

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL
ORIENTE S.A. E.S.P.**



**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GAS COMBUSTIBLE
Bogotá, septiembre de 2013.**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
TRANSORIENTE S.A. ESP.
ANÁLISIS 2012**

AUDITOR: KPMG ADVISORY SERVICES LTDA.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Sociedad Transportadora de Gas del Oriente S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1994 para desarrollar las actividades de transporte de gas natural. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 120.538.476.500 y tiene su sede principal en la ciudad de Bucaramanga. Su última actualización en RUPS fue el día 26 de febrero de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Sociedad Transportadora de Gas del Oriente S.A. E.S.P.
Sigla	Trasnoriente S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Cesar Augusto Torres Macías

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2. Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$516.126.289.109	\$488.489.155.771	5,66%
Activo Corriente	\$47.544.980.453	\$17.732.593.287	168,12%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$400.104.328.177	\$406.533.918.540	-1,58%
Inversiones	\$5.833.056.503	\$159.911.123	3547,69%
Pasivo	\$343.459.106.460	\$316.404.114.625	8,55%
Pasivo Corriente	\$33.365.245.409	\$108.129.058.478	-69,14%
Obligaciones Financieras	\$325.744.778.370	\$304.050.568.699	7,14%
Patrimonio	\$172.667.182.649	\$172.085.041.146	0,34%
Capital Suscrito y Pagado	\$120.538.476.500	\$120.538.476.500	0,00%

Fuente: SUI

Activo:

El Activo Total de la empresa se ubicó en \$516.126 millones, presentando un incremento del 5,66%. Los principales movimientos se vieron en la cuenta de Efectivo que termina con \$22.219 millones y un incremento del 216,73% debido a los mayores ingresos operacionales de la empresa para el 2012.

La cuenta de Deudores con \$18.574 millones tiene un crecimiento del 102,2% explicado por los ascendentes ingresos por la puesta en marcha del Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.

En cuanto a la cuenta de bienes adquiridos en Leasing, ésta asciende a \$40.000 millones con un aumento de 24,57% que corresponde a inversión en activos fijos de la empresa a través de este mecanismo financiero.

En cuanto a las cuentas más importantes del Activo se encuentra: Efectivo 4,31%; Deudores 3,6%; Propiedad Planta y Equipo 77,52% y Otros Activos 13,23%.

Pasivo:

El Pasivo Total asciende a \$343.459 millones y revela un crecimiento del 8,55%. Las Obligaciones Financieras corresponden a \$325.744 millones con un aumento del 7,14% explicado por las nuevas obligaciones financieras en Leasing y la restructuración de sus pasivos financieros; las Cuentas por Pagar con un valor menos significativo de \$13.371 millones, tuvieron un incremento del 55,41% debido a su mayor nivel operativo.

Se resalta que la cuenta de Obligaciones Financieras presentó una restructuración y variaciones significativas entre sus subcuentas: Aumento de la cuenta Financiamiento con la Banca Nacional 71,28%; Diminución de la Cuenta Financiación con vinculados económicos -100%; Disminución de la cuenta Financiación Externa -12,25%.

Las cuentas más representativas del Pasivo en términos del Activo son: Financiamiento Interno 45,53%; Financiamiento Externo 17,47% y Cuentas por Pagar 2,59%. El Pasivo Total es el 66,55% del Activo.

Patrimonio:

El Patrimonio de la empresa es de \$172.667 millones y muestra un aumento menor de 0,34% entre el 2011 y 2012. La cuenta con mayor variación fue la de Reservas que se consolida con \$27.899 millones y un crecimiento del 18,05% debido a la apropiación de utilidades para el cumplimiento de la Reserva Legal y de Otras Reservas. Las cuentas más representativas del Patrimonio en términos del Activo son: Capital Suscrito y Pagado y Reservas equivalentes al 23,35% y 5,41%, respectivamente.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 3. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$59.138.667.228	\$18.646.307.050	217,16%
COSTOS OPERACIONALES	\$30.476.086.843	\$8.127.898.004	274,96%
GASTOS OPERACIONALES	\$8.525.612.410	\$5.620.976.282	51,67%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$20.136.967.975	\$4.897.432.764	311,17%
OTROS INGRESOS	\$18.980.986.999	\$2.534.904.534	0,00%
OTROS GASTOS	\$37.176.311.355	\$3.165.595.337	1074,39%
GASTO DE INTERESES	\$25.585.808.172	\$1.462.527.749	1649,42%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$1.941.643.619	\$4.266.741.961	-54,49%

Fuente: SUI

Los Ingresos Operacionales tuvieron un incremento importante pasando de \$18.646 millones a \$59.138 millones entre 2011 y 2012 con un variación de 217,13%, explicado por los mayores ingresos por la puesta en operación del Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.

Las perspectivas futuras de Ingresos para la empresa son mayores para los siguientes años, consolidándose para el año 2017 en \$83.679 millones, de acuerdo con lo informado por el Auditor externo.

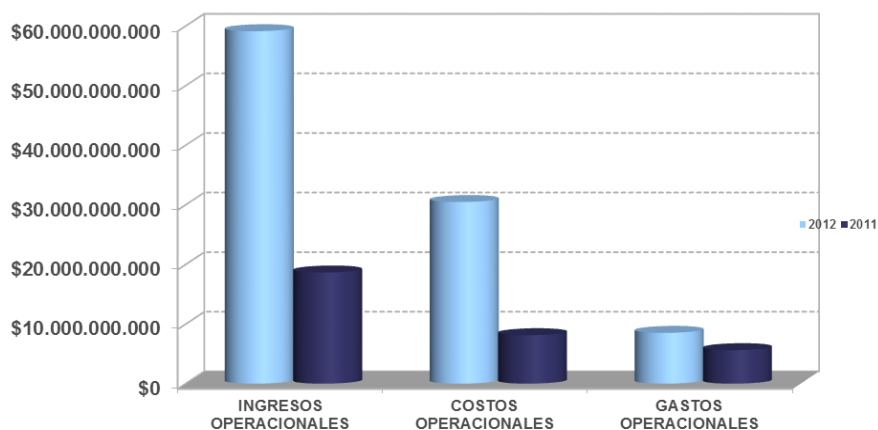
La estructura de Costos Operacionales pasó de \$8.127 millones a \$30.476 millones de 2011 a 2012 con un incremento porcentual de 274,96%, mayor al de los Ingresos Operacionales, especialmente por el mayor volumen de la depreciación que pasa de \$3.308 millones en 2011 a \$23.102 millones en 2012.

Los Gastos Operacionales presentaron un crecimiento mucho menos acelerado llegando a ser \$8.525 millones y una variación del 51,67% por los ajustes administrativos de la operación arrojando como resultado operativo para el 2012 \$20.136 millones de Utilidad Operacional y un crecimiento del 311,17% respecto al resultado del año anterior.

En relación a los Ingresos No Operacionales estos tienen un crecimiento exponencial entre los años 2011 y 2012, pasando de ser \$2.534 millones a \$18.980 millones respectivamente, y una variación del 1.074%. Sobre estos ingresos en 2012, \$17.766 millones corresponden a Ingresos por diferencia en Cambio sobre la deuda en dólares, explica el informe del Auditor Externo.

En ese mismo sentido los Gastos No Operacionales pasan de \$3.165 millones a \$37.176 millones entre 2011 y 2012, por el aumento del pago de intereses que llega a ser de \$25.585 millones en 2012, con un crecimiento de 1.649%; y los otros gastos no operacionales por Egresos de diferencia en Cambio por valor de \$8.566 millones para el 2012, según lo documentado en la Notas a los Estados Financieros de la empresa.

Gráfica 1. Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 4. Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,4	0,2
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	89,2	106,9
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,6	71,1
Activo Corriente Sobre Activo Total	9,21%	3,63%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	66,5%	64,8%
Patrimonio Sobre Activo	33,5%	35,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	9,7%	34,2%
Cobertura de Intereses – Veces	1,6	6,7
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	44.603.182.965	9.858.639.200
Margen Operacional	75,4%	52,9%
Rentabilidad de Activos	8,6%	2,0%
Rentabilidad de Patrimonio	31,0%	5,8%

Fuente: SUI

Liquidez:

La empresa presenta unos mejores indicadores del Liquidez para el 2012. La razón corriente pasa de ser 0,2 en 2011 a 1,4 en 2012; la rotación de cartera tuvo una mejora pasando de 106 días a 89 días, lo que alivia el ciclo de efectivo para la empresa; la rotación de cuentas por pagar disminuyó sus días pasando de 71 a 36, y

la proporción del activo corriente sigue teniendo una razón baja, aunque entre el 2011 y 2012 pasó de 3,63% al 9,21%.

La capacidad de cubrir las obligaciones en el corto plazo con el activo corriente mejora sustancialmente para la empresa, principalmente como efecto del crecimiento de las cuentas de efectivo y deudores. El efectivo crece por el incremento en los ingresos dado el mayor volumen de gas transportado y por su parte los deudores crecieron en 106,7% por incrementos de la facturación, explica el informe de auditoría externa.

Endeudamiento:

Los indicadores de endeudamiento de la empresa tienen algunos cambios significativos entre 2011 y 2012. El nivel de endeudamiento pasa del 64,8% en 2011 a 66,5% en 2012, incremento mínimo que no tiene un impacto importante en la estructura de la empresa.

El indicador del pasivo corriente/pasivo total tiene un cambio relevante pasando de ser 34,2% en 2011 a 9,7% en 2012, explicado por una restructuración de la deuda de la empresa haciendo que el pasivo corriente disminuyera; en cuanto a la cobertura de intereses tiene un cambio notable pasando de 6,7 a 1,6 veces entre el 2011 y 2012, explica el informe de auditoría externa que los gastos financieros de la empresa tuvieron diferentes maneras de llevarse al gasto entre el 2011 y 2012.

En 2011 la mayor parte de los gastos financieros fueron capitalizados en la construcción en curso, mientras en 2012, por encontrarse el Gasoducto Gibraltar en operación, los gastos financieros se reflejaron directamente en el gasto. Sin embargo, hay un desmejoramiento del indicador y su nuevo nivel sugiere una alarma del volumen de pago de intereses sobre la capacidad de generación de valor de la empresa.

Rentabilidad:

La empresa tiene variaciones apreciables en los indicadores de rentabilidad. El EBITDA tiene un fuerte crecimiento entre 2011 y 2012 pasando de \$9.858 millones a \$44.603 millones fundamentado en los mayores ingresos operacionales obtenidos y el mayor valor de las depreciaciones. Se evidencia un mejoramiento del margen operacional EBITDA que pasa de 52,9% al 75,4%, pero en contravía de esta tendencia la rentabilidad de los activos (ROA) y del patrimonio (ROE) pasa de 0,87% a 0,38% y 2,48% a 1,12% para el periodo 2011 - 2012, respectivamente.

La rentabilidad de la empresa expresada en el margen EBITDA es atractiva, pero su contribución se genera por altos niveles de depreciación, más no por la capacidad de generación de valor neto de la empresa. Por el contrario, el ROA y el ROE muestran utilidades marginales y evidencian que la estructura de valor a través de la operación no es óptima cuando la utilidad operacional se enfrenta a la estructura de gastos financieros de la empresa.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Transporte de gas natural

Sociedad Transportadora de Gas del Oriente lleva a cabo el transporte de gas natural a través de un sistema de gasoductos de su propiedad, el cual está compuesto por los siguientes sistemas:

Tabla 5. Capacidad y Volumen de gas transportado

Tramo	Capacidad (KPCD)	Volumen transportado (KPC) Año 2012
Barranca - Payoa –Bucaramanga (160 km en tubería de 6 y 8")	30.000	5,372,962
Gibraltar-Bucaramanga (177 km en tubería de 12")	45.000	7,479,444

Fuente: www.transoriente.com.co

Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga

Este sistema atraviesa los municipios de Toledo, Labataceca, Silos y Chitagá del departamento de Norte de Santander y Tona, Piedecuesta, Floridablanca, Girón y Bucaramanga del departamento de Santander, con una línea en 12 pulgadas de diámetro.

El sistema recibe el gas desde el Campo Gibraltar ubicado en límites entre los departamentos de Boyacá y Norte de Santander, desde donde se recibe el gas y se transporta para consumo de Bucaramanga y su Área Metropolitana y para la generación térmica en la unidad Termopalenque. El gas restante es llevado hasta Barrancabermeja a través del sistema Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga.

El Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, está conformado por una línea enterrada de aproximadamente 177,15 kilómetros de longitud en tubería de 12" de diámetro, la cual realiza parte de su recorrido (PK 1,5 al PK 46) paralelo al poliducto Caño Limón - Coveñas (20" de diámetro).

La tubería es de acero API 5L X-60 con recubrimiento Tricapa en toda la línea; a lo largo del recorrido de esta línea se pueden observar los accesorios que se relacionan a continuación.

- Una (1) trampa de envío de 14" x 12" y un sistema de medición al inicio del trazado, localizado en el Campo Gibraltar.
- Dos (2) válvulas seccionadoras de 12 pulgadas de diámetro con actuador de cierre automático por alta presión, baja presión y caídas bruscas de presión, ubicadas aproximadamente en el K25 y en el K58 del trazado.
- Una (1) trampa de recibo de 14"x12" y una (1) trampa de envío de 14"x12", localizada en el K84, en inmediaciones del municipio de Chitagá.
- Cuatro (4) válvulas seccionadoras de 12 pulgadas de diámetro con actuador de cierre automático por alta presión, baja presión y caídas bruscas de presión, ubicadas aproximadamente en el K100, K130, K147 y en el K160 del trazado.
- Una (1) trampa de recibo de la línea de 12" en la estación El Palenque sobre la abscisa K177,15.

La tubería posee un sistema de protección catódica por corriente impresa a través de tres transformadores rectificadores. Adicionalmente cuenta con un sistema de monitoreo 24 horas, con tres estaciones de toma datos y un centro de control ubicado en la Estación El Palenque.

Gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga

Este sistema atraviesa los municipios de Barrancabermeja, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Lebrija, Girón y Bucaramanga, en el departamento de Santander, con líneas en 8 y 6 pulgadas de diámetro, que en uno de los sectores conforman un sistema de anillo o “loop”.

El sistema cuenta con capacidad para recibir gas desde el Centro Operacional de Barrancabermeja COGB, el Campo Payoa, Sabana de Torres y la Estación Palenque en Bucaramanga, desde cualquiera de estos puntos se recibe el gas y se transporta bien sea hasta Barrancabermeja o para el consumo de Bucaramanga y su Área Metropolitana y para la generación térmica en la unidad Termopalenque.

El Gasoducto Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga, está conformado por dos tramos, uno de Barrancabermeja a Payoa de 59,4 kilómetros de longitud y 8” de diámetro y otro de Payoa a Bucaramanga compuesto por dos líneas paralelas de 6” y 8” de diámetro con longitudes de 48,2 y 48,7 kilómetros, respectivamente.

Tabla 6. Condiciones Contractuales del Sistema de Transporte

Remitente	Punto de salida	Presión mínima (psig)
Gases de Occidente S.A E.S.P.	Yumbo Residencial	200
	Acopi Kra 37	200
	Lloreda Grasas	200
	Yumbo Industrial	200
	Estación Acopi	200
	Smurfit Cartón Colombia	200
	Goodyear	200
	Gases de Occidente	200
	Alúmina	200
	Propal	200
	Acopi Kra 35	200
	GNVC San José	200
	GNCV Pacará	200
	GNCV Mac	200
	GNCV Petrolgas	200
	Argos	200
Cartones de América	200	

Fuente: www.transoriente.com.co

Tabla 7. Capacidad contratada en Firme

Remitente	Contratación de Capacidad en firme	
	Capacidad (kpcd)	Año Vencimiento
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	73,600.00	2015

Fuente: www.transoriente.com.co

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 las 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 2012.

“(...) Gestión Técnica y Operativa

Seguridad en las redes

El cumplimiento del plan de mantenimiento preventivo sobre la infraestructura de transporte fue de 94,9%. El cumplimiento del plan de mantenimiento fue coherente con el presupuesto ejecutado para dichas actividades.

Plan de Inversiones

	<i>Miles \$</i>	<i>%</i>
<i>Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga</i>	<i>8.060.887</i>	<i>75%</i>
<i>EFRM Galán en Barrancabermeja</i>	<i>2.288.886</i>	<i>21%</i>
<i>Otros Activos Fijos</i>	<i>258.883</i>	<i>2%</i>
<i>Vehículos</i>	<i>129.000</i>	<i>1%</i>
<i>Total</i>	<i>10.737.657</i>	<i>100%</i>

Fuente: Inversiones en infraestructura año 2012 Transoriente S.A E.S.P
EFRM: Estación de Filtración Medición y Regulación

El 75% de la inversión se destinó para las actividades de terminación del Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, (Geotecnia, definitiva, cumplimiento PMA, señalización, obras de estabilización del Derecho de Vía, Estabilización del cruce del Río Cubugón, reparaciones al revestimiento, sistema SCADA del gasoducto e Interventoría) lo que tuvo como principal impacto, darle estabilidad al gasoducto.

Interrupciones del servicio

En el año 2012, Transoriente tuvo 3 interrupciones que afectaron la prestación del servicio de transporte a través del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, las afectaciones, se presentaron por eventos de fuerza mayor y requirieron reparación con suspensión del transporte a través de dicho gasoducto; sin embargo, la Empresa prestó el servicio de Transporte a la Empresa Gas Natural para abastecer a Bucaramanga y su Área Metropolitana a través del gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga.

En cuanto a los costos derivados de las emergencias, Transoriente considera que los eventos son claramente cubiertos por las pólizas de seguros de la compañía, y en ese sentido están haciendo las respectivas gestiones de cobro por los gastos incurridos. Adicionalmente la geotecnia complementaria, es decir, aquellas obras de geotecnia que son requeridas posteriores a la construcción del gasoducto, son reconocidas por la CREG como inversiones del periodo tarifario y como tal serán presentadas en la próxima revisión tarifaria.

Indicadores de Calidad

Transoriente cumple con las condiciones estipuladas en el RUT en el numeral 6.3 Calidad del Gas, modificado por la Resolución CREG 054 de 2007, con respecto a la cromatografía del gas transportado.

Cumplimiento Normativo

Para la Compañía los planes de operación y mantenimiento tienen en cuenta el cumplimiento de la Legislación Ambiental Vigente, en este sentido se tienen implementadas las fichas del Plan de Manejo Ambiental, para los dos gasoductos operados por la Empresa. El resultado de la aplicación de dichas fichas se documenta en los Informes de Cumplimiento Ambiental -ICA.- Los principales resultados y observaciones de dicho informe se analizarán en el capítulo de Gestión Ambiental.

Por su parte, los procesos y procedimientos de operación y mantenimiento han sido documentados en el Sistema Integral de Gestión, y se efectúan principalmente bajo la norma ASME B31-8 "Sistema de tubería para transporte y distribución de gas" y el Reglamento Único de Transporte-RUT.

RUT (Reglamento Único de Transporte)

El Reglamento Único de Transporte. Resolución CREG 071/1999, establece en su numeral 2.4 que las cuentas de Balance de Energía y la Información de cargos promedio convenidos con los agentes debe ser de libre acceso en línea y de carácter permanente, teniendo en cuenta que la información allí contenida, es importante para certificar la transparencia de la misma; en este sentido, encontramos que Transoriente mantiene el Boletín Electrónico de Operaciones – BEO publicado en su página web y permite su libre consulta.

Así mismo ha publicado los cargos regulados para la prestación del servicio.

Centros Principales de Control

El centro de control de Transoriente se encuentra ubicado en la Estación de Palenque, el cual está programado para identificar variaciones en el sistema, activar alarmas e inmediatamente después realizar llamadas alertando la desviación, el acceso al sistema se puede hacer de manera remota para hacer verificación y actuar de acuerdo a la alerta.

Sanciones

Para el año 2012, según el área jurídica de Transoriente, no se recibieron sanciones por parte de la SSPD por incumplimientos normativos.

Calidad en la Construcción de Redes

Para el año 2012, Transoriente no realizó obras o proyectos de expansión de la infraestructura. Sin embargo, se observa que la Empresa ha documentado y estandarizado los procesos mínimos para la construcción de redes.

Entre otros los principales procedimientos documentados son:

- Apertura del Derecho de Vía (DDV)*
- Transporte, tendido y doblado de tubería*
- Alineación soldadura*
- Revestimiento de juntas*
- Apertura y tapado de zanjas*
- Bajado de tuberías*

- Cruce de carreteras y corrientes
- Cruce en zona urbana
- Cruce aéreo
- Demarcación
- Pruebas de presión
- Obras civiles

Los procedimientos se han estructurado siguiendo las especificaciones técnicas que se deben cumplir para los mantenimientos y construcciones de gasoductos utilizando, principalmente como referentes la norma ASME B31-8 “Sistema de tubería para transporte y distribución de gas”, el Reglamento Único de Transporte y el Manual del Transportador.

Seguridad de Redes

Plan de Contingencias

Transoriente cuenta con un Plan de Contingencias documentado, en el cual, se destaca la sectorización por tramos de ambos gasoductos y ubicación de todos los puntos críticos del sistema.

El gasoducto Barrancabermeja – Bucaramanga cuenta con dos sectores; Barrancabermeja – Payoa: con 29 subsectores, y Payoa – Bucaramanga con 31 subsectores. Por su parte, el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga cuenta con 93 subsectores.

Cada subsector, cuenta con la siguiente información: acceso, rango del ducto, viviendas en la zona, densidad de habitantes, puntos calientes, amenazas al ducto, zonas sensibles de incendio, tiempos estimados de llegada, entre otros.

Los puntos críticos identificados son incluidos dentro del programa anual de mantenimiento con los requerimientos de patrullajes determinados por la norma, así mismo la identificación de comunidades cercanas al gasoducto permite la programación de capacitaciones en gestión del riesgo que incluyen primeros auxilios, brigadas contra incendios, organización para la respuesta, entre otros.

Cabe resaltar que Transoriente ha documentado una Política de Seguridad, la cual tiene como objeto “Establecer directrices orientadas a reducir los riesgos derivados de amenazas, vulnerabilidades y actos malintencionados de terceros que puedan afectar la seguridad de las personas y los bienes de Transoriente en las instalaciones como oficinas, planta, estaciones, gasoductos y en el desarrollo de la operación y mantenimiento de los gasoductos”

Emergencias

No obstante, durante el año 2012 se presentaron 4 emergencias, solo fueron 3 interrupciones que afectaron la prestación del servicio dado que durante una de las interrupciones se realizaron las reparaciones requeridas para dos de las emergencias presentadas. Las emergencias tuvieron un costo aproximado \$3.440 Millones. El servicio a usuarios de Bucaramanga y su Área Metropolitana no se vio afectado, ya que La Empresa tuvo a disposición el gasoducto Barrancabermeja – Bucaramanga. Sin embargo, en la emergencia del río Valegrá, el MME declaró racionamiento programado ya que el Sistema Nacional de Transporte no le suministró gas a la empresa Gas Natural, estando disponible para transportar gas hasta Bucaramanga y su Área Metropolitana el sistema Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga.

Simulacros

En cumplimiento del Plan de contingencias de la Empresa, se llevó a cabo un simulacro en el gasoducto Barrancabermeja – Bucaramanga, con la participación del personal de Petrosantander y los organismos de apoyo (Bomberos, policía, defensa civil de Sabana de Torres), en la Estación Uno en Payoa. Según informe del simulacro, en general, los participantes realizaron acciones adecuadas durante el ejercicio.

Según la gerencia técnica, el simulacro identificó requerimientos de capacitación para mantener y fortalecer los conocimientos, estos temas se trabajarán en el año 2013 en coordinación con la ARP.

Pérdidas del sistema y pago de compensaciones

Nuestra fuente información para evaluar el análisis de pérdidas de gas correspondió a los informes mensuales de operación y mantenimiento.

Teniendo en cuenta, la Resolución CREG 071 de 1999 que en su numeral 4.9.1 establece que las pérdidas de gas del Sistema de Transporte que excedan del uno por ciento (1%) serán asumidas por el Transportador, Transoriente calcula mensualmente dicho indicador con el fin de monitorear su comportamiento.

Para el año 2012, el indicador de pérdidas se mantuvo por encima del 1%, salvo en los meses de enero, septiembre y diciembre, para un promedio de pérdidas por mes de 1,68%.

Cabe anotar que las pérdidas de gas en el sistema de transporte, es la diferencia del gas entregado por el productor, en este caso Ecopetrol y el gas recibido por el remitente, es decir, los clientes de Transoriente.

En este sentido, la Gerencia Técnica de la Empresa explica que no se generan compensaciones, ni hay afectación financiera a Transoriente, por el nivel de pérdidas, ya que las diferencias en el balance de gas entre Ecopetrol y los remitentes se deben a que Ecopetrol no ha realizado las gestiones pertinentes para la certificación de su medidor, el cual presenta graves deficiencias técnicas.

Se observa, en los informes de operación y mantenimiento, que en el mes de abril Transoriente calibró su medidor y que el cumplimiento del indicador y por ende la generación de costos financieros por pérdidas o el pago o no de compensaciones dependerá de la corrección de las deficiencias técnicas que realice Ecopetrol para la oficialización del medidor.

Mantenimiento de Redes Externas

Transoriente cuenta con el documento Manual de Operación y Mantenimiento, el cual tiene como objeto enunciar los planes y procedimientos que la Empresa aplica para efectuar la operación y mantenimiento de su sistema de gasoductos.

Las actividades de operación y mantenimiento de talladas se encuentran en los siguientes Planes:

Plan General de Mantenimiento, el cual a su vez contiene el Plan de Corrosión y el Plan de Comunicaciones, éste último tiene como objeto garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los Sistemas de Transporte y el sistema Scada

Plan de Operación: Contiene aquellas actividades orientadas a monitorear y controlar las variables operativas que permitan garantizar la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

Plan HSE: Incluye las actividades orientadas a minimizar los impactos ambientales que pueden generar el mantenimiento y operación del gasoducto, los planes para identificar y actuar ante posibles emergencias y garantizar la seguridad de los empleados.

Plan de Aseguramiento y Plan de Mantenimiento Metrológico: Tiene como objeto asegurar la confiabilidad de la medición es arrojadas por los dispositivos de seguimiento y medición.

Cada uno de los planes descritos contiene procedimientos específicos, así como los recursos necesarios para la ejecución de las actividades, su frecuencia y responsables. En este sentido se verificó la ejecución efectiva de las actividades incluidas en el plan.

- *Inspección cruces especiales del Derecho de vía, mes de junio del 2012 Payóa – Bucaramanga.*
- *Geotecnia, mes de mayo del 2012 Payóa Bucaramanga.*
- *Mantenimiento de actuadores, desviación Gazel, desviación Metrogas marzo de 2012*
- *Mantenimiento a estaciones: las águilas. Payóa – Bucaramanga febrero de 2012, Estación Paraguay febrero de 2012, estación Líbano febrero de 2012.*
- *Mantenimiento válvula seccionamiento centenario, febrero de 2012*
- *Mantenimiento válvula de seguridad Galán, mes de febrero.*
- *Mantenimiento equipos: medidor H2S, Cromatógrafo Galán, mes de marzo de 2012*

Nuestras fuentes de información para verificar el cumplimiento del Plan de Mantenimiento fueron: Plan de Operación y Mantenimiento de Transoriente, Manual de Mantenimiento, Ejecución del Plan de Mantenimiento, informes mensuales de mantenimientos, además de las entrevistas con la Gerencia Técnica.

Mantenimiento de Redes

Transoriente cuenta con un Plan de Operación y Mantenimiento para el año 2012, el cual se ha dividido para su programación anual en 8 grandes áreas

- Mecánica: actividades relacionadas con las estaciones y sus componentes principales.*
- Protección Catódica: actividades relacionadas con la conservación del sistema de tuberías a través de sistemas de protección e inyección de corriente con ánodos; así mismo las inspecciones de tipos eléctricos y sistemas de puesta a tierras de las estaciones en general.*
- Instrumentación: actividades relacionadas con equipos de medición de volumen y calidad de gas, además de las actividades relacionadas con mantenimiento de equipos electrónicos.*
- Sistemas y SCADA: actividades para garantizar el funcionamiento de los sistemas que permiten obtener información del gasoducto en tiempo real, todo lo relacionado con SCADA y medición de variables, además las actividades relacionadas con la actualización del BEO y la facturación.*
- Derecho de Vía: patrullajes de la línea, censos de población, detección de fugas, inspecciones por clase de localidad, los sectores críticos y cruces especiales.*
- Seguridad Industrial: involucra contraincendios, capacitación y disposición final de residuos sólidos.*
- Almacén y Archivo: programación de los inventarios de almacén y los tiempos dedicados a almacén y archivo.*

•Vehículos: actividades relacionadas con los equipos que usan motores de combustión interna.

En Transoriente, el grado de cumplimiento del plan de mantenimiento se mide a través de la relación entre las horas ejecutadas y las horas programadas acumuladas para cada mes;

Procedimiento y registro de revisiones de los equipos de medición.

Para revisar los equipos de medición Transoriente ha documentado en su Sistema Integrado de Gestión los documentos Plan de Aseguramiento Metrológico y Plan de Mantenimiento Metrología; este último tiene como objetivo “Garantizar el óptimo estado de funcionamiento de los patrones de campo y equipos utilizados en la medición de las variables críticas operacionales y del sistema HSE”.

Por su parte, el Plan de Aseguramiento Metrológico “ha desarrollado actividades tendientes a controlar, calibrar y mantener sus equipos de inspección, medición y ensayo”, entre las que se pueden identificar medición de variables críticas como presiones, temperatura, composición y química del gas, entre otras.

Para el año 2012, el programa de calibración y mantenimiento de patrones de campo para medición de variables críticas, se cumplió en un 100%.

El programa de calibración y mantenimiento de equipos de medición, se cumplió en un 92%, debido a que el mantenimiento del Detector de gas Altair 5, no se ejecutó en su totalidad porque éstos equipos se encuentran normalmente en campo; por otro lado, las calibraciones para la Estación Metrogas que se tenían previstas para realizar cada tres meses, se hicieron sólo dos en el año. El área técnica; argumenta que aun con esta periodicidad se pudo mantener buenos resultados en estos equipos y no se generan riesgos en la operatividad del sistema.

Como parte de nuestra revisión se verificó en una muestra aleatoria la existencia de los registros de calibración de los equipos de reporte de flujo de Gibraltar mes de febrero, Palenque mes de enero, gasmovil mes de noviembre, Payoa mes de marzo y COGB mes de septiembre, encontrándose completamente acorde a los procedimientos establecidos por la Empresa y sin observaciones adicionales que indiquen que los equipos se encuentran desviados de los patrones determinados.

Confiabilidad, Disponibilidad y Continuidad del Servicio

Transoriente debe garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio, por lo cual, nuestra evaluación se base en la información suministrada por la Gerencia Técnica en cuanto a; Continuidad, Confiabilidad y Disponibilidad de las redes, y el resultado de los indicadores relacionados.

Disponibilidad de la Infraestructura y continuidad del Sistema de Transporte

La Confiabilidad y Disponibilidad del servicio de transporte se encuentran directamente relacionadas con los volúmenes no transportados de gas debido a las interrupciones del sistema que afectan los usuarios de dicho sistema.

En este sentido se analizaron, las suspensiones presentadas, las interrupciones, así como los indicadores de continuidad suministrados por la Gerencia Técnica de Transoriente.

Suspensiones:

La Empresa no presentó suspensiones durante el año evaluado.

Interrupciones:

En el año 2012, Transoriente tuvo 3 interrupciones que afectaron la prestación del servicio de transporte a través del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, las afectaciones, se presentaron por eventos de fuerza mayor y requirieron reparación con suspensión del transporte a través de dicho gasoducto; sin embargo, la Empresa prestó el servicio de Transporte a la Empresa Gas Natural para abastecer a Bucaramanga y su Área Metropolitana a través del gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga.

Se observa cumplimiento de Transoriente en cuanto al numeral 4.4.1 del RUT, el cual establece que "Los Transportadores de los diferentes Sistemas de Transporte deberán llevar registros discriminados de duración y frecuencia de interrupciones en la prestación del servicio"

Continuidad:

Según, los indicadores de Gestión del año 2012, el porcentaje de continuidad fue del 100% en todos los meses.

Sin embargo, teniendo en cuenta que se presentaron 3 interrupciones por razones no atribuibles a la Compañía, se calculó el indicador, incluyendo los eventos de emergencia, quedando para el Gasoducto Barrancabermeja – Bucaramanga en 100% y para el Gasoducto Gibraltar en 76%.

Disponibilidad:

El índice de disponibilidad de Transoriente se calcula como la relación entre el Volumen Remitente No entregado y la capacidad contratada para el mes.

La continuidad en el servicio de Transoriente para el año 2012 fue de 100%, salvo para los meses de agosto, septiembre y diciembre; durante los cuales se vio afectado por las emergencias por fuerza mayor, ocurridas en dichos meses.

Sistema de monitoreo (SCADA)

Transoriente cuenta con el sistema de monitoreo SCADA, es un sistema de monitoreo remoto el cual funciona 24 horas. El sistema monitorea en tiempo real la presión, la temperatura, el flujo, ingreso de personal, volúmenes, presión de entrada, presión de salida, apertura de válvulas, entre otras.

A través de este sistema, se revisan variables operacionales del Sistema de Transporte, con el fin de identificar posibles condiciones anormales de operación, la disponibilidad del sistema en el momento de una interrupción, adicionalmente se generan alarmas por las principales fallas del sistema, como son: cierre de una válvula, presión alta, presión baja y caída de presión.

Presión

Nuestra fuente de información fue el reporte de presión de entrega, suministrado por la Gerencia Técnica de Transoriente, así como las entrevistas con dicha área. Para efectos de este informe, se verificó que la presión en la que se entrega el gas al cliente Gas Natural está acorde a lo establecido en su contrato, teniendo en cuenta que el RUT en su numeral 4.6.1 establece que Las presiones en los Puntos de Salida serán establecidas en los Contratos.

Para el cliente Gas Natural en el año 2012, se observó una presión promedio de entrega de 380 PSI, dando cumplimiento a la presión mínima establecida contractualmente.

Así mismo, la Compañía cumplió con la normatividad de tener la presión sin regular entre los 250 PSI a 1200 PSI, puesto que según el reporte entregado por la Gerencia Técnica, el mínimo valor de presión reportado fue de 344 PSI y el máximo valor reportado fue de 1127 PSI; en promedio para el año 2012 fue de 681 PSI.

Índices de Calidad

En cumplimiento a las condiciones estipuladas en el RUT en el numeral 6.3 Calidad del Gas, modificado por la Resolución CREG 054 de 2007, Transoriente monitorea los parámetros de calidad del gas natural transportado mediante los equipos de calidad del gas ubicados en la estación de Galán en Barrancabermeja.

Como fuente de información se tuvo el reporte de cromatografía de gas entregado en Galán y las entrevistas con Gerencia Técnica de Transoriente.

En una muestra aleatoria de los reportes de entrada de gas de Gibraltar, de los meses de julio, agosto y septiembre se observa que el porcentaje de oxígeno del gas que ingresa al sistema es igual a 0%, dando cumplimiento al estándar establecido por la CREG.

Cabe anotar que los datos de vapor de agua y punto de rocío corresponden a muestras tomadas por Transoriente Galán para los días 24 de enero, 25 de marzo, 12 de octubre y 31 de diciembre.

De lo anterior, se puede observar que Transoriente cumple con los criterios del RUT para los parámetros de calidad del gas evaluados.

Conclusiones

•Transoriente mantiene su plan de mantenimiento predictivo y preventivo el cual está orientado a mantener con integridad, continuidad y disponibilidad el sistema de transporte, este plan es cumplido consistentemente por la Empresa.

El plan de inversión de la Empresa estuvo principalmente orientado a finalizar las obras requeridas para el funcionamiento óptimo del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga.

•Pese a las emergencias presentadas en el año 2012, no se observan suspensiones por razones atribuibles a la Compañía. Cabe resaltar que en dichas emergencias la Empresa actuó bajo los lineamientos establecidos en su plan de contingencias.

•Transoriente brinda el servicio a sus remitentes según los términos mínimos de presión establecidos contractualmente, así mismo el gas transportado se encuentra entre los rangos de calidad establecidos por la CREG

•No obstante en Transoriente el balance de pérdidas es superior al 1%, no se generan compensaciones, ni afectaciones financieras por pérdidas o desbalances, ya que el balance depende de las gestiones técnicas que deben realizarse en el medidor del campo de Gibraltar, propiedad de Ecopetrol, para oficializar el gas medido en la entrada del sistema.

•Según los indicadores de Gestión del año 2012, el porcentaje de continuidad fue del 100% en todos los meses. Sin embargo, teniendo en cuenta que se

presentaron 3 interrupciones por razones no atribuibles a la Compañía, se calculó el indicador, incluyendo los eventos de emergencia, quedando para el Gasoducto Barrancabermeja – Bucaramanga en 100% y para el Gasoducto Gibraltar en 76%.(...)”

4. ASPECTOS COMERCIALES Y TARIFARIOS

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.”*; dicho 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 BOLETÍN ELECTRÓNICO 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 gasoducto.*
- *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”*

Revisando la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones¹, de la empresa Transoriente, en la página web se encuentra que cumple con las disposiciones de la regulación mencionada.

En cuanto a la capacidad contratada por la empresa, se encuentra la siguiente información:

¹ Consulta realizada en www.transoriente.com.co, el 9 de julio de 2013.

Tabla 8. Capacidad Contratada en Firme Transoriente

REMITENTE	CONTRATACION DE CAPACIDAD EN FIRME	
	CAPACIDAD (MBTU)	AÑO
COOGASEN (GAS MOVIL)	805	2013
E2- ENERGÍA EFICIENTE	0	2013
ESSA S.A. E.S.P.	0	2013
GAS NATURAL E.S.P. S.A.	33000	2013
GAZEL	554	2013

Fuente: www.transoriente.com.co/BEO

Durante 2012, el volumen de gas natural transportado por Transoriente representó el 3,89% del total de gas transportado por ductos en el país, lo que la ubica en el cuarto lugar de participación en el transporte nacional de gas natural, como se indica en la Tabla 1:

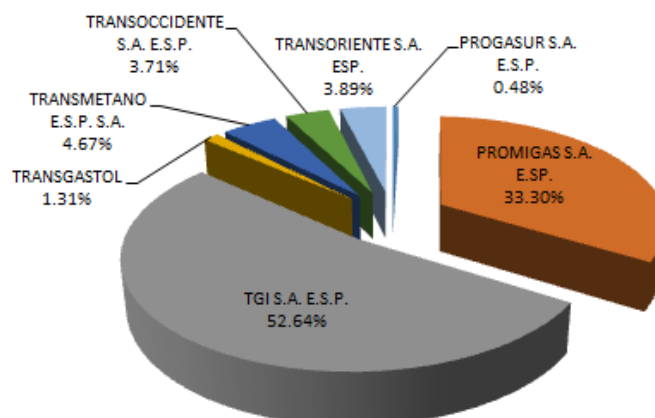
Tabla 9. Volúmenes de Gas Natural Transportados en 2012
(Millones de Pies Cúbicos)

Transportador	MPC
TGI S.A. E.S.P.	186,333
PROMIGAS S.A. E.SP.	117,887
TRANSMETANO E.S.P. S.A.	16,536
TRANSORIENTE S.A. ESP.	13,777
TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	13,133
TRANSGASTOL	4,654
PROGASUR S.A. E.S.P.	1,687

Fuente: SUI – Cálculos SSPD

La zona de influencia de Transoriente es la ciudad de Bucaramanga y otros municipios del departamento de Santander y es allí donde se concentra la participación que tiene la empresa en el transporte nacional de gas natural.

Gráfica 2. Participación por volumen de las empresas Transportadoras de Gas Natural en 2012

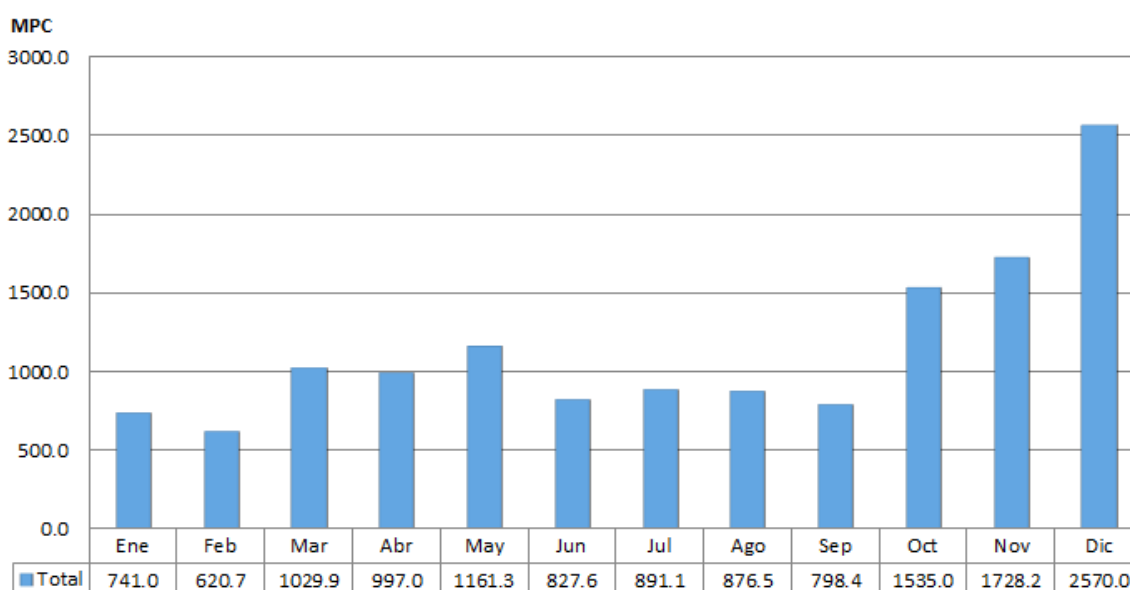


Fuente: SUI – Cálculos SSPD

De acuerdo con la información comercial reportada al SUI por la empresa, el comportamiento del volumen mensual transportado por Transoriente en 2012 es variable y presenta una atenciencia creciente en el último trimestre. El volumen transportado en 2012 tuvo un crecimiento del 206.5% con respecto a 2011, crecimiento influenciado por la entrada en operación del gasoducto Gibraltar - Bucaramanga.

En la siguiente gráfica se refleja el comportamiento de los volúmenes de gas transportados por Transoriente en 2012.

Gráfica 3. Volumen Transportado por Transoriente 2012
(Millones de Pies Cúbicos)



Fuente: SUI – Cálculos SSPD

En cuanto a los costos del servicio de transporte de Transoriente, a continuación se presentan las parejas de cargos para los tramos del sistema de transporte de la empresa. (Resoluciones CREG 111 y 195 de 2011 Gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga y Resolución CREG 142 de 2010 para Gibraltar-Bucaramanga).

Tabla 10. Parejas de Cargos de Transporte Vigentes
Gasoducto Barrancabermeja - Bucaramanga

% [1]	0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Barrancabermeja - Payoa - Bucaramanga														
C.F.	0	45.921	91.842	114.802	137.763	160.723	183.684	195.164	206.644	211.236	215.829	220.421	225.013	229.605
C.V.	0.808	0.646	0.485	0.404	0.323	0.242	0.162	0.121	0.081	0.065	0.048	0.032	0.016	0

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpcod-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: Resoluciones CREG 111 y 195 de 2011

Tabla 11. Parejas de Cargos de Transporte Vigentes
Gasoducto Gibraltar - Bucaramanga

Gibraltar- Toledo- Bucaramanga - Res. CREG 142 de 2010							
% [1]	0	20	40	50	60	80	100
C.F.	-	148.626	182.782	228.477	274.172	365.563	456.954
C.V	2.664	2.132	0.983	0.819	0.655	0.328	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2005 por kpcd-año

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2005 por kpc

Fuente: Resolución CREG 142 de 2010

Tabla 12. Cargos Fijos de AOM

Cargo Fijo (Col. \$ dic. 31-2009/kpcd-año)	
Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga	194,694
Cargo Fijo (Col. \$ dic. 31-2005/kpcd-año)	
Gibraltar	80,262

Fuente: Resoluciones CREG 111 y 195 de 2011 y CREG 142 de 2010

Realizando un análisis comparativo de los cargos con la metodología anterior y actual, se aprecia una reducción en los cargos variables y un aumento en los cargos fijos para el caso del Gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga, como se indica en las tablas 4 y 5:

Tabla 13. Variación de Cargos de Transporte con la aplicación de la Metodología Vigente

Barrancabermeja - Payoa - Bucaramanga							
% [1]	0	20	40	50	60	80	100
C.F.	-	12%	12%	12%	12%	12%	12%
C.V	-22%	-22%	-22%	-22%	-22%	-22%	-

Fuente: Cálculos SSPD

Tabla14. Variación en Cargo Fijo de AOM con la aplicación de la Metodología Vigente

Cargo Fijo (Col. \$ dic. 31-2009/kpcd-año)	
Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga	25%

Fuente: Cálculos SSPD

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 15. Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Rotación cuentas por cobrar (días)	20	89,00	No Cumple
Rotación cuentas por pagar (días)	4	36,60	No Cumple
Razón corriente (veces)	2	1,38	No Cumple
Margen operacional (%)	70,00%	75,42%	Cumple
Cubrimiento gastos financieros (veces)	5	1,60	No Cumple

Fuente: SUI

De los cinco indicadores de gestión evaluados la empresa solo dio cumplimiento al de Margen Operacional, los otros indicadores no fueron cumplidos según los referentes exigidos por la CREG para 2012.

La Rotación de Cartera en comparación con el 2011 tuvo una mejora, sin embargo, no se dio cumplimiento a la meta de 20 días de rotación. Según la explicación aportada por la empresa, gran parte de los recursos de la cartera corresponde a cortes de facturación recientes.

La Rotación de Cuentas por Pagar al igual que la rotación de cartera no alcanzó la meta propuesta de 4 días de rotación quedando de 36 días.

Sobre la razón corriente la meta de 2 veces terminó en 1,38; al respecto, es de aclarar que hubo un mejoramiento significativo de este indicador entre 2011 y 2012 como resultado del aumento en los ingresos operacionales para el periodo.

El Margen EBITDA es el único indicador que cumple con la meta de 70%, siendo superior con un 75,42%. El mayor volumen de ingresos operacionales por la entrada en operación de gasoducto Gibraltar-Bucaramanga y el nivel de las depreciaciones mejoraron este indicador entre 2011 y 2012.

En cuanto al cubrimiento de gastos financieros el referente proponía 5 veces y lo alcanzado por la empresa fue 1,6 veces, por lo que no hay cumplimiento del indicador de gestión. La empresa reconoce que su estructura de gastos financieros cambió entre 2011 y 2012 en cuanto a la contabilización de este gasto por cuanto antes se hacía como un costo pre-operativo y luego pasó a registrarse como un gasto no operacional, afectando de esta manera el indicador de cubrimiento de gastos financieros.

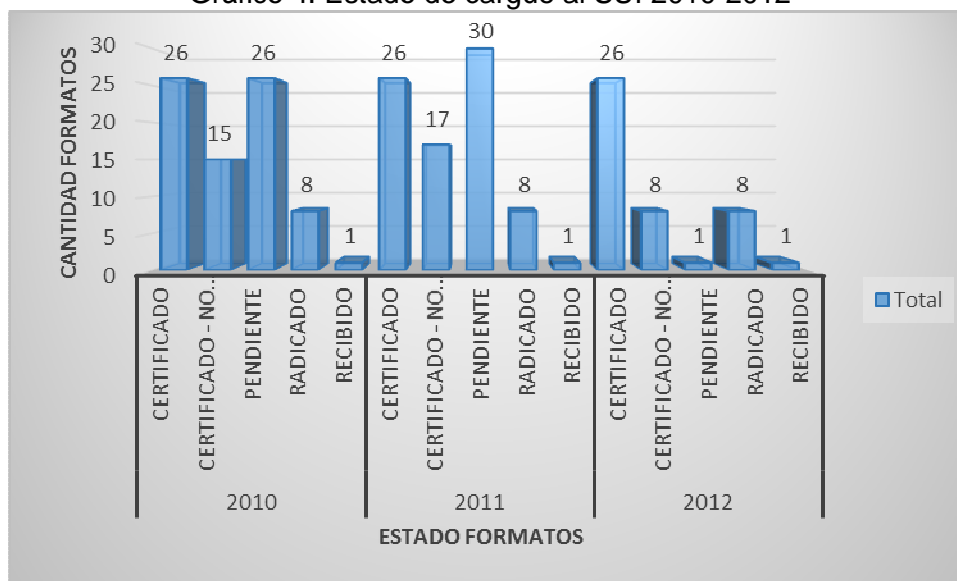
El Auditor Externo encuentra coherente las razones que la empresa presenta sobre el desempeño de los indicadores de gestión mencionados. Sin embargo, la estructura de los gastos financieros preocupa por cuanto su valor de \$25.585 millones es superior a la utilidad operacional de la empresa de \$20.136 millones, además de encontrar el indicador de cubrimiento financiero deficitario.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se describen los diferentes estados de cargue de los formatos a cargo de los prestadores:

- **CARGADO EN BD o ENVIADO:** Indica que el prestador cargó la información pero no la certificó o radicó.
- **CERTIFICADO:** Indica que el prestador certificó la información cargada.
- **CERTIFICADO – NO APLICA:** Indica que el prestador certificó el formato sin información por cuanto éste no le aplica, o cuando efectuó el cargue de un formato cuyo contenido es un anexo en PDF.
- **PENDIENTE:** Indica que el prestador no ha cargado ni certificado la información del formato.
- **RADICADO:** Indica que el prestador certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.
- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido y que se encuentra listo para validarse.

Gráfico 4. Estado de cargue al SUI 2010-2012



Fuente: SUI

De acuerdo al análisis del estado de cargue al SUI, para el año 2012 la empresa presenta un porcentaje de incumplimiento del 4,55% equivalente a 1 formato pendiente.

Así mismo se observa que el porcentaje de certificados como no aplica para el año 2012 es del 18,18% lo que corresponde a 8 formatos.

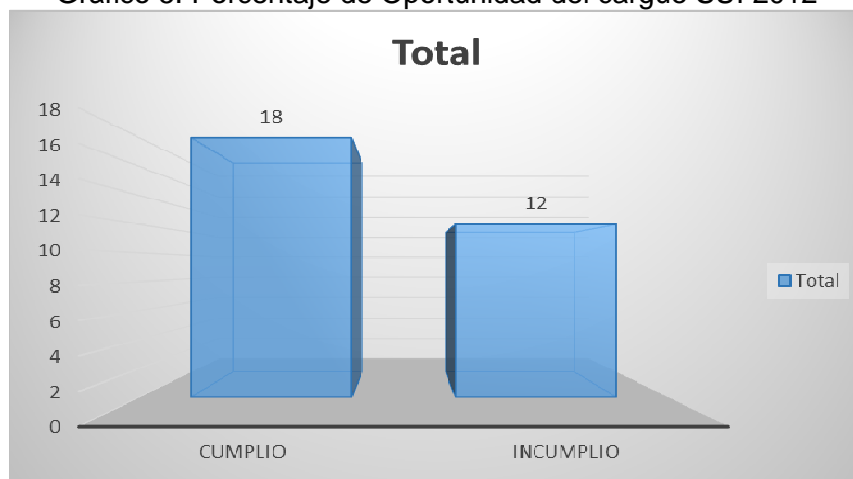
Tabla 16. Formatos Certificados como “No Aplica” para el año 2012

NOMBRE_FORMATO
CONCEPTOS FLUJO DE CAJA GAS RES 2395
CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO GAS RES 2395
CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO GAS RES 2395
NOVEDADES PDF GAS NATURAL
ORGANIGRAMA PDF GAS NATURAL
VIABILIDAD FINANCIERA PDF GAS NATURAL
ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF GAS NATURAL
CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO GAS PDF NATURAL

Fuente: SUI

Como se puede observar en la Tabla 16, la empresa certificó 8 formatos como “No Aplica”, correspondiente a los tópicos financieros y de auditoría, los cuales le aplican a todas las empresas independientemente de su actividad.

Gráfico 5. Porcentaje de Oportunidad del cargue SUI 2012



Fuente: SUI

Como se indica en el Gráfico 5, la empresa tiene un porcentaje de cumplimiento del 60% totalizado en 18 formatos cargados y un porcentaje de incumplimiento en la oportunidad del 40% correspondiente a 12 formatos cargados por fuera de la fecha límite de cargue.

7. ACCIONES DE LA SSPD

El 8 de agosto de 2012 se llevó a cabo una visita a las instalaciones de la empresa para hacer la revisión contable y financiera de los años 2010 y 2011. A partir de la misma se generaron compromisos de remisión de información financiera, a los cuales la empresa dio respuesta mediante comunicación con radicado SSPD 20125290411502 del 28 de agosto de 2012.

En el aspecto técnico-operativo y de calidad no se realizaron visitas a esta empresa durante 2012.

En cuanto al tópico comercial, las acciones de la Dirección Técnica de Gas se encaminaron a 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.

En materia tarifaria se efectuó seguimiento permanente a la aplicación del régimen tarifario por parte de la empresa, sin evidenciarse presuntos incumplimientos de la normatividad vigente, por lo cual no fue necesario adelantar acciones particulares frente a la empresa.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas no tuvo conocimiento de quejas tarifarias relevantes, que ameritaran acciones específicas respecto a estos temas.

Para los periodos de 2012 no se realizaron requerimientos relacionados con el cargue SUI.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa viene consolidando sus ingresos operacionales con el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga que se encuentra operativo y en funcionamiento desde finales

de 2011, momento desde el cual ha habido variaciones importantes en la contabilización de sus gastos financieros, cálculos de la depreciación, y estructura de ingresos y costos.

La empresa tiene unos márgenes operacionales importantes para 2011 y 2012, no obstante, la entrada en operación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga exigió a la empresa asumir unos gastos financieros considerables en 2012, por lo que el margen neto entre 2011 y 2012 pasó de 22,88% a 3,28%. En este sentido, la empresa presenta una debilidad en sus estados financieros por el alto nivel de endeudamiento que reduce a través del gasto financiero su Margen Neto, la caja de la empresa y su capacidad de maniobra financiera.

En este sentido se recomienda requerir al prestador presente un flujo de caja detallado a cinco años con el cual se pueda hacer una evaluación sobre el impacto de la carga financiera frente a las utilidades operacionales proyectadas.

Es importante anotar que en la actualidad, dada la configuración de los gasoductos que opera Transoriente SA. E.S.P. (Gibraltar – Bucaramanga y Bucaramanga – Barrancabermeja), la ciudad de Bucaramanga, que recibe aproximadamente el 45% del total transportado por el gasoducto, al momento de entrada en operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, adquiere mayor confiabilidad a través del uso en contraflujo del gasoducto Bucaramanga – Barrancabermeja.

Conforme el informe del AEGR, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

Transoriente mantiene su plan de mantenimiento predictivo y preventivo el cual está orientado a mantener con integridad, continuidad y disponibilidad el sistema de transporte, este plan es cumplido consistentemente por la Empresa.

El plan de inversión de la Empresa estuvo principalmente orientado a finalizar las obras requeridas para el funcionamiento óptimo del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga.

Pese a las emergencias presentadas durante 2012, no se observan suspensiones por razones atribuibles a la compañía. Cabe resaltar que en dichas emergencias la Empresa actuó bajo los lineamientos establecidos en su plan de contingencias.

Transoriente brinda el servicio a sus remitentes según los términos mínimos de presión establecidos contractualmente, así mismo el gas transportado se encuentra entre los rangos de calidad establecidos por la CREG.

No obstante el balance de pérdidas de Transoriente es superior al 1%, no se generan compensaciones, ni afectaciones financieras por pérdidas o desbalances, ya que el balance depende de las gestiones técnicas que deben realizarse en el medidor del campo de Gibraltar, propiedad de Ecopetrol, para oficializar el gas medido en la entrada del sistema.

Según los indicadores de Gestión del año 2012, el porcentaje de continuidad fue del 100% en todos los meses. Sin embargo, teniendo en cuenta que se presentaron 3 interrupciones por razones no atribuibles a la compañía, se calculó el indicador, incluyendo los eventos de emergencia, quedando para el Gasoducto Barrancabermeja – Bucaramanga en 100% y para el Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga en 76%.

Si bien Transoriente, evidencia el cumplimiento de las disposiciones del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT, en lo relacionado con la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones – BEO, se considera pertinente solicitar información que permita establecer la vigencia de los contratos reportados con cada uno de los remitentes, así como la explicación de las razones por las cuales se reporta cero (0) en el cuadro que contiene la información de la Capacidad Contratada, con las empresas E2 – Energía Eficiente y ESSA S.A.E.S.P.

Transoriente tuvo una participación del 3,89% en el total del gas natural transportado por ductos durante 2012. Esta participación lo ubica en el cuarto lugar de las siete transportadoras para las cuales se tiene información comercial del año de análisis.

La reducción de los cargos de transporte en algunos de los tramos del sistema de gasoductos, beneficiará a los usuarios de los mercados que utilicen dichos tramos, al reflejarse en menores tarifas de transporte.

En materia tarifaria, no se observan alertas que requieran acciones particulares frente a la Empresa.

Como se observa la empresa presenta 1 formato no certificado, y en tal sentido se recomienda requerir para al prestador para que tome a la mayor brevedad las medidas que sean necesarias para superar la situación descrita.

En el mismo sentido, se recomienda solicitar al prestador la justificación frente al cargue de formatos del tópico financiero como “No aplica” toda vez que como se indicó anteriormente, es aplicable a todas las empresas independientemente de su actividad

Se recomienda ajustar los actos administrativos referentes a cargue de información con el fin de limitar la certificación de información como “No Aplica” para ciertos formatos cuando se carece de información para el periodo correspondiente, de manera que se registre como cero (0) o se establezca un nuevo estado que permita diferenciar estos casos.