

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN PROMIGAS S.A. E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

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

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
PROMIGAS S.A. E.S.P.
ANÁLISIS 2012**

AUDITOR: KPMG Advisory Services Ltda.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Promigas S.A. E.S.P. se constituyó en 1974 para desarrollar las actividades de distribución y transporte de Gas Natural. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 13.298.536.400 y tiene su sede principal en la ciudad de Barranquilla. Su última actualización en RUPS fue el día 27 de Diciembre de 2012.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Promigas S.A. E.S.P.
Sigla	Promigas S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Antonio Mario Celia Martínez-Aparicio

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2. Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$2.607.790.363.338	\$2.383.224.533.434	9,42%
Activo Corriente	\$174.427.021.317	\$163.519.579.370	6,67%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$377.390.385.862	\$321.540.920.996	17,37%
Inversiones	\$1.032.755.894.698	\$985.356.432.955	4,81%
Pasivo	\$1.098.509.587.547	\$1.078.841.687.491	1,82%
Pasivo Corriente	\$408.145.861.498	\$250.253.735.122	63,09%
Obligaciones Financieras	\$525.844.324.370	\$428.517.772.526	22,71%
Patrimonio	\$1.509.280.775.791	\$1.304.382.845.943	15,71%
Capital Suscrito y Pagado	\$13.298.536.400	\$13.298.536.400	0,00%

Fuente: SUI

Activo:

El Activo Total de la empresa se ubicó en \$2.607.790 millones para el año 2012 y presentó un incremento del 9,42% comparado con el año anterior. Se evidencia incrementos en la cuenta de Inversiones por 4,08%, específicamente por el aumento de las Inversiones en Empresas de Servicios Públicos que crece un 13,99%.

Otra de las cuentas con variación importante fue la de Propiedad Planta y Equipo que tuvo un crecimiento del 17,37%, explicado por las inversiones de Gasoductos por más de \$22.000 millones así como otras inversiones en Capex. El informe del auditor externo expresa que la empresa proyecta realizar inversiones en Gasoductos por \$495.735 millones entre los años 2013 al 2017. La depreciación generada por la empresa en 2012 fue de \$25.354 millones.

En cuanto a las cuentas más importantes del Activo se encuentra: Inversiones con \$1.032.755 millones, un 39,60% de los activos, y el 76,5% de estas inversiones es en Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios; Propiedad Planta y Equipo \$377.390 millones con un 14,17% y la cuenta de Valorizaciones \$731.715 millones un 28,06%.

Pasivo:

Sobre el Pasivo Total, éste asciende a \$1.098.509 millones y revela un crecimiento vegetativo del 1,82%.

Las Obligaciones Financieras de la empresa presentaron un crecimiento importante del 22,71%, estos recursos fueron usados para la refinanciación de los Bonos Emitidos en 2002, cuyo vencimiento fue en 2012, explican las Notas de los Estados Financieros. La Emisión de Bonos de la empresa termina en \$400.000 millones para el 2012, luego de una refinanciación de \$100.000 millones.

Las cuentas por cobrar de la empresa presentan un crecimiento considerable del 57,89%, \$44.293 millones, de los cuales \$28.576 millones corresponden a dividendos Extraordinarios por Pagar y \$12.857 a pagos para los proyectos de estudio sobre la construcción de un cruce fluvial en el Rio Magdalena.

Las cuentas más representativas del Pasivo en términos del Activo son: Obligaciones Financieras \$525.844 millones con un 20,16%; Cuentas por Pagar \$120.803 millones un 4,63% y Títulos Emitidos, Bonos, un 15,34%. El Pasivo Total es el 42,12% del Activo.

Patrimonio:

El Patrimonio de la empresa es de \$1.509.280 millones y muestra un aumento considerable del 15,71% entre el 2011 y 2012. La cuenta con mayor variación fue la Resultados del Ejercicio con un 29,15%, la de Superávit por Valorización que incrementó en un 16,25% y la de Superávit por el Método de participación un 23,39%.

Las cuentas más representativas del Patrimonio en términos del Activo son: Resultados del Ejercicio \$240.868 un 9,24%, la de Superávit por Valorización \$733.278 millones un 28,12% y la de Superávit por el Método de participación \$217.918 millones un 8,36%.

El Patrimonio Total es un 57,88% del Activo, no obstante, la estructura patrimonial está emplazada en un gran porcentaje en sus valorizaciones que llegan a ser casi el 36,5%

del total de los Activos, rezagando los aportes sociales a menos del 1% del total del Patrimonio.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 3. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$246.205.870.068	\$226.215.553.737	8,84%
COSTOS OPERACIONALES	\$125.397.145.819	\$101.181.632.307	23,93%
GASTOS OPERACIONALES	\$48.781.694.830	\$59.735.550.592	-18,34%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$72.027.029.419	\$65.298.370.838	10,30%
OTROS INGRESOS	\$261.390.352.812	\$207.961.495.604	25,69%
OTROS GASTOS	\$92.801.992.151	\$87.109.942.587	6,53%
GASTO DE INTERESES	\$67.624.310.901	\$64.684.502.458	4,54%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$240.868.741.760	\$186.507.407.207	29,15%

Fuente: SUI

Los Ingresos Operacionales tuvieron un incremento del 8,84% pasando de \$226.215 millones a \$246.205 millones entre 2011 y 2012. De acuerdo con las Notas de los estados Financieros de la empresa, éste crecimiento se explica en gran medida por la indemnización recibida por el siniestro del cruce fluvial por el Rio Magdalena, que fue el causante entre otras, de la disminución de los ingresos por Transporte de Gas Natural en un 4,49% entre el 2011 y 2012.

La estructura de Costos Operacionales paso de \$101.181 millones a \$125.397 millones de 2011 a 2012 con un incremento porcentual del 23,93%, mayor al de los Ingresos Operacionales, especialmente por los mayores Costos en el Mantenimiento de Gasoductos.

Los Gastos Operacionales presentaron una disminución del -18,34% llegando a ser \$48.781 millones en 2012, explicado por la Provisión para Obligaciones Fiscales por -\$23.925 millones.

La utilidad Operacional de \$72.027 millones presentó un crecimiento del 10,30% comparado con la Utilidad del 2011, advertida por el menor gasto administrativo de la empresa.

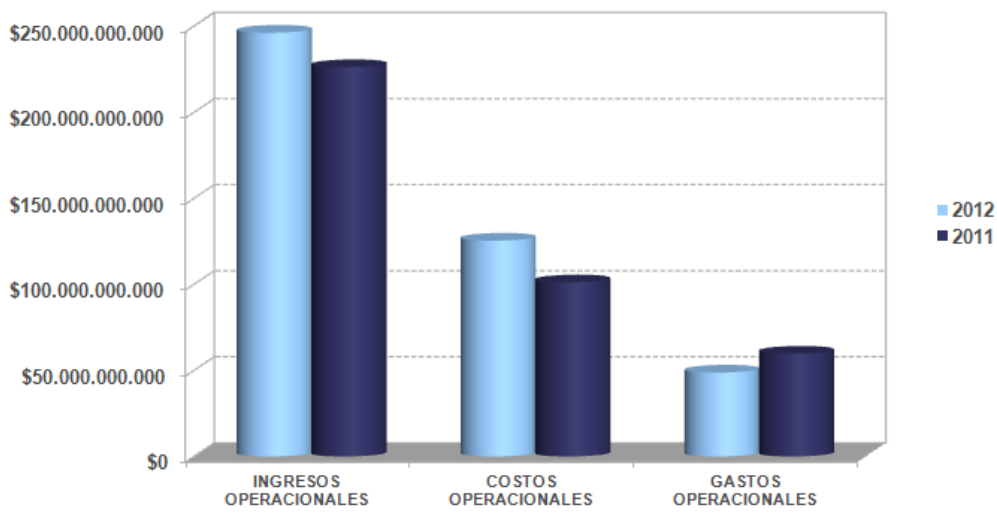
En relación a los Ingresos No Operacionales éstos tienen un crecimiento formidable entre los años 2011 y 2012 del 25,69%. Estos ingresos provienen en general de los ingresos Financieros por \$41.634, las Utilidades obtenidas por las inversiones en Empresas de Servicios Públicos que aportan \$148.696 millones y los Ingresos por indemnizaciones, que no son del orden operacional, por valor de \$42.066 millones.

En cuanto a los Gastos no Operacionales totalizan para el 2012 \$92.801 millones. Los gastos no Operacionales en su mayor porcentaje son Gastos por Intereses, un 72%, que para el 2012 corresponden a \$67.624 millones y un crecimiento del 4,54%, generado por el aumento de las obligaciones financieras.

La utilidad Neta de la empresa tiene un crecimiento importante de un 29,15% entre los 2011 y 2012 debido a los mayores ingresos no operacionales presentados en el último periodo y a la mejor utilidad operacional reportada. La Utilidad operacional aporta solo el 30% de la Utilidad Neta de la empresa, sin embargo, el Margen Operacional para el 2012 es 29,25%.

El Margen Neto es el 97,83%, significando que la generación de valor de la empresa se encuentra en su estructura de inversión en empresas de Servicios Públicos, más allá de su actividad principal como Transportador de Gas Natural.

Gráfica 1. Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez:

La empresa presenta una desmejora importante y crítica en la razón corriente que pasa de 0,7 veces en 2011 a 0,4 veces en 2012, explicado por las Obligaciones Financieras de Corto Plazo que son \$269.892 millones y un 66% del pasivo corriente.

En cuanto a las rotaciones, la de cartera pasó de 183 días a 188,6, al igual que la rotación de cuentas por pagar que saltó de 53,5 a 99,1 días, mejorando el ciclo de efectivo de la empresa, que en 2011 registra 129,5 días y en 2012, 89,5 días.

Respecto a la proporción del activo corriente su variación fue mínima entre 2011 y 2012, terminando en el 6,69%.

Los indicadores de liquidez de la empresa son insuficientes para atender sus obligaciones en el corto plazo como lo muestra la Razón Corriente. Se considera por lo tanto, que la liquidez de la empresa se está viendo afectada por la estructura de sus Obligaciones Financieras, la cual no es propicia para su nivel de activos Corrientes y arroja una alerta sobre su sostenibilidad financiera.

Tabla 4. Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,4	0,7
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	188,6	183,0
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	99,1	53,5
Activo Corriente Sobre Activo Total	6,69%	6,86%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	42,1%	45,3%
Patrimonio Sobre Activo	57,9%	54,7%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	37,2%	23,2%
Cobertura de Intereses – Veces	1,4	1,8
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	96.494.176.519	117.212.565.040
Margen Operacional	39,2%	51,8%
Rentabilidad de Activos	3,7%	4,9%
Rentabilidad de Patrimonio	6,6%	9,5%

Fuente: SUI

Endeudamiento:

El nivel de endeudamiento de la empresa pasa del 45,3% en 2011 a 42,1% en 2012, lo cual no tiene un impacto importante, pero la refinanciación del pasivo generada en 2012 permite cambios en el indicador del *pasivo corriente/pasivo total* que pasa de 23,2% en 2011 a 37,2% en 2012, desmejorando así la estructura de deuda de corto plazo y la razón corriente de la empresa.

En cuanto a la cobertura de intereses, ésta tiene un deterioro entre el 2011 y 2012 pasando de 1,7 veces a 1,4 veces. Este indicador tiene un resultado marginal que puede considerarse de alto de riesgo de incumplimiento si los ingresos de la empresa se ven afectados.

Rentabilidad:

El EBITDA tiene descenso entre los años 2011 y 2012, pasa de \$117.212 millones a \$96.494 millones fundamentado en los cambios de la cuenta de Provisión para Obligaciones Fiscales. El Margen Operacional EBITDA termina en el 39,5% para el 2012 luego de haber sido un 51,8% en 2011.

Considerando el cálculo de la rentabilidad de los activos (ROA) y del patrimonio (ROE) sin la metodología de EBITDA, se muestran rentabilidades 9,2% y 16% respectivamente para el 2012.

La rentabilidad de la empresa expresada en el Margen EBITDA no es considerable para el nivel de riesgo. Sin embargo, haciendo la evaluación del ROA y el ROE sin la

metodología EBITDA, se muestran utilidades sobresalientes y que evidencian una generación importante de valor.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Infraestructura de Transporte

Respecto a la información técnica, Promigas en su página www.promigas.com, reporta la siguiente información.

En la actualidad transporta directamente por su sistema de gasoductos 44% del gas natural del país, con una capacidad de transporte total de su sistema de 737 millones de pies cúbicos día -MPCD-.

El sistema de transporte y distribución se conforma por gasoductos troncales, sistemas regionales de transporte y redes de distribución en Barranquilla.

Por su parte, dentro de sus tramos de gasoductos principales se tienen:

- Gasoducto troncal Ballena – Cartagena – Jobo, conformado por dos subsistemas: Ballena -Cartagena y Cartagena -Jobo. El primero, con una longitud total de 673,3 Km. de tubería, transporta gas natural proveniente de los campos del departamento de La Guajira denominados Chuchupa y Ballena. El gas se recibe en la Estación Ballena (La Guajira) y se transporta hasta las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, atendiendo, además, a lo largo de su recorrido, a varias poblaciones, plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica, distribuidoras de gas natural y otros clientes industriales.
- El segundo subsistema, de 193 Km de longitud, transporta gas natural proveniente de los yacimientos denominados Güepajé y Ariana, ubicados en los municipios de San Pedro (Sucre) y Sahagún (Córdoba) respectivamente, así como gas procedente de La Guajira, el cual se envía desde Cartagena (en la entrada del subsistema en Mamonal) hacia la planta de Cerro Matoso y la población de Caucasia (ubicados en la cola del subsistema), abasteciendo un gran número de poblaciones a lo largo de su recorrido.
- También se cuenta con sistemas regionales de transporte con una longitud total de 871,7 km de tubería (entre los cuales contamos el SRT (Sistema Regional de Transporte) de Mamonal con 8,2 Km) y la red de distribución de Barranquilla, esta última con una longitud de 76,3 Km, para atender los diferentes consumidores del sector industrial, domiciliario, vehicular y termoeléctrico.

Infraestructura de Compresión

El sistema de transporte de Promigas cuenta con diferentes estaciones compresoras y de recibo y envío como son: Ballena, Arenosa, La Heroica, Palomino, Caracolí y Sahagún.

Estación Ballena: Es una estación modular (compresión, tratamiento y medición), donde Promigas recibe el gas de la asociación Chevron Texaco - Ecopetrol proveniente de los campos Ballena y Chuchupa. El gas proveniente del campo Chuchupa es transportado por Chevron Texaco desde las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B a través de dos líneas submarinas con longitudes aproximadas de 14 km cada una, hasta las instalaciones de Chevron Texaco, y posteriormente hacia la

Estación Ballena. El gas proveniente del campo Ballena llega a las instalaciones de Chevron Texaco, a través de un sistema de tuberías que provienen de varios pozos ubicados en tierra firme y luego hacia la Estación Ballena. Ésta se divide en los siguientes sistemas:

1. Sistema de tratamiento del gas
2. Sistema de compresión
3. Sistema de medición (propiedad de Chevron)

Sistema de tratamiento de gas: su propósito es asegurar que la calidad del gas natural recibido de los Remitentes cumpla con los requerimientos establecidos por la CREG en la Resolución 071 de diciembre de 1999.

Este sistema consta de tres módulos (tren 1, tren 2 y tren 3) con capacidad para deshidratar 150, 150 y 220 millones de pies cúbicos día -MPCD- respectivamente, para una capacidad máxima total de 520 MPCD. Así se mantiene la humedad del gas natural en los parámetros de calidad que los Remitentes contratan con el Productor. La deshidratación se hace en una planta de glicol que está compuesta por una sección de filtración-separación, en la que se retiene el agua libre y los sólidos que vienen con el gas; una sección de deshidratación mediante un proceso de absorción con glicol y una sección de regeneración del glicol empleado en la deshidratación.

Sistema de medición: El gas una vez deshidratado entra al sistema de medición, compuesto por dos tubos de medición ultrasónicos como elemento primario y dos computadores de flujo como elementos secundarios.

Sistema de compresión de gas: Está conformado por dos unidades turbocompresoras marca Solar Turbines de 6.500 HP, cada una, impulsadas por turbinas y provistas de todos los equipos auxiliares requeridos para su normal operación. Estas unidades reciben el gas procedente del yacimiento de Ballena y lo comprimen desde 600 psig hasta 1.200 psig. Cada unidad está en capacidad de comprimir un volumen de 93 MPCD. Generalmente, se trabaja con una unidad turbocompresora y la otra actúa como unidad de respaldo (stand by).

Estación Compresora Palomino: Cuenta con dos turbocompresores Solar Turbines de más de 7.000 HP (Uno de ellos de 7.300 HP y el otro de 7.700 HP), impulsados por turbinas de gas. Los compresores son similares a los ubicados en la Estación Ballena. La principal diferencia entre estas dos estaciones radica en que la Estación Ballena fue instalada para prestar un servicio de compresión a la asociación Chevron Texaco - Ecopetrol que permitiera incrementar la capacidad de recobro del campo Ballena, y la de Palomino se instaló para incrementar la capacidad de transporte del sistema.

Estación Arenosa: Se encarga de separar, filtrar y regular el gas proveniente de la Estación Ballena. A través de la Estación Arenosa se entrega gas a la red de distribución y al sector termoeléctrico de Barranquilla.

El gas proveniente de la Estación Ballena llega a la Estación Arenosa y pasa por un sistema de separación en alta presión que retiene los líquidos y partículas sólidas que acompañan al gas. Las partículas sólidas que no son retiradas del gas son retenidas en el sistema de filtración para continuar a la sección de regulación de presión, donde se le reduce la presión de 700 psig aproximadamente a 250 psig. Después de la etapa de regulación el gas pasa por un sistema de separación en baja presión que retiene los posibles líquidos originados por la expansión del gas y continúa hacia el sistema de medición.

Estación Compresora Caracolí: A fin de incrementar la capacidad de transporte del sistema de gasoductos Ballena-Cartagena-Jobo, se construyó la Estación Compresora Caracolí (7.000 HP), ubicada en el corregimiento de Caracolí, municipio de Malambo.

Además de los equipos de compresión, en las instalaciones físicas de la Estación Caracolí también se encuentra instalada toda la infraestructura proveniente del cruce subfluvial, la cual consta básicamente de: filtros separadores, medición, regulación (en caso de ser requerida) y by-pass para toda la estación, válvulas con sus respectivos actuadores, trampas de recibo y envío de marranos, y una estación de medición y regulación desde donde se envía el gas hacia la termoeléctrica Termoflores.

Esta estación está equipada para ser operada en forma remota desde el Centro Principal de Control de Promigas ubicado en la sede administrativa.

Estación La Heroica: Ubicada en la zona industrial de Mamonal en la ciudad de Cartagena. Recibe el gas proveniente de la Estación Caracolí y consta de sistemas de filtración, de regulación, de separación y de medición que cumplen objetivos similares a los descritos para estos sistemas en la Estación Arenosa. A través de esta estación se entrega gas al sistema regional de transporte y al sector termoeléctrico de Cartagena, y adicionalmente se comprime el gas que se transporta por el gasoducto Cartagena - Jobo. Para ello, cuenta con dos unidades compresoras que constan de motor y compresor recíprocos de 2.200 HP cada una, de las cuales una se encuentra en operación y la otra en stand by. Estas unidades están en capacidad de tomar el gas en su succión a 350 psig y elevar la presión hasta una descarga de 810 psig, pudiendo manejar con estas condiciones hasta 35 MPCD, para abastecer las diferentes poblaciones e industrias de los departamentos de Bolívar, Córdoba, Sucre y Antioquia.

Estación Compresora Sahagún: Ubicada en el municipio de Sahagún, departamento de Córdoba. Tiene una configuración similar a la Estación Compresora La Heroica con las dos unidades marca Caterpillar de iguales especificaciones técnicas, las cuales toman el gas producido por el campo Güepajé y el gas de La Guajira, enviado desde Cartagena, para ser transportado a las diversas poblaciones que atiende el gasoducto en el departamento de Córdoba, a la planta de ferróníquel de Cerro Matoso y a la población de Caucasia. La función principal de esta estación es elevar la presión de descarga hasta 635 psig y se maneja con estas condiciones hasta 21 MPCD.

3.2 Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR

Respecto las especificaciones indicadas por el Auditor Externo de Gestión y Resultados –AEGR-, se destacan las siguientes:

“(...) Promigas cumple con los límites de tolerancia, establecidos en la normatividad vigente, de sus indicadores de calidad técnicos y operativos lo cual indica el mejoramiento y fortalecimiento continuo de sus procesos. El indicador de confiabilidad fue del 100% y continuidad del servicio fue del 99,9%; durante el año 2012 se presentaron 7 interrupciones con una duración total de 57 horas y 10 minutos, todas atribuibles a eventos de terceros, únicamente se presentó una interrupción del servicio por dos horas por causas de un contratista afiliado a Promigas, afectando el indicador. La Compañía cuenta con un plan de mantenimiento para todo el sistema que incorpora principalmente planes preventivos y se complementa con planes predictivos, correctivos planeados y

centrados en la confiabilidad. El promedio de cumplimiento del plan fue del 98,7%. Igualmente, la Gerencia de Mantenimiento lideró proyectos de mantenimiento incorporados en la matriz operacional de dicha Gerencia; algunos de estos proyectos se reprogramaron para el año 2013 por situaciones ajenas a la Compañía y la ejecución de otros dependía de la definición de la remuneración tarifaria de la CREG, la cual se obtuvo en noviembre de 2012.

El presupuesto de inversiones en gasoductos para 2012 ascendió a \$170.819 millones de los cuales se ejecutaron \$92.157 millones. El nivel de ejecución del plan de inversiones en gasoductos se afectó por la entrada en vigencia de las nuevas tarifas para la remuneración de inversiones, la CREG no aprobó en su totalidad las inversiones proyectadas por la Compañía. El nuevo régimen tarifario fue aprobado a finales de noviembre de 2012. (...)
(Cursiva fuera de texto)

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 Promigas, en la página web se encuentra que cumple solamente con algunos de los ítems establecidos en la regulación. En este sentido, se estableció que no tiene publicada la información relacionada con capacidad contratada, tampoco se encontró la información sobre Ofertas de liberación de capacidad y sobre Capacidad Disponible Primaria.

Durante el 2012, el volumen de gas natural transportado por la empresa Promigas S.A. ESP. representó el 33,30% del total de gas transportado por ductos en el país, lo que la ubica en el segundo lugar de participación en el transporte nacional de gas natural, como se indica en la Tabla 1:

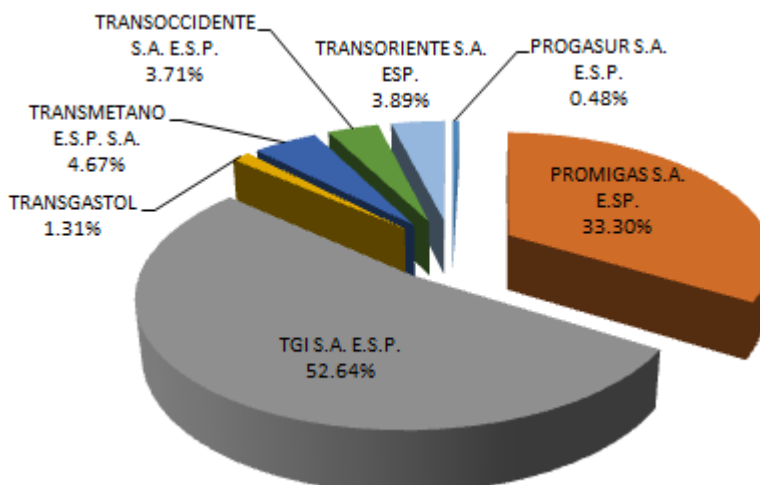
Tabla 5. Volúmenes (en Millones de Pies Cúbicos – MPC) de Gas Natural Transportados en 2012

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 Promigas S.A. ESP. es la Costa Atlántica 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



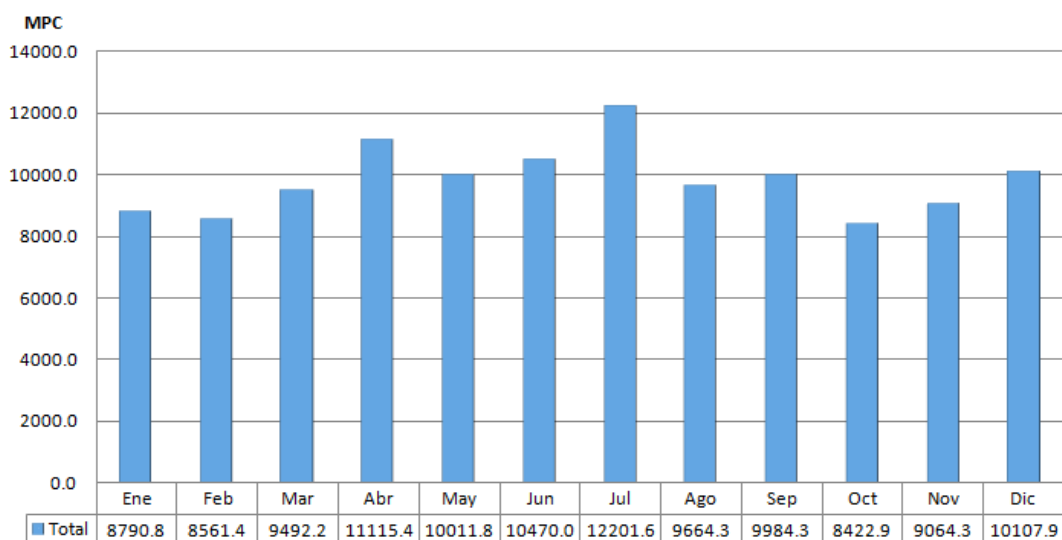
Fuente: SUI – Cálculos SSPD

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

De acuerdo con la información comercial reportada al SUI por la empresa, el comportamiento del volumen mensual transportado por PROMIGAS S.A. ESP. en 2012 es variable, oscilando entre los 8.400 y 12.200 millones de pies cúbicos-MPC mensuales. El volumen transportado en 2012 con respecto al del 2011 fue inferior en 8,4%.

En la siguiente gráfica se refleja el comportamiento de los volúmenes de gas transportados por PROMIGAS S.A. ESP. a lo largo del año 2012.

Gráfica 3. Volumen Transportado por Promigas en Millones de Pies Cúbicos 2012



Fuente: SUI – Cálculos SSPD

En cuanto a los costos del servicio de transporte de PROMIGAS S.A. ESP., a continuación se exponen las parejas de cargos para el sistema de transporte de la empresa. (Resoluciones CREG 117 de 2011 y 122 de 2012).

Tabla 6. Parejas de Cargos de Transporte Vigentes

Tramo Ballena - La Mami							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	8,214	16,427	20,534	24,641	28,747	32,854
CV	0,221	0,177	0,133	0,111	0,088	0,066	0,044
Tramo La Mami - Barranquilla							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	12,700	25,400	31,750	38,099	44,449	50,799
CV	0,318	0,254	0,191	0,159	0,127	0,095	0,064
Tramo La Mami - Barranquilla							
% [1]	-	85	90	92	94	96	98
CF	-	53,974	57,149	58,419	59,689	60,959	62,229
CV	-	0,048	0,032	0,025	0,019	0,013	0,006

Tramo Barranquilla - Cartagena							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	7,277	14,554	18,192	21,831	25,469	29,108
CV	0,135	0,108	0,081	0,068	0,054	0,041	0,027
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	30,927	32,746	33,474	34,202	34,929	35,657	36,385
CV	0,020	0,014	0,011	0,008	0,005	0,003	-
Tramo Cartagena - Sincelajo							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	11,628	23,257	29,071	34,885	40,699	46,514
CV	0,189	0,151	0,113	0,094	0,076	0,057	0,038
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	49,421	52,328	53,491	54,653	55,816	56,979	58,142
CV	0,028	0,019	0,015	0,011	0,008	0,004	-
Tramo Sincelajo - Jobo							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	24,299	48,598	60,748	72,897	85,047	97,197
CV	0,410	0,328	0,246	0,205	0,164	0,123	0,082
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	103,271	109,346	111,776	114,206	116,636	119,066	121,496
CV	0,062	0,041	0,033	0,025	0,016	0,008	-
Tramo La Creciente - Sincelajo							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	9,255	18,510	23,138	27,766	32,393	37,021
CV	0,146	0,117	0,087	0,073	0,058	0,044	0,029
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	39,335	41,648	42,574	43,499	44,425	45,350	46,276
CV	0,022	0,015	0,012	0,009	0,006	0,003	-
Tramo SRT Mamonal							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	1,882	3,763	4,704	5,645	6,585	7,526
CV	0,033	0,026	0,020	0,017	0,013	0,010	0,007
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	7,997	8,467	8,655	8,843	9,031	9,220	9,408
CV	0,005	0,003	0,003	0,002	0,001	0,001	-
Gasoductos Ramales							
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	3,837	7,673	9,592	11,510	13,428	15,347
CV	0,092	0,074	0,055	0,046	0,037	0,028	0,018
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	16,306	17,265	17,649	18,032	18,416	18,800	19,183
CV	0,014	0,009	0,007	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

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto

Fuente: Resoluciones CREG 117 de 2011 y 122 de 2012

Tabla 7. Cargos Fijos de AOM

	<i>Cargo Fijo (Col. \$ dic. 31-2009/kpcd-año)</i>
<i>Ballena - La Mami</i>	51.596
<i>La Mami - Barranquilla</i>	50.953
<i>Barranquilla - Cartagena</i>	78.943
<i>Cartajena - Sincelejo</i>	40.613
<i>Sincelejo - Jobo</i>	165.747
<i>La Creciente - Sincelejo</i>	27.799
<i>Gasoductos Regionales</i>	16.684
<i>SRT Mamonal</i>	8.826

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: Resoluciones CREG 117 de 2011 y 122 de 2012

Realizando un análisis comparativo de los cargos con la metodología anterior y actual, se aprecia una reducción en los cargos variables y fijos en algunos de los tramos como se indica en las tablas 4 y 5. La reducción de los cargos se debe principalmente a un mayor aumento de la demanda de capacidad y volumen con respecto al incremento en las inversiones y gastos de AOM en dichos tramos. Es preciso aclarar que la metodología vigente de remuneración de transporte eliminó los cargos estampilla de gasoductos principales y definió solo cargos por distancia. Para los gasoductos regionales se mantienen los cargos estampilla.

Tabla 8. Variación de Cargos de Transporte con la aplicación de la Metodología Vigente²

% de la Inversión Base remunerada con cargo fijo	0	20	40	50	60	80	100
Cargos por Distancia	Cargos por Distancia						
Ballena - La Mami							
C.F.	-	-35%	-35%	-35%	-35%	-35%	-35%
C.V.	-6%	-5%	-6%	-6%	-7%	-7%	-
La Mami - Barranquilla (1)							
C.F.	-	-19%	-19%	-19%	-19%	-19%	-19%
C.V.	12%	12%	12%	12%	11%	12%	-
Barranquilla - Cartagena (2)							
C.F.	-	-42%	-42%	-42%	-42%	-42%	-42%
C.V.	-34%	-34%	-34%	-34%	-34%	-34%	-
Cartajena - Sincelejo							
C.F.	-	-45%	-45%	-45%	-45%	-45%	-45%
C.V.	-43%	-43%	-43%	-43%	-43%	-43%	-
Sincelejo - Jobo							
C.F.	-	16%	16%	16%	16%	16%	16%
C.V.	19%	19%	18%	19%	18%	18%	-

Fuente: Cálculos SSPD

² Para determinar la variación se incluyeron los cargos que anteriormente estaban estampillados

Tabla 9. Variación en Cargo Fijo de AOM con la aplicación de la Metodología Vigente

Cargo Fijos que Remuneran los Gastos de AO&M	Res. 122 de 2012	Variación
Cargo Fijo por kpcd-año		
Cargo por Distancia		
Ballena - La Mami		-34%
La Mami - Barranquilla (1)		57%
Barranquilla - Cartagena (2)		74%
Cartagena - Sincelejo		-33%
Sincelejo - Jobo		347%
Cargos Estampilla		
Estampilla Troncal		
Estampilla gasoductos Regionales		61%

Fuente: Cálculos SSPD

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 10. Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	20	188,00	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	4	99,00	No Cumple
Razón Corriente – Veces	2	0,41	No Cumple
Margen Operacional	70	41,53	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5	1,51	No cumple

Fuente: SUI

De los cinco indicadores de gestión evaluados no se dio cumplimiento a ninguno de los referentes exigidos por la CREG para 2012. Las explicaciones proporcionadas por la empresa frente a estos indicadores fueron las siguientes:

Rotación de Cuentas por Cobrar:

Leve incremento en la rotación de cuentas por cobrar, porque las cuentas por cobrar incrementan en mayor porcentaje que los ingresos operacionales, producto de los mayores saldos de colocaciones del negocio de financiación no bancaria.

Rotación de Cuentas por Pagar:

Incremento en el indicador por el aumento notable en las cuentas por pagar producto del pago de dividendos decretados en 2012 programados para enero 2013.

Razón Corriente:

Indicador disminuye debido al incremento en las cuentas de obligaciones financieras por mayores vencimientos durante 2013, y cuentas por pagar, este último producto del pago de dividendos decretados en 2012 programados para enero 2013.

Margen Operacional:

Deterioro en el margen operacional producto de la disminución del EBITDA pese a que aumentaron los ingresos operacionales. Esta disminución del EBITDA se debe al aumento en los costos operacionales por el mantenimiento realizado en el gasoducto durante 2012 por la emergencia en el sector Cabica los cuales fueron reconocidos por la aseguradora, pero se registra el ingreso como no operacional.

Cubrimiento de Gastos Financieros:

Adicional a la disminución en EBITDA por mayores costos explicada anteriormente, se presentaron mayores gastos financieros como consecuencia del mayor saldo de deuda necesaria para financiar el programa de inversiones y operación de la compañía.

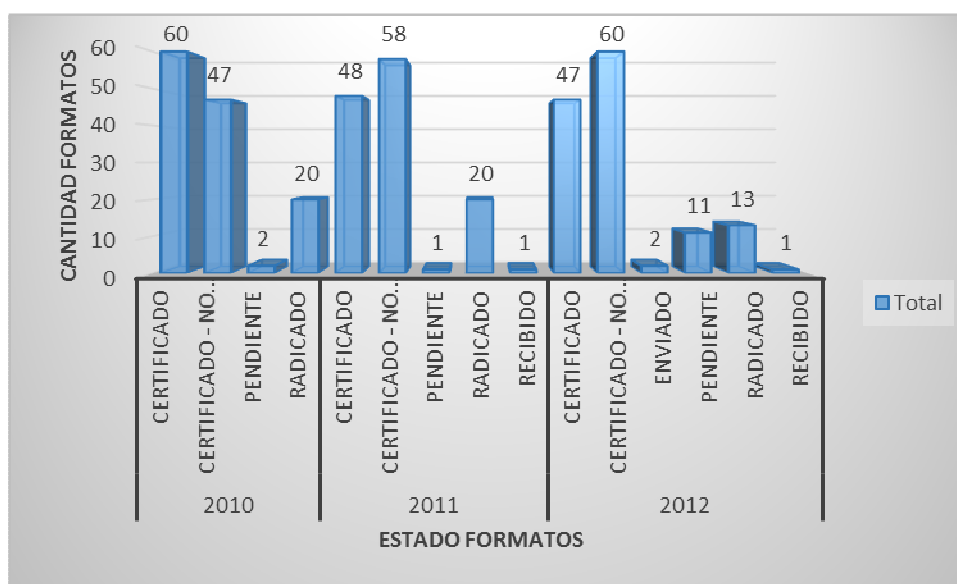
El auditor externo encuentra razonables las explicaciones proporcionadas por la empresa y de la misma forma, los hallazgos del presente informe hallan congruentes estas explicaciones suministradas. Sin embargo, se resalta la poca profundidad de los análisis de la Empresa y el Auditor externo a fin de dar mayor claridad sobre los incumplimientos de los indicadores de gestión.

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 8,96% equivalente a 11 formatos pendientes.

Así mismo se observa que el porcentaje de certificados como “No Aplica” para el año 2012 es del 44,78% lo que corresponde a 14 formatos varios periodos, totalizados en 60.

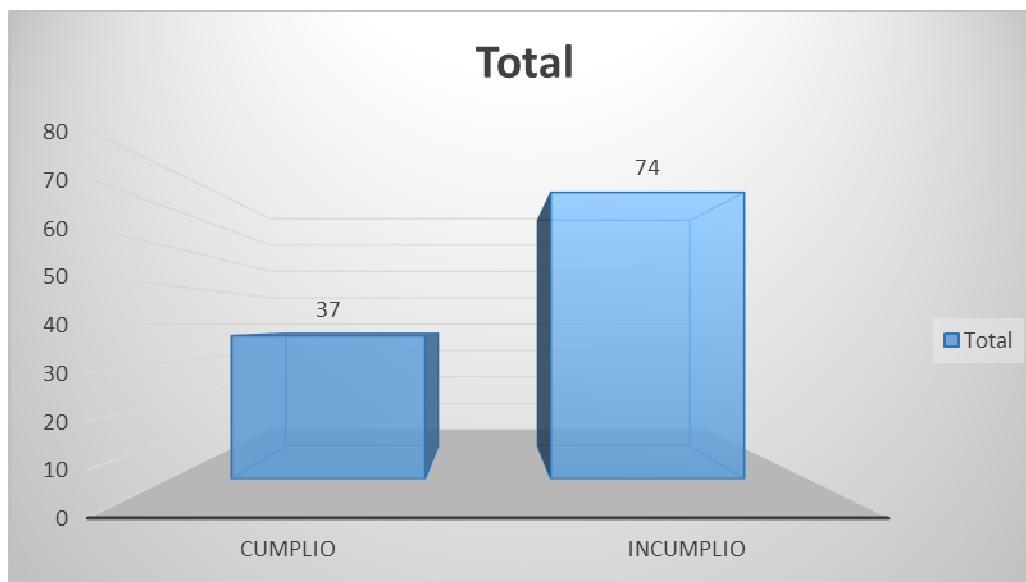
Tabla 11. Formatos Certificados como “No Aplica” para el año 2012

NOMBRE_FORMATO
INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
T1.INFORMACION ESTACION REGULACION Y TANQUES ALMACENAMIENTO
C3.INFORMACION SUSPENSIONES PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
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
T2.RESPUESTA SERVICIO TECNICO

Como se puede observar en la Tabla 11, la empresa certificó en total 14 formatos como "No Aplica", correspondiente a los tópicos financieros y de auditoría, los cuales son aplicables a todas las empresas independientemente de su actividad.

También se observa que aún cuando la empresa no atiende directamente a usuarios regulados, certificó formatos los formatos de información comercial para usuarios regulados que no deberían estar habilitados dada su actividad como Transportador.

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 33% totalizado en 37 formatos cargados y un porcentaje de incumplimiento en la oportunidad del 67% correspondiente a 74 formatos cargados por fuera de la fecha límite de cargue.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2012 no se realizó ninguna acción por parte del grupo financiera dado a que la empresa no lo amerito.

En los aspectos comerciales, 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.

Para los periodos de 2012 no se realizaron requerimientos relacionados con el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI.

Durante 2012 la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible –DTGGC- llevó a cabo las acciones de vigilancia y control encaminadas a obtener información relacionada con el estado de la operación del sistema de transporte de propiedad de la Empresa.

Así mismo, se realizaron solicitudes acerca de los contratos de transporte que la Empresa adelantó para la vigencia del año 2012, del mismo modo, en situaciones de contingencia en el sistema de transporte se solicitó información acerca de las entregas efectivas de gas que se estaban realizando con el fin de evaluar alertas que se pudieran generar por insuficiencia en el suministro de gas natural.

A continuación se describen las interrupciones y la descripción de las mismas para 2012 en la infraestructura de Promigas:

Tabla 12. Descripción de Interrupciones 2012

Transportadora	Sector afectado	Fecha	Descripción	Duración	Población afectada	Causas	Conclusiones, recomendaciones y observaciones.
				emergencia			
Promigas	Infraestructura Promigas	03/01/2012	Rotura del gasoducto regional Chorrea	0 d 6.30 h	Gases del Caribe (Chorrea)	Rotura de la línea de 2" de polietileno de la regional Chorrea en el PK+300 a causa de trabajos de reparación por la Concesión Valorcom.	Se realizaron charlas de seguridad con el contratista y se le indicó que a pesar de que la tubería está señalizada se deben hacer apiques previos para verificar el trazo de la misma ya que por tratarse de tuberías de polietileno el mismo puede ser muy sorprendente.
		05/01/2012	Rotura del gasoducto Juan de Acosta - Santa Verónica	0 d 2.51 h	Gases del Caribe (El Morro - Playa Mendoza)	Impacto a la tubería con la retroexcavadora durante actividades de reparación de vía de apoyo en el terreno por donde pasa la misma.	Nuvemente se informó a la concesión sobre la presencia de la tubería de gas y se les solicitó que informaran al Centro de Control de Promigas cada vez que fueran a realizar alguna reparación.
		11/01/2012	Rotura del gasoducto Pasa caballo - Barú.	0 d 2.30 h	Surtigas (Barú)	Rotura por causa de trabajos en la concesión vial Isla Barú en el km 16+600.	En el lugar se realizaron trabajos de excavación con maquinaria, a pesar de que el gasoducto se encontraba señalizado. Se solicitó a las empresas contratistas que realizar trabajos cerca a los gasoductos, llamar al teléfono que aparece en los avisos y reportar la actividad a realizar, de esta manera se reducirán las probabilidades de daño por rotación de terceros.
		29/01/2012	Rotura del gasoducto regional Chorrea	0 d 6.10 h	Gases del Caribe (Chorrea)	Rotura de la línea de polietileno de 2" por parte del contratista que se encuentra adelantando trabajos de construcción de una variante de la vía a Chorrea. Se suspende el suministro de gas a Chorrea y se cierra la válvula en Juan de Acosta.	El mismo día se hizo notificación del Anticipo para la construcción de la vía en la zona realizaba trabajo de excavación con retroexcavadora cuando produjo la rotura de la tubería. Se citó al contratista para que tomara sus respectivos medidas por el incumplimiento del contratista al compromiso anterior. Se solicitó hacer apiques a una distancia menor a la que se venía utilizando y se asignó un inspector de Promigas.
		01/02/2012	Rotura del gasoducto Juan de Acosta - Santa Verónica	0 d 3.52 h	Gases del Caribe (El Morro - Juacuco)	Rotura de la línea por retroexcavadora, propiedad del concesionario que realiza reparaciones en la vía. La rotura fue total.	Nuvemente se informó a la concesión sobre la presencia de la tubería de gas y se les solicitó que informaran al Centro de Control de Promigas cada vez que fueran a realizar alguna reparación.
		27/02/2012	Rotura del gasoducto Manare - Urbía	0 d 6.04 h	Gases del Caribe (Urbía)	Una motoniveladora que realizaba trabajos de arreglo de la vía chocó a 40 m de la instalación, rompió una tubería de polietileno de la red de distribución lo que, al parecer, originó que un accesorio de tubería (reducción concéntrica) de la estación se perforara. Este elemento se encuentra ubicado a la entrada de la estación, aguas arriba de la válvula de bloqueo. El actuator ubicado aguas abajo de este sitio de fuga cerró al momento de la rotura de la tubería de distribución.	Se realizó el reemplazo del elemento de tubería que se afectó. Se restableció el servicio a la población de Urbía y Manare quienes se vieron afectados durante el evento. Se recomendó a Gases de La Guajira señalar su tubería en el área en donde se perforó la rotura de su línea de distribución. Promigas realizó la revisión de la integridad general de las tuberías y accesorios que conforman la estación para garantizar que no haya otro elemento afectado o sea susceptible de afectarse durante otro posible evento como el ocurrido.
		28/04/2012	Rotura del gasoducto regional Lorica - San Antero	0 d 5.20 h	Surtigas (San Antero)	Acción de un amaguna del personal de construcción de carreteras en el PK 5+840.	Las tuberías de polietileno bicadas cerca a las vías, tienen un mayor riesgo de ser impactadas por actividades de terceros, al tener baja resistencia a golpes y dificultades de ser bicadas con exciudad, las hace más vulnerables. Se disminuyó la frecuencia de inspección de DDV a tres meses y evita en lo posible instalar tuberías de polietileno paralelas a las vías.
		09/05/2012	Fuga de gas presurizada en la línea 20D del gasoducto Caracolí - Herdica.	0 d 6.50 h	Surtigas (Turbaco, Arjona, Gnc, Ternera, Tubocarbe), Termocarbena, Termocarbena, Mateta, Cabot, Amocari, Ecopetrol.	Inducción de corriente AC de un cableado subterráneo de alta tensión que se encuentra muy cerca a la tubería de 2" del troncal, este cableado maneja un voltaje de 13.2 Kv.	Se solicitó a la compañía de distribución de energía que informaran cuando vayan a instalar postes de conducción y no permitir que estos se instalen cerca a los gasoductos.
		18/06/2012	Cierre del regulador del gasoducto Malambo - Santa Rita.	0 d 5.00 h	Gases del Caribe (Sabana grande, Santo Tomás, Camp de la Cruz, Santa Lucía, Puerto Girald, Manatí, Leña y Suran).	Por daño en la segunda etapa de regulación, se genera cierre de las Slam Shu provocando interrupción del servicio en las poblaciones mencionadas. El cierre fue provocado por una suspensión no coordinada de Gases del Caribe.	Se estableció que Gases del Caribe está utilizando un tipo de materia diferente para los reguladores en esta acción, causando daño en los mismos. Se invitó ya a cerca de la importancia de realizar los mantenimientos preventivos en estos equipos con el fin de evitar futuros daños.

						Se realizaron reuniones con la comunidad y las autoridades civiles y militares con quienes se establecieron acuerdos de solución para el tema de compensación a las comunidades indígenas del área de influencia de la Ramal Riohacha - Maicao. Con ello se permitió el restablecimiento del servicio de transporte de gas natural. Las áreas respectivas de Promigas harán lo correspondiente con las comunidades a lo largo del gasoducto con el fin de que se evite este tipo de eventos en otros puntos del mismo.
25/07/2012	Cierre de válvula del gasoducto regional Riohacha-Maicao.	1 d 9.00 h	Gases del Caribe (Maicao, Carraipia y Paragachon.)		Ac tos ma linte ncionados de t e rcer os g e n e r a r o n e l c i e r r e d e l a v á l v u l a d e l K m 21+ 64 0 e n e l g a s o d u c t o r e g i o n a l R i o h a c h a - M a i c a o .	
20/10/2012	Qe rre del actu ador de la e stac ión Luru aco.	0 d 1.00 h	Gase s de l Ca r i b e (Luru aco)		F a l l a e n e l p i l o t o t r a b a j a d o r d e l a v á l v u l a r e g u l a d o r a .	Se realiza mantenimiento a los reguladores. Se recomienda hacer seguimiento y continuar con el plan de mantenimiento de finido para estos equipos. La falla pudo darse posiblemente por alguna partícula de sucio que haya obstruido el orificio del piloto.
26/10/2012	Cierre de la actua dor del gasoducto Planeta Rica.	0 d 1.00 h	Su r t i g a s (C o l a n t a)		F a l l a e n e l s e l l o d e l a v á l v u l a r e g u l a d o r a l o c u l g e n e r ó a g u a s a b a j o s u p e r a r l a s 3 5 0 p s i g d e c o r t e d e l a c t u a d o r .	Durante la revisión del sistema de regulación se encontraron que las mangas no sellaban debido a que estaban desalineadas de la canasta, no presentaban daños mecánicos ni desgastes, sin embargo habían perdido su forma, lo que originó su desalineamiento. Se recomendará hacer seguimiento y continuar con el plan de mantenimiento de finido para estos equipos.
18/11/2012	Fuga de gas en la estación de Almendra Tropical.	0 d 5.00 h	Gase s de l Ca r i b e (G a s o d u c t o R e d d e D i s t r i b u c i ó n B a r r a n q u i l l a - G C A l m e n d a)		Ac tos ma linte ncionados de t e r c e r o s g e n e r a r o n l a f u g a d e g a s n a t u r a l a l i n t e r n a r l a t u b e r í a .	Se eliminó el tramo de tubería que se encontraba dentro de la antigua planta de Almendra Tropical.
16/12/2012	Rotura de l gasoducto en la estación Ponedera.	0 d 2.00 h	Gase s de l Ca r i b e (P o n e d e r a)		S e p r e s e n t a s u s p e n s i ó n d e s e r v i c i o e n P o n e d e r a d e b i d o a u n a r o t u r a c a u s a d a p o r r i n y m a n c o n t r a t a d a d e P r o m i g a s q u e s e e n c o n t r a b a r e a l i z a n d o l a b o r e s d e i n s t a l a c i ó n d e p u e s t a a t i e r r a .	Se recomendó a Gases del Caribe señalar su tubería en el área en donde se presentó la rotura de su línea de distribución ya que no se encontraba debidamente señalizado. Por otro lado se indicó al contratista no realizar sin autorización previa ninguna intervención en las estaciones.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa presenta una estructura de Activos Importantes que en un gran porcentaje corresponden a inversiones en Empresas de Servicios Públicos. Estas inversiones aportan considerablemente a las Utilidades Netas de la empresa lo que da razonabilidad a su proporción y una razón de productividad importante. De esta manera, se evidencia que la empresa tiene una mayor generación de valor por sus inversiones que por su actividad principal como Empresa de Servicios Públicos.

La estructura de pasivos de la empresa aun a pesar de estar en términos de normalidad por su nivel de endeudamiento, presenta una debilidad que genera una prevención sobre su liquidez. El volumen de Pasivos Corrientes sobrepasa considerablemente al de los Activos Corrientes, generando una brecha de iliquidez en el momento en que sus Obligaciones Financieras no puedan ser refinanciadas oportunamente. Sin embargo, la empresa presenta un plan de emisión de Bonos para 2013 que busca refinanciar sus pasivos mejorando así su deficiente razón corriente y provisionar los recursos necesarios para cumplir su plan de inversiones.

Se requiere a la empresa con el radicado SSPD 201323000360331 para que presente informe sobre la evolución del flujo de caja proyectado para el 2013 indicando el nivel de ejecución a los cortes marzo, junio, septiembre y diciembre de 2013, con sus respectivas explicaciones.

Se hace necesario por parte de la DTGGC tener en cuenta a Promigas dentro de un plan de seguimiento por medio del cual se evalué el estado actual del gasoducto que opera, haciendo especial énfasis en el cumplimiento de sus planes de mantenimiento y operación.

De acuerdo a las observaciones realizadas por el AEGR es necesario hacer un seguimiento puntual a los planes de mantenimientos de sus gasoductos y los costos que en los mismos incurre la empresa.

Si bien Promigas, 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, es claro que no publica la totalidad de la información establecida en el mencionado reglamento, por ello es necesario requerir a la empresa para que explique las razones por las cuales cumple parcialmente con la regulación sobre la materia.

Promigas S.A. ESP. tuvo una participación del 33,30% en el total del gas natural transportado por ductos en el año 2012. Esta participación lo ubica en el segundo 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. No se observan alertas que requieran acciones de tipo tarifario particulares frente a la Empresa.

En el aspecto de calidad y reporte de información al SUI, la empresa registra 14 formatos no certificados a la fecha, por lo que se recomienda requerir al prestador para que tome a la mayor brevedad las medidas que sean necesarias para superar la situación descrita.

De igual forma es recomendable solicitar y evaluar las razones por las cuales la empresa ha cargado formatos del tópico financiero como “No Aplica”, pues como se señaló previamente, dichos formatos son aplicables a todos los agentes independientemente de la actividad que ejerzan.

De otra parte es necesario revisar los formatos habilitados al prestador en relación con el tópico comercial para usuarios regulados.

Finalmente, 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.