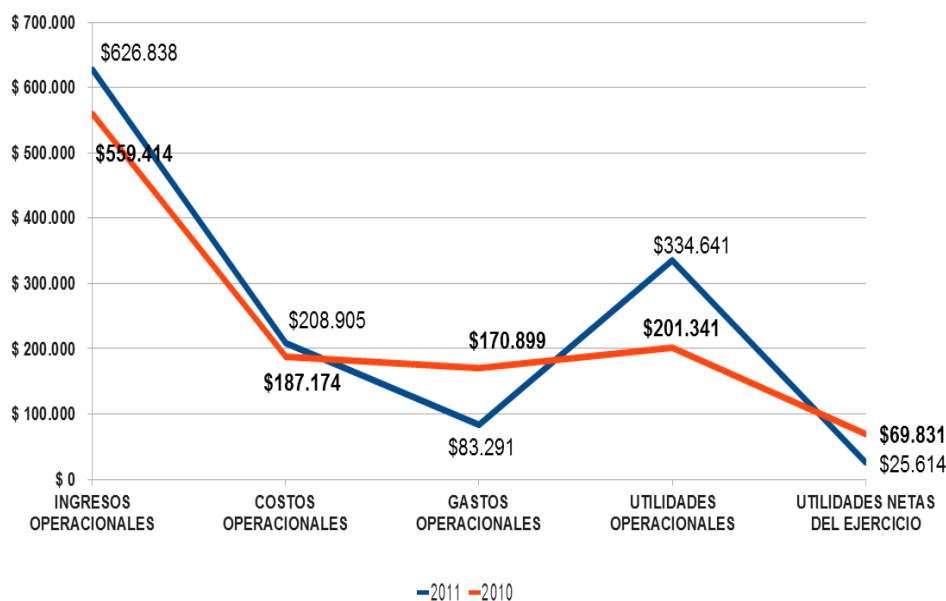
ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	var
INGRESOS OPERACIONALES	\$626.837.783.983	\$559.413.510.828	12,05%
COSTOS OPERACIONALES	\$208.905.341.717	\$187.174.313.480	11,61%
GASTOS OPERACIONALES	\$83.290.960.150	\$170.898.522.738	-51,26%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$334.641.482.116	\$201.340.674.610	66,21%
OTROS INGRESOS	\$42.078.771.922	\$165.319.402.905	-74,55%
OTROS GASTOS	\$351.105.976.939	\$265.409.365.950	32,29%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$25.614.277.099	\$69.830.552.474	-63,32%

Fuente: SUI

De su lado, los costos operacionales pasaron de \$187.174 millones en el 2010 a \$208.905 millones en el 2011, presentando un crecimiento del 11,61%, en donde el rubro de adquisición de bienes y servicios para la venta disminuyó en 53,18%, el cual mantiene una participación del 1,03% sobre el costo total.

Dentro de los gastos operacionales se registraron gastos de administración de \$ 53.111 millones y depreciaciones, amortizaciones y provisiones de \$ 30.180 millones.

Gráfica 1 Flujo Operativo
Millones de Pesos



Fuente: SUI

Dentro de los gastos operacionales se registraron gastos de administración de \$53.111 millones y depreciaciones, amortizaciones y provisiones de \$30.180 millones.

Los ingresos no operacionales alcanzaron el valor de \$42.079 millones, presentando una disminución de 74,55% con respecto al 2010, en donde se registran beneficios obtenidos por financiación de usuarios de \$ 482 millones, rendimientos financieros de \$ 15.997 millones y extraordinarios de \$22.855 millones.

Los otros gastos fueron de \$351.106 millones evidenciando un crecimiento de 32,29%, en donde los gastos financieros corresponden al 54,45% mostrando un valor de \$191.166 millones.

Se registró una utilidad operacional de \$ 334.641 millones y una utilidad neta millones de \$25.614, el cual presentó una disminución de -63,32% con respecto a la obtenida el año anterior.

2.3 Indicadores Financieros

2.3.1 Liquidez

Dentro de los indicadores de liquidez se encontró una razón corriente de 3,40 veces en el último año, implicando un cubrimiento suficiente de los activos corrientes sobre los pasivos de corto plazo. Las rotaciones de cuentas por cobrar y por pagar fueron de 37,5 y 23,9 días respectivamente, registrándose un ciclo operacional de 13,5 días.

Se presentó un capital de trabajo de \$ 174.295 millones con los cuales realizar sus operaciones, cubriendo sus necesidades de insumos, materia prima, mano de obra y reposición de activos fijos.

2.3.2 Endeudamiento

La empresa presenta un nivel de endeudamiento de 52,2% menor al registrado en el 2010 de 61,7%, observándose para atender sus obligaciones un flujo de caja sobre el servicio de la deuda de 612,9%.

El cubrimiento de gastos financieros fueron de 2,38 veces, por lo que el Ebitda generado por la empresa respalda los intereses producto de su endeudamiento.

2.3.3 Rentabilidad

El Ebitda arrojado en el último año fue de \$458.533 millones, el cual presentó un incremento de 63,22% con respecto al 2010, dado al aumento en la actividad de la empresa y a una reducción en los gastos de la operación.

El margen operacional fue 73,2% mayor al registrado en el 2010 ante el incremento en el Ebitda de la actividad. La rentabilidad del activo y del patrimonio fueron de 9,2% y 21,2% respectivamente, mostrándose eficiencia por parte de la administración en la generación de mejores rendimientos a los asociados de la empresa.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1 Actividad: Transporte de gas natural.

Los gasoductos de TGI están distribuidos a lo largo y ancho del país y transportan gas proveniente de diferentes campos, aunque principalmente se abastece de los campos de la Guajira y Cusiana. El sistema de transporte de TGI es el más extenso de Colombia, con una longitud aproximada de 3.774 Km, lo que significa más de la mitad del total de la red de gasoductos del país. A continuación se exponen las capacidades de los tramos del sistema de transporte que maneja la empresa TGI.

Tabla 4. Capacidad nominales de los tramos del sistema de transporte

Tramo	Capacidad nominal MPCD
Ballena - Barrancabermeja	260
Barrancabermeja - Sebastopol	232
Sebastopol Vasconia	32
La Belleza - Vasconia	201
El Porvenir - La Belleza	92
La Belleza - Cogua	134
Vasconia - Mariquita	22,5
Mariquita - Pereira	287
Pereira - Armenia	2,5
Armenia - Cali	143
Mariquita - Gualanday	192
Gualanday - Neiva	168
Cusiana - Apiay	158
Apiay - Villavicencio - Ocoa	148
Apiay - Usme	15
Cusiana - El Porvenir	4,2
Gasoducto de Boyacá y Santander	11
Gasoducto de La Sabana	11

Fuente: <http://www.tgi.com.co>

La red de transporte de TGI está dividida en dos: gasoductos propios y gasoductos bajo la modalidad de contratos BOMT. El primer tipo corresponde a gasoductos de propiedad directa de la empresa y la segunda hace referencia a gasoductos que son construidos por terceros, pero son administrados y mantenidos por TGI.

La capacidad de transporte de los gasoductos de TGI, varía por tramo en un rango que va desde los 2.5 hasta 260 MPCD. De estos tramos el que resulta de mayor importancia para el transporte de gas hacia el interior del país es el de Ballena – Barrancabermeja, dado que actualmente es la única ruta para transportar gas desde los campos de la Guajira hacia los grandes centros de consumo del interior del país.

-Proyecto de Expansión del Gasoducto desde el campo de Ballena

Este proyecto de expansión se encuentra en su etapa final de recibo de obras de construcción de tres (3) estaciones de compresión nuevas y la ampliación de cuatro

(4) estaciones de compresión existentes. A partir del 16 de septiembre de 2010, fue declarada la capacidad de compresión de las estaciones del gasoducto desde el campo de Ballena en 260 MPCD.

La entrada en operación automática de las estaciones de compresión se realizó en las siguientes fechas:

- Estación La Jagua del Pilar: entró en operación manual en julio de 2010 con cuatro (4) unidades de compresión y una capacidad de 215 MPCD y entró en control automático en diciembre de 2010.
- Estación Curumaní: entró en operación manual en el mes junio de 2010 con tres (3) unidades de compresión y una capacidad de 215 MPCD y entró en control automático en diciembre de 2010.
- Estación San Alberto: entró en operación manual el mes de agosto de 2010 con cuatro (4) unidades de compresión y una capacidad de 230 MPCD y entró en control automático en diciembre de 2010.
- Estación Hatonuevo: entró en operación manual en el mes de agosto de 2010 con dos (2) unidades de compresión nuevas y tres (3) unidades de compresión existentes y una capacidad de 245 MPCD y entró en control automático en febrero de 2011.

-Expansión desde Cusiana

Este proyecto de expansión permitió aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde el campo de Cusiana en 180 MPCD, pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a 390 MPCD. El proyecto se desarrolló en dos fases, lo que permitió el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana.

La culminación de la Fase I se dio en enero de 2011 a través de la entrada en operación de la nueva capacidad del gasoducto Cusiana – la Belleza, que adicionó 70MPCD.

En la Fase II del Proyecto Expansión desde el campo de Cusiana se adelantaron las obras de construcción de la estación de compresión Mariquita que entró en operación el 14 de agosto de 2011 con una capacidad de compresión de 20 MPCD.

Así mismo se realizó la ampliación de la estación de compresión Puente Guillermo con la instalación de tres nuevas unidades, que entraron en operación el 31 de octubre de 2011, aumentando así la capacidad de compresión de 230 MPCD a 380 MPCD.

Para la construcción de los loops Fase II que tienen una longitud de 187 km, los trabajos se desarrollaron de la siguiente manera: en el Tramo 1 de 36 km desde Cusiana y Tramo 4 de 14 km hasta la estación Puente Guillermo se adelantaron las pruebas hidrostáticas de la tubería. Por otra parte, en los tramos 2, 3 y 5 continúan las actividades civiles de apertura del Derecho de Vía mientras las actividades mecánicas de instalación de tubería con un acumulado de tubería instalada de 79.15 km están en construcción; para un total en todos los tramos de 129.15 km durante la Fase II. También se ejecutaron las actividades de geotecnia del Derecho de Vía intervenido en todos los tramos.

Las variantes Nazaret (tramo 5) y Yamunta (tramo 2) están en etapa de construcción y en la variante Yamunta los trabajos se encuentran en su etapa final de obras especiales de construcción del cruce aéreo para su puesta en operación.

Al final del año 2011, la Fase II tiene un avance del 77.63 %.

3.2 Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en cumplimiento de sus funciones de vigilancia y control, además de ejercer un control directo sobre sus empresas vigiladas, cuenta con las Auditorías Externas de Gestión y Resultados, las cuales se encuentran reguladas por la Ley 142 de 1994 con el fin de evaluar la gestión de las empresas prestadoras de servicios públicos en los aspectos financieros, técnicos/operativos y de calidad del servicio. Esta figura se encuentra definida en el artículo 51 de la ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6° de la Ley 689 de 2001.

A continuación se transcriben, algunos de los aspectos importantes mencionados por la Auditoría, con relación a los aspectos técnicos- operativos de la empresa durante su gestión en el año 2011.

“(…)

Gestión Técnica y Operativa

El índice de coordinación de transporte de gas natural pasó de 1,14 en el año 2010 a 1,18 en el año 2011, superando la meta propuesta de 1,00 en todos los meses de año 2011 y demostrando así una nominación de gas cada vez más segura.

De igual forma, el índice de Cumplimiento del Plan Detallado de Trabajo – PDT de mantenimiento de gasoductos tuvo una mejora de 5 puntos porcentuales entre el año 2010 y el año 2011, pasando del 85% al 90%; manteniéndose así en un nivel de desempeño bueno, según lo establecido por la Compañía.

En el año 2011 la continuidad del servicio de transporte de gas natural fue 99,98% y la disponibilidad de la infraestructura 99,62%. Niveles satisfactorios y que superaron las metas establecidas por la Compañía.

Inversiones

De acuerdo a la información suministrada por la Gerencia de Proyectos, los principales proyectos de expansión y de mejora de la infraestructura en curso o ejecutados en el año 2011 fueron:

- *Proyecto de expansión del gasoducto Ballena - Barrancabermeja.*
- *Proyecto de expansión del gasoducto Cusiana - Vasconia.*
- *Expansión gasoducto de la Sabana.*

1.PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL GASODUCTO BALLENA – BARRANCABERMEJA.

Objeto del proyecto: Aumentar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Barrancabermeja en 70 Millones de Pies Cúbicos por Día (MPCD), pasando de una capacidad inicial de 190 MPCD a una capacidad final de 260 MPCD.

Desarrollo del proyecto: El proyecto contempló la construcción de 3 nuevas ECG (Estaciones Compresoras de Gas) y el aumento de potencia en 4 ECG existentes, desarrolladas así:

Construcción de ECG nuevas:

- ECG La Jagua del Pilar – Guajira
- ECG Curumaní – Cesar
- ECG San Alberto – Cesar

Ampliación de ECG existentes:

- ECG Hatonuevo – Guajira
- ECG Casacará – Cesar
- ECG Norean – Cesar
- ECG Barrancabermeja – Santander

Porcentaje de ejecución a diciembre de 2011: 92,5%

2.PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL GASODUCTO CUSIANA – VASCONIA.

Objeto del proyecto: Aumentar la capacidad de transporte del sistema desde Cusiana en 180 MPCD, pasando de una capacidad inicial de 210 MPCD a una capacidad final de 390 MPCD.

Desarrollo del proyecto: El proyecto se estructuró en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en los yacimientos de Cusiana y Cupiagua, mediante la construcción de 282 km de loops (Gasoductos Paralelos), 3 ECG nuevas (Puente Guillermo, Padua y Mariquita) y la ampliación de 2 ECG existentes (Miraflores y Vasconia)

En la Fase I del proyecto de expansión se incrementó la capacidad de transporte en 70 MPCD, declarados en Enero de 2011, en línea con el proyecto de producción Cusiana LTOII, llegando a 280 MPCD, esta fase se desarrollo así:

Construcción de Estaciones Compresoras:

- Puente Guillermo, Santander (PK 188 gasoducto El Porvenir – La Belleza)
- Padua, Tolima (PK 38 gasoducto Mariquita - Cali)

Ampliación y Adecuación de Estaciones Compresoras:

- Miraflores, Boyacá (PK 86 gasoducto El Porvenir – La Belleza)
- Vasconia, Boyacá

Construcción de 95 Kms. de Gasoductos Paralelos al Existente (Loops):

- Loop Samacá – Santa Sofía (Diámetro 20” y Longitud 37 km)
- Loop El Camilo – Vasconia (Diámetro 16” y Longitud 58 Km)

En la Fase II se incrementan 110 MPCD adicionales, permitiendo el ingreso del gas de Cupiagua, para una capacidad total de 390 MPCD, esta fase se desarrolla así:

Construcción de Estaciones Compresoras:

- Mariquita, Tolima (PK 293 gasoducto B/meja - Neiva)

Adición de Potencia de Estaciones Compresoras:

- Puente Guillermo, Santander (PK 188 gasoducto El Porvenir – La Belleza)

Construcción de 185 Kms. de Gasoductos Paralelos al Existente (Loops):

- Loops Cusiana – Puente Guillermo (Diámetro 20” y Longitud 151 km)

- Loop La Belleza – El Camilo (Diámetro 16” y Longitud 34 Km)

Porcentaje de ejecución a diciembre de 2011: 89,26%

3.PROYECTO DE EXPANSIÓN ESTACIÓN DE COMPRESIÓN DE LA SABANA

Desarrollo del proyecto y generalidades: En la etapa I actualmente el gasoducto de La Sabana (Cogua – Chía – Bogotá) aumentó la presión de 400 psi a 500 psi en la línea para incrementar la capacidad de transporte de gas de 115 MPCD a 140 MPCD.

En la etapa II, una vez concluido el proyecto de expansión desde Cusiana se entregará en Cogua 222 MPCD requiriendo la construcción de una estación de compresión para garantizar la capacidad de transporte en el gasoducto de la Sabana en 215 MPCD.

Para ampliar la capacidad de transporte del gasoducto de La Sabana se construirá una estación de compresión, la cual se ubicará entre los municipios de Cajicá y Chía, en un tramo de 12 km. La estación tendrá una capacidad de diseño de 270 MPCD para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la capacidad de transporte del gasoducto de 215 MPCD.

El proyecto de construcción de la estación de compresión de La Sabana fue presentado a la junta directiva de TGI en el mes de marzo de 2011 y fue incluido por TGI en el expediente tarifario presentado a la CREG por un valor de 51,6 millones USD.

Para la realización de este proyecto se han adelantado visitas de funcionarios de TGI a estaciones en Estados Unidos, preparación de términos de referencia para la contratación de las obras y negociaciones del predio para la construcción de la estación.

Se suscribieron contratos comerciales con una capacidad de transporte en firme de 215 MPCD en el tramo correspondiente al gasoducto de La Sabana.

Calidad en la construcción de la infraestructura

Por medio de la Gerencia de Proyectos, TGI realiza la evaluación, el diseño y la construcción de las obras de mejora y expansión de su infraestructura. De igual forma, la Compañía cuenta con documentos definidos y estandarizados como procedimientos, manuales, instructivos y especificaciones, que ofrecen los lineamientos requeridos y necesarios tanto para el personal de ingeniería de TGI como para los Contratistas.

TGI cuenta con una adecuada estructura y estandarización de su proceso de construcción y mejora de la infraestructura, con la que garantiza el cumplimiento de las normas y requisitos establecidos, y la calidad de la construcción de la infraestructura.

Operación, mantenimiento y seguridad de la infraestructura.

La Gerencia de Infraestructura se encuentra conformada por la Dirección de Mantenimiento de Gasoductos, Dirección de Mantenimiento de Compresoras, Dirección de Operaciones y la Oficina de Gestión de Activos. Así mismo, es la encargada de los procesos de Coordinación y Operación de Transporte, Diseño, Construcción y Mejora de la Infraestructura y Mantenimiento de la Infraestructura.

Por medio de ésta estructura y de éstos procesos, TGI garantiza el cumplimiento en las entregas de gas natural a sus Clientes y una adecuada disponibilidad de su infraestructura para tal fin.

Coordinación y Operación del Transporte de Gas Natural

La empresa tiene definido el proceso “Coordinación de Operación y Transporte de Gas Natural”, por medio del cual realiza tanto local como remotamente la operación de su red de gasoductos.

Entre las operaciones de este proceso se encuentran: la simulación, planeación, seguimiento y control del transporte diario de gas natural; basados en el seguimiento a las variables de operación de la red y elaborando las cuentas de balance de acuerdo a las condiciones comerciales establecidas con los Remitentes.

Este proceso es medido y monitoreado por el Índice de Coordinación de Transporte de Gas, que se calcula diariamente, y que combina los recibos de gas programados, las entregas de gas programadas, el inventario actual de gas y el inventario crítico en una ecuación cuya tendencia debe ser 1. Valores superiores a 1.0 indican nominación segura y el indicador por debajo de 1.0 indica entregas superiores a los recibos y la posibilidad de llegar a inventarios críticos.

El mantenimiento de las Estaciones Compresoras realizado por la Empresa Exterran Energy Solution Limited Partnership con quien TGI tiene un contrato de Operación y Mantenimiento; es establecido al igual que el mantenimiento de los gasoductos por medio de un Plan Detallado de Trabajo Anual y Mensual. Este plan es elaborado por Exterran y propuesto a TGI teniendo en cuenta las rutinas establecidas en el contrato, e incluye actividades de mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo, actividades de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, actividades ambientales y capacitaciones. Dicho plan es revisado por Exterran y TGI, que da la aprobación final del mismo.

TGI cumple funciones de interventoría de este contrato, revisando el cumplimiento de las rutinas contractuales, la buena estructuración del PDT, realizando reuniones de seguimiento mensuales y semanales para garantizar el cumplimiento del plan.

Exterran mensualmente emite un informe con los avances del Plan Detallado de Trabajo, especificando entre otros las actividades de operación y mantenimiento realizadas, el cumplimiento de los planes establecidos por las diferentes áreas y los diferentes reportes de cada estación compresora, reportes como: reporte diario de operaciones, reporte mensual de compresión, reporte de parámetros operacionales y reporte mensual de operación.

En el año 2011 el contrato suscrito con Exterran tuvo un segundo adicional, en Enero 27 de 2011 y por 14 meses, es decir, que el vencimiento de éste contrato es el 27 de abril de 2012.

Aseguramiento metrológico

Por medio del Aseguramiento Metrológico TGI asegura la trazabilidad y controla la incertidumbre de los procesos de medición que repercuten en un impacto sobre los resultados de la Compañía.

Seguridad de la infraestructura

TGI cuenta con el Manual de Seguridad Corporativa cuyo objetivo es definir las políticas de seguridad, con miras a minimizar los riesgos que la acción subversiva

y la delincuencia común representan para la integridad de los Funcionarios, Cotratistas y las propiedades de la Compañía.

En este manual se detallan aspectos como el control de acceso a las instalaciones de la Empresa, recomendaciones de seguridad para el campo, características de la extorsión y el secuestro, recomendaciones para evitar estos delitos, consideraciones ante amenazas de bomba, entre otros.

La última socialización del manual de seguridad corporativa fue realizada en el año 2010 y éste se encuentra en revisión por parte de la Coordinación de Seguridad y la Vicepresidencia Administrativa y de Relaciones Externas, se tiene planeado tener su versión actualizada a finales del mes de abril del año 2012.

El número de eventos presentados en contra de la infraestructura de TGI disminuyó entre el año 2010 y el año 2011, sin embargo su costo se incrementó en 33 millones de pesos. Esto debido a un atentado terrorista perpetrado el pasado 7 de abril de 2011, en el que fue volado un tubo del gasoducto a la altura del PK 135, jurisdicción del municipio del Molino, Departamento de la Guajira, que tuvo a su vez un costo de 300 millones de pesos.

Aún cuando el mayor costo para la Compañía por eventos en contra de su infraestructura fue el atentado terrorista del 7 de abril de 2011, los hurtos son también los eventos de mayor importancia; presentándose con regularidad el hurto de cableado de cobre en los diferentes distritos de TGI, problemática que se presenta a nivel nacional.

Suspensiones del sistema de transporte de gas natural

La cantidad total de suspensiones presentadas en el año 2011 fue 60, de las cuales 46 fueron originadas por TGI y 14 originadas por fuerza mayor.

La horas totales de suspensión fueron 2467 horas compuestas por 1637 de TGI y 830 por fuerza mayor; y la demanda no atendida por esas suspensiones fueron 303.841 KPC por TGI y 1.193.070 KPC por fuerza mayor.

Disponibilidad de la infraestructura y continuidad del sistema de transporte de gas natural.

El índice de continuidad del servicio de transporte de gas natural en todos los meses del año 2011 superó la meta establecida mensual de 98,50%, así mismo, el promedio mensual de dicho índice fue 99,98%.

La disponibilidad de la infraestructura presentó niveles inferiores a la meta de 99,50% mensual en los meses de Enero y Febrero de 2011, con un 97,96% y 97,81% respectivamente. Debido a las suspensiones realizadas en su mayoría destinadas a la ejecución de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo. A destacar, en enero la realización de una parada general de la Estación Compresora de Barrancabermeja por cambio del sistema de filtros, tubería y cambio del by-pass en el Centro Operacional de Barrancabermeja por un total de 120 horas y en febrero, 96 horas por las corridas de raspador inteligente MFL+XYZ, debido a la restricción de la rata de flujo del Remitente.

Aún así, el promedio mensual del año 2011 de la disponibilidad de la infraestructura fue 99,62%, es decir, fue superior a la meta establecida de 99,50%.

Sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) (Adquisición de datos supervisión y control).

Para el manejo de una red de transporte como la de TGI es necesario contar con un sistema de transmisión de datos que permita controlar, monitorear y supervisar desde un Centro de Control los parámetros críticos del proceso, tales como presiones, temperaturas, consumos, etc. Un Sistema SCADA cumple básicamente las funciones de seguridad del gasoducto y eficiencia de la operación.

Seguridad del Gasoducto: El sistema permite observar y verificar continuamente las variables críticas de operación tales como; presión, temperatura, alarmas, entre otros, y posibilita el cierre remoto de válvulas en los casos que sea necesario. De ésta forma, los operadores pueden tomar las acciones correctivas del caso con la debida anticipación para prevenir o minimizar cualquier incidente.

Eficiencia de la Operación: El sistema envía automáticamente al Centro Principal de Control la información de los volúmenes horarios y diarios de cada consumidor, éstos datos los toma el computador de flujo en los diferentes puntos del gasoducto aumentando confiabilidad en la medición y evitando la necesidad de tener que desplazarse físicamente a los sitios. Un Sistema SCADA está conformado por un conjunto de elementos y dispositivos que poseen hardware y software, los cuales pueden clasificarse en cuatro niveles, Instrumentación, Unidades Terminales Remotas (RTUs), Comunicaciones y Centro de Control.

- Disponibilidad del sistema SCADA

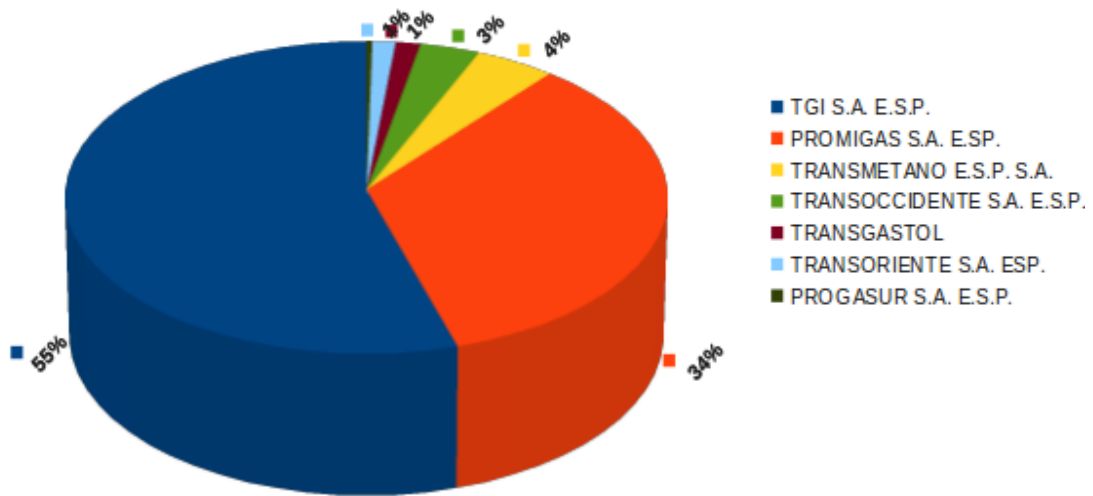
La disponibilidad del Sistema SCADA es la medición del número de estaciones reportando al Sistema SCADA con respecto al número de estaciones que cuentan con las condiciones técnicas y equipos de comunicaciones necesarios para transmitir sus señales ya sea a una estación repetidora, centro operacional y/o directamente al Centro Principal de Control de TGI.”

4. ASPECTOS COMERCIALES

TGI es el mayor transportador de gas natural del país, con un volumen facturado de transporte de 187.310, en millones de pies cúbicos (MPC) durante 2011, lo cual representa el 55% del transporte total facturado en el país.

Gráfica 2

Participación de las empresas Transportadoras de Gas en Colombia



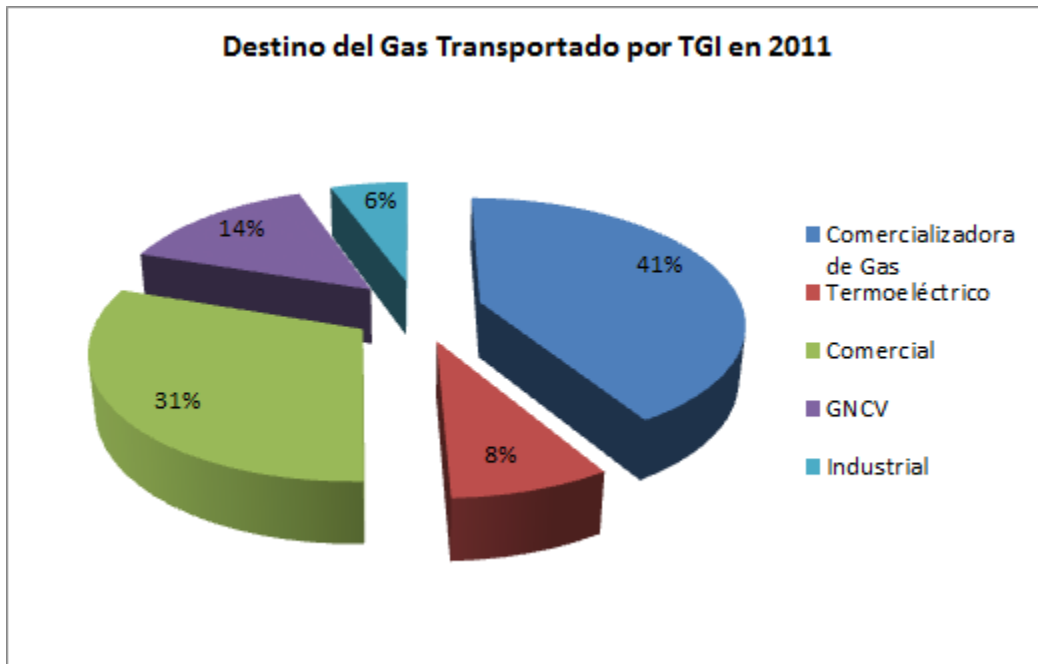
Fuente: SUI

La participación de la empresa en los diferentes sectores de consumo, se observa que TGI, tiene para el 2011 una mayor participación en el sector Comercializador de Gas Natural con un 41%, seguido por el sector comercial con un 31% de participación.

El 28 % restante se distribuye en los sectores Termoeléctrico, el gas natural comprimido vehicular comprimido (GNVC) e Industrial de la facturación total de TGI.

La siguiente gráfica muestra la participación por sector en la facturación del transporte durante el 2011

Gráfica 3



Fuente: SUI

Los volúmenes promedio que TGI transportó en el transcurso del año 2011, están alrededor de los 15.609 millones de pies cúbicos(MPC) mensuales.

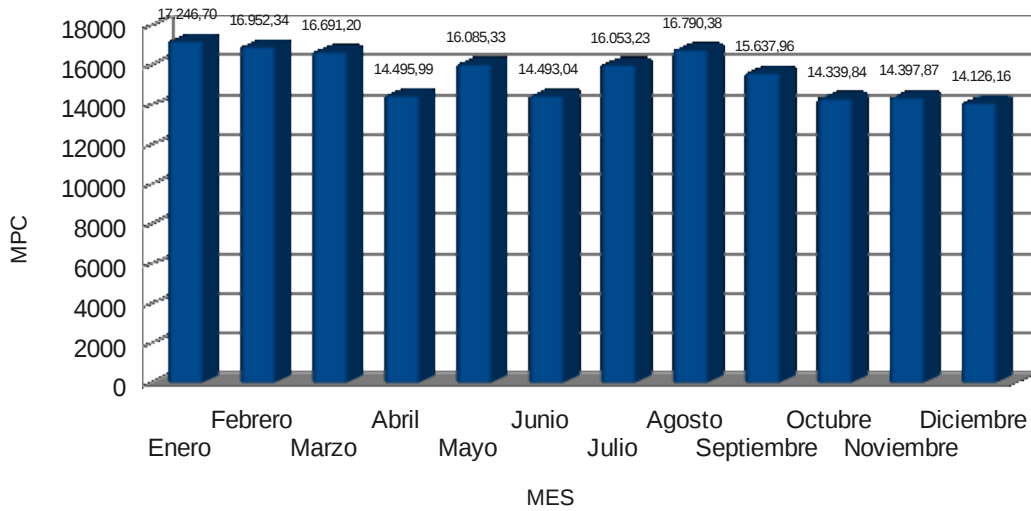
Cabe resaltar que para el mes de enero la empresa reporto una facturación por 17.247 millones de pies cúbicos (MPC) transportados, siendo la mayor participación en la facturación del año

Por el contrario, para el mes de diciembre la facturación reportada fue la mas baja con un total de 14.126 millones de pies cúbicos (MPC) en el transcurso del año.

A continuación se encuentra el comportamiento de los volúmenes de gas transportados que TGI facturó a lo largo del año 2011.

Gráfica 4

VOLUMENES TRANSPORTADOS POR TGI EN EL 2011



Fuente: SUI

En relación con los costos del servicio de transporte que presta TGI S.A. E.S.P, a continuación se muestran las parejas de cargos regulados para los diferentes tramos del sistema de transporte de la empresa.

Cabe aclarar que los valores expresados son en dólares y pesos del 31 de diciembre de 2011 aplicables al año 2012, los cuales serán actualizados de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 001 de 2000.

Tabla 5

CARGOS DE TRANSPORTE PARA TRAMOS DE GASODUCTO DEL
TRANSPORTADOR

% de la inversión Base remunerada con cargo fijo	0	20	40	50	60	80	100	Cargo AO&M (\$/KPCD/A)
Cargos por Distancia								
Ballena Barrancabermeja								
oC.F. (US\$/KPCD - Año)	-	33.297	66.594	83.243	99.891	133.188	166.485	344.982
oC.V. (US\$/KPC)	o0.588	o0.471	o0.353	o0.294	o0.235	o0.117	-	-
Barrancabermeja - Sebastopol								
oC.F. (US\$/KPCD-año)	o-	o5.618	11.236	14.045	16.854	22.473	28.090	30.261
C.V. (US\$/KPC)	0.156	0.124	0.093	0.078	0.062	0.031	-	-
Sebastopol - Vasconia								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	4.139	8.279	10.349	12.418	16.558	20.697	15.230
C.V. (US\$/KPC)	0.115	0.092	0.069	0.057	0.046	0.023	-	-
Vasconia - Mariquita								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	14.150	28.300	35.373	42.448	56.598	70.748	82.335
C.V. (US\$/KPC)	0.289	0.231	0.173	0.144	0.115	0.058	-	-
Mariquita - Pereira								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	17.858	35.716	44.646	53.575	71.433	89.291	205.349
C.V. (US\$/KPC)	0.363	0.291	0.217	0.181	0.145	0.072	-	-

Pereira - Armenia

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	6.619	13.239	16.548	19.858	26.477	33.097	81.875
----------------------	---	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

C.V. (US\$/KPC)	0.138	0.112	0.084	0.070	0.056	0.028	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

Armenia - Cali

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	13.738	27.476	34.345	41.214	54.951	68.690	158.262
----------------------	---	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------

C.V. (US\$/KPC)	0.299	0.238	0.179	0.149	0.120	0.059	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

Mariquita - Gualanday

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	34.117	68.233	85.291	102.350	136.466	170.583	70.745
----------------------	---	--------	--------	--------	---------	---------	---------	--------

C.V. (US\$/KPC)	0.655	0.524	0.393	0.328	0.261	0.131	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

Gualanday - Neiva

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	22.035	44.068	55.086	66.103	88.137	110.171	73.038
----------------------	---	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------

C.V. (US\$/KPC)	0.392	0.313	0.235	0.195	0.157	0.078	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

Montañuelo - Gualanday

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	12.071	24.142	30.178	36.212	48.283	60.354	25.815
----------------------	---	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

C.V. (US\$/KPC)	0.185	0.148	0.110	0.092	0.074	0.037	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

Vasconia - La Belleza

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	13.813	27.626	34.532	41.438	55.251	69.064	95.033
----------------------	---	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

C.V. (US\$/KPC)	0.288	0.230	0.173	0.144	0.115	0.058	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

La Belleza - Cogua

C.F. (US\$/KPCD-año)	-	21.997	43.995	54.993	65.992	87.990	109.987	78.549
----------------------	---	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------

C.V. (US\$/KPC)	0.386	0.309	0.231	0.193	0.155	0.077	-	-
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---	---

La Belleza - El Porvenir								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	16.219	32.439	40.549	48.658	64.878	81.097	34.231
C.V. (US\$/KPC)	0.288	0.231	0.173	0.144	0.115	0.058	-	-
Cusiana - Apiay								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	48.278	96.557	120.695	144.834	193.113	241.391	218.499
C.V. (US\$/KPC)	0.836	0.668	0.502	0.418	0.335	0.167	-	-
Apiay - Usme								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	21.849	43.696	54.621	65.545	87.394	109.241	155.576
C.V. (US\$/KPC)	0.429	0.343	0.257	0.214	0.172	0.086	-	-
Apiay - Villavicencio - Ocoa								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	12.634	25.269	31.586	37.903	50.538	63.172	48.111
C.V. (US\$/KPC)	0.221	0.177	0.132	0.110	0.088	0.044	-	-
Gasoducto Morichal - Yopal								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	6.163	12.324	15.406	18.487	24.649	30.811	60.653
C.V. (US\$/KPC)	0.120	0.095	0.072	0.059	0.048	0.024	-	-
Ramales Boyacá - Santander								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	31.888	63.776	79.720	95.664	127.553	159.441	285.420
C.V. (US\$/KPC)	0.569	0.456	0.342	0.285	0.228	0.114	-	-
Cargos Estampilla Ramales								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	7.298	14.596	18.245	21.895	29.193	36.491	67.789
C.V. (US\$/KPC)	0.131	0.105	0.079	0.065	0.052	0.027	-	-

Cargos Estampilla Gasoductos Principales								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	7.389	14.777	18.472	22.166	29.555	36.943	55,407
C.V. (US\$/KPC)	0.131	0.105	0.079	0.066	0.052	0.027	-	-
Cusiana -El Porvenir (Resolución CREG-076 de 2002)								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	5.612	11.223	14.029	16.835	22.447	28.058	26,794
C.V. (US\$/KPC)	0.111	0.088	0.066	0.055	0.044	0.022	-	-
Gasoducto Regional del Ariari (Resolución CREG-021 del 20 de abril de 2006)								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	167.885	335.758	419.695	503.643	671.517	839.402	860,962
C.V. (US\$/KPC)	3.940	3.1502	2.364	1.970	1.576	0.788	-	-
Gasoducto de La Sabana (Resolución CREG-043 de 2002)								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	20.659	41.318	51.647	61.977	82.636	103.296	52,985
C.V. (US\$/KPC)	0.495	0.395	0.297	0.247	0.198	0.099	-	-

Fuente: BEO TGI.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

5.1 Indicadores de Gestión CREG

La empresa no da cumplimiento con los referentes establecidos de Cobertura de Intereses, Rotación de Cuentas por Pagar y Rotación de Cuentas por Cobrar.

El cumplimiento de los referentes se establece de la siguiente forma: margen operacional mínimo del 70%, cobertura de intereses mínima de 5 veces, rotación de cuentas por cobrar máxima de 20 días, rotación de cuentas por pagar máxima de 4 días y razón corriente mínima de 2 veces.

Tabla 6 Indicadores de Gestión CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	70%	73%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5	2,38	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	20	37,48	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	4	23,94	No Cumple
Razón Corriente – Veces	2	3,40	Cumple

Fuente: SUI

Respecto a los referentes de rotación de cuentas por pagar y cuentas por cobrar, la empresa debe procurar por tener un ciclo operativo mas favorable a su actividad con el fin de dar cumplimiento a los referentes, en este sentido, en futuros ejercicios.

Si bien, la empresa genera un Ebitda suficiente para cubrir los gastos financieros, debe continuar ampliando su operación para de una parte, obtener y continuar con la tendencia creciente hacia un Ebitda mayor, y de otra parte ampliar su cobertura de intereses y de esta manera dar cumplimiento en futuros ejercicios con los referentes establecidos.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Reporte de información al Sistema Único de Información –SUI– sin certificar, correspondientes al año 2011.

La siguiente tabla muestra el comportamiento de cargue de la empresa de acuerdo a los estados en los cuales se encuentran los formatos que la empresa debe cargar, estos estados son CARGADO EN BD o ENVIADO, cuando la empresa cargó la información pero no la certificó o radicó, CERTIFICADO, cuando la empresa certificó la información cargada, CERTIFICADO – NO APLICA, cuando la empresa certificó el formato sin información porque este no le aplica, o porque cargó un formato cuyo contenido es un anexo en PDF, PENDIENTE, cuando la empresa no ha cargado ni certificado la información del formato y RADICADO, cuando la empresa certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB:

Tabla 7
Cargue de Información al SUI año 2011

Estado del Formato	Cantidad de Formatos	Porcentaje del Estado
PENDIENTE	16	27.12%
CARGADO EN BD	0	0.00%
ENVIADO	0	0.00%
CERTIFICADO	29	49.15%
CERTIFICADO NO APLICA	9	15.25%
RADICADO	5	8.47%
Total General	59	100%

Fuente: SUI
Fecha: 20/10/2012

El indicador de cargue de información se establece así en un cumplimiento del 72.87%

7. ACCIONES DE LA SSPD

Respecto a los aspectos financieros y contables, durante el año 2011 se realizaron las siguientes acciones:

Por medio del radicado SSPD 20112300449621 del 14 de junio de 2011, se solicita a la empresa cargar los anexos al plan contable 2010, establecidos en la Resolución 20061300025985 de 2006.

El día 15 de diciembre de 2011, se realizó visita al prestador con el objeto de realizar un acompañamiento a la empresa Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., durante las actividades adelantadas para restablecer el servicio de transporte de gas natural a lo largo del gasoducto Mariquita Cali, posterior a la emergencia iniciada a las 23:00 del día 14 de diciembre en el PK 35+800. El objetivo fue verificar en campo las actividades que se encontraba adelantando TGI S.A. E.S.P. y Transgas de Occidente S.A., para restablecer el servicio de transporte de forma oportuna. Realizar inspección visual de los recursos desplazados por el transportador y el operador del gasoducto con el objeto de superar la emergencia.

En los aspectos comerciales, las acciones de la Dirección Técnica de Gas se encaminaron a la vigilar el cumplimiento de la normatividad vigente, así como el reporte de información en el SUI en atención a las Circulares Conjuntas SSPD-CREG 006 de 2003 y 003 de 2005.

Al revisar el cumplimiento de reporte de información al SUI del año 2011, se encontró que la empresa no estaba cargando la información requerida por la Resolución 20061300025985 de 2006, para el año 2010 del Plan Contable y el tópico financiero por lo cual se realizó el requerimiento con número de radicado 20112300449621.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa muestra un incremento en sus activos, en especial explicado por el componente de inversión en activos fijos para la prestación del servicio público domiciliario de Gas Natural pues presentó un Capex de \$1.248.602 millones y un incremento de sus activos fijos del 84,67%.

De otra parte, la empresa evidencia un recaudo en mayor tiempo que el ciclo de pagos a proveedores.

TGI transporta alrededor del 50% del gas consumido en Colombia y entrega gas a consumidores en las áreas más pobladas e industrializadas del país, como Bogotá, Cali, Medellín, Bucaramanga y el Eje Cafetero; que representan el 70% de la población del país.

La Transportadora de Gas Internacional, tiene acceso a las dos áreas productoras (Guajira y Piedemonte Llanero) más importantes de Colombia y al gasoducto que conecta con Venezuela.

Por lo anterior se presentan las siguientes recomendaciones:

La empresa debe procurar por tener un ciclo operativo mas favorable a su actividad con el fin de dar cumplimiento a los referentes en futuros ejercicios.

Si bien, la empresa genera un Ebitda suficiente para cubrir los gastos financieros, debe continuar ampliando su operación para de una parte, obtener y continuar con la tendencia creciente hacia un Ebitda mayor, y de otra parte ampliar su cobertura de intereses y de esta manera dar cumplimiento en futuros ejercicios con los referentes establecidos.

Considerando los antecedentes presentados en el 2011, se sugiere realizar una vigilancia especial a los gasoductos de este prestador, en particular lo referente a

aquellas circunstancias técnicas que puedan afectar nuevamente la continuidad del servicio.

Como se observa la empresa presenta un incumplimiento del 27,12% lo que significa 16 formatos que no ha certificado, por lo cual teniendo en cuenta que el porcentaje es lto, esta empresa debe tomar a la mayor brevedad las medidas que sean necesarias para superar la situación descrita.

Revisó: Luis Alberto Esguerra Amaya - Asesor
Aprobó: Mónica Andrea Pérez Ferro