

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL -
TGI S.A. E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE GAS COMBUSTIBLE
Bogotá, D.C., julio de 2015**

**TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P.
ANÁLISIS AÑO 2014**

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP, se encuentra constituida como sociedad anónima, para desarrollar la actividad de Transporte de Gas Natural desde el 03 de Marzo de 2007. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$1.565.486.780.000 y tiene su sede principal en Bogotá D.C. Su última actualización aprobada en RUPS fue el día 20 de abril de 2015.

Tipo de Sociedad	Anónima
Razón Social	Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.
Sigla	TGI S.A E.S.P
Representante Legal	David Alfredo Riaño Alarcon
Auditor - AEGR	KPMG Advisory Services Ltda

Fuente SUI.

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 1. Balance General

BALANCE GENERAL	2014	2013	Variación
Activo	\$5.569.836.209.822	\$5.739.841.952.963	-2,96%
Activo Corriente	\$725.504.161.565	\$867.140.264.117	-16,33%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.857.978.104.632	\$2.874.992.951.328	-0,59%
Inversiones	\$170.999.709.142	\$262.169.475.505	-34,78%
Pasivo	\$3.278.275.038.241	\$2.700.530.445.497	21,39%
Pasivo Corriente	\$107.693.852.660	\$135.217.521.288	-20,36%
Obligaciones Financieras	\$1.147.083.316.806	\$938.769.844.182	22,19%
Patrimonio	\$2.291.561.171.581	\$3.039.311.507.466	-24,60%
Capital Suscrito y Pagado	\$1.565.486.780.000	\$1.565.486.780.000	0,00%

Fuente SUI.

- Activos

El activo del servicio de gas natural presenta un descenso del 2,96% respecto al año 2013, explicado principalmente por una reducción en el efectivo y equivalentes de efectivo.

La estructura del activo está conformada en su orden de importancia de la siguiente manera:

- Grupo Propiedad Planta y Equipo: Este grupo representa el 51% del total del activo del servicio público de gas natural y presentó un comportamiento similar respecto al año anterior. El activo más importante de TGI son los gasoductos los cuales ascienden a 3.3 billones de pesos al cierre de 2014. Por otra parte es importante resaltar que los activos fijos presentan una depreciación a corte del año 2014 de \$886.275 millones de pesos
- Grupo Otros Activos: Este grupo representa el 34.5% del total del activo del servicio público de gas natural y presenta comportamiento similar al año anterior.

El grupo está conformado por intangibles, los cuales están conformados por contratos BOMT por \$979.481 millones de pesos y derechos del negocio por \$318.191 millones de pesos, lo anterior según las notas a los estados financieros. Adicionalmente, la compañía presenta valorizaciones de activos de valor representativo debido al alto valor económico de la propiedad planta y equipo.

- Pasivo

El pasivo del servicio de gas natural concentra un 59% del total del activo de la empresa y presenta un incremento del 21% respecto al año 2013, explicado principalmente por el aumento en los grupos de Obligaciones de Crédito Público y Obligaciones Financieras.

La estructura del pasivo está conformado en su orden de importancia de la siguiente manera:

- Grupo Obligaciones de Crédito Público: este grupo es la fuente de financiación externa más representativa debido a que concentra el 56% del total del pasivo y el 33% del total del activo de la empresa. Las obligaciones de crédito público presentan un crecimiento del 24% debido a una emisión de bonos por valor de \$349.222 millones de pesos.

Según las notas a los estados financieros, TGI tiene totalmente reestructurada su deuda con una emisión de Bonos por valor de USD\$750 millones de dólares, presenta una deuda con su accionista mayoritario, la Empresa de Energía de Bogotá, por valor de \$USD370 millones de dólares, y celebró contratos de leasing para la compra de las Oficinas en la ciudad de Bogotá.

- Grupo Obligaciones financieras: Este grupo es la segunda fuente de financiamiento de TGI, debido a que concentra el 35% del total del pasivo de la empresa. Las obligaciones financieras presentan un crecimiento del 22% debido

principalmente a adquisiciones de crédito con vinculados económicos con un incremento de \$172.283 millones con respecto al año anterior.

- Patrimonio

El patrimonio concentra el 41% del total del activo de la empresa y presenta una reducción del 24% equivalente en \$747.750 millones de pesos en comparación con el año 2013, ocasionado principalmente por una reducción en las reservas por valor de \$302.632 millones y una disminución en el resultado del ejercicio por valor de \$232.648 millones de pesos.

Según las notas a los estados financieros, TGI tiene una reserva voluntaria para proteger a la empresa de las posibles fluctuaciones de la TRM y la Asamblea General de Accionistas en octubre de 2014 autorizó retirar de ese rubro \$371.874 millones para distribuirlas como dividendos pagados en efectivo en noviembre de 2014.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	Variación
INGRESOS OPERACIONALES	\$960.345.965.879	\$874.645.213.901	9,80%
COSTOS OPERACIONALES	\$254.611.281.070	\$271.507.793.045	-6,22%
GASTOS OPERACIONALES	\$147.735.502.715	\$219.390.659.550	-32,66%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$557.999.182.094	\$383.746.761.306	45,41%
OTROS INGRESOS	\$109.667.161.167	\$73.266.708.251	49,68%
OTROS GASTOS	\$770.248.337.694	\$326.946.724.658	135,59%
GASTO DE INTERESES	\$136.963.109.360	\$122.938.794.978	11,41%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	(\$102.581.994.433)	\$130.066.744.899	-178,87%

Fuente: SUI

La venta de servicios de transporte de gas natural tuvo un incremento del 9,8% respecto al año 2013 ocasionado principalmente por un aumento en la venta de transporte equivalente en \$85.700 millones de pesos.

El total de ingresos operacionales están compuestos en un 89% el servicio de transporte de gas combustible, el cual es la principal fuente de generación de ingresos operacionales de TGI.

Según el informe del AEGR1 *“(...) Los resultados a nivel de “Pérdidas y Ganancias”, refleja que el rendimiento económico de TGI para los años 2012 y 2013, es favorable frente al 2014, el rendimiento económico generó una pérdida por \$102.582 millones influenciada principalmente por el efecto negativo de la tasa de cambio y la estructura del balance en moneda extranjera en posición neta pasiva. (...)”*

Los otros Ingresos presentan un crecimiento del 10% equivalente a \$36.400 millones de pesos, como consecuencia de ingresos obtenidos por inversiones que generan aumento por diferencia en cambio.

El costo total de TGI concentra el 23,8% del total de ingresos de la empresa y presenta una reducción de 6,2% generado principalmente por una disminución en los costos generales y contractuales por valor aproximado de \$24.618 millones de pesos.

Los gastos operacionales representan el 15,3% del total de ingresos operacionales y presentan un descenso considerable del 32%, explicado por una disminución en la provisión para protección de activos fijos y la provisión para obligaciones fiscales.

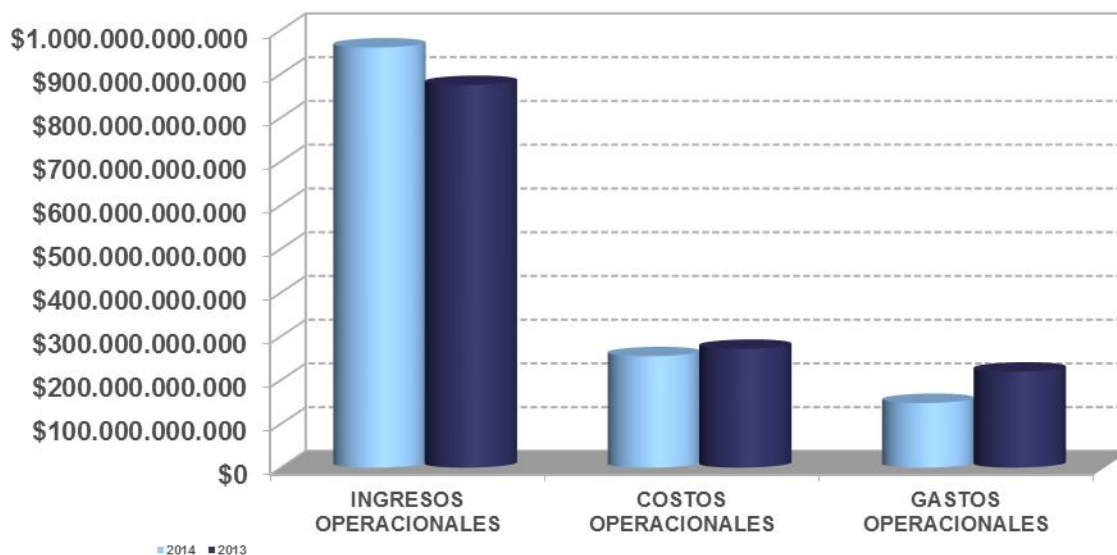
Los otros gastos tienen un grado de materialidad alto para TGI, dado que tienen un porcentaje de participación superior al de los costos y gastos operacionales, este grupo representa el 72% del total del ingreso de la empresa y presenta un crecimiento notable de 135% debido a un aumento en el gasto por diferencia en cambio equivalente en \$372.524 millones de pesos.

Los otros gastos están compuestos por intereses, gastos por diferencia en cambio y perdidas por el método de participación; siendo el ajuste en cambio el más representativo debido a que presentó un saldo al cierre del año 2014 de \$552.225 millones de pesos, el cual absorbe un poco más de la mitad del total de ingresos de la empresa.

Lo anterior evidencia la alta exposición que tiene TGI por su endeudamiento en moneda extranjera, lo cual desencadenó una pérdida neta en el año 2014.

1 Informe de Puntos Específicos (Abril, 2015) – Auditoría Externa de Gestión y Resultados Año 2014. Fuente: SUI, según resolución SSPD 200613000012295.

Gráfico 1. Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

Según la gráfica anterior, desde el punto de vista operacional, TGI presenta un escenario recomendable, debido a que aumento sus ingresos, y disminuyo sus costos y gastos operacionales en relación al año 2013. En consecuencia, la empresa presentó una utilidad operacional creciente en un 45%, equivalente en \$174.252 millones.

Por otra parte, el resultado neto de TGI contrasta totalmente con lo mencionado en el párrafo anterior, debido a que el aumento de los otros ingresos resulta ser insuficiente dada la alta exposición que tiene la empresa ante la variación de la TRM debido a que su estructura financiera se encuentra en moneda extranjera. Así las cosas, el alto gasto por diferencia en cambio genera una pérdida neta de \$102.581 millones de pesos.

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 3. Indicadores Financieros

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	6,7	6,4
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	55,0	41,6
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	15,4	16,2
Activo Corriente Sobre Activo Total	13,03%	15,11%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	58,9%	47,0%
Patrimonio Sobre Activo	41,1%	53,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	3,3%	5,0%
Cobertura de Intereses – Veces	5,3	4,8
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	724.228.234.994	596.198.384.269
Margen Operacional	75,4%	68,2%
Rentabilidad de Activos	13,0%	10,4%
Rentabilidad de Patrimonio	34,2%	20,9%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la empresa es de aproximadamente 6,7 veces y presenta un comportamiento similar al año 2013. El actual indicador implica que con los actuales activos corrientes de \$725.504 millones, la compañía alcanza a cubrir totalmente el pasivo a corto plazo el cual asciende a \$107.693 millones al corte del año 2014, ante una exigibilidad. Lo anterior disminuye la probabilidad de riesgo de liquidez para la empresa.

La rotación de cartera de la empresa tuvo un aumento en 13 días respecto al año anterior, lo cual evidencia que en promedio la empresa recauda su cartera con menor velocidad respecto al año 2013. Para el año 2014, la empresa en promedio otorga a sus clientes un plazo aproximado de 2 meses para el pago de sus obligaciones.

En contraste, la empresa en promedio paga sus obligaciones con proveedores cada 15 días, lo cual representa un comportamiento similar en comparación al año 2013.

El activo corriente de la compañía corresponde al 13% del total del activo de la empresa para el año 2014 y presenta un valor similar al de la vigencia anterior, la baja ponderación se explica por el alto valor de los activos fijos de la empresa.

Endeudamiento

En el año 2014, el nivel de endeudamiento es del 59%, lo cual constituye un aumento respecto al año anterior en 12 puntos porcentuales, este aumento es explicado por la emisión de bonos y adquisición de créditos con compañías vinculadas.

Por defecto, el patrimonio de la empresa representa actualmente el 41% de la estructura de financiación de TGI y presenta una disminución respecto al año 2013, debido a la utilización de las reservas y a la pérdida neta del año 2014.

La porción corriente de las obligaciones de la empresa corresponde al 3% del total del pasivo y presenta un comportamiento similar al año anterior, la cifra es muy residual debido a que la estructura de financiación de TGI es a largo plazo.

La cobertura de intereses de TGI es de 5,4 veces y presenta un mejoramiento del indicador respecto al año 2013, ocasionado por la adecuada gestión operacional de la compañía.

Rentabilidad

El indicador Ebitda de la empresa tuvo un resultado positivo y presenta un crecimiento de 21% equivalentes en \$128.029 millones de pesos, respecto al año 2013, explicado en por la adecuada gestión operacional de la empresa. Sin embargo, la empresa se encuentra altamente financiada y por tal razón se recomienda que este indicador de rentabilidad se analice en relación con el gasto por intereses.

El margen operacional de la empresa es de 75% al cierre de 2014 y presenta un comportamiento creciente en comparación al año 2013. Lo anterior, se explica por el aumento del Ebitda.

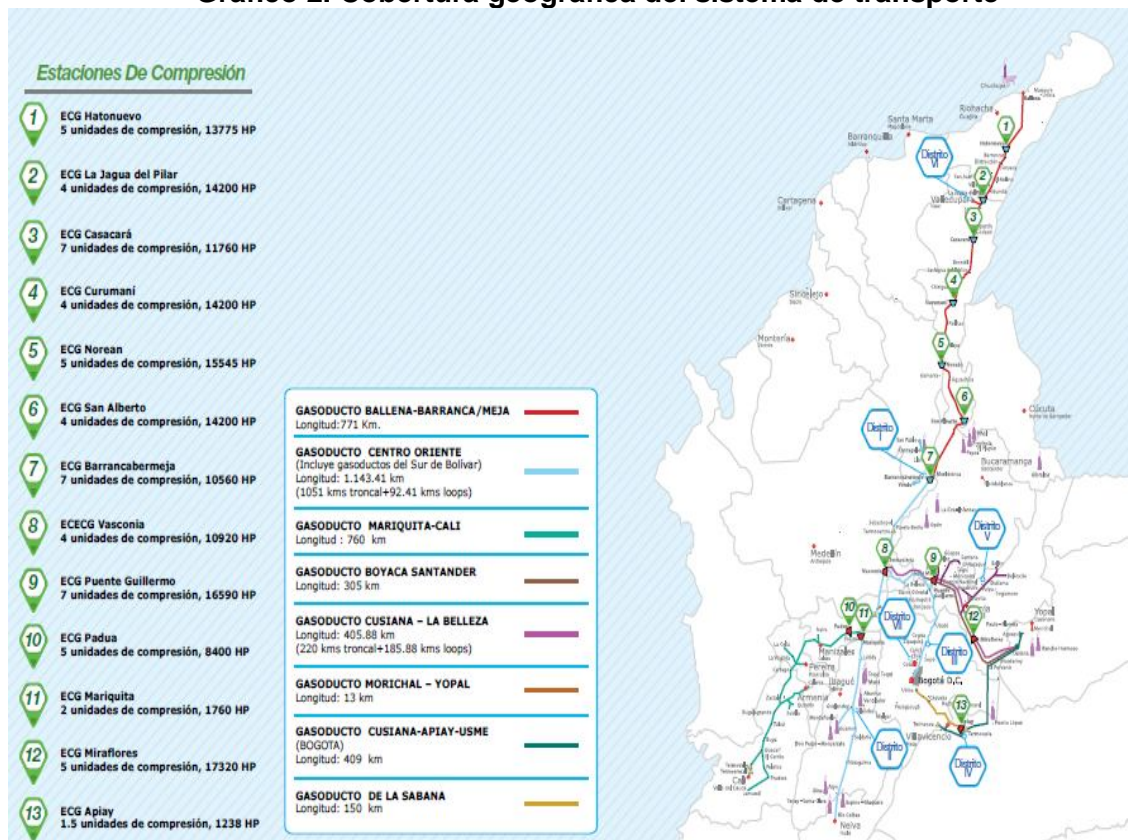
La rentabilidad del activo presentó un comportamiento similar al de la vigencia de 2013 y la rentabilidad del patrimonio presenta un crecimiento de 13 puntos porcentuales debido a la disminución del patrimonio explicada en apartes anteriores.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

El servicio de transporte de gas natural se presta a través de una red de gasoductos en que se extiende desde el campo de Ballenas en el departamento de La Guajira hasta el Valle del Cauca; y desde los Llanos Orientales en el campo de Cusiana, hasta los departamentos del Huila y Tolima, atravesando varios departamentos de la región andina.

La red de transporte de TGI está conformada por un sistema de ocho (8) gasoductos principales, a saber: 1. Gasoducto Mariquita - Cali, 2. Gasoducto de Boyacá y Santander (GBS), 3. Gasoducto Ballena – Barrancabermeja, 4. Gasoducto Centro – Oriente, 5. Gasoducto Cusiana – Bogotá, 6. Gasoducto Morichal – Yopal, 7. Gasoducto Cusiana – Porvenir – La belleza y 8. Gasoducto de la Sabana. Estos gasoductos se encuentran conectados a ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas se lleva a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de las redes domiciliarias de distribución o en forma directa, mediante conexiones al sistema de transporte de la red propia de TGI o de aquella contratada con el sector privado donde El 47.6% del gas utilizado en Colombia es transportado por TGI en el servicio de gas natural para industrias, uso doméstico y vehicular del territorio colombiano.

Gráfico 2. Cobertura geográfica del sistema de transporte



Fuente: TGI

Sobre los gasoductos principales propiedad de la Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. se tiene:

1. Gasoducto Mariquita – Cali:

Longitud Troncal	Longitud Ramal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción	Finalización Construcción	Fecha de Transferencia
				Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras							
578 Km	193 Km	18 pulgadas	260 MPCD	34	1	2	6	Cesar, Magdalena, Santander y Guajira	TGI S.A. ESP	TGI S.A. ESP	12 marzo de 1996	14 diciembre de 1994	24 febrero de 1996	23 febrero de 2011

Fuente: BEO de TGI

2. Gasoducto de Boyacá y Santander (GBS):

Longitud Troncal	Longitud Ramal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción	Finalización Construcción
				Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras						
180 Km	125 Km	6 - 10 pulgadas	63,7 MPCD	39	3	2	0	Boyacá y Santander	TGI S.A. ESP	TGI S.A. ESP	2do trimestre de 2000	Octubre de 1998	Noviembre de 1999

Fuente: BEO de TGI

3. Gasoducto Ballena – Barrancabermeja:

Longitud Troncal	Longitud Ramal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Tipo de Contrato	Fecha de Transferencia
				Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras						
343 Km	417 Km	20 pulgadas	168 MPCD	52	6	4	1	Tolima, Caldas, Risaralda, Quindio y Valle	Transgas de Occidente S.A.	Transgas de Occidente S.A.	25 agosto de 1997	BOMT	25 agosto de 2017

Fuente: BEO de TGI

4. Gasoducto Centro – Oriente:

Longitud Troncal	Longitud Ramal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción	Finalización Construcción
				Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras						
941,41 Km	145 Km	6 - 22 pulgadas	436 MPCD	55	8	13	3	Boyacá, Santander, Huila, Caldas, Cundinamarca, Tolima y Guajira	TGI S.A. ESP	TGI S.A. ESP	Diciembre de 1996	Julio de 1995	Septiembre de 1997

Fuente: BEO de TGI

5. Gasoducto Cusiana – Bogotá:

Longitud Troncal	Longitud Ramal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción
				Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras					
306 Km	103 Km	6 - 12 pulgadas	30 MPCD	28	4	7	1	Casanare, Meta y Cundinamarca	TGI S.A. ESP	TGI S.A. ESP	Aplay - Bogota 1990// Cusiana - Aplay 1995	Aplay - Bogota 1987// Cusiana - Aplay 1995

Fuente: BEO de TGI

6. Gasoducto Morichal – Yopal:

Longitud Troncal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción	Finalización Construcción
			Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras						
13 Km	4 pulgadas	5 MPCD	0	0	1	0	Casanare	TGI S.A. ESP	TGI S.A. ESP	Noviembre de 1994	Enero de 1994	Abril de 1994

Fuente: BEO de TGI

7. Gasoducto Cusiana –Porvenir – La belleza:

Longitud Troncal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción	Finalización Construcción
			Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras						
405,8 Km	20 pulgadas	392 MPCD	5	0	3	2	Casanare, Meta, Boyacá y santander	TGI S.A. ESP	TGI S.A. ESP	2do trimestre de 2000	Octubre de 1998	Noviembre de 1999

Fuente: BEO de TGI

8. Gasoducto de la Sabana:

Longitud Troncal	Diámetro	Capacidad de Transporte	Puntos de salida				Departamentos	Propietario	Operador	Inicio de Operación	Inicio de Construcción	Finalización Construcción
			Poblaciones	GNV	Industria/ Térmicas	Estación Compresoras						
150 Km	6 - 20 pulgad	140 MPCD	22	15	10	0	Cundinamarca	TGI S.A. ESP	Gas Natural S.A. ESP	2do trimestre de 2000	Octubre de 1998	Noviembre de 1999

Fuente: BEO de TGI

En relación con la capacidad instalada, capacidad contratada (MPCD) de los principales gasoductos de TGI S.A. ESP, los volúmenes transportados y el índice de pérdidas que se presentaron en la empresa durante el 2014 se tiene:

1. GASODUCTO BALLENA – BARRANCABERMEJA

BALLENA - BARRANCABERMEJA	
	Promedio mes - año
CMMP	260.000
CAPACIDAD EN FLUJO	260.000
CAPACIDAD CONTRATADA	249.597
CAPACIDAD ASIGNADA	-
CAPACIDAD DISPONIBLE	10.403
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	-
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	-

Fuente: TGI S.A. ESP

2. GASODUCTO MARIQUITA – CALI

MARIQUITA - PEREIRA	
	Promedio mes - año
CMP	168000
CAPACIDAD EN FLUJO	168000
CAPACIDAD CONTRATADA	139800,0833
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	28199,91667
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	53227,58333
PEREIRA - ARMENIA	
	Promedio mes - año
CMP	158000
CAPACIDAD EN FLUJO	158000
CAPACIDAD CONTRATADA	120290,4167
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	37709,58333
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	52643,16667
ARMENIA - CALI	
	Promedio mes - año
CMP	148000
CAPACIDAD EN FLUJO	148000
CAPACIDAD CONTRATADA	107737
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	40263
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

3.

Fuente: TGI S.A. ESP

4. GASODUCTO BOYACA Y SANTANDER (GBS)

GBS	
	Promedio mes - año
CMMP	63744
CAPACIDAD EN FLUJO	63744
CAPACIDAD CONTRATADA	11867,58333
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	51876,41667
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

5. GASODUCTO DE LA SABANA

GASODUCTO DE LA SABANA	
	Promedio mes - año
CMMP	215000
CAPACIDAD EN FLUJO	215000
CAPACIDAD CONTRATADA	167806,3333
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	47193,66667
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	6312,166667

Fuente: TGI S.A. ESP

6. GASODUCTO CUSIANA – PORVENIR – LA BELLEZA

CUSIANA - EL PORVENIR	
	Promedio mes - año
CMMP	392000
CAPACIDAD EN FLUJO	392000
CAPACIDAD CONTRATADA	384309
CAPACIDAD ASIGNADA	1000
CAPACIDAD DISPONIBLE	6691
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	86434

Fuente: TGI S.A. ESP

EL PORVENIR - LA BELLEZA	
	Promedio mes - año
CMMP	394500
CAPACIDAD EN FLUJO	392000
CAPACIDAD CONTRATADA	381511,75
CAPACIDAD ASIGNADA	1000
CAPACIDAD DISPONIBLE	9488,25
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	94140

Fuente: TGI S.A. ESP

7. GASODUCTO CUSIANA - BOGOTA

CUSIANA - APIAY	
	Promedio mes - año
CMMP	30000
CAPACIDAD EN FLUJO	30000
CAPACIDAD CONTRATADA	29743,66667
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	256,3333333
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	4176,75

Fuente: TGI S.A. ESP

APIAY - USME	
	Promedio mes - año
CMMP	17784
CAPACIDAD EN FLUJO	17784
CAPACIDAD CONTRATADA	17109
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	675
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

8. GASODUCTO MORICHAL – YOPAL

MORICHAL - YOPAL	
	Promedio mes - año
CMMP	3500
CAPACIDAD EN FLUJO	3500
CAPACIDAD CONTRATADA	1000
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	2500
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

9. GASODUCTO CENTRO – ORIENTE

BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	
	Promedio mes - año
CMMP	262000
CAPACIDAD EN FLUJO	230000
CAPACIDAD CONTRATADA	179412
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	50589
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

SEBASTOPOL - VASCONIA	
	Promedio mes - año
CMMP	293000
CAPACIDAD EN FLUJO	201000
CAPACIDAD CONTRATADA	144326
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	56675
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

VASCONIA - LA BELLEZA	
	Promedio mes - año
CMMP	0
CAPACIDAD EN FLUJO	30000
CAPACIDAD CONTRATADA	29554
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	446
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

LA BELLEZA - COGUA	
	Promedio mes - año
CMMP	193386
CAPACIDAD EN FLUJO	195000
CAPACIDAD CONTRATADA	193386
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	1213
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

VASCONIA - MARIQUITA	
	Promedio mes - año
CMMP	192000
CAPACIDAD EN FLUJO	192000
CAPACIDAD CONTRATADA	156042
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	35958
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	56704

Fuente: TGI S.A. ESP

MARIQUITA - GUALANDAY	
	Promedio mes - año
CMMP	25253
CAPACIDAD EN FLUJO	18300
CAPACIDAD CONTRATADA	16150
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	17
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	3344

Fuente: TGI S.A. ESP

GUALANDAY - NEIVA	
	Promedio mes - año
CMMP	12910
CAPACIDAD EN FLUJO	11000
CAPACIDAD CONTRATADA	8975
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	2025
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	2817

Fuente: TGI S.A. ESP

MONTANUELO - GUALANDAY	
	Promedio mes - año
CMMP	60
CAPACIDAD EN FLUJO	60
CAPACIDAD CONTRATADA	29
CAPACIDAD ASIGNADA	0
CAPACIDAD DISPONIBLE	31
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	0
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	0

Fuente: TGI S.A. ESP

En relación con los volúmenes transportados (MPCD) en el año 2014 se tiene:

Tabla 4. Volúmenes transportados

MES	Transporte promedio Dia - Mes (MPCD)
ene-14	442,36
feb-14	478,32
mar-14	487,58
abr-14	535,5
may-14	584,18
jun-14	509,96
jul-14	462,61
ago-14	504,3
sep-14	495,47
oct-14	509,13
nov-14	468,22
dic-14	456,25

Fuente: TGI S.A. ESP

Sobre el índice de pérdidas en visita realizada a la empresa, ésta manifestó:
“(…)

5. Índice de Pérdidas para el año 2014: En el cálculo del índice de pérdidas se reflejan dos factores importantes, el primero de ellos está relacionado con las salidas efectivas de gas no contabilizado por efectos de venteos, fugas y en general todas las actividades involucradas en la O&M del gasoducto. El segundo factor se relaciona con la exactitud (margen de incertidumbre) de las mediciones involucradas en el cálculo del índice: recibos, entregas e inventario.

Mientras el primer factor es siempre negativo, es decir, que siempre se presenta pérdida de gas, el segundo factor puede presentar variaciones positivas o negativas dentro de un control estadístico, cuyo valor de referencia está dado por la exactitud de cada una de las mediciones involucradas.

Para el año 2014, la combinación entre las salidas efectivas de gas y la variación estadística de las mediciones (control estadístico del balance), arrojó como resultado un índice de pérdidas de cero, es decir, que aunque se hayan presentado pérdidas de gas en la tubería, las mismas se vieron compensadas por efectos de la exactitud en las mediciones.

(…)”

4. ASPECTOS COMERCIALES

Este aparte incluye el resultado de la revisión de la aplicación del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT, con énfasis en lo relacionado con la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones – BEO.

La Resolución CREG 071 de diciembre de 1999 “Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)”, en su artículo 1 establece: “Adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT- contenido en el Anexo General de la presente resolución.” Este anexo contiene disposiciones específicas sobre los diferentes aspectos que deben atender los transportadores de gas natural en desarrollo de su actividad. Para el análisis desarrollado, se toman apartes de los numerales 1.

PRINCIPIOS GENERALES y 2. ACCESO Y PRESTACION DE SERVICIOS DE TRANSPORTE, con miras a establecer la aplicación de las disposiciones relacionadas con la publicación de la información de Capacidad Contratada, por parte de los prestadores en el Boletín Electrónico de Operaciones – BEO.

La regulación mencionada, establece en el numeral 1. PRINCIPIOS GENERALES, 1.1 DEFINICIONES. “CAPACIDAD CONTRATADA: Capacidad de transporte de Gas Natural que el Remitente contrata con el Transportador para el Servicio de Transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades.

A su vez en el numeral 2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE, “2.4 BOLETIN ELECTRONICO DE OPERACIONES - BEO-. Los Transportadores deberán implementar un sistema de información electrónico a través del Internet, de acceso libre en línea y de carácter permanente, con el objeto de poner a disposición de los diferentes Agentes, como mínimo la siguiente información:

- Manual del Transportador.
- Ciclo de Nominación.
- Volumen total transportado diariamente por gaseoducto.
- Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.
- Capacidad Disponible Primaria, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.
- Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y Puntos de Entrada y Salida.
- Capacidad contratada.
- Cuentas de Balance”

BALLENA - BARRANCABERMEJA	Año 2013 KPCD	Año 2014 KPCD
CMMP	260.000	260.000
CAPACIDAD EN FLUJO	260.000	260.000
CAPACIDAD CONTRATADA	247.188	260.000
CAPACIDAD ASIGNADA	-	-
CAPACIDAD DISPONIBLE	12.812	-
CAPACIDAD SUJETA A AMPLIACION	-	-
CAPACIDAD SOLICITADA Y NO ASIGNADA	-	-
<i>Fuente pagina WEB TGI</i>		

Revisando la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones, de la empresa TGI, en la página web se encuentra que cumple solamente con algunos de los ítems establecidos en la regulación. En este sentido, se estableció que tiene publicada la información relacionada con capacidad contratada, en este punto incluye las definiciones de los conceptos asociados a capacidad de transporte: capacidad disponible, capacidad contratada y capacidad nominal.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5 .Indicadores de Gestión Financiera

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	70%	75%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	5,3	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	20	55,0	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	4	15,4	No Cumple
Razón Corriente – Veces	4	6,7	Cumple

De acuerdo a los referentes establecidos, la empresa no cumple con el indicador de cobertura de intereses, rotación de cuentas por cobrar y rotación de cuentas por pagar.

La cobertura de intereses es de 5,3 veces para el año 2014, lo cual indica que el costo de financiación presenta valores elevados, sin embargo TGI se está acercando al referente sectorial. La empresa señala que tienen una estructura financiera sólida que le permite pagar y afrontar deudas e intereses anuales.

La empresa en promedio recauda su cartera en un plazo cercano a los 2 meses, lo cual aleja a TGI al referente del sector, en relación con los resultados del año 2013. La empresa señala que cumple con el referente dado que su cálculo reportado al SUI del indicador es de 18 días.

La empresa en promedio paga sus obligaciones con proveedores cada 15 días, lo cual impide que TGI de logre el referente del sector. La empresa señala que cumplen con el referente dado que este se comporta de acuerdo a la realidad del negocio de transporte de gas.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

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.
- **RADICADO:** Cuando la empresa certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.
- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido, y que listo para validarse.

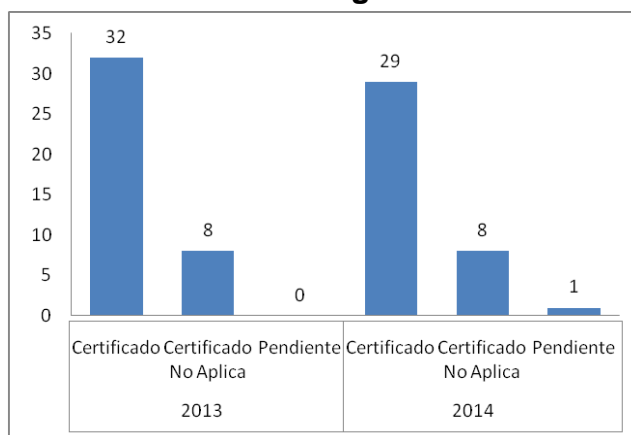
Tabla 6. Estado de cargue al SUI 2013-2014

Suma de Total de Formatos	
2013	40
Certificado	32
Certificado No Aplica	8

Pendiente	0
2014	38
Certificado	29
Certificado No Aplica	8
Pendiente	1
Total General	78

Fuente SUI

Gráfico 3. Estado de cargue al SUI 2013-2014



De acuerdo al análisis del gráfico 1 se determina que en el año 2013 la empresa cuenta con un porcentaje de incumplimiento de 0 formatos pendientes, también se presenta un porcentaje como certificado no aplica que corresponde a 8 cargues, del cual pertenecen todos a la aplicación de cargues masivos con el tópico Administrativo y Financiero con los formatos:

- Conceptos balance general proyectado gas res 2395
- Conceptos estado de resultados proyectado gas res 2395
- Conceptos flujo de caja gas res 2395

Tópico Auditor:

- Análisis y evaluación de puntos específicos pdf gas natural
- Concepto encuesta control interno gas pdf natural
- Novedades pdf gas natural
- Organigrama pdf gas natural
- Viabilidad financiera pdf gas natural

Para el año 2014 la empresa cuenta con un porcentaje de incumplimiento reflejado en 1 formato pendiente, este formato se ve reflejado en la aplicación de cargue masivo del cual pertenecen al tópico Administrativo y Financiero con el formato cuentas por cobrar gas res 2395.

Se presenta que el porcentaje de certificados como no aplica corresponden a 8 formatos de los cuales todos corresponde a la aplicación de cargue masivo y pertenecen al tópico Administrativo y Financiero con los formatos:

- Conceptos balance general proyectado gas res 2395

Conceptos estado de resultados proyectado gas res 2395
Conceptos flujo de caja gas res 2395

Tópico Auditor con los formatos:

Análisis y evaluación de puntos específicos pdf gas natural

Concepto encuesta control interno gas pdf natural

Novedades pdf gas natural

Organigrama pdf gas natural

Viabilidad financiera pdf gas natural

7. ASPECTOS TARIFARIOS

7.1. Régimen tarifario

Considerando que TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P. desarrolla únicamente actividades como Transportador de gas natural, el análisis tarifario se realiza con base en los cargos máximos aprobados por la CREG para la utilización del Sistema Nacional de Transporte, así como en la regulación vigente en materia tarifaria aplicable a la actividad de transporte.

La Resolución CREG 126 de 2010, que estableció los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural, indica que los cargos por utilización del Sistema Nacional de Transporte de clasifican en Cargos Fijos, Cargos Variables y Cargos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M).

Los **cargos fijos** (US\$ por kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los **cargos variables** (US\$ por kpc) se cobran sobre los volúmenes efectivamente transportados por cada usuario (remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los **cargos de AOM** (pesos por kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (remitente) y remuneran los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurre la empresa para la óptima prestación del servicio de transporte de gas.

Adicionalmente, mediante las resoluciones CREG 079 y CREG 097 de 2011 se efectuaron modificaciones a la Resolución CREG 126 de 2010, estableciendo un **cargo estampilla** que se cobra por cada kpcd contratado y cada kpc transportado, independientemente de la distancia utilizada en el sistema de transporte.

7.2. Tarifas aplicadas en el Sistema Nacional de Transporte

Durante 2014, TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P. aplicó en los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, los cargos regulados fijos y

variables establecidos mediante la Resolución CREG 110 de 2011, modificada por la Resolución CREG 121 de 2012. Los gasoductos del sistema nacional de transporte de TGI S.A. E.S.P. se clasifican como principales y ramales según se establece a continuación:

**Tabla 7
Gasoductos del sistema nacional de transporte**

Principales
Tramo Ballena – Barrancabermeja
Tramo Barrancabermeja – Sebastopol
Tramo Sebastopol – Vasconia
Tramo Vasconia – Mariquita
Tramo Mariquita – Pereira
Tramo Pereira – Armenia
Tramo Armenia – Cali
Tramo La Belleza – Vasconia
Tramo Cusiana – El Porvenir
Tramo El Porvenir – La Belleza
Tramo La Belleza – Cogua
Tramo Cusiana – Apiay
Tramo Apiay – Usme
Tramo Apiay – Villavicencio – Ocoa
Tramo Mariquita – Gualanday
Tramo Gualanday – Neiva (incluye Tello – Los Pinos)
Tramo Montañuelo - Gualanday
Tramo gasoducto ramales Boyacá – Santander
Tramo Morichal – Yopal
Tramo gasoducto de La Sabana
Ramales
Ramal Galán – Termobarranca
Ramal Yariguíes – Puente Sogamoso
Ramal Yariguíes – Puerto Wilches
Ramal Zona Industrial Cantagallo – Cantagallo
Ramal Zona Industrial Cantagallo – San Pablo
Ramal Galán – Casabe – Yondó
Ramal Corregimiento Brisas de Bolívar
Ramal San Vicente de Chucurí
Ramales que se derivan de tramos principales

Fuente: Resolución CREG 110 de 2011.

La remuneración del servicio de transporte para los gasoductos que componen el sistema nacional de transporte de TGI S.A. E.S.P. se basa en un esquema de cargos de paso, determinados como la suma de los cargos individuales de cada tramo de gasoductos principales según el recorrido del flujo físico de gas, más el cargo estampilla correspondiente al grupo de gasoductos ramales.

En 2013, TGI S.A. E.S.P. presentó a la CREG una solicitud de modificación de los cargos de transporte aprobados mediante la Resolución CREG 121 de 2012. La empresa hizo su solicitud fundamentada en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 con el argumento de que la Comisión cometió graves errores en su cálculo que lesionan injustificadamente los intereses de la empresa. El 1° de diciembre de 2014, la Comisión aprobó modificar los cargos regulados para el sistema de transporte de TGI, expidiendo para ello la Resolución 160 de 2014. De acuerdo con ella, los cargos regulados actualmente vigentes por cada tramo son:

Tabla 8. Cargos de Referencia para la Remuneración de los Costos de Inversión

% [1]		0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Gasoducto															
Cifras a diciembre 31 de 2009															
Barranca - Sebastopol	CF	-	13,393	26,786	33,482	40,178	46,875	53,571	56,919	60,268	61,607	62,946	64,286	65,625	66,964
	CV	0,486	0,389	0,292	0,243	0,194	0,146	0,097	0,073	0,049	0,039	0,029	0,019	0,010	-
Sebastopol - Vasconia	CF	-	5,530	11,061	13,826	16,591	19,356	22,121	23,504	24,886	25,439	25,992	26,545	27,098	27,651
	CV	0,271	0,217	0,162	0,135	0,108	0,081	0,054	0,041	0,027	0,022	0,016	0,011	0,005	-
Vasconia - Mariquita	CF	-	12,831	25,663	32,079	38,494	44,910	51,326	54,534	57,742	59,025	60,308	61,591	62,874	64,157
	CV	0,310	0,248	0,186	0,155	0,124	0,093	0,062	0,047	0,031	0,025	0,019	0,012	0,006	-
Mariquita - Gualanday	CF	-	46,260	92,519	115,649	138,779	161,909	185,038	196,603	208,168	212,794	217,420	222,046	226,672	231,298
	CV	0,774	0,619	0,464	0,387	0,309	0,232	0,155	0,116	0,077	0,062	0,046	0,031	0,015	-
Gualanday - Neiva	CF	-	85,840	171,681	214,601	257,521	300,441	343,361	364,821	386,281	394,865	403,449	412,034	420,618	429,202
	CV	1,505	1,204	0,903	0,753	0,602	0,452	0,301	0,226	0,151	0,120	0,090	0,060	0,030	-
Montañuelo - Gualanday	CF	-	1,718,961	3,437,921	4,297,401	5,156,882	6,016,362	6,875,842	7,305,582	7,735,323	7,907,219	8,079,115	8,251,011	8,422,907	8,594,803
	CV	27,126	21,701	16,275	13,563	10,850	8,138	5,425	4,069	2,713	2,170	1,628	1,085	0,543	-
Vasconia - La Belleza	CF	-	20,830	41,659	52,074	62,489	72,903	83,318	88,526	93,733	95,816	97,899	99,982	102,065	104,148
	CV	0,497	0,397	0,298	0,248	0,199	0,149	0,099	0,075	0,050	0,040	0,030	0,020	0,010	-
La Belleza - Cogua	CF	-	11,107	22,214	27,767	33,320	38,874	44,427	47,204	49,981	51,091	52,202	53,313	54,423	55,534
	CV	0,244	0,195	0,146	0,122	0,097	0,073	0,049	0,037	0,024	0,019	0,015	0,010	0,005	-
Cusiana - Apiay	CF	-	38,316	76,632	95,790	114,947	134,105	153,263	162,842	172,421	176,253	180,084	183,916	187,748	191,579
	CV	0,625	0,500	0,375	0,313	0,250	0,188	0,125	0,094	0,063	0,050	0,038	0,025	0,013	-
Apiay - Usme	CF	-	26,638	53,276	66,595	79,914	93,233	106,552	113,211	119,871	122,535	125,199	127,862	130,526	133,190
	CV	0,419	0,335	0,251	0,209	0,167	0,126	0,084	0,063	0,042	0,033	0,025	0,017	0,008	-
Apiay - Villavicencio - Ocoa	CF	-	16,229	32,457	40,571	48,686	56,800	64,914	68,971	73,029	74,651	76,274	77,897	79,520	81,143
	CV	0,278	0,222	0,167	0,139	0,111	0,083	0,056	0,042	0,028	0,022	0,017	0,011	0,006	-
El Porvenir - La Belleza	CF	-	30,769	61,537	76,922	92,306	107,691	123,075	130,767	138,459	141,536	144,613	147,690	150,767	153,844
	CV	0,686	0,549	0,411	0,343	0,274	0,206	0,137	0,103	0,069	0,055	0,041	0,027	0,014	-
Cusiana - El Porvenir	CF	-	4,124	8,248	10,310	12,371	14,433	16,495	17,526	18,557	18,970	19,382	19,794	20,207	20,619
	CV	0,091	0,073	0,055	0,045	0,036	0,027	0,018	0,014	0,009	0,007	0,005	0,004	0,002	-
Gasoducto de La Sabana	CF	-	18,664	37,327	46,659	55,991	65,323	74,655	79,321	83,987	85,853	87,719	89,586	91,452	93,319
	CV	0,392	0,314	0,235	0,196	0,157	0,118	0,078	0,059	0,039	0,031	0,024	0,016	0,008	-
Morichal - Yopal	CF	-	6,915	13,830	17,287	20,744	24,202	27,659	29,388	31,117	31,808	32,500	33,191	33,882	34,574
	CV	0,109	0,087	0,065	0,054	0,043	0,033	0,022	0,016	0,011	0,009	0,007	0,004	0,002	-
Ballena - Barrancabermeja	CF	-	47,513	95,027	118,783	142,540	166,297	190,053	201,932	213,810	218,561	223,313	228,064	232,815	237,567
	CV	1,193	0,954	0,716	0,596	0,477	0,358	0,239	0,179	0,119	0,095	0,072	0,048	0,024	-
Mariquita - Pereira	CF	-	27,153	54,307	67,883	81,460	95,037	108,613	115,401	122,190	124,905	127,620	130,336	133,051	135,766
	CV	0,713	0,570	0,428	0,356	0,285	0,214	0,143	0,107	0,071	0,057	0,043	0,029	0,014	-
Pereira - Armenia	CF	-	9,542	19,084	23,855	28,626	33,397	38,168	40,553	42,939	43,893	44,847	45,801	46,755	47,710
	CV	0,266	0,213	0,159	0,133	0,106	0,080	0,053	0,040	0,027	0,021	0,016	0,011	0,005	-
Armenia - Cali	CF	-	21,931	43,863	54,828	65,794	76,760	87,725	93,208	98,691	100,884	103,077	105,271	107,464	109,657
	CV	0,640	0,512	0,384	0,320	0,256	0,192	0,128	0,096	0,064	0,051	0,038	0,026	0,013	-
Gasoducto Boyacá - Santander	CF	-	35,556	71,112	88,890	106,668	124,445	142,223	151,112	160,001	163,557	167,112	170,668	174,224	177,779
	CV	0,782	0,625	0,469	0,391	0,313	0,235	0,156	0,117	0,078	0,063	0,047	0,031	0,016	-
Estampilla ramales [2]	CF	-	4,710	9,420	11,775	14,130	16,485	18,840	20,017	21,195	21,666	22,137	22,608	23,079	23,550
	CV	0,108	0,086	0,065	0,054	0,043	0,032	0,022	0,016	0,011	0,009	0,006	0,004	0,002	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

Fuente: Resolución CREG 160 de 2014.

Asimismo, la CREG mantuvo vigentes los cargos regulados para remunerar los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) del sistema de transporte de TGI, aprobados en la Resolución 121 de 2012, que son los siguientes:

Tabla 9
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P.
Cargos Regulados para Remunerar los Gastos de Administración, Operación y
Mantenimiento, AOM

Gasoductos	C.F. AOM (Cifras a diciembre 31 de 2009)
Barranca - Sebastopol	96.724
Sebastopol - Vasconia	28.128
Vasconia - Mariquita	73.340
Mariquita - Gualanday	182.163
Gualanday - Neiva	428.979
Montañuelo - Gualanday	11.092.119
Vasconia - La Belleza	52.178
La Belleza - Cogua	36.640
Cusiana - Apiay	164.209
Apiay - Usme	231.506
Apiay - Villavicencio - Ocoa	68.819
El Porvenir - La Belleza	118.132
Cusiana - El Porvenir	8.108
Gasoducto de La Sabana	130.687
Morichal - Yopal	71.036
Ballena - Barrancabermeja	408.209
Mariquita - Pereira	248.791
Pereira - Armenia	84.924
Armenia - Cali	189.025
Gasoducto Boyacá - Santander	250.545
Estampilla ramales [1]	27.755

C.F. AOM = Cargo fijo expresado en Col. de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

[1] Incluye ramales Sur de Bolívar.

Fuente: Resolución CREG 121 de 2012.

7.3. Sistemas Regionales de Transporte

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P., solicitó a la CREG la aprobación de cargos para los gasoductos de los sistemas regionales de transporte denominados Boyacá Central, Cundi Noroccidental y Cundi Suroccidental, que planeaba construir. Estos cargos fueron aprobados mediante las Resoluciones CREG 140, 141 y 142 de 2012, respectivamente, quedando establecidos así:

Tabla 10
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P.
Cargos Regulados de Referencia para la Remuneración de los Costos de
Inversión en los sistemas regionales de transporte

% [1]		0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Gasoducto		Cifras a diciembre 31 de 2010													
Sistema Regional de Transporte Boyacá Central	CF	-	243,450	486,899	608,624	730,349	852,073	973,798	1.034,660	1.095,523	1.119,868	1.144,213	1.168,558	1.192,903	1.217,248
	CV	3,932	3,145	2,359	1,966	1,573	1,180	0,786	0,590	0,393	0,315	0,236	0,157	0,079	-

Sistema Regional Cundi Noroccidental	CF	-	344,616	689,233	861,541	1.033,849	1.206,157	1.378,465	1.464,619	1.550,773	1.585,235	1.619,697	1.654,158	1.688,620	1.723,082
	CV	5,515	4,412	3,309	2,757	2,206	1,654	1,103	0,827	0,551	0,441	0,331	0,221	0,110	-
Sistema Regional Cundi Suroccidental	CF	-	280,665	561,331	701,663	841,996	982,328	1.122,661	1.192,827	1.262,994	1.291,060	1.319,127	1.347,193	1.375,260	1.403,326
	CV	4,534	3,628	2,721	2,267	1,814	1,360	0,907	0,680	0,453	0,363	0,272	0,181	0,091	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpcd-año.

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpc.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

Fuente: Resoluciones CREG 140, 141 y 142 de 2012.

Tabla 11
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P.
Cargos Regulados de Referencia para la Remuneración de los Gastos de
Administración, Operación y Mantenimiento, AOM, en los sistemas regionales de
transporte

Sistema Regional	Cargo Fijo (\$/kpcd-año)
Boyacá Central	348.756
Cundi Noroccidental	369.996
Cundi Suroccidental	256.026

Fuente: Resoluciones CREG 140, 141 y 142 de 2012.

Posteriormente, TGI S.A. E.S.P. solicitó a la CREG la revisión de estos cargos argumentando incrementos en los costos asociados, solicitud que fue negada por la Comisión. La empresa manifiesta que por este motivo tuvo que suspender la ejecución del proyecto para la construcción del sistema regional de transporte Boyacá Central, mientras que los estudios para los sistemas Cundi Noroccidental y Cundi Suroccidental se encuentran en etapa de revisión, por lo que hasta la fecha no se ha dado inicio a la aplicación de los cargos aprobados para los sistemas regionales de transporte de la empresa.

8. ACCIONES DE LA SSPD

Aspectos financieros-administrativos

La Superintendencia realiza requerimiento 20142300274921 del 22 de mayo de 2014 con el fin de que la empresa cargue los anexos al plan contable del año 2013, a lo cual la empresa realiza el respectivo cargue en SUI.

Aspectos técnico-operativos

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible no tuvo conocimiento de quejas técnicas relevantes en el año 2014, que ameritaran acciones específicas respecto al tema técnico.

Calidad y reporte de la información al SUI

La SSPD realizará un requerimiento a la empresa solicitando ponerse al día con los formatos que se encuentran pendientes para el año 2014, esperando que para el último periodo de este último ya se encuentre al día en lo que respecta al cargue de información.

Aspectos tarifarios

Durante el año 2014, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible realizó seguimiento a la aplicación tarifaria, así como de la calidad y oportunidad de la información reportada a la Superintendencia, sin evidenciarse algún presunto incumplimiento por parte de la empresa TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL - TGI S.A. E.S.P.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Aspectos financieros-administrativos

La empresa presenta una estructura operacional sólida, sin embargo su alto endeudamiento expuesto a una cambiante tasa representativa del mercado generó que por factores exógenos la compañía obtuviera pérdida neta para el año 2014, no obstante su nivel de EBITDA demuestra su crecimiento operacional.

Según el concepto de Viabilidad Financiera del Auditor *“(...) Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a 5 años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Empresa, mientras la Empresa continúe realizando los pagos a la deuda y ejecutando los proyectos de inversión de capital en el tiempo proyectado. Asimismo, TGI por ser un Monopolio Natural, con Ingresos regulados, con un Gobierno Corporativo establecido y Management con experiencia y trayectoria no ve comprometida su viabilidad financiera. (...)”*²

Aspectos técnico-operativos

El 47.6% del gas utilizado en Colombia es transportado por TGI) en el servicio de gas natural para industrias, uso doméstico y vehicular del territorio colombiano.

2 Informe de Viabilidad Financiera (Abril, 2015) – Auditoría Externa de Gestión y Resultados Año 2014. Fuente: SUI, según resolución SSPD 200613000012295.

La red de transporte de TGI está conformada por un sistema de ocho (8) gasoductos principales, a saber: 1. Gasoducto Mariquita - Cali, 2. Gasoducto de Boyacá y Santander (GBS), 3. Gasoducto Ballena – Barrancabermeja, 4. Gasoducto Centro – Oriente, 5. Gasoducto Cusiana – Bogotá, 6. Gasoducto Morichal – Yopal, 7. Gasoducto Cusiana – Porvenir – La belleza y 8. Gasoducto de la Sabana.

El gasoducto Ballena - Barrancabermeja cuenta seis (6) estaciones de compresión y una estación Terminal en Barrancabermeja, sistema de telecomunicaciones a lo largo del trazado, estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores y válvulas de corte o seccionamiento, entre otras.

Aspectos comerciales

La empresa TRANSPORTE DE GAS INTERNACIONAL TGI, cumple con las disposiciones de Reglamento Único de Transporte de Gas Natural en lo relacionado con la publicaciones del Boletín Electrónico Operaciones.

A manera de recomendación se sugirió reemplazar en el cuadro donde se presentan las capacidades del sistema, contratadas y disponibles, diligenciar con cero (0) aquellos campos donde no aplique información o donde sea cero (0). Lo anterior, por que no existan solicitudes de capacidades en ciertos periodos o tramos u alguna otra.

Calidad y reporte de la información al SUI

Como se observa la empresa para el año 2014 se encuentra con 1 formatos pendientes para reportar al SUI, por lo tanto la SSPD deberá requerir a la empresa el cumplimiento inmediato de dicho cargue y se espera que antes de terminar el año realice el respectivo cargue.

Por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos se pueden tener acciones tales como requerimientos y comunicaciones a la empresa recordando la fecha de cumplimiento para el cargue oportuno de la información al SUI.

Aspectos tarifarios

La empresa aplica los criterios tarifarios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural establecido por la Resolución CREG 126 de 2010, y las resoluciones específicas de aprobación de cargos de transporte. De la misma forma. la empresa ha reportado con calidad y oportunidad la información requerida por la Superintendencia, sin evidenciarse presuntos incumplimientos de la normatividad tarifaria vigente.

Con base en los resultados observados a partir de la información reportada por la empresa, se recomienda continuar realizando el seguimiento a la aplicación de la regulación en materia tarifaria por parte de la transportadora.

Proyectaron: Camilo Ibáñez Aldana – Contratista DTGGC
Luis Alberto Esguerra – Profesional Especializado DTGGC
Rodrigo Andrés Esmeral – Contratista DTGGC
Freddy Antonio Celin Teran – Contratista SDEG
Roberto Cajamarca Gómez – Contratista DTGGC

Revisó: Jorge Eliécer Ortir Fernández – Director Técnico de Gestión de Gas Combustible