

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

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

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
Gases de Occidente S.A. ESP

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: KPMG ADVISORY SERVICES LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Gases de Occidente se constituyó en 1992 para desarrollar las actividades de distribución y comercialización de gas natural. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$37.391 millones y tiene su sede principal en la ciudad de Santiago de Cali. Su última actualización aprobada en RUPS fue el día 12 de diciembre de 2012.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anonima
Razón social	Gases de Occidente S.A E.S.P.
Sigla	Gases de Occidente S.A E.S.P.
Nombre del gerente	Arturo Gutiérrez de Piñeres

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General Área de Servicio No Exclusivo

Tabla 2. Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$238.725.321.891	\$206.394.033.476	15,66%
Activo Corriente	\$64.254.763.883	\$50.204.148.409	27,99%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$38.995.446.888	\$36.176.007.223	7,79%
Inversiones	\$202.823.345	\$105.273.805	92,66%
Pasivo	\$102.714.354.290	\$89.946.670.277	14,19%
Pasivo Corriente	\$15.105.896.347	\$6.767.492.796	123,21%
Obligaciones Financieras	\$83.452.236.270	\$77.975.602.201	7,02%
Patrimonio	\$136.010.967.601	\$116.447.363.199	16,80%
Capital Suscrito y Pagado	\$22.389.961.300	\$22.389.961.300	0,00%

Fuente: SUI

Los activos para ésta área al cierre de 2012 mostraron un aumento del 15,66% ubicándose en \$238.725 millones, ocasionado por el incremento en deudores en \$15.981 millones, dentro de los cuales los relacionados con la prestación del servicio público son el 34,31%, rubro que presentó un incremento de \$8.336 millones.

Adicionalmente, los otros activos mostraron un crecimiento en el último año en \$15.858 millones, al pasar de \$68.448 millones en el 2011 a \$84,307 millones en el 2012, evidenciándose incrementos en los rubros de bienes adquiridos en leasing en 23,86% y valoraciones en 26,43%.

Los activos de propiedad, planta y equipo mostraron un aumento de 7,79% con respecto al año 2011, producto del incremento en construcciones en curso de \$2.469 millones y en redes, líneas y cables de \$2.983 millones.

El pasivo pasó de \$89.947 millones en el 2011 a \$102.714 millones en el 2012, presentando un ascenso del 14,19%, causado por el incremento en cuentas por pagar en \$8.643 millones y en obligaciones financieras en \$5.476 millones, siendo ésta última la que mayor participación presenta dentro del total con el 81,2%

El patrimonio registró un incremento de 16,80% en el último año, ubicándose en \$136.011 millones al cierre de 2012, especialmente por el incremento en la cuenta de superávit por valorizaciones del 24,86%, ocasionado por el mayor valor en valorizaciones de activos fijos específicamente en redes, líneas y cables por \$53.269 millones.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 3. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$122.644.919.993	\$105.770.872.967	15,95%
COSTOS OPERACIONALES	\$93.574.424.828	\$77.089.527.746	21,38%
GASTOS OPERACIONALES	\$19.186.173.469	\$16.599.187.196	15,59%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$9.884.321.696	\$12.082.158.025	-18,19%
OTROS INGRESOS	\$23.748.564.086	\$14.999.919.896	58,32%
OTROS GASTOS	\$3.690.848.975	\$3.795.206.819	-2,75%
GASTO DE INTERESES	\$3.133.915.497	\$3.394.629.478	-7,68%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$29.942.036.807	\$23.286.871.102	28,58%

Fuente: SUI

Para el 2012 los ingresos operativos cerraron en \$122.645 millones, lo que equivale a un aumento del 15,95% con respecto al año inmediatamente anterior, en donde los beneficios recibidos por el negocio de comercialización fueron los que más aportaron al crecimiento, manteniendo un incremento de \$15.346 millones con respecto al 2011.

El costo de prestación del servicio presentó un aumento del 21,38% pasando de \$77.090 millones en el 2011 a \$93.574 millones en el 2012, al producirse incrementos en los rubros de costo de bienes e insumos de 18,97%, en servicios personales de 78,57% y generales en 43,67%.

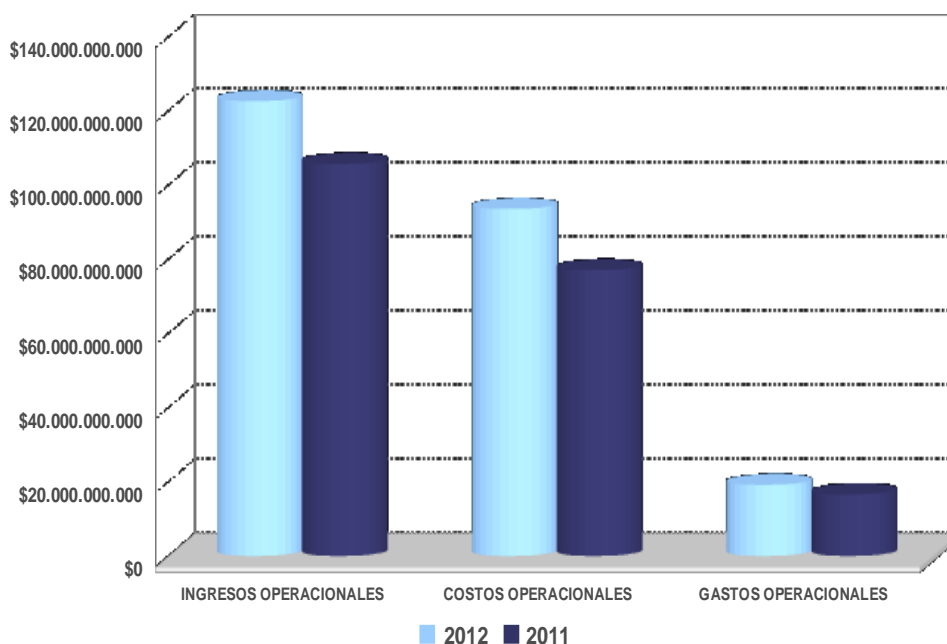
Los gastos operacionales se ubicaron en \$19.186 millones en el año 2012, representando un incremento del 15,59% con respecto al 2011, evidenciándose crecimientos en impuestos en \$1.547 millones y en generales en \$978 millones.

Los ingresos no operacionales pasaron de \$15.000 millones en el 2011 a \$23.749 millones en el 2012, registrando un ascenso de 58,32%, dentro de los cuales los beneficios obtenidos por financiación de usuarios representan el 70%, rubro que en el último año presentó un crecimiento del 31% equivalente a \$3.896 millones. Adicionalmente, se evidenció un incremento en ingresos extraordinarios de \$4.703 millones por concepto de recuperaciones surgidas en el 2012.

Los otros gastos disminuyeron en 2,75% en el año 2012, ubicándose en \$3.691 millones, en donde los gastos financieros influyeron en mayor medida a dicho comportamiento, al descender a \$3.134 millones, quienes participan del rubro total en 85%.

La utilidad operacional disminuyó en 18,19% en el último año pasando de \$12.082 millones en el 2011 a \$9.884 millones, como consecuencia del mayor aumento generado en los costos y gastos operacionales lo que recortan los recursos de la operación. Por su parte, la utilidad neta aumentó del 28,58% cerrando el año en \$29.942 millones, en donde se concluye que los ingresos por financiación de usuarios son un aporte importante para ocasionar un resultado del ejercicio mayor con respecto a la utilidad operacional.

Gráfica 1. Ingresos, Costos y Gastos Operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez:

La capacidad de cubrir las obligaciones en el corto plazo con el activo corriente para 2012 es de 4,3 veces, siendo un buen resultado de liquidez aunque haya disminuido con respecto al 2011.

La rotación de cuentas por cobrar es de 318 días para el 2012, la cual evidenció un incremento como consecuencia del aumento en clientes anotado anteriormente que afecta el resultado de cartera. Por su parte, la rotación de cuentas por pagar son de 25,7 días para el último año, indicador que ascendió con respecto al año anterior, en donde se encontraban en 14 días, debido a crecimientos en obligaciones con proveedores y acreedores .

Tabla 4. Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	4,3	7,4
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	318,2	332,7
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,7	14,1
Activo Corriente Sobre Activo Total	26,92%	24,32%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	43,0%	43,6%
Patrimonio Sobre Activo	57,0%	56,4%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	14,7%	7,5%
Cobertura de Intereses – Veces	7,9	8,2
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	24.790.420.487	27.988.194.060
Margen Operacional	20,2%	26,5%
Rentabilidad de Activos	10,4%	13,6%
Rentabilidad de Patrimonio	20,1%	27,5%

Fuente: SUI

Endeudamiento:

Al cierre del 2012 se presentó un nivel de endeudamiento equivalente al 43%, el cual no mostró una gran variación con respecto al 2011, principalmente por incrementarse el pasivo casi de la misma proporción que el activo.

La cobertura de intereses es de 7,9 veces, manteniendo un resultado que garantiza el pago de intereses del endeudamiento del prestador, que requiere para adelantar sus proyectos de inversión.

Rentabilidad:

El EBITDA registró un descenso del 11,43% pasando de \$27.988 millones en el 2011 a \$24.790 millones en el 2012, producto del aumento en la estructura de costos y gastos del área de servicio no exclusivo, recortando el flujo de efectivo de la actividad.

Al descender el EBITDA las rentabilidades se vieron afectadas en el último año para ésta área, las cuales disminuyeron con respecto al año 2011.

2.4 Balance General Área de Servicio Exclusivo

Tabla 5. Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$578.486.185.640	\$458.253.534.118	26,24%
Activo Corriente	\$230.364.107.559	\$160.357.555.804	43,66%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$41.184.665.186	\$43.087.460.125	-4,42%
Inversiones	\$125.153.121.898	\$103.932.801.290	20,42%
Pasivo	\$430.600.514.323	\$331.822.965.195	29,77%
Pasivo Corriente	\$73.269.717.767	\$57.535.952.181	27,35%
Obligaciones Financieras	\$353.706.773.526	\$269.410.994.874	31,29%
Patrimonio	\$147.885.671.317	\$126.430.568.923	16,97%
Capital Suscrito y Pagado	\$15.001.530.000	\$15.001.530.000	0,00%

Fuente: SUI

Los activos a diciembre de 2012 presentaron un aumento del 26,24%, ubicándose en 578.486 millones de pesos, ocasionado por el incremento en los rubros de efectivo en \$29.974 millones y en deudores en \$29.493 millones, en donde los últimos representan el 44% del activo total, dentro de los cuales los relacionados con el servicio corresponden al 36%.

Adicionalmente, la cuenta de inversiones registró un crecimiento del 20,42% en el último año, cerrando en \$125.153 millones, en donde el rubro que presenta un mayor crecimiento es el de inversiones en entidades controlantes.

Los pasivos mostraron un aumento del 29,77% con respecto al 2011, ubicándose en \$430.601 millones de pesos, ocasionado por el aumento de obligaciones financieras del 31,29%, las cuales pasaron de \$269.411 millones en el año anterior a \$353.706 millones en el 2012, acompañado de un crecimiento del 36,28% en cuentas por pagar, principalmente con proveedores en \$18.624 millones.

El patrimonio mostró un crecimiento del 16,97% al pasar de \$126.431 millones a \$147.886 millones en el 2012, en razón al incremento del 62,25% en Superávit por valorización y 5,91% en utilidades del ejercicio.

2.5 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales ascendieron a \$465.659 millones de pesos en el 2012, registraron un incremento del 25,52%, como consecuencia del aumento en los ingresos por concepto de comercialización de gas, el cual creció en 35,96% equivalente en \$87.148 millones.

Tabla 6. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$465.659.478.665	\$370.993.043.272	25,52%
COSTOS OPERACIONALES	\$390.184.714.083	\$297.420.528.309	31,19%
GASTOS OPERACIONALES	\$48.004.895.354	\$42.190.022.680	13,78%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$27.469.869.228	\$31.382.492.283	-12,47%
OTROS INGRESOS	\$49.864.973.099	\$38.485.410.526	29,57%
OTROS GASTOS	\$28.743.111.042	\$23.988.972.718	19,82%
GASTO DE INTERESES	\$21.299.856.801	\$15.445.661.420	37,90%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$48.591.731.285	\$45.878.930.091	5,91%

Fuente: SUI

Los costos operacionales aumentaron en 31,19% en el 2012, pasando de \$297.421 millones en el 2011 a \$390.185 millones en el último año, principalmente ante el incremento en \$83.206 millones en los costos de la adquisición de gas para la venta.

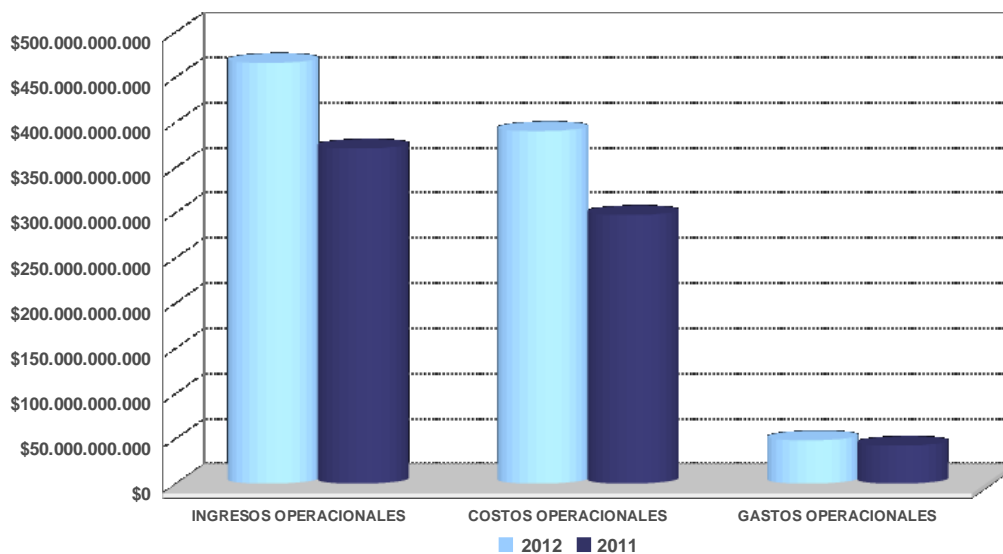
Igualmente los gastos operacionales ascendieron en el último año, ubicándose en \$48.005 millones, equivalentes a un crecimiento del 13,78% con respecto al 2011, en donde se observa un incremento de \$2.229 millones en el rubro de provisiones para deudores.

Los ingresos no operacionales se ubicaron en \$49.865 millones, equivalentes a un crecimiento del 29,57% con respecto al año anterior, dado a los mayores beneficios obtenidos por el método de participación patrimonial en 64,38% y por ingresos financieros del 25,99%, los cuales en su mayoría corresponden a intereses producto de la financiación de usuarios.

Los otros gastos fueron de \$28.743 millones presentado un incremento del 19,82% con respecto al 2011, producto del aumento de los gastos financieros, los cuales pasaron de \$15.446 millones en el 2011 a \$21.300 millones en el 2012, consecuente con el ascenso en obligaciones financieras anotado anteriormente.

La utilidad operacional disminuyó 12,47% en el último año, cerrando en \$27.470 millones, ocasionado por el incremento en general de la estructura de costos y gastos de la actividad de distribución y comercialización. Finalmente, la utilidad neta evidenció un crecimiento del 5,91%, encontrándose en \$48.592 millones, generado por el incremento en los ingresos no relacionados con la operación, proporcionándole a la compañía mejores resultados de final del ejercicio.

Gráfica 2. Ingresos, Costos y Gastos Operacionales



Fuente: SUI

2.6 Indicadores Financieros

Tabla 7. Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	3,1	2,8
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	167,5	190,5
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	38,4	26,7
Activo Corriente Sobre Activo Total	39,82%	34,99%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	74,4%	72,4%
Patrimonio Sobre Activo	25,6%	27,6%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	17,0%	17,3%
Cobertura de Intereses – Veces	2,6	3,8
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	55.433.633.541	58.278.154.234
Margen Operacional	11,9%	15,7%
Rentabilidad de Activos	9,6%	12,7%
Rentabilidad de Patrimonio	52,4%	63,8%

Fuente: SUI

Liquidez:

La razón corriente se ubicó en 3,1 veces en el último año, evidenciándose una mejoría en el resultado indicando una mayor liquidez con la cual cubrir obligaciones corrientes,

mas teniendo en cuenta que la empresa mantienen una pequeña proporción del pasivo en el corto plazo la cual es del 17%.

La rotación de cuentas por cobrar fue de 168 días en el 2012, menor a la registrada en el 2011 de 191 días. Se resalta sobre este punto el crecimiento de la cartera presentada en el último año, que de presentar retrasos en su recaudo puede generar problemas en el flujo de caja de la compañía, abriendo la posibilidad de recurrir a financiación externa para suplir los recortes de efectivo.

La rotación de cuentas por pagar fue de 38 días en el último año, configurándose un ciclo operacional de 129 días que implica una desventaja financiera en la medida en que financia en mayor plazo a los clientes con respecto al apalancamiento generado por los proveedores.

Endeudamiento:

El endeudamiento para el 2012 para el área de servicio exclusivo es de 74,4%, mayor a la generada en el año anterior de 72,4%, como consecuencia de los nuevos requerimientos de financiación que implicaron un incremento en el pasivo.

La cobertura de intereses es de 2,9 veces menor al resultado generado en 2011 de 3,8 veces, producto del incremento en intereses financieros que recortan la capacidad de cubrimiento del EBITDA.

Rentabilidad:

El EBITDA registró un descenso del 4,88% pasando de \$58.278 millones en el 2011 a \$55.433 millones en el 2012, producto del aumento en la estructura de costos y gastos del área de servicio exclusivo que reduce el flujo de caja de la operación.

Al igual que en el área de servicio no exclusivo, el descenso del EBITDA implicó que las rentabilidades se vieron afectadas en el último año, las cuales disminuyeron con respecto al año 2011.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

Gases de Occidente S.A. E.S.P. presta los servicios de distribución y comercialización de gas natural por red en los siguientes mercados relevantes:

- Área de Servicio No Exclusiva - ASNE atiende los mercados de los departamentos de Valle del Cauca y Cauca en los siguientes municipios: Cali, Buenaventura, Santander de Quilichao, Puerto Tejada y Villarrica.
- Área de Servicio Exclusiva – ASE atiende los mercados del Norte del Valle en los siguientes municipios: Buga, El Cerrito, Guacarí, Pradera, Tuluá, Andalucía, Bugalagrande, Candelaria, Ginebra, Jamundí, Palmira, Yumbo, Caicedonia, Cartago, Roldanillo, San Pedro, Sevilla, Zarzal, Ansermanuevo, Florida, La Unión, La Victoria y Obando.

Infraestructura de Distribución

Gases de Occidente cuenta con 9 millones de metros lineales de redes de distribución, de los cuales 3,8 millones de metros lineales pertenecen al ASE y 5,2 millones de metros lineales equivalentes al 58% se encuentran en el ASNE.

El 99% metros lineales de redes de la compañía, son de polietileno; la longitud acumulada y diámetros de las redes de distribución de Gases de Occidente, es la siguiente:

Tabla 8. Longitud y Diámetro de las redes de Distribución

Mts lineales	ASE	ASNE	Total
Polietileno	3.775.318	5.192.084	8.967.402
1/2	1.175.764	1.295.163	2.470.927
3/4	1.934.036	3.133.021	5.067.057
1	14.991	0	14.991
2	314.380	400.856	715.236
3	160.426	153.070	313.496
4	122.209	171.641	293.850
6	53.512	38.333	91.845
Acero	27.729	82.650	110.379
1	361	0	361
2	221	0	221
3	4.844	13.705	18.549
4	12.311	16.989	29.300
6	6.696	17.878	24.574
8	3.296	3.626	6.922
10	0	18.773	18.773
12	0	921	921
14	0	10.758	10.758
Total	3.803.047	5.274.734	9.077.781

Fuente: Informe AEGR

Estaciones de Regulación

Gases de Occidente cuenta con 69 estaciones de las cuales 63 son estaciones de distrito y 6 estaciones descompresoras; tres de las estaciones descompresoras, están ubicadas en el mercado de Buenaventura y tres en el mercado del Cauca.

Las estaciones de distrito se encuentran ubicadas 40 de ellas en el mercado del ASE, 20 en el mercado Cali y 3 en el mercado Cauca.

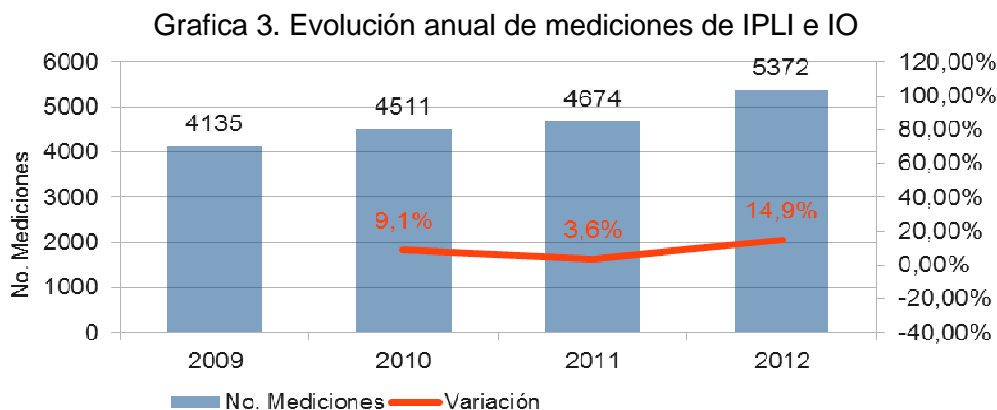
3.1 Indicadores de Calidad

Dando cumplimiento a lo estipulado en la resolución CREG 100 de 2003 y en la Circular SSPD-CREG 001 de 2006, Gases de Occidente en 2012 reportó un total de 5.372 mediciones de los indicadores de Índice de Presión en Líneas Individuales (IPLI) e Índice de Odorización (IO) en el Sistema Único de Información -SUI-.

Como se evidencia en el Gráfico 3 el número de mediciones efectuadas tiende a crecer. La variación del período 2011-2012 es del 14.9%, situación que guarda relación con el aumento de suscriptores que para el mismo intervalo de tiempo fue del 7%.

Esta cifra que se maneja para 2012 es importante y evidencia la gestión empresarial en mantener y cumplir con lo estipulado regulatoriamente.

En la siguiente gráfica que muestra la evolución anual de las mediciones se puede ver claramente el comportamiento de las variaciones en las mediciones de los últimos cuatro años.



Fuente: SUI

Al evaluar los datos reportados por la Empresa en referencia al Índice de Respuesta al Servicio Técnico (IRST), se evidencia que el mayor evento presentado para el año 2012 es el de “escape de gas controlado” con un 87.12% del total seguido en menos proporción por “escape de gas no controlado” con un 11.06% del total, por su parte, “interrupción del servicio” con un 1.80% y finalmente “calidad de la llama” con el restante 0.02%.

Al respecto, considerando los datos reportados para 2011 se evidencia un aumento en los tipos de requerimientos de Evento Controlado y Calidad de la Llama, mientras que los requerimientos por interrupción del servicio y eventos no controlados presentaron disminución.

El total de requerimientos se incrementó en un 9.21% respecto al año anterior. La información respectiva se resume en la siguiente tabla:

Tabla 9. Requerimientos por Evento 2011 vs. 2012

Sector	%	No. (2012)	No. (2011)	Variación
INTERRUPCION DEL SERVICIO	1,80%	316	370	-14,59%
CALIDAD DE LA LLAMA	0,02%	3	2	50,00%
EVENTO CONTROLADO	87,12%	15.292	13560	12,77%
EVENTO NO CONTROLADO	11,06%	1.941	2140	-9,30%
INCENDIO	0,01%	1		
Total		17.553	16.072	9,21%

Fuente: SUI

3.2 Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR

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

A continuación se transcriben, algunos de los aspectos importantes mencionados por la Auditoría, con relación a los aspectos técnicos- operativos de la empresa durante su gestión en el año 2012.

“(…) Plan de Inversión

Para el año 2012 GDO proyectó inversiones por valor de \$62.624 millones, conformadas por gasoductos, plantas y redes por \$58.702 millones, equipos de sistemas por \$2.242 millones, maquinaria y equipo por \$1.426 millones y otros (muebles y enseres) por \$254 millones; de los cuales a diciembre de 2012 se ejecutaron \$36.726 millones, equivalentes al 58,6%.

Cobertura

Evaluamos el presupuesto de conexiones ASE y ASNE del año 2012; el cual alcanzó un cumplimiento del 124,7% para las conexiones presupuestadas en el ASE y del 113,7% para las conexiones del ASNE; el menor cumplimiento del presupuesto de conexiones, se presentó en las conexiones residenciales del estrato.

Calidad en la Construcción de Redes

Planeación de Obras

El presupuesto de anillos acumulado a julio de 2012 fue de 27.465 anillos, de los cuales se ejecutaron realmente 24.976 anillos equivalentes al 90,9%; los meses con la menor ejecución del presupuesto, fueron abril (22,3%), mayo (46,4%) y junio (45,7%); sin embargo, su resultado se ve compensado con el mayor cumplimiento en los otros meses del periodo de revisión

Calidad de las Construcciones

La Compañía tiene establecido dentro del Sistema de Gestión de Calidad, el Manual de Construcciones MN-07 que contempla el capítulo 5 del Anexo 2 del Contrato de Concesión; en este se establecen los procedimientos para realizar las tareas de construcción para la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial, industrial, vehicular, entre otros.

Adicionalmente observamos los siguientes documentos relacionados con la obra:

- Socialización del proyecto.*
- Permiso del municipio de la alcaldía de Santiago de Cali.*
- Utilización de los implementos de seguridad (casco, guantes, gafas y botas) por los trabajadores de la firma contratista.*
- Planillas de autoliquidación de aportes de la firma contratista.*

Recomendamos, exigir a las firmas contratistas la participación constante de sus pegadores en seminarios o talleres que le permitan certificar su experiencia en esta actividad.

Seguridad de Redes y de la Instalación del Usuario

Seguridad de Redes y Atención de Emergencias

Plan de Contingencia

GDO cuenta con el Plan de Contingencias Para la Distribución de Gas

La Compañía tiene establecidos los procedimientos P32 y P33 para la operación de emergencias en las estaciones de regulación del gasoducto de Cali y municipios y para la atención de emergencias por ausencia o fuga de gas, los cuales se encuentran vigentes y actualizados a septiembre de 2012.

Dentro de los riesgos críticos de distribución, GDO ha identificado la interrupción del suministro de gas natural mayor a un día y como planes de acción para mitigarlo ha definido:

- Gestión permanente con productor y transportador.*
- Respaldo de contrataciones.*
- Contar con un sistema de respaldo (confiabilidad).*
- Activación del procedimiento P-32 operación de emergencias en las estaciones de regulación del gasoducto de Cali y municipios.*
- Plan de integridad del gasoducto.*

Simulacros

El cronograma de simulacros de GDO para el año 2012, tiene establecidos tres eventos de simulacros dos para el ASNE y uno para el ASE; en la evaluación del cumplimiento del cronograma a julio de 2012; observamos los soportes del simulacro relacionado con el derrame de odorante en el sistema de odorización del municipio de Roldanillo.

Línea de Emergencia

En cumplimiento del Código de Distribución de Gas y al numeral 4.10.3 del Anexo Técnico No. 2 del Contrato de Concesión, GDO ha destinado la línea 164, la cual es exclusiva para el reporte de emergencias; así mismo, también pueden ser recibidas y canalizadas a través de la línea 018000.

Estos números se encuentran publicados en las facturas de cobro y en la página web de la compañía.

Seguridad de Personas e Infraestructura Revisiones Periódicas

En cumplimiento al numeral 5.23 del Código de Distribución de gas, resolución CREG 067 de 1995, el cual establece que "El distribuidor estará obligado a inspeccionar las instalaciones del usuario periódicamente y en intervalos no superiores a cinco años; GDO establece anualmente un plan de revisiones periódicas contemplando un tiempo máximo de revisión de 54 meses, el cual tuvo un cumplimiento para el año 2012 del 105,2%.

Procedimiento Revisiones Periódicas

La Compañía cuenta dentro de su Sistema de Gestión de Calidad, con el Procedimiento P-62 Inspección de Instalaciones en Servicio Residenciales y Comerciales, en donde se describe el proceso para la inspección de instalaciones en servicio.

Mantenimiento de Redes Externas Mantenimiento de Redes

Dando cumplimiento al Anexo 2 del Contrato de Concesión, GDO cuenta con el manual de operación y mantenimiento MN-11 dentro del sistema de gestión de calidad; en donde se establecen las pautas para garantizar el buen estado y el correcto funcionamiento de las instalaciones que conforman la red de distribución de gas natural.

Plan de Mantenimiento

En atención al código de distribución de gas, Resolución CREG 067 de 1995, el cual establece que “Cada distribuidor debe establecer un plan escrito de operación y mantenimiento”; observamos la programación de operación y mantenimiento para el año 2012, cuyas actividades están divididas en industrias, redes primarias, redes secundarias y gas vehicular.

Mantenimientos Correctivos

Durante el año 2012, se realizaron 65 mantenimientos correctivos en redes primarias, la mayor cantidad de estos se presentaron en los meses de febrero, enero, abril y julio, con 12, 10, 10 y 7 mantenimientos correctivos, respectivamente.

La presencia de sólidos en el gas a la llegada de las ERM, la actualización de la plataforma de comunicación y las fugas en el sistema por diferentes vibraciones y movimiento del terreno; fueron las causas que generaron el mayor volumen de mantenimientos correctivos; estos conceptos representaron el 50,8% de las causas por mantenimiento correctivo del año.

Confiability, Oportunidad y Continuidad del Servicio Continuidad y Disponibilidad de Redes

Indicador DES (Duración Equivalente de Interrupción de Servicio)

Este indicador, mide el tiempo total de interrupción del servicio a cada usuario durante un mes. Se excluyen las interrupciones originadas por las causales establecidas en los Artículos 139, 140 y 141 de la Ley 142 de 1994 o normas que las modifiquen e interrupciones por conexión de nuevos usuarios.

De acuerdo con la información suministrada por el Área de Planeación y los formatos C1 Información de Suspensión del Servicio de enero a diciembre de 2012; observamos que en el año 2012 se presentaron en el ASE suspensiones del servicio por 79,02 horas que afectaron a 2 usuarios y en el ASNE las suspensiones alcanzaron las 220,92 horas, afectando a 1.134 usuarios.

Índices de Calidad

Presión en Líneas Individuales (IPLI)

El indicador IPLI, mide el porcentaje de mediciones de la presión dinámica de suministro que se encuentra en el rango de presiones de referencia definido en la Resolución CREG 100 de 2003 para el parámetro de medida. Corresponde a una lectura de la presión dinámica para una carga estimada del 50% de la carga nominal.

El comportamiento de este indicador de enero a diciembre de 2012, fue en promedio de 19,49 y 18,99 mbar para el ASE y ASNE respectivamente; ubicándose el 100% de las mediciones dentro del rango establecido en la anterior Resolución.

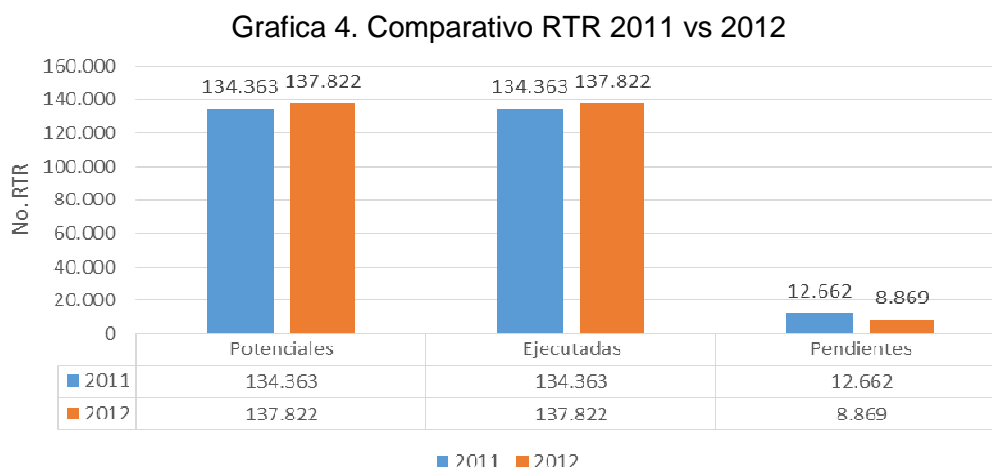
Índice de Odorización (IO)

El indicador IO de GDO en el año 2012, mantuvo un promedio del 0,65% para el ASE y del 0,66% para el ASNE, cumpliendo con lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003. El porcentaje en volumen de gas de GDO, se encuentra dentro de los parámetros de la normatividad vigente, en la cual se hace mención a que se debe detectar al 1% del volumen de gas en aire o sea al 1/5 del índice inferior de explosividad 5%. (...)

3.3 Revisiones Técnicas Reglamentarias - RTR

En el proceso de vigilancia y control, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible realiza el seguimiento al cumplimiento de lo establecido en el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, resolución CREG 067 de 1995, que señala que el Distribuidor estará obligado a inspeccionar las instalaciones del usuario periódicamente y a intervalos no superiores a cinco años, consultando las normas técnicas y de seguridad.

En la siguiente gráfica se presenta la comparación de los años 2011 y 2012 para las RTR potenciales, ejecutadas y pendientes por certificar.



Fuente: SUI

De la gráfica anterior, se aprecia un incremento del 2.6% en el número de Revisiones Técnicas Reglamentarias ejecutadas. Para el año 2011, las RTR pendientes representan un 9.42% de las potenciales, mientras que para el año 2012 tan sólo representan un 6.44%, lo que demuestra la gestión de la empresa para dar cumplimiento a la normatividad.

Como resultado del proceso de Revisión Periódica, durante el 2012 se suspendieron o estaban en proceso de suspensión 8.869 usuarios, con el fin de salvaguardar la seguridad en sus instalaciones

4. ASPECTOS COMERCIALES Y TARIFARIOS

Este aparte incluye dos aspectos analizados: el primero corresponde a la revisión de la concordancia del Contrato de Condiciones Uniformes aportado por la empresa a través del Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS, con las disposiciones normativas vigentes sobre la materia y el segundo refleja el comportamiento de las Peticiones, Quejas y Recursos – PQR, presentados por los usuarios durante los años 2011 y 2012.

4.1 CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

El marco jurídico sobre el cual se definen las condiciones uniformes del contrato de prestación del servicio público de gas domiciliario es el siguiente:

- Ley 142 de 1994

TITULO PRELIMINAR- CAPITULO II.- DEFINICIONES ESPECIALES Artículo 14. DEFINICIONES., “(...) 14.31 Suscriptor. Persona natural o jurídica con la cual se

ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.”

CAPITULO III DE LAS COMISIONES DE REGULACIÓN. Artículo 73. FUNCIONES Y FACULTADES GENERALES, numeral “(...) 73.10 Dar concepto sobre la legalidad de las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos que se sometan a su consideración; y sobre aquellas que puedan considerarse restrictivas de la competencia. Las comisiones podrán limitar, por vía general, la duración de los contratos que celebren las empresas de servicios públicos, para evitar que se limite la posibilidad de competencia”.

TITULO VIII EL CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS. CAPITULO I. NATURALEZA Y CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO. “Artículo 128. Contrato de servicios públicos. Es un contrato uniforme, consensual, en virtud del cual una empresa de servicios públicos los presta a un usuario a cambio de un precio en dinero, de acuerdo a estipulaciones que han sido definidas por ella para ofrecerlas a muchos usuarios no determinados.”

“Hacen parte del contrato no solo sus estipulaciones escritas, sino todas las que la empresa aplica de manera uniforme en la prestación del servicio. Existe contrato de servicios públicos aun cuando algunas de las estipulaciones sean objeto de acuerdo especial con uno o algunos usuarios. (...)”

“Artículo 129. Celebración del contrato. Existe contrato de servicios públicos desde que la empresa define las condiciones uniformes en las que está dispuesta a prestar el servicio y el propietario, o quien utiliza un inmueble determinado, solicita recibir allí el servicio, si el solicitante y el inmueble se encuentran en las condiciones previstas por la empresa.”

- Resolución CREG 108 de 1997

Esta resolución, entre otras disposiciones, señala los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. En particular sobre el contrato de condiciones uniformes establece el contenido mínimo del mismo en el artículo 7.

Con base en estas disposiciones, se procedió a realizar una revisión general sobre el contenido del contrato de condiciones uniformes de Gases de Occidente, aplicado en la prestación del servicio de Gas.

Tabla 10. Análisis del contenido del Contrato de Condiciones Uniformes*

Contenido mínimo del contrato RESOLUCIÓN 108 DE 1997. Artículo 7	CUMPLE		OBSERVACIONES
	SI	NO	
1) Identidad de la empresa oferente del contrato;	X		Si bien se identifica mediante la razón social, no incluye número de NIT. Se sugiere ajustar.
2) Determinación del servicio público que ofrece;	X		
3) Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio;	X		
4) Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	X		
5) Exclusividad en las destinación del servicio.	X		
6) Area geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.		X	
7) Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	X		

8) Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	X		
9) Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.		X	Menciona la norma pero no transcribe el texto
10) Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	X		
11) Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.		X	No determina expresamente las sanciones aplicables al usuario.
12) Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	X		
13) Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	X		
14) Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	X		
15) Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	X		
16) Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	X		
17) Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	X		
18) Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	X		
19) Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	X		
20) Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	X		
21) Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.	X		
22)Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.		X	Se incluye la constitución de garantías asociadas al artículo 130 de la Ley 142, pero no al 147.

*Contrato De Prestación Del Servicio Público De *CONTRATO DE PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR RED EN CONDICIONES UNIFORMES. Documento consultado en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS. WWW.SUI.GOV.CO. Junio 14 de 2013.

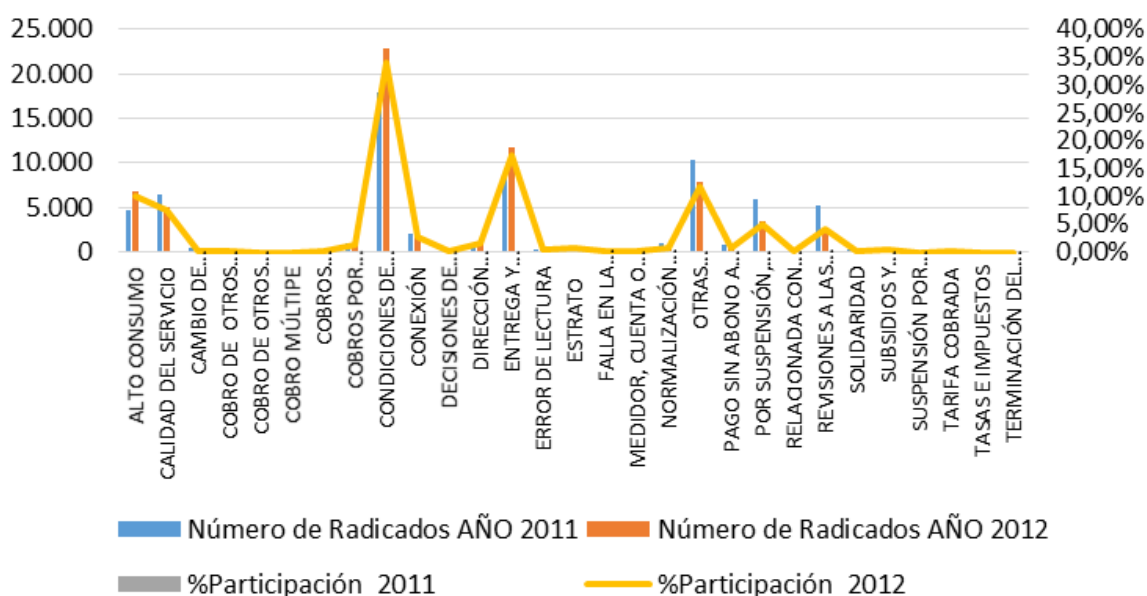
Adicionalmente a lo evidenciado en la tabla anterior, en la revisión del contrato de condiciones uniformes de Gases de Occidente, se observa que en varios apartes hace referencia a la aplicación de la resolución 059 de 2012, sin embargo, en el capítulo V numeral 32. Obligaciones de la Empresa, se establece en el literal “f) *Revisar periódicamente y **mínimo** cada cinco (5) años los medidores y equipo de regulación instalados para verificar su correcto funcionamiento, con cargo al SUScriptor Y/O USUARIO*”, lo que muestra una contradicción con las disposiciones de la mencionada resolución 059 de 2012, en términos de la periodicidad de las revisiones.

4.2 Peticiones, Quejas y Recursos – PQR

Según la información reportada en el Sistema Único de Información – SUI, por Gases de Occidente S.A. ESP, se observa que en 2012 atendió un total de 67.042 PQR presentando una mayor concentración de reclamaciones en las causales: Condiciones de Seguridad o Riesgo con un 34,11% sobre el total, seguida por Entrega y

Oportunidad de la Factura con un 17,40% y por Alto Consumo 10,04% sobre el total, como se muestra en las imágenes siguientes.

Grafica 5. Peticiones, Quejas y Recursos (Total por Causa)



Fuente: SUI

Tabla 11. Peticiones, Quejas y Recursos (Total por Causa)

Detalle	Número de Radicados		%Participación	
	AÑO 2011	AÑO 2012	2011	2012
ALTO CONSUMO	4.609	6.728	6,78%	10,04%
CALIDAD DEL SERVICIO	6.405	5.063	9,43%	7,55%
CAMBIO DE MEDIDOR O EQUIPO DE MEDIDA	527	208	0,78%	0,31%
COBRO DE OTROS CARGOS DE LA EMPRESA	308	122	0,45%	0,18%
COBRO DE OTROS BIENES O SERVICIOS EN LA FACTURA	15	6	0,02%	0,01%
COBRO MÚLTIPLE	13	5	0,02%	0,01%
COBROS INOPORTUNOS	84	58	0,12%	0,09%
COBROS POR SERVICIOS NO PRESTADOS	1.077	803	1,59%	1,20%
CONDICIONES DE SEGURIDAD O RIESGO	17.882	22.866	26,32%	34,11%
CONEXIÓN	2.137	1.759	3,15%	2,62%
DECISIONES DE SANCIÓN DE LA ESP	128	28	0,19%	0,04%
DIRECCIÓN INCORRECTA	1.038	986	1,53%	1,47%
ENTREGA Y OPORTUNIDAD DE LA FACTURA	8.490	11.665	12,50%	17,40%
ERROR DE LECTURA	258	299	0,38%	0,45%
ESTRATO	501	457	0,74%	0,68%
FALLA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO	107	114	0,16%	0,17%

MEDIDOR, CUENTA O LINEA CRUZADA	130	95	0,19%	0,14%
NORMALIZACIÓN DEL SERVICIO	920	473	1,35%	0,71%
OTRAS INCONFORMIDADES	10.320	7.886	15,19%	11,76%
PAGO SIN ABONO A CUENTA	823	555	1,21%	0,83%
POR SUSPENSIÓN, CORTE, RECONEXION Y REINSTALACIÓN	5.980	3.406	8,80%	5,08%
RELACIONADA CON COBROS POR PROMEDIO	178	217	0,26%	0,32%
REVISIONES A LAS INSTALACIONES Y MEDIDOR DEL SUScriptor O USUARIO	5.292	2.690	7,79%	4,01%
SOLIDARIDAD	264	60	0,39%	0,09%
SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	177	251	0,26%	0,37%
SUSPENSIÓN POR MUTUO ACUERDO	21	2	0,03%	0,00%
TARIFA COBRADA	203	204	0,30%	0,30%
TASAS E IMPUESTOS	23	15	0,03%	0,02%
TERMINACIÓN DEL CONTRATO	20	21	0,03%	0,03%
TOTAL	67.930	67.042	100,00%	100,00%

Fuente: SUI

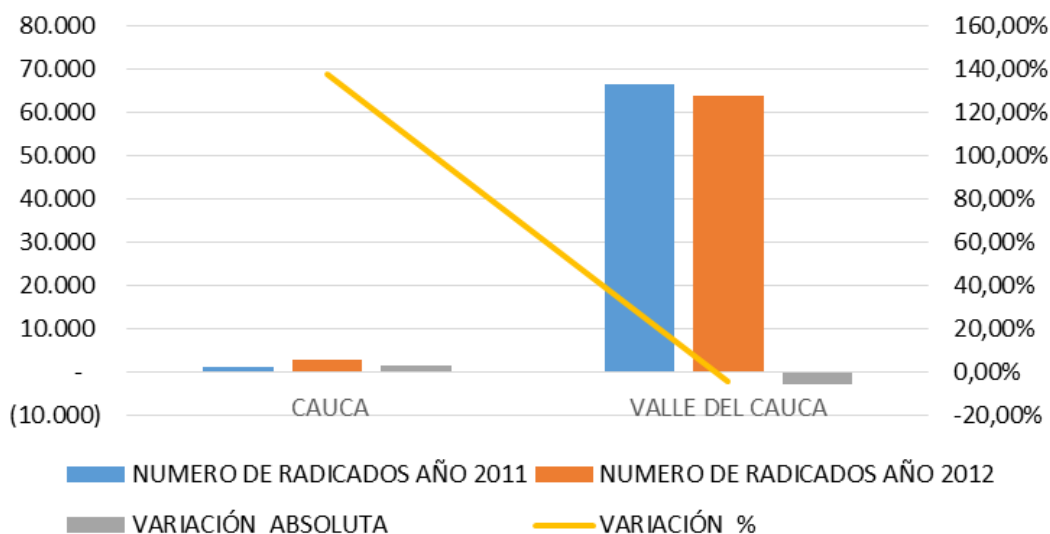
De otra parte, se observa que la empresa atendió en 2012 un total de 67.042 PQR en 2012, registrando una disminución del 1.31% con relación al 2011, año en que la cantidad de PQR reportadas asciende a 67.930. En las tablas siguientes se presenta el detalle de esta información.

Tabla 12. Variación PQR 2012 vs. 2011

Detalle	NUMERO DE RADICADOS		VARIACIÓN	
	AÑO 2011	AÑO 2012	ABSOLUTA	%
CAUCA	1.275	3.029	1.754	137,57%
VALLE DEL CAUCA	66.655	64.013	-2.642	-3,96%
TOTAL	67.930	67.042	-888	-1,31%

Fuente: SUI

Gráfica 6. Variación PQR 2012 vs. 2011



Fuente: SUI

Frente al comportamiento de las PQR atendidas por la empresa en el año 2012, llama la atención el incremento cercano al 137% de las PQR registradas para el departamento del Cauca, si se tiene en cuenta que el aumento en el número de suscriptores residenciales¹ fue del 59.42% al pasar de 11.378 en 2011 a 18.139 en 2012.

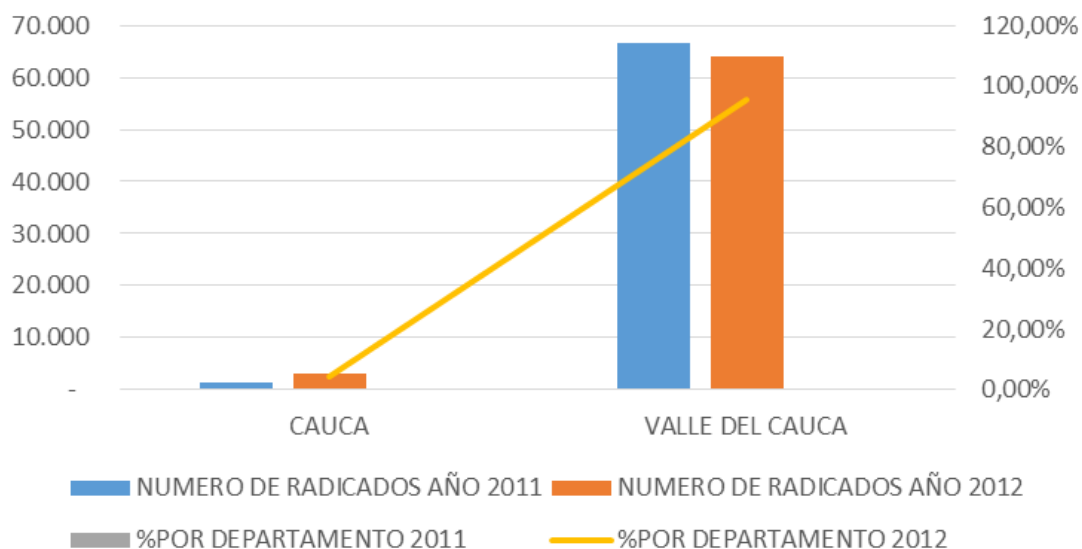
En relación con la participación de cada uno de los departamentos en el total de PQR tramitadas, se observa que el departamento con la mayor cantidad de PQR radicadas en los años 2011 y 2012 es el Valle del Cauca con una participación equivalente al 95.48% en el año 2012, como se muestra en las siguientes imágenes.

Tabla 13. PQR Participación por Departamento

Detalle	NUMERO DE RADICADOS		%POR DEPARTAMENTO	
	AÑO 2011	AÑO 2012	2011	2012
CAUCA	1.275	3.029	1,88%	4,52%
VALLE DEL CAUCA	66.655	64.013	98,12%	95,48%
TOTAL PQR	67.930	67.042	100%	100%

Fuente: SUI

Grafica 7. PQR Participación por Departamento



Fuente: SUI

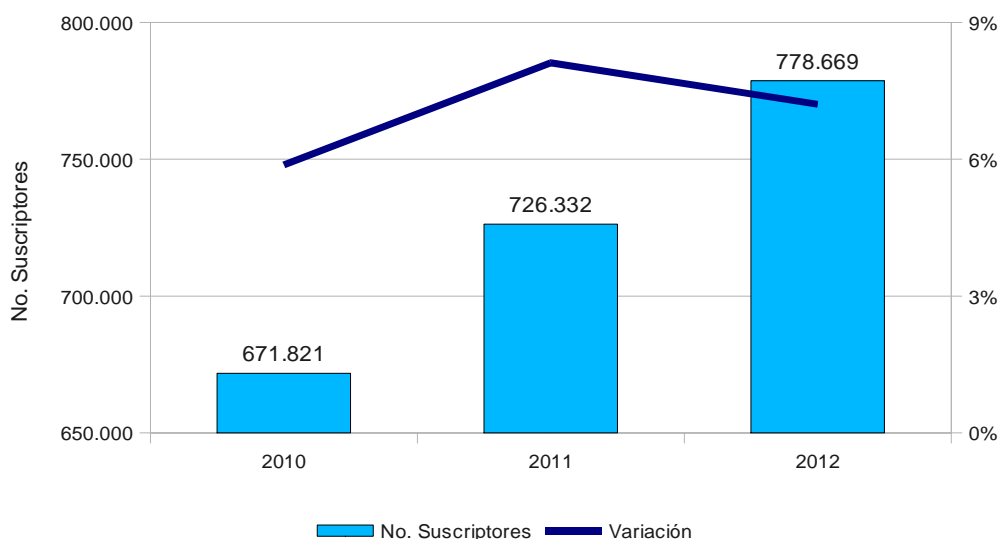
4.3. Suscriptores Mercado Regulado

Gases de Occidente S.A. E.S.P. presta actualmente el servicio de gas natural en los mercados relevantes de (i) Cali, (ii) Buenaventura, (iii) Cauca – Este, conformado por los Municipios de Puerto Tejada, Santander de Quilichao y Villarica, (iv) Padilla y Miranda, conformado por los Municipios de Padilla, Miranda, Guachené, Corinto, Caloto, Alcalá, Bolívar, Calima el Darién, El Dovio, Río Frio, Toro, Trujillo, Ulloa, Yotoco, Versailles y Vijes.

¹ Total suscriptores residenciales en 2011 y 2012, según consulta realizada en [www.sui.gov.co /reportes gas natural/suscriptores residenciales por departamento](http://www.sui.gov.co/reportes_gas_natural/suscriptores_residenciales_por_departamento). Junio 21 de 2013.

Adicionalmente presta servicio en los siguientes municipios del Area de Servicio Exclusivo del Valle del Cauca: Yumbo, Pradera, Candelaria, Florida, Jamundí, Caicedonia, Sevilla, Cartago, Ansermanuevo, Obando, Zarzal, Roldanillo, La Unión, La Victoria, Palmira, Guacarí, El Cerrito, Ginebra, Guadalajara de Buga, Tuluá, Andalucía, Bugalagrande y San Pedro.

Grafica 8. Evolución de Suscriptores Anuales



Fuente: SUI, Cálculos SSPD

La evolución de suscriptores anuales en el periodo 2010 – 2012 muestra un crecimiento promedio anual del 7.07%, destacándose el periodo 2010-2011 como el de mayor incremento, con un porcentaje de 8.11%, que corresponde a la entrada de 54.511 nuevos usuarios del servicio de gas combustible en el mercado atendido por el prestador.

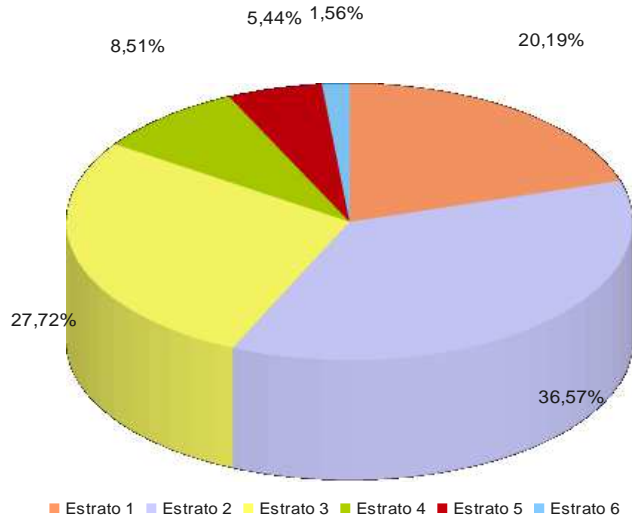
Respecto de 2012, en concordancia con el Plan de Expansión y cobertura de Gases de Occidente del Auditor Externo de Gestión y Resultados 2011, se esperaba un incremento de 51,702 usuarios, discriminados en 6.738 usuarios en el mercado de Buenaventura y Cauca, 14.725 en el mercado de Cali, 16.689 usuarios en el Área de Servicio Exclusivo del Norte del Valle y 13.550 usuarios en el proyecto de nuevo mercado de 16 Municipios, concentrados principalmente en usuarios de estratos 1 y 2.

No obstante, pese a que en 2012 no se inició la prestación del servicio en todos los municipios previstos, se superó meta de suscriptores conectados, ascendiendo esta cifra a 52.337 usuarios, es decir 635 usuarios más de los esperados.

En concordancia con lo anterior la cobertura en los mercados de Gases de Occidente S.A. E.S.P. alcanzó a finales de 2012 una cifra de 778.669 usuarios de los sectores residencial, comercial e industrial de 38 poblaciones del suroccidente colombiano, con una participación mayoritaria de los estratos 1, 2 y 3 que superó el 84% del total de usuarios conectados, tal como se aprecia en la Gráfica 9.

Esta participación es reflejo de la estratificación de los mercados atendidos por la Distribuidora y la preferencia de los usuarios de estratos bajos por el uso del gas combustible como energético, frente a los sustitutos de este combustible, dado el beneficio económico y ambiental generado por el consumo de gas natural.

Grafica 9. Participación de Suscriptores Residenciales por Estrato 2012



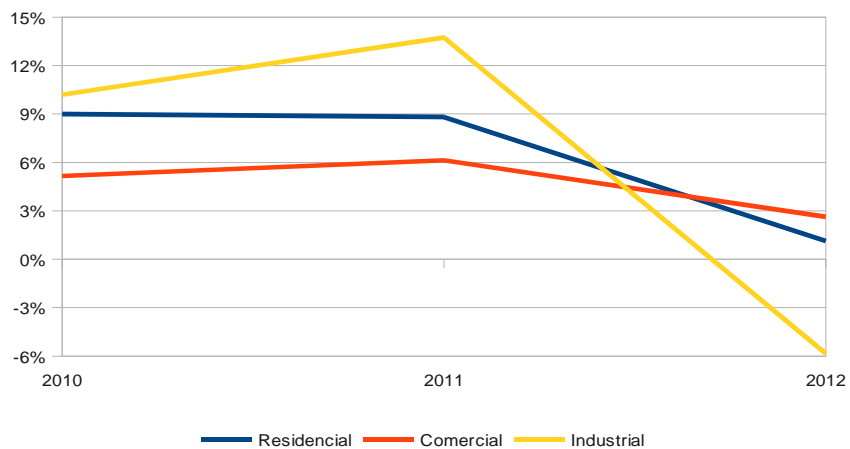
Fuente: SUI, Cálculos SSPD

Dado que en los mercados existentes a 2012 las coberturas residenciales potenciales alcanzaron al finalizar 2012 un valor promedio del 92.8% y las coberturas residenciales efectivas en promedio del 70,2% se espera que la empresa prestadora del servicio continúe el normal incremento de estas coberturas, y, de otra parte, incorpore nuevos mercados que le permitan llegar a conectar más usuarios, conforme a sus Planes de Expansión

4.4. Consumos Mercado Regulado

Contrario al incremento en el consumo de gas natural para el periodo 2010-2011 en todos los sectores, cuya variación porcentual para el sector industrial pasa del 10.20% en 2010 al 13.74% en 2011, se aprecia en la Gráfica 10 una disminución del consumo de este combustible en todos los sectores para el periodo 2011-2012, acentuándose esta característica en el sector industrial, cuya disminución es de orden del 19.6 puntos porcentuales, que corresponden a una disminución de 2.317.443 metros cúbicos en el consumo de este sector, y que se explican principalmente en razón a la reducción en el consumo por incremento en la eficiencia

Grafica 10. Variación Anual del Consumo en M3 por Sector



Fuente: SUI, Cálculos SSPD

Respecto del sector comercial se aprecia un pequeño aumento en el consumo de gas natural en el periodo 2010-2011, reflejado en una variación porcentual del 0,97% (pasando del 5.16% al 6.13%), consumo que se disminuye en el periodo 2011-2012 , en el que la variación porcentual es del -3.50% (pasando de 6.13% al 2.63%).

En cuanto al sector residencial se aprecia una disminución en el consumo durante todo el periodo comprendido entre 2010 y 2012, disminución que se refleja en una variación porcentual del orden de -0.18% en el periodo 2010-2011 y que se acentúa en el periodo 2011-2012, alcanzándose una variación porcentual del -7.68%.

De la información anterior, principalmente en el periodo 2011-2012, se advierte una presunta no concordancia entre las cifras de número de suscriptores y consumo de gas natural en los mercados atendidos por el prestador, dado que se registró un incremento del número de suscriptores en 52.337 usuarios y un muy bajo incremento en el consumo de gas que solo alcanzó los 8.132 m3; situación que se explica principalmente por el cambio de categoría de tres (3) importantes clientes que pasaron de ser regulados a no regulados.

De otra parte, en cuanto tiene que ver con la participación del consumo de los diferentes tipos de usuarios en 2012, según se muestra en la Tabla 14, los sectores de mayor consumo son, en su orden, el estrato 2, los usuarios industriales y los comerciales, orden que se mantiene concordante con el porcentaje de facturación, no obstante el subsidio que reciben los usuarios estrato 2 y las contribuciones aportadas por los usuarios comerciales y algunos industriales.

Tabla 14. Participación del Consumo 2012

Sector	% Consumo (m3)	% Facturación (\$)
Estrato 1	12,42%	13,74%
Estrato 2	25,16%	25,99%
Estrato 3	15,57%	14,60%
Estrato 4	3,74%	3,55%
Estrato 5	3,05%	2,94%
Estrato 6	1,62%	1,58%
Comercial	18,71%	17,83%
Industrial	18,80%	18,89%
Otros	0,91%	0,88%

Fuente SUI Cálculos SSPD

4.5. Verificación Tarifaria

Las tarifas aplicadas por Gases de Occidente S.A. E.S.P. a los mercados no pertenecientes al Área de Servicio Exclusivo, a saber: i) Cali, (ii) Buenaventura, (iii) Cauca – Este, conformado por los Municipios de Puerto Tejada, Santander de Quilichao y Villarica, (iv) Padilla y Miranda, conformado por los Municipios de Padilla, Miranda, Guachené, Corinto, Caloto, Bolívar, Calima, El Darién, Río Frio, Toro, Trujillo, Ulloa, Versalles y Vijes, fueron calculadas con base en la metodología y fórmulas tarifarias definidas a través de la Resolución CREG 011 de 2003, CREG 186 de 2010, CREG 108 de 2003, CREG 040 de 2004 y CREG 001 de 2007.

De otra parte, para el caso del mercado del área de Servicio Exclusivo, conformada por las poblaciones de Yumbo, Pradera, Candelaria, Florida, Jamundí, Caicedonia,

Sevilla, Cartago, Ansermanuevo, Obando, Zarzal, Roldanillo, La Unión, La Victoria, Palmira, Guacarí, El Cerrito, Ginebra, Guadalajara de Buga, Tuluá, Andalucía, Bugalagrande y San Pedro, las tarifas obedecen a la aplicación de las resoluciones CREG 057 de 1996 y CREG 186 de 2010.

Los costos asociados con la distribución y la comercialización para todos los mercados de área no exclusiva son los aprobados por la CREG, y son actualizados mensualmente con IPP y con IPC, respectivamente. Los valores de Gt y Tt son calculados sobre la base de los contratos de compra y transporte que la empresa celebre y la tasa de cambio promedio proyectada para el periodo de aplicación de dichos valores.

En caso de presentarse un desfase entre el Gt y Tt trasladados al usuario y el Gt y Tt que deben aplicarse según la resolución CREG 057 de 1996, este desfase debe ser corregido o ajustado en el factor de corrección Kst, que se debe incluir en la fórmula tarifaria del año siguiente.

Se explica a continuación la verificación tarifaria en cada mercado relevante,

Área de Servicio Exclusivo del Valle del Cauca

Como se refirió en el numeral 4.1 La empresa mediante el esquema de Área de Servicio Exclusivo-ASE- atiende los mercados del Norte del Valle en los municipios de:

Yumbo, Pradera, Candelaria, Florida, Jamundí, Caicedonia, Sevilla, Cartago, Ansermanuevo, Obando, Zarzal, Roldanillo, La Unión, La Victoria, Palmira, Guacarí, El Cerrito, Ginebra, Guadalajara de Buga, Tuluá, Andalucía, Bugalagrande y San Pedro. Para el caso del área exclusiva, de acuerdo con lo relacionado en la Tabla 15, se aprecia que el componente de mayor variación en el periodo 2011-2012 fue el factor ajuste Kst, alcanzando un 364,84%, variación que no afecta de manera significativa el cambio en el valor del cargo promedio máximo por unidad Mst en el mismo periodo, ya que, el incremento del Mst en el periodo 2011 a 2012, se genera principalmente por el incremento en los componentes de compras de gas Gt y transporte de gas Tt.

Concordante con lo anterior, el mayor peso en el cargo Mst para 2012 lo alcanzan los componentes de Gt con el 40% y el Tt con el 31%. Por su parte para este mismo año, el Dt alcanza un peso del 25% y el Kst el 3%.

Tabla 15. Evolución Componentes Tarifarios ASE Norte del Valle

Componente	2011 (\$/m3)	2012 (\$/m3)	Variación % 2011-2012
Gt	240,47	341,78	42,13%
Tt	211,64	265,03	25,23%
Dt	209,23	217,03	3,73%
St	10,07	10,45	3,77%
Kst	-9,67	25,61	364,84%
Mst	661,74	859,90	29,95%

Fuente: Publicaciones tarifarios Gases de Occidente SA ESP, Cálculos SSPD

Como se aprecia en la Tabla 16, que el cargo fijo en 2012 presenta un incremento de \$ 50 por factura con respecto a 2011, que corresponde a una variación de 4.76% y el cargo variable presenta un incremento significativo del 32,40% en 2012, con respecto al valor de 2011, como consecuencia del incremento en los costos de compras,

transporte y distribución.

Tabla 16. Evolución Estructura Tarifaria ASE Norte del Valle

Cargo	2011	2012	Variación % 2011-2012
Cargo Fijo (\$/Factura)	1.050,00	1.100,00	4,76%
Cargo Variable (\$/m3)	595,65	788,64	32,40%

Fuente: Publicaciones tarifarios Gases de Occidente SA ESP, Cálculos SSPD

Mercado Cali

La Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció mediante resolución CREG 045 de 2004 el cargo promedio de distribución y el cargo máximo de comercialización para el área de Cali, cargos que han sido objeto de verificación y seguimiento continuo por la SSPD. De igual manera se ha verificado la metodología del otorgamiento de subsidios, de conformidad con lo establecido en las resoluciones CREG 108 de 2003, CREG 040 de 2004 y CREG 001 de 2007.

Como se desprende de la Tabla 17 los cargos fijos y variables para el mercado de Cali en 2012, no han tenido cambios significativos dada la baja variación en los distintos componentes tarifarios. Como consecuencia de ello y como se aprecia en la Gráfica 11, el precio de la factura estimada del mercado de Cali se ha mantenido en un promedio de 20.662\$ / factura en 2012, siendo inferior en un 9% al promedio nacional para redes de gas natural en Áreas de Servicio No Exclusivo, estimado en \$ 22.686 \$ / factura.

El porcentaje de participación de los cargos fijo y variable (cuya suma equivale al valor facturado al usuario) es de 9,65% y 90,35% respectivamente, tomando como base un consumo de 20 metros cúbicos por mes.

En el componente del cargo variable, se encuentra que el mayor porcentaje de participación del mes de enero de 2012 (con igual tendencia para los demás meses de ese año), lo tiene el componente Gm con un 35.7% y el componente de menor participación lo tiene el Dv con un 31%, considerando una base de cálculo de 1 metro cúbico y sin considerar la incidencia del 3.5% de pérdidas que se aplica en cada factura.

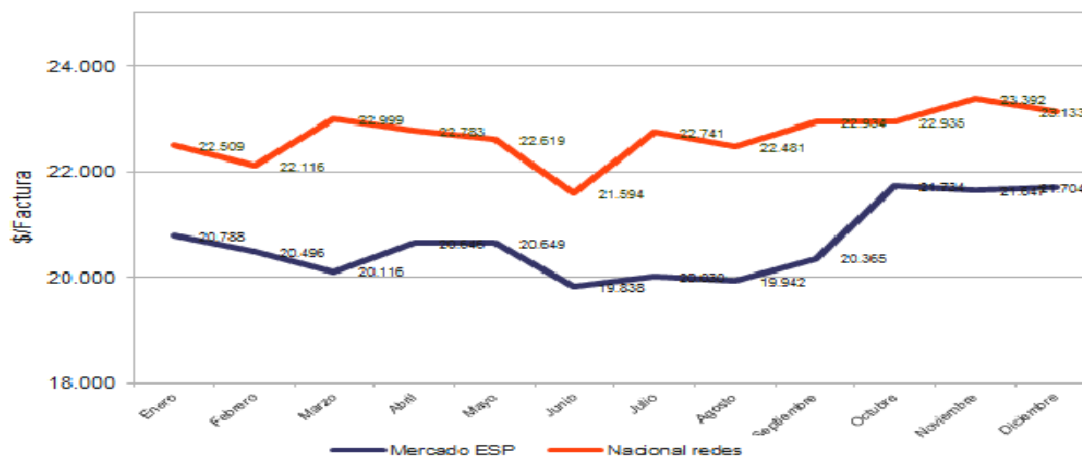
Tabla 17. Componentes Tarifarios Mercado Cali GN 2012

Mes	Gm (\$/m3)	Tm (\$/m3)	Dv (\$/m3)	Cm (\$/factura)	Cargo fijo (\$/factura)	Cargo variable (\$/m3)
Enero	327,04	297,97	291,42	2.005,62	2.005,62	939,10
Febrero	322,08	289,19	290,49	2.017,79	2.017,79	923,92
Marzo	311,04	281,33	290,56	2.027,55	2.027,55	904,42
Abril	314,14	304,69	289,64	2.027,39	2.027,39	930,91
Mayo	341,38	277,30	289,92	2.027,78	2.027,78	931,04
Junio	297,98	282,13	289,20	2.031,27	2.031,27	890,34
Julio	308,46	285,88	284,10	2.030,56	2.030,56	899,99
Agosto	311,80	279,20	283,29	2.027,47	2.027,47	895,72
Septiembre	328,78	281,66	284,38	2.025,85	2.025,85	916,96
Octubre	319,01	355,81	285,95	2.029,13	2.029,13	985,24
Noviembre	349,82	321,58	285,09	2.029,86	2.029,86	980,84
Diciembre	346,95	330,05	282,41	2.024,60	2.024,60	983,97

Fuente SUI Cálculos SSPD

Respecto del valor del componente $Dv = 289.20\$/m^3$, para el mes de junio de 2012, se precisa que para esta evaluación se tomó el valor correspondiente al primer rango de consumo reportado y certificado por la empresa, valor que fue aclarado por la empresa a petición de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Grafica 11. Factura Estimada Mercado Cali 2012



Fuente: SUI, Cálculos SSPD

Mercado Cauca Este

La Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció mediante resolución CREG 008 de 2008 el cargo promedio de distribución y el cargo máximo de comercialización para el mercado Cauca-Este.

El porcentaje de participación de los cargos fijo y variable (cuya sumatoria genera el valor facturado al usuario) es de 8,85% y 91,15% respectivamente, tomando como base un consumo de 20 metros cúbicos/mes.

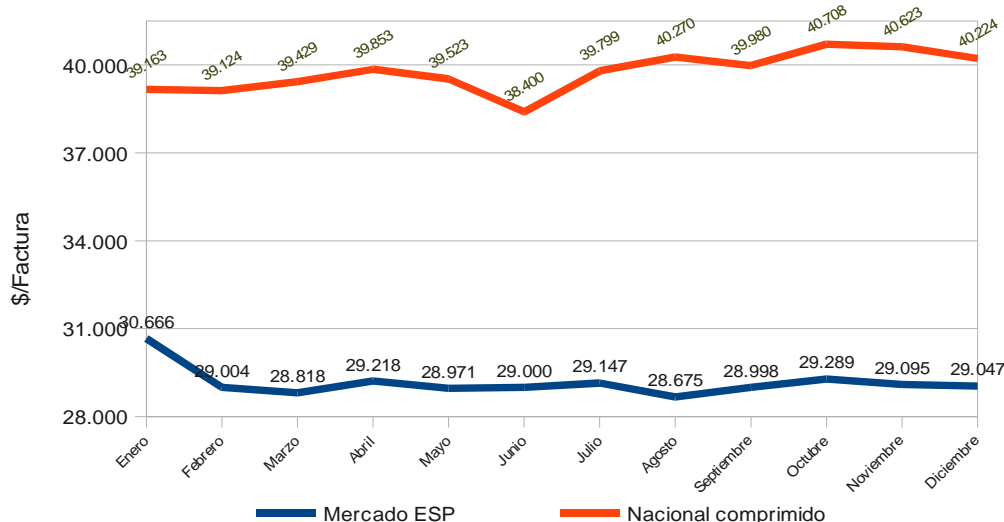
En el componente del cargo variable, se encuentra que el mayor porcentaje de participación el mes de enero de 2012 (con igual tendencia para los demás meses de ese año), lo tiene el componente Tm con un 23.2% y el componente de menor participación lo tiene el Dv con un 10.4%, considerando una base de cálculo de 1 metro cúbico y teniendo en cuenta que los componentes Gm , Tm y Tvm se incrementan en un 3.5% que corresponde al porcentaje de pérdidas reconocido.

En la Tabla 18 se aprecia que los cargos fijos y variables para el mercado de Cauca-Este en 2012, no han tenido cambios significativos, dada la baja variación en los distintos componentes tarifarios. Como consecuencia de ello y como se advierte en la Gráfica 12, el precio de la factura estimada del mercado de Cauca-Este se ha mantenido en un promedio de $29.161\$/factura$ en 2012, siendo inferior en un 27% al promedio nacional del mismo año para gas natural comprimido, estimado en $39.758\$/factura$.

Se advierte no obstante, que el componente Gm presentó un valor de $312,23\$/m^3$ en el mes de enero de 2012, aproximadamente un 40% más alto que el valor presentado para los demás meses, que puede explicarse teniendo en cuenta que el valor de esta componente es calculado sobre la base de los contratos de compra de gas que la empresa celebra, gas que generalmente es mezcla de distintas fuentes de producción, de distinto precio, como son el gas proveniente de los campos de la

Guajira y de Cusiana.

Grafica 12. Factura Estimada Mercado Cauca Este 2012



Fuente: SUI, Cálculos SSPD

Tabla 18. Componentes Tarifarios Mercado Cauca Este GNC 2012

Mes	Gm (\$/m3)	Tm (\$/m3)	Tvm (\$/m3)	Dv (\$/m3)	Pm (\$/m3)	Cm (\$/factura)	Cargo fijo (\$/factura)	Cargo variable (\$/m3)
Enero	312,23	317,40	287,33	305,66	141,78	2.713,32	2.713,32	1.397,66
Febrero	170,31	379,33	287,51	304,70	141,48	2.729,79	2.729,79	1.313,69
Marzo	165,85	374,51	286,95	304,76	141,67	2.742,99	2.742,99	1.303,75
Abril	164,36	396,97	286,54	303,79	141,37	2.742,78	2.742,78	1.323,78
Mayo	161,55	387,04	286,73	304,09	141,66	2.743,31	2.743,31	1.311,37
Junio	167,70	392,85	276,91	303,33	141,45	2.748,03	2.748,03	1.312,61
Julio	168,08	408,59	275,32	298,00	139,11	2.747,07	2.747,07	1.320,00
Agosto	168,52	386,81	275,15	297,14	138,86	2.742,89	2.742,89	1.296,60
Septiembre	179,29	389,50	275,61	298,28	139,54	2.740,70	2.740,70	1.312,85
Octubre	176,40	403,13	276,24	299,93	140,46	2.745,13	2.745,13	1.327,20
Noviembre	179,21	392,22	276,05	299,03	140,19	2.746,12	2.746,12	1.317,44
Diciembre	177,95	396,14	275,26	296,21	139,01	2.739,01	2.739,01	1.315,38

Fuente: SUI, Cálculos SSPD

Mercado Buenaventura

La CREG estableció el cargo promedio de distribución y el cargo máximo de comercialización para el mercado de Buenaventura mediante la resolución CREG 049 de 2007.

Respecto del porcentaje de participación de cada componente en la tarifa, asumiendo un consumo promedio de 20 metros cúbicos/mes, el peso del componente cargo fijo en la factura es del 6,4% y el peso del componente del cargo variable es del 93,6%.

En el componente del cargo variable, se encuentra que el mayor porcentaje de participación el mes de enero de 2012 (con igual tendencia para los demás meses de ese año), lo tiene el componente Tm con un 33.2% y el componente de menor participación lo tiene el Dv con un 10.3%, considerando una base de cálculo de 1 metro cúbico y, teniendo en cuenta que los componentes Gm, Tm y Tvm se

incrementan en un 3.5%, dado el porcentaje de pérdidas reconocido a los distribuidores en el cálculo de la tarifa.

En la Tabla 19 se aprecia que los cargos fijos y variables para el mercado de Buenaventura en 2012, no han tenido cambios significativos, dada la baja variación en los distintos componentes tarifarios. Como consecuencia de ello y como se advierte en la Gráfica 13, el precio de la factura estimada del mercado de Buenaventura se ha mantenido en un promedio de 29.044\$ / factura en 2012, siendo inferior en un 27% al promedio nacional del mismo año para gas natural comprimido, estimado en \$ 39.758 \$ / factura.

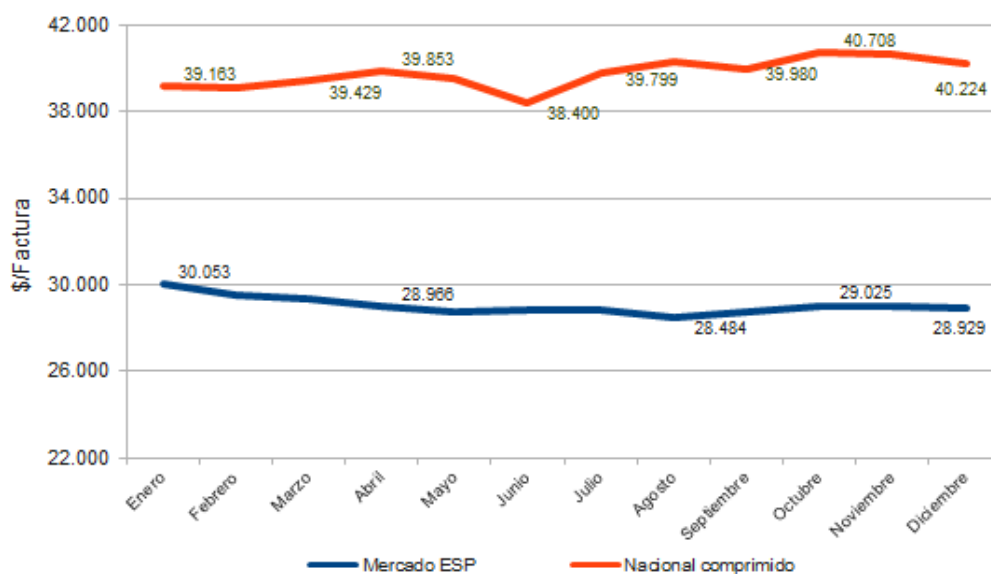
Tabla 19. Componentes Tarifarios Mercado Buenaventura GNC 2012

Mes	Gm (\$/m3)	Tm (\$/m3)	Tvm (\$/m3)	Dv (\$/m3)	Pm (\$/m3)	Cm (\$/factura)	Cargo fijo (\$/factura)	Cargo variable (\$/m3)
Enero	166,32	270,32	457,01	339,79	141,78	1.900,52	1.900,52	1.407,63
Febrero	161,59	249,29	456,81	338,71	141,48	1.912,05	1.912,05	1.379,35
Marzo	157,38	244,58	456,94	338,81	141,67	1.921,30	1.921,30	1.370,53
Abril	126,57	259,26	456,74	337,73	141,37	1.921,15	1.921,15	1.352,23
Mayo	124,39	251,40	456,93	338,06	141,66	1.921,52	1.921,52	1.342,64
Junio	129,10	252,25	456,79	337,22	141,45	1.924,83	1.924,83	1.347,21
Julio	126,05	264,87	455,21	331,28	139,11	1.924,15	1.924,15	1.347,21
Agosto	126,36	247,47	455,04	330,33	138,86	1.921,23	1.921,23	1.328,12
Septiembre	134,46	249,20	455,50	331,60	139,54	1.919,69	1.919,69	1.340,74
Octubre	132,25	262,02	456,12	333,43	140,46	1.922,80	1.922,80	1.355,12
Noviembre	134,41	260,07	455,94	332,43	140,19	1.923,49	1.923,49	1.353,88
Diciembre	133,53	262,69	455,14	329,30	139,01	1.918,51	1.918,51	1.350,55

Fuente: SUI, Cálculos SSPD

De otra parte, al igual que para la ciudad de Cali, el valor del componente Dv = 337.22\$/m3 para junio de 2012 en la ciudad de Buenaventura, fue precisado por la empresa a solicitud de la Superintendencia, y, se tomó para esta evaluación el valor correspondiente al primer rango de consumo reportado y certificado por la empresa.

Gráfica 13. Factura Estimada Mercado Buenaventura 2012



Fuente: SUI, Cálculos SSPD

Mercado Padilla y Miranda

La CREG estableció el cargo promedio de distribución y el cargo máximo de comercialización para el mercado de Buenaventura mediante la resolución CREG 076 de 2011, con recurso resuelto mediante resolución CREG 132 de 2011 de 2007.

Este Mercado está conformado por 16 municipios, 15 de ellos atendidos por redes de gas natural, a saber: Padilla, Miranda, Guachené, Corinto, Caloto, Alcalá, Bolívar, El Dovio, Rio Frio, Toro, Trujillo, Ulloa, Yotoco, Versalles y Vijes. El Municipio Calima el Darién es el único del mercado atendido con tecnología de gas natural comprimido.

En la tabla 20 se aprecian registros de los componentes tarifarios a partir de Junio de 2013, mes en el que se inicia la prestación del servicio en los municipios de Miranda, Padilla, Guachené, Caloto y Corinto. En el mes de octubre de 2012, se inicia la prestación en el municipio El Calima-Darién, razón por la cual a partir de este mes se registran valores de Tvm (costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga) y Pm (costo de compresión del gas natural) diferentes de cero(0).

En la misma tabla se aprecia que con el ingreso del municipio Calima el Darién atendido con GNC a partir de octubre de 2012, los cargos fijos y variables presentan un incremento importante (superior al 60%). Como consecuencia de ello y como se advierte en la Gráfica 14 el precio de la factura estimada del mercado de Padilla y Miranda se ha mantenido en un promedio de 28.009 \$ / factura en 2012, siendo inferior en un 30% al promedio nacional del mismo año para gas natural comprimido, estimado en \$ 40.000 \$ / factura.

Tabla 20. Componentes Tarifarios Mercado Padilla y Miranda GNC 2012

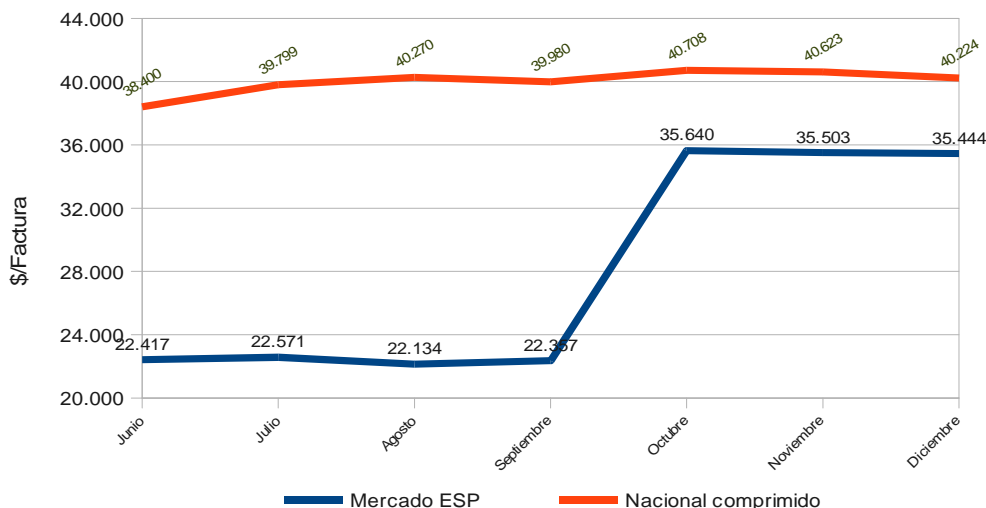
Mes	Gm (\$/m3)	Tm (\$/m3)	Tvm (\$/m3)	Dv (\$/m3)	Pm (\$/m3)	Cm (\$/factura)	Cargo fijo (\$/factura)	Cargo variable (\$/m3)
Junio	305,34	397,88	0,00	307,43	0,00	1.694,35	1.694,35	1.036,16
Julio	298,09	417,77	0,00	302,02	0,00	1.693,76	1.693,76	1.043,84
Agosto	298,86	396,88	0,00	301,15	0,00	1.691,18	1.691,18	1.022,12
Septiembre	305,79	399,68	0,00	302,31	0,00	1.689,83	1.689,83	1.033,37
Octubre	300,77	411,68	496,61	303,98	140,46	1.692,57	1.692,57	1.697,35
Noviembre	305,66	401,50	496,43	303,07	140,19	1.693,18	1.693,18	1.690,50
Diciembre	303,67	405,52	495,63	300,22	139,01	1.688,79	1.688,79	1.687,75

Fuente SUI. Cálculos SSPD

Respecto del porcentaje de participación de cada componente en la tarifa, asumiendo un consumo promedio de 20 metros cúbicos/mes, el peso del componente cargo fijo en la factura es del 7,5% y el peso del componente del cargo variable es del 92,5%.

En el componente del cargo variable, se encuentra que el mayor porcentaje de participación en el mes de octubre de 2012 (con igual tendencia para los meses de noviembre y diciembre), lo tiene el componente Tm con un 30% y el componente de menor participación lo tiene el Pm con un 8.5%, considerando una base de cálculo de 1 metro cúbico y, teniendo en cuenta que los componentes Gm, Tm y Tvm se incrementan en un 3.5%, que corresponde al porcentaje de pérdidas reconocido a los distribuidores.

Grafica 14. Factura Estimada Mercado Padilla y Miranda 2012



Fuente: SUI, Cálculos SSPD

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 21. Indicadores de Gestión Financieros Área No Exclusiva

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	34%	20%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5	7,9	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	72	318,2	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	16	25,7	No cumple
Razón Corriente – Veces	2	4,3	Cumple

Fuente: SUI

El prestador para el Área de Servicio No Exclusivo no cumple con los referentes de rotación de cuentas por cobrar, cuentas por pagar y margen operacional, de acuerdo con la resolución CREG 072 de 2002 modificada por la resolución CREG 034 de 2004.

Los indicadores más críticos para cumplir el referente en su orden son la rotación de cuentas por cobrar y el margen operacional. En el primero de ellos es de vital importancia que la empresa ejerza un mayor recaudo de su cartera, con el fin que no implique en el largo plazo problemas de flujo de caja que interfieran con la gestión óptima de la operación.

Para obtener un margen operacional que se acerque en mayor medida al referente, es necesario que el prestador reduzca su estructura de costos y gastos de la manera que se puedan recortar aquellos que no son eficientes y que proporcionen mayores recursos para el resultado operacional.

Tabla 22. Indicadores de Gestión Financieros Área Exclusiva

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	29%	12%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5	2,6	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	82	167,5	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	7	38,4	No cumple
Razón Corriente – Veces	2	3,1	Cumple

Fuente: SUI

El prestador para el Área de Servicio Exclusivo no cumple con los referentes de rotación de cuentas por cobrar, cuentas por pagar, margen operacional y cobertura de interés, de acuerdo con la resolución CREG 072 de 2002 modificada por la resolución CREG 034 de 2004.

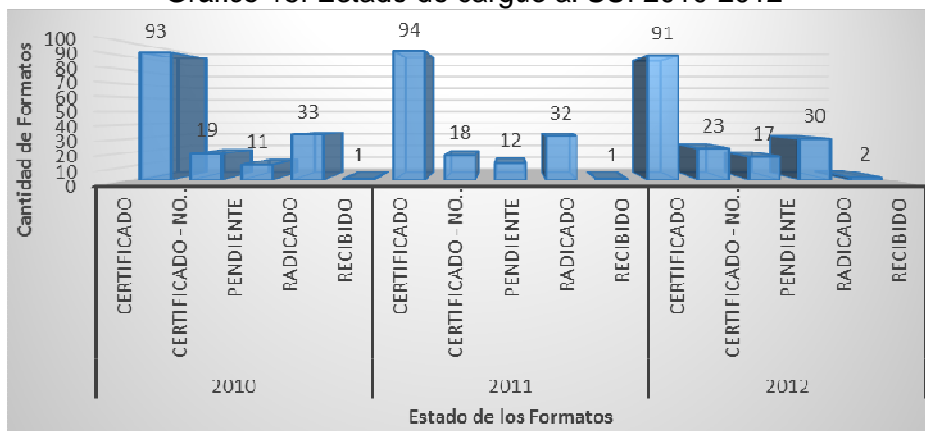
Como se anotó anteriormente, la rotación de cuentas por cobrar sigue siendo un indicador crítico, en la medida en que se aleja en mayor proporción al referente, por lo que es importante nuevas estrategias para la recuperación de cartera en un menor tiempo, que beneficie a la operación e implique una mayor liquidez.

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 15. 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 11,7% equivalente a 19 formatos pendientes.

Así mismo se observa que el porcentaje de formatos certificados como “No Aplica” para el año 2012 es del 14,1% lo que corresponde a 23 formatos.

Tabla 23. Formatos Certificados como “No Aplica” para el año 2012

NOMBRE FORMATO
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
C3.INFORMACION SUSPENSIONES PROGRAMADAS
C3.INFORMACION SUSPENSIONES PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO 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

Fuente: SUI

Como se puede observar en la Tabla 23, la empresa certificó en total 23 formatos como “No Aplica”, de los cuales 13 son los formatos: C1 Información suspensiones no programadas, C2. Compensaciones residenciales no residenciales y C3. Información de suspensiones programadas, los cuales aplican a Gases de Occidente dada su actividad como Distribuidor.

También se encuentran 10 formatos de los tópicos financieros y de auditoria, los cuales son aplicables a todas las empresas independientemente de su actividad.

Para verificar la calidad de la información registrada al SUI se analizó la información reportada en el formato B1 Información Comercial de Usuarios Regulados evaluando que se cumplieran las validaciones del campo de Subsidios y Contribuciones para todos los sectores, validando esta información se encontró lo siguiente:

Tabla 24. Validación Calidad Formato B1 Información comercial de usuarios regulados –Subsidios y Contribuciones- 2012

EMPRESA	ESTRATO	Suma de SUBSIDIO O CONTRIBUCIÓN	Cuenta de CANTIDAD DE FACTURAS
GASES DE OCCIDENTE S. A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	1	1453752	292
	2	1321513	452
	5	-127785,54	61
	6	-109722,35	27
	C	-335920,98	37
	I	-96	1
Total GASES DE OCCIDENTE S. A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		2201740,13	870

Fuente: SUI

Como se puede observar, se registran 292 registros de suscriptores de los estratos 1 y 2 con valores en dicho campo mayores a cero los cuales evidentemente no son sujeto de contribución.

A su vez, se presenta registro de 870 facturas (61, 27, 1 y 37 facturas de los estratos 5, 6, industrial y comercial, respectivamente), con valores negativos que dan cuenta del reporte erróneo de subsidio en dichos sectores.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Se realizó visita el 25 de septiembre de 2012 con el fin de evaluar las razones del incremento en el endeudamiento y comprobar que se cuenta con la liquidez necesaria para cubrir los pagos de las obligaciones adquiridas.

En dicha visita se comentó sobre la nueva emisión de bonos ordinarios realizada en 2012, por un monto de \$200.000 millones cuyo destino es la sustitución de deuda financiera, con dos series una con vencimiento a 10 años y la otra a 20 años; sobre la visita se concluyó que el prestador cuenta con capacidad para respaldar su deuda, aunque se recomienda un seguimiento cada año sobre el avance en el tratamiento de esta.

En agosto de 2012, la Dirección Técnica de Gestión de Gas, realizó visita de verificación de aspectos técnicos operativos y de seguridad al sistema de distribución de Gases de Occidente S.A. E.S.P., específicamente a los municipios de Guacarí, Yumbo, Jamundí y Palmira en el departamento de Valle del Cauca.

Durante la visita se verificó el cumplimiento de los indicadores de calidad IPLI e IO establecidos en las resoluciones CREG 100 DE 2003, CREG 005 de 2006 y CREG 016 de 2006.

Asimismo se verificó el cumplimiento de la norma técnica NTC 3728 con relación a aspectos técnicos en el sistema de distribución y la norma técnica NTC 3949 con relación a aspectos técnicos en las estaciones de regulación. Por último, se realizó una verificación documental con relación al diseño, operación y mantenimiento de las redes y estaciones de regulación de la infraestructura de distribución.

De la visita a la estación de regulación de Guacarí, se pudo establecer que esta estación no cuenta con sistema de venteo a la atmósfera, y no cuenta con la válvula de alivio. Sin embargo el prestador aclara que corresponde a una estación de medición únicamente, ya que el transportador entrega a la presión regulada (60 PSI) y todo el sistema de seguridad lo tiene el transportador incluyendo válvula de seguridad

y actuador neumático. No obstante lo anterior, se posee otro sistema de seguridad en la estación consistente en un actuador neumático con cierre por alta y baja presión.

Como resultado de la visita, no se encontraron irregularidades que requieran actuación adicional por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible.

En el aspecto tarifario, mediante comunicación SSPD 20122300568761 se requirió al prestador para aclarar información referente al factor de corrección.

Así mismo y de conformidad con la regulación vigente, establecida mediante las resoluciones CREG 057 de 1996, 011 de 2003, 108 de 2003, 040 de 2004, 001 de 2007 y 040 de 2009, se efectuó seguimiento a la aplicación del régimen tarifario realizada por la empresa, verificando las tarifas mensuales presentadas por la misma, comparándolas con la publicación mensual en los periódicos respectivos y comprobando el cargue adecuado de la información en el Sistema Único de Información Conjunta -SUI-.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir del análisis financiero se evidencian condiciones adecuadas para el normal funcionamiento del prestador, que no representan un riesgo que implique discontinuidad en el servicio público. No obstante lo anterior, es importante que la empresa fortalezca las acciones de recuperación de cartera, con el fin de brindar mayor seguridad a la operación al inyectar recursos que sirvan para cubrir requerimientos de capital de trabajo y/o inversión.

El análisis de proyección financiera realizado por el Auditor Externo concluye que no se evidencia la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de Gases de Occidente S.A. E.S.P. mientras la compañía continúe apalancándose financieramente en el tiempo con niveles de endeudamiento controlados.

De acuerdo con el Auditor, se observa que la financiación no bancaria es la segunda fuente representativa de ingresos operacionales, cuya rentabilidad es generada por la tasa de financiación. Se hará seguimiento al prestador en cuanto al servicio de la deuda con resultados 2013.

Del informe de la visita técnica realizada a este prestador, se puede concluir que al momento de la visita, las mediciones de los indicadores de calidad IPLI e IO realizadas en los municipios de Guacarí, Yumbo, Jamundí y Palmira en el departamento de Valle del Cauca, se encontraron dentro de los rangos establecidos por la normatividad vigente.

En relación con los aspectos constructivos de las redes de distribución, se encontró que el prestador da cumplimiento a lo establecido por la norma NTC 3728.

Se observa un incremento del 9.21% en los requerimientos relacionados con el IRST.

En el contrato revisado se observa que Gases de Occidente, cumple con la mayoría de las exigencias establecidas en el artículo 7 la resolución CREG 108 de 1997, sin embargo, frente a los numerales 1), 9), 11), y 22), no se da aplicación a lo establecido en la regulación, como se muestra a continuación:

Disposición Normativa	Inclusión en el contrato
1) Identidad de la empresa oferente del contrato;	Si bien se identifica mediante la razón social, no incluye número de NIT. Se sugiere ajustar.
9) Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Menciona la norma pero no transcribe el texto
11) Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.	No determina expresamente las sanciones aplicables al usuario.
22) Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Se incluye la constitución de garantías asociadas al artículo 130 de la Ley 142, pero no al 147.

Por lo anterior, se recomienda solicitar a la empresa la justificación por la cual no se ha dado aplicación total a las disposiciones de la resolución CREG 108 de 1997, en lo relacionado con el Contrato de Condiciones Uniformes.

Frente a la información de PQR, se observa que Gases de Occidente, presenta una disminución equivalente al 1.31% en el número de PQR radicadas en 2012 con relación a la cantidad atendida en 2011. No obstante, el departamento del Cauca registra un incremento superior al 137% en el número de PQR atendidas en 2012 con relación a 2011, que como se mencionó anteriormente, resulta llamativo toda vez que el incremento en el número de usuarios no supera el 60% para este mismo año.

Se recomienda requerir a la empresa para que presente un informe sobre las motivaciones en que se basan estas reclamaciones y sobre las acciones adoptadas por la empresa para corregir las causas atribuibles a la prestación del servicio.

De otra parte, se recomienda, realizar un seguimiento detallado al comportamiento de las PQR durante 2013, con especial atención a las PQR asociadas a reclamaciones por Revisiones Técnicas Reglamentarias y en general con la implementación de la resolución CREG 059 de 2012, a fin de establecer el cumplimiento a los plazos establecidos en la regulación para la realización de estas revisiones por parte de la empresa.

La cobertura en los mercados atendidos por Gases de Occidente S.A. E.S.P. alcanzó en 2012 una cifra de 778.669 usuarios de los sectores residencial, comercial e industrial de 38 poblaciones del suroccidente colombiano, con una participación mayoritaria de los estratos 1, 2 y 3, que superó el 84% del total de usuarios conectados.

En relación con la participación del consumo de los diferentes tipos de usuarios en 2012, los sectores de mayor consumo son, en su orden, el estrato 2, los usuarios industriales y los comerciales, orden que se mantiene concordante con el porcentaje de facturación de la empresa.

De acuerdo con información de cobertura del Ministerio de Minas y Energía con corte al cuarto trimestre de 2012, las coberturas residenciales potenciales alcanzaron a ese periodo un valor promedio del 92.8% y las coberturas residenciales efectivas un promedio del 70,2%. En este sentido, se espera que la empresa continúe el normal incremento de estas coberturas, y, de otra parte, incorpore nuevos mercados que le permitan llegar a conectar más usuarios, conforme a sus Planes de Expansión.

En los mercados relevantes de Cali, Buenaventura, Cauca-Este y Miranda-Padilla el

costo de la factura estimada en 2012, es inferior al costo del promedio nacional del mismo año. Esta diferencia se aprecia en un 9% en el caso de Cali, en un promedio del 27% para Cauca- este y Buenaventura y en un 30% para Miranda-Padilla.

Con base en la verificación de los componentes tarifarios realizada a los mercados atendidos por el prestador, se observa que la empresa da cumplimiento a la aplicación de la metodología y fórmulas establecidas en la regulación vigente durante el año 2012; no obstante se recomienda, continuar realizando la verificación respectiva, efectuando como mínimo una visita anual al prestador y aleatoriamente a algunos usuarios beneficiarios del servicio, con el fin de verificar la facturación recibida directamente por estos.

De acuerdo con lo señalado en el presente informe, la verificación de los aspectos de calidad y reporte de información al SUI indica que la empresa cuenta con 44 formatos pendientes de certificación por lo que se recomienda requerir al prestador para que efectúe el cargue de la información pendiente a la brevedad posible.

Igualmente, se recomienda evaluar en detalle la calidad de la información registrada por el prestador e informarle sobre las deficiencias de la información reportada al SUI.

Por otra parte, se recomienda solicitar aclaraciones así como evaluar los motivos por los cuales el prestador ha efectuado el cargue de formatos como "No Aplica", toda vez que en función de la actividad ejercida por el agente se habilita el cargue de los diferentes formatos para registro de información al SUI.

Finalmente, como trabajo posterior 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.