

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES GAS AND OIL ENGINEERING S.A E.S.P.**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y  
GAS COMBUSTIBLE DIRECCIÓN TÉCNICA DE  
GESTIÓN DE GAS COMBUSTIBLE  
Bogotá, Junio 2016**

## GAS AND OIL ENGINEERING S.A E.S.P.

### ANÁLISIS 2015

#### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Gas and Oil Engineering S.A. E.S.P. se encuentra constituida como sociedad anónima, para desarrollar la actividad de Comercializador Distribuidor por Red de GLP desde el 30 de abril de 2010. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$1.516.079 y tiene su sede principal en Bucaramanga – Santander. Su última actualización aprobada en RUPS fue el día 07 de marzo de 2016.

Tipo de Sociedad	Anónima
Razón Social	Gas and Oil Engineering S.A E.S.P.
Sigla	Ingasoil S.A E.S.P.
Representante Legal	Ariel Guarín Camacho
Auditor - AEGR	ASPED CONSULTORES S.A.S

Fuente: SUI

#### 2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

##### 2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2015	2014	Variación
<b>Activo</b>	<b>\$7.447.385.235</b>	<b>\$7.092.603.870</b>	<b>5,00%</b>
Activo Corriente	\$3.346.848.101	\$3.497.269.202	-4,30%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$4.073.942.495	\$3.556.735.430	14,54%
Inversiones	\$0	\$0	
<b>Pasivo</b>	<b>\$6.069.529.940</b>	<b>\$5.741.815.251</b>	<b>5,71%</b>
Pasivo Corriente	\$3.042.010.631	\$2.926.395.204	3,95%
Obligaciones Financieras	\$3.450.676.788	\$3.301.232.708	4,53%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$1.377.855.295</b>	<b>\$1.350.788.619</b>	<b>2,00%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$1.702.817.000	\$1.702.817.000	0,00%

Fuente: SUI

- Activos

El total de activos de la compañía presentó un incremento del 5% respecto al año 2014, explicado principalmente por un aumento en la propiedad planta y equipo. La estructura del activo de la compañía está conformada según su orden de importancia de la siguiente manera:

- Los activos fijos de la compañía representan el 54.7% del total del activo, compuesta principalmente por redes de distribución de GLP y construcciones en curso.

El saldo de los activos fijos presenta un comportamiento creciente respecto al año 2014, dado que su aumento corresponde al 14,5%. El componente del activo fijo que explica en mayor proporción el aumento de este grupo, son las redes de distribución, las cuales aumentaron un 28%, equivalente en \$687 millones de pesos.

- El grupo de deudores participa en el 43% del total del activo de Ingasoil y presenta un descenso del 4.5% respecto al año anterior explicado principalmente por una disminución de \$220 millones de pesos en la cartera de asociada a la venta de bienes. Es importante señalar que no se observa a que hace referencia esta cartera, porque la empresa no reportó el formato de cuentas por cobrar y las notas presentan una deficiencia en el cargue.

En visita del mes de junio de 2016, la empresa señala que no tienen habilitados los formatos mencionados en la aplicación SUI y por tal razón enviaron mesa de ayuda 338380 del 02 de mayo de 2016. Adicionalmente, en la misma visita, en relación a los anexos al plan contable, la empresa realizó la verificación del cargue y evidenció en visita que efectivamente se encuentra el archivo incompleto. Por tal razón, la empresa procede a realizar el cargue completo de los anexos al plan contable, el día 22 de junio de 2016, lo cual se verifica por parte de la superintendencia en la aplicación SUI.

Los principales componentes del grupo son: los avances y anticipos, y la cartera de venta de bienes, las cuales concentran para el año 2015, el 35% y el 34% del grupo, respectivamente.

- Pasivos

El total de pasivos de la empresa presentó un crecimiento de 5,7% respecto al año 2014 explicado principalmente por un aumento en los ingresos recibidos por anticipado por valor de \$247 millones de pesos. El pasivo concentra el 81,5% de los activos de la compañía. La estructura del pasivo de la empresa está conformada según su orden de importancia relativa de la siguiente manera:

- Las Obligaciones Financieras representan el 57% del total del pasivo y el 46% del total del activo, conformadas por créditos con entidades bancarias. Las obligaciones financieras presentan un crecimiento del 4,3% respecto al año anterior, debido a la adquisición de créditos por valor aproximado de \$149 millones de pesos.

En visita del mes de junio de 2016, la empresa señala que para poder terminar los proyectos que se estaban cerrando por cuenta propia, requirió apalancamiento financiero y recurrió a créditos con entidades bancarias, logrando terminar los municipios de Chima, Valle de San José, Ocamonte, Coromoro, Encino, Toca, Los Santos, Confines – Socorro, Guacamayo y San Joaquín.

- Las Cuentas por Pagar representan el 22% del total de activo de Ingasoil y el 27% del total del pasivo. El grupo está compuesto principalmente por Proveedores y Otras cuentas por pagar. Las cuentas por pagar presentan una variación positiva del 2,5% respecto al año 2014, ocasionado principalmente por el aumento de la financiación con proveedores en \$203 millones de pesos.
- Patrimonio

El total del patrimonio representa el 18,5% del total de activos de la compañía y está conformado en esencia por el capital y reservas. Adicionalmente, la compañía presentó un incremento patrimonial del 2% respecto al año 2014, explicado principalmente por la obtención de utilidad del ejercicio en el año 2015 versus la pérdida presentada en el año 2014.

Es importante señalar que existe unos resultados de ejercicios anteriores con un valor significativo, el cual registra un valor de (-\$510) millones de pesos. Sin embargo, para la vigencia 2015, la empresa presentó una utilidad de \$27 millones de pesos.

## 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2015	2014	Variación
INGRESOS OPERACIONALES	\$3.747.150.583	\$3.935.450.392	-4,78%
COSTOS OPERACIONALES	\$2.420.018.183	\$3.060.381.019	-20,92%
GASTOS OPERACIONALES	\$1.119.553.286	\$962.311.730	16,34%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$207.579.114	(\$87.242.357)	-337,93%
OTROS INGRESOS	\$53.586.903	\$29.223.109	83,37%
OTROS GASTOS	\$234.099.341	\$545.156.540	-57,06%
GASTO DE INTERESES	\$132.790.830	\$325.539.398	-59,21%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$27.066.676	(\$603.175.788)	-104,49%

Fuente: SUI

En el estado de resultados de Ingasoil, se observa que sus ingresos dependen en mayor proporción a la comercialización y distribución de GLP. La actividad de comercialización por red de GLP concentra el 72,7% del total del ingreso de la empresa. Los ingresos operacionales de la empresa presentan una disminución del 4,7%, equivalentes en \$188 millones de pesos.

Adicionalmente, la empresa reporta otros ingresos operacionales asociados a venta de bienes comercializados, los cuales en el año 2015 correspondían al 26% del ingreso

total, sin embargo para el año 2014, estos ingresos tuvieron una participación material del 51%, lo cual se representa una disminución del 50,6% de dichos ingresos, equivalente en \$1.023 millones de pesos. Por otra parte, los ingresos asociados a la distribución y comercialización por red del GLP, presentaron un incremento del 44,6%, equivalente en 852 millones de pesos.

Los Costos Totales de Ingasoil representan el 67,6% del ingreso de la empresa y presentaron una reducción de 21% respecto al año anterior explicado principalmente por una disminución en el costo del servicio de personal, equivalente a \$961 millones de pesos. En síntesis los costos totales se redujeron en \$640 millones de pesos, debido a que pese a la disminución del servicio de personal, se incrementó el costo de bienes para la venta en un 32%, equivalente en \$453 millones de pesos.

Los Costos del servicio público de la empresa a diciembre de 2015 están compuestos principalmente de la siguiente forma:

- El Costo de servicios personales en 85% del total del costo del servicio público de la empresa,
- Arrendamientos participan en el 9% del total del costo del servicio.
- Materiales y Otros costos de Operación concentran el 4% del costo del servicio público.

Es importante aclarar que resulta extraño que la empresa no reporte valores en la cuenta 7530, la cual registra, entre otras cosas, el valor del costo del GLP, el cual es un insumo fundamental para el funcionamiento de la empresa. Lo anterior, puede llevar a conducir a un presunto problema en la calidad de información reportada.

De acuerdo a lo anterior, la superintendencia mediante comunicación 20162300303431 de 31 de mayo, requiere a la empresa. El prestador da respuesta a las inquietudes del radicado, en visita de la Dirección Técnica del mes de junio de 2016, donde la empresa señaló que “Los costos de Bienes servicios públicos para la venta que se dejaron de reflejar en la cuenta 7530, se reportaron en la cuenta 6210 por valor de 1.856.363.125.54, para tal efecto realizaremos el procedimientos y requisitos establecidos en el artículo 1 de la Resolución SSPD No. 20121300035485 del 14 de noviembre de 2012.”

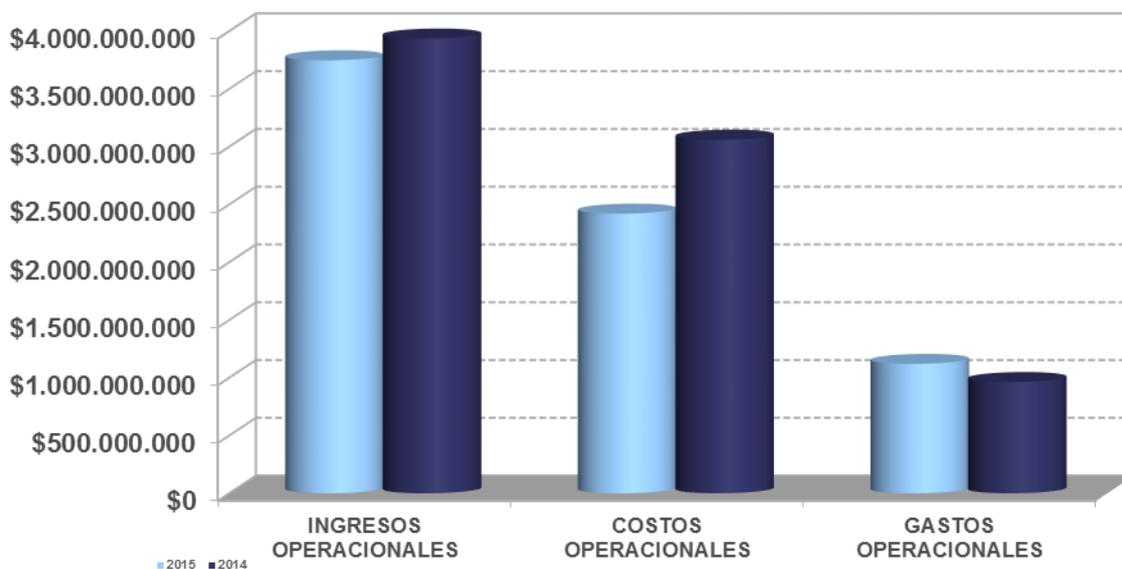
Adicionalmente, en la comunicación 20162300303431 de 31 de mayo, la empresa también da respuesta sobre la ausencia de reporte de la cuenta depreciación del grupo de costos de producción a lo cual la empresa respondió que “Respecto a la Depreciación de Activos Fijos, informamos que no se reflejó en la cuenta 75 – Costos de Producción, sino a la cuenta 5330 Depreciación de Propiedad Planta y Equipo, por valor de 150.726.358.67, para tal efecto realizaremos el procedimientos y requisitos establecidos en el artículo 1 de la Resolución SSPD No. 20121300035485 del 14 de noviembre de 2012”

Los gastos operacionales de la compañía concentran el 29% del total del ingreso operacional neto y muestran un crecimiento de 16% respecto al año anterior, lo cual es explicado por un aumento de los gastos generales y sueldos administrativos por valor de \$144 millones de pesos.

Los Otros Gastos presentan una disminución del 57% y concentran el 6% del total del ingreso de la empresa. Los otros gastos están concentrados principalmente en el gasto de intereses, los cuales presentan una disminución de 59% equivalente a \$193 millones de pesos.

La Superintendencia en visita del mes de junio de 2016, pregunta a la empresa por qué se tiene una disminución en los gastos financieros del 2015 en comparación del año 2014, si para el año 2015, las obligaciones financieras aumentaron. La empresa señala que se realizó un acuerdo privado de reestructuración de obligaciones financieras, donde la empresa tiene un periodo de gracia de 2 años para el pago de la amortización de capital, lo anterior se debía a que la empresa por problemas financieros no pudo cumplir en el año 2015 con el pago de sus intereses, por tal razón se observa una disminución en este grupo contable, sin embargo se resalta que la firma del acuerdo respalda el compromiso de la empresa por cancelar sus acreencias financieras.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

Como se observa en la gráfica 2.1, la gestión operacional de la empresa presentó una reducción en los ingresos y costos, sin embargo la reducción de los ingresos fue inferior al descenso de los costos, lo cual ocasionó que la pérdida operacional del año 2014 se extinguiera y se pasara a una utilidad operacional de 207 millones de pesos.

Los resultados netos del ejercicio de la empresa presentan un escenario similar al de la gestión operacional, en el sentido que en el 2015 se disminuyeron los otros gastos debido a la reducción del gasto por intereses, lo cual favorece en parte el resultado obtenido en la gestión operacional. Así las cosas, el incremento de la utilidad operacional y la disminución de los gastos financieros, traen como consecuencia que se presente una eliminación de la pérdida neta del año 2014 y se obtiene una utilidad neta de \$27 millones de pesos, para el año 2015.

## 2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2015	2014
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,1	1,2
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	162,8	174,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	152,3	96,3
Activo Corriente Sobre Activo Total	44,94%	49,31%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	81,5%	81,0%
Patrimonio Sobre Activo	18,5%	19,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	50,1%	51,0%
Cobertura de Intereses – Veces	1,9	0,3
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	375.470.905	116.583.143
Margen Operacional	10,0%	3,0%
Rentabilidad de Activos	5,0%	1,6%
Rentabilidad de Patrimonio	32,3%	12,8%

### Liquidez

La razón corriente de la empresa es de aproximadamente 1.1 veces y presenta un leve deterioro del indicador respecto al año 2014. El actual indicador implica que con los actuales activos corrientes de \$3.347 millones la compañía alcanza a cubrir el pasivo a corto plazo el cual asciende a \$3.472 millones al corte del año 2015, ante una exigibilidad. Lo anterior disminuye la probabilidad de riesgo de liquidez para la empresa.

La rotación de cartera de la empresa tuvo una disminución de 12 días respecto al año anterior, lo cual evidencia que en promedio la empresa recauda su cartera con una mayor velocidad respecto al año 2014. Para el año 2015, la empresa en promedio otorga a sus clientes un plazo cercano a los 5 meses y medio para el pago de sus obligaciones.

En contraste, la empresa en promedio paga sus obligaciones con proveedores cada 5 meses, lo cual representa un comportamiento creciente en 56 días en comparación al año 2014.

El activo corriente de la compañía corresponde al 45% del total del activo de la empresa para el año 2015 y presenta una disminución de 4 puntos porcentuales respecto al año 2014.

## **Endeudamiento**

En el año 2015, el nivel de endeudamiento es del 81.5%, lo cual representa un comportamiento constante respecto a la vigencia anterior, esta reducción es explicada por un aumento proporcional de los créditos financieros en relación al total del pasivo y activo.

Por defecto, el patrimonio de la empresa representa actualmente el 18.5% de la estructura de financiación de Ingasoil y presenta un comportamiento relativamente constante respecto al año 2014.

La porción corriente de las obligaciones de la empresa corresponde al 50% del total del pasivo. El pasivo corriente tiene un comportamiento constante respecto al año 2014.

La cobertura de intereses de Ingasoil es de 1.9 veces y presenta un mejoramiento respecto al año 2014 ocasionado porque en el año 2015 la empresa presenta un Ebitda positivo y menor gasto por intereses. Lo anterior significa que a diferencia del año 2014, la operación de la empresa alcanzó a generar efectivo para cubrir el costo de la deuda, lo anterior no quiere decir que el indicador sea adecuado, sin embargo se observa mejoramiento del mismo.

## **Rentabilidad**

El indicador Ebitda de la empresa tuvo un resultado positivo y un aumento equivalentes en \$259 millones de pesos, respecto al año 2014, explicado en esencia por la reducción de los costos y gastos financieros.

El margen operacional de la empresa es de 10% al cierre de 2015 y presenta un mejoramiento de aproximadamente siete puntos porcentuales en comparación al año 2014. Lo anterior, se explica debido a que el monto de disminución de los ingresos es inferior al monto de disminución de los costos.

La rentabilidad del activo y patrimonio tuvieron un mejoramiento, debido a lo ya explicado en apartes anteriores donde se evidencia el aumento del Ebitda en relación al año 2014.

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

#### 3.1 INFRAESTRUCTURA.

La empresa tiene su sede principal en la ciudad de Bucaramanga, desde allí se gestiona la actividad de venta de GLP a través de ductos, para la prestación del servicio en los municipios donde cuentan con cobertura se realiza por medio de tanques estacionarios los cuales son llenados por medio de camiones cisternas los cuales transportan el GLP hasta estos municipios; observemos el cuadro de la ubicación de los tanques estacionarios en la siguiente tabla:

**Tabla 3.1 Ubicación tanques estacionarios.**

MUNICIPIO	LONGITUD	LATITUD	ALTITUD	TIPO DE ESTACIÓN	CÓDIGO DE LA ESTACIÓN
ARATOCA	-73.021.144	6.694.583	1777	TNQ	EA 010
CAPITANEJO	-72.700.006	6.529.278	1076	TNQ	EA 003
CHIMA	-73.372.794	6.345.794	1117	TNQ	EA 013
CONTRATAACION	-73.474.161	6.295.633	1657	TNQ	EA 006
ENCINO	-73.097.036	613.495	1837	TNQ	EA 014
ENCINO	-73.098.483	6.139.128	1871	TNQ	EA 014A
GUACA	-72.854.808	6.882.261	2337	TNQ	EA 002
GUACA	-72.859.811	6.870.006	2323	TNQ	EA 002A
GUADALUPE	-73.421.011	6.245.297	1427	TNQ	EA 007
GUADALUPE	-7.341.815	6.250.181	1436	TNQ	EA 007A
MOGOTES	-72.976.111	6.478.228	1668	TNQ	EA 009
OCAMONTE	-73.120.644	6.340.372	1426	TNQ	EA 012
OIBA	-73.297.297	6.268.111	1455	TNQ	EA 008
OIBA	-733.019	6.258.697	1395	TNQ	EA 008A
SAN ANDRES	-72.851.897	6.806.494	1574	TNQ	EA 001
SAN ANDRES	-72.783.569	6.769.306	1675	TNQ	EA 001A
SANTA BARBARA	-72.907.356	6.992.958	1939	TNQ	EA 004
SIMACOTA	-72.907.356	6.992.958	1086	TNQ	EA 005
VALLE DE SAN JOSE	-73.141.661	6.454.833	1250	TNQ	EA 011
TOCA	-7.317.885	5.568.236	2810	TNQ	EA 017
SAN JOAQUIN	-72.870.589	6.426.033	1950	TNQ	EA 015

FUENTE SUI.

### 3.2 COBERTURA

La prestación del servicio de GLP por redes tiene cobertura en los siguientes municipios, según la información suministrada por parte de la empresa Gas and Oil Engineer S.A.E.S.P:

**Tabla 3.2. Municipios de cobertura.**

ITEM	EMPRESA	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
1	GAS AND OIL ENGINEERING S.A.E.S.P	Aratoca	Santander
2		Capitanejo	Santander
3		Cofines	Santander
4		Contrata	Santander
5		Comoro	Santander
6		Encino	Santander
7		Guaca	Santander
8		Guapalupe	Santander
9		Mogotes	Santander
10		Ocamonte	Santander
11		Oiba	Santander
12		Pagote	Santander
13		San Andres	Santander
14		San Joaquin	Santander
15		Santa Barbara	Santander
16		Santos	Santander
17		Simatoca	Santander
18		Toca	Boyaca

Se realizó solicitud a la empresa de los certificados de cada tanque estacionarios así como de sus montajes en cumplimiento de la norma NTC 3853 y la resolución 180581 de 2008; mediante el radicado SSPD N° 20162300308131 del 1 de Junio de 2016.

### 3.3 RESPUESTA AL SERVICIO TECNICO.

Analizando el formato "T2. Respuesta servicio técnico" del año 2015 cargado en la página del SUI, se puede considerar que la empresa en muchos casos donde se realiza las visitas a los usuarios y se constata que se ha realizado la manipulación de las redes que suministran el servicio a cada residencia así como sus instalaciones internas, la empresa procede, aun observando estas faltas por parte de los usuarios, permitir la continuidad del servicio, la cual en muchas situaciones son reportadas. Consideramos que lo se debió hacer fue suspender la prestación del servicio, ya que la empresa prestadora del servicio es la responsable de la seguridad, tanto de sus redes como de las instalaciones internas, como se estipula en el código de distribución, y no evadir esa responsabilidad ni transmitirla al usuario por esta razón se le solicito a la empresa Gas and Oil Engineering S.A.E.S.P por medio del radicado SSPD N° 20162300308131 del 1 de Junio de 2016 una justificación sobre estas situaciones presentadas.

**Tabla 3.3. Respuesta servicio técnico año 2015.**

CAR_T74 9_RAD_R ECIBIDO	CAR_T74 9_NIU	CAR_T74 9_TIPO_E VENTO	CAR_T74 9_TIPO_S OLICITUD	CAR_T74 9_FECHA _SOLICIT UD	CAR_T74 9_HORA_ SOLICITU D	CAR_T74 9_FECHA _ATENCI ON	CAR_T74 9_HORA_ ATENCIO N	CAR_T749_OBSERVACIONES	CAR_CAR G_SECUE	CAR_ARC H_SECUE	CAR_T74 9_SECUE
185	003754	EC	3	15/01/15	09:00:00	15/01/15	09:00:00	El sr.Hector solicito u alargue en la mangueradel gasodomestico y al ver que eso no es permitido no lo hice y el sr. Hector manipulo la instalacion y esto queda a su propia responsabilidad	7152833	3871843	2079643
187	001682	EC	2	07/01/15	18:00:00	07/01/15	18:00:00	Se hizo revision se encontro que los usuarios manipularon las mangueras las aïz çadieron por sus propios medios con uniones quedando fuga.se reviso y se dejo el servicio restablecidocon uniones y quedo a la responsabilidad de ellos.	7152833	3871843	2079645

FUENTE SUI.

### 3.4 PRESION EN LINEAS Y NIVEL DE ODORIZACION.

Analizando el formato “t4. Presión en líneas y nivel de Odorizacion” del año 2015 cargado en la página del SUI, el cual fue realizado por el método fisiológico, no se observan valores por encima del límite permisible, como se puede apreciar a continuación:

**Tabla 3.4. Presión en líneas y nivel de Odorizacion año 2015.**

CAR_T75 O_NIU	CAR_T75 O_FECHA	CAR_T75 O_HORA	CAR_T750_PRESION_MEDIDA	CAR_T750_SUSTANCIA_ODORANT E	CAR_T750_MET ODO	CAR_T750_NIVEL_CONCENTRA	CAR_T750_O BSERVACIO NES	CAR_CARG_SECUE E	CAR_ARC H_SECUE	CAR_T75 O_SECUE
3348	01/04/15	07:20:00	30	1	FS	11	OK	7244554	3939110	1169671
4337	01/04/15	08:00:00	29	1	FS	11	OK	7244554	3939110	1169672
1193	01/04/15	08:50:00	28	1	FS	11	OK	7244554	3939110	1169673
1258	01/04/15	09:42:00	28	1	FS	11	OK	7244554	3939110	1169674
3156	01/04/15	10:42:00	29	1	FS	11	OK	7244554	3939110	1169675
4753	01/05/15	08:00:00	28	1	FS	11	OK	7152829	3871846	1147000
4681	01/05/15	08:15:00	28	1	FS	11	OK	7152829	3871846	1147001
6269	01/05/15	08:30:00	28	1	FS	11	OK	7152829	3871846	1147002
5025	01/05/15	08:45:00	28	1	FS	11	OK	7152829	3871846	1147003
5130	01/05/15	09:00:00	28	1	FS	11	OK	7152829	3871846	1147004

FUENTE SUI.

### 3.5 INFORMACION TECNICO - OPERATIVO A REPORTA EN EL SUI.

**Tabla 3.5. Información en el SUI año 2015.**

EMPRESA	AÑO	PERIODICIDAD	PERIODO	CODIGO	FORMATO	ESTADO
Gas and Oil engineer S.A.E.S.P	2015	anual	2015	272	GLP-C1-PLANTAS ALMACENADORAS/EN VASADORAS	No Cargaron Información
		anual	2015	281	GLP-C10-TANQUES ESTACIONARIOS DISTRIBUIDOR	No Cargaron Información
		anual	2015	273	GLP-C2-REDES DE TUBERIA	No Cargaron Información
		anual	2015	275	GLP-C4-SISTEMAS CONTRA INCENDIOS	No Cargaron Información
		anual	2015	277	GLP-C6-SISTEMAS DE BOMBEO	No Cargaron Información
		anual	2015	278	GLP-C7-TANQUES,CISTERNAS, CARROTANQUES	No Cargaron Información
		anual	2015	279	GLP-C8-BOMBAS O COMPRESORES	No Cargaron Información
		anual	2015	648	T1.INFORMACION ESTACION REGULACION Y TANQUES ALMACENAMIENTO	Información cargada
		mensual	todos los meses reportados en el 2015	ENE-T-0003	03. Calidad Gas Combustible	Información cargada
		mensual	todos los meses reportados en el 2015	649	T2.RESPUESTA SERVICIO TECNICO	Información cargada
		mensual	todos los meses reportados en el 2015	650	T4.PRESION EN LINEAS Y NIVEL DE ODORIZACION	Información cargada

De la anterior tabla se puede concluir que la empresa Gas and Oil Engineer S.A.E.S.P solo ha realizado el cargue de los aspectos técnico-operativo de un 36 % de los formatos que deben cargar por esta razón mediante el radicado SSPD N° 20162300308131 del 1 de Junio de 2016 se solicita el cargue de esta.

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

La empresa **GAS AND OIL ENGINEERING S.A ESP.**, registra las actividades como comercializador y distribuidor por redes de Gas Licuado de Petróleo, a continuación se analiza el comportamiento de la composición del mercado; basándonos en la información reportada por la empresa en mención, en cuanto al comportamiento en el número de usuarios, los consumos y las peticiones quejas y recursos para las vigencias 2014 y 2015.

##### 4.1 SUSCRIPTORES MERCADO REGULADO

La empresa GAS AND OIL ENGINEERING S.A. E.S.P, presenta un comportamiento creciente de suscriptores entre los años 2014 y 2015, con un incremento del 52,28% en el total de usuarios en el 2015 con respecto al 2014.

En usuarios residenciales para el año 2014 se observa, que la mayor participación la presentan en los estratos 2, 1 y 3 con 72,68%, 23,22% y 3,51% respectivamente; situación que se mantiene con un aumento aproximado de 0,3% para el 2015 cuya participación para los estratos 2, 1 y 3 fue de 72,39%, 23,64% y 3,44% respectivamente; sin embargo en este mismo año la empresa suscribió dos nuevos usuarios en el estrato 4.

Es de resaltar que los usuarios residenciales para 2014 y 2015 son los de mayor participación. En el caso de los usuarios no residenciales se observa que este representa el 0,53% y comprendido solamente por usuarios Comerciales, con un total 629 para 2015 y 373 en 2014.

**Tabla 4.1. Total de usuarios por empresa – participación y variación por estrato 2014-2015.**

	2014	Porcentaje de participación 2014 (%)	2015	Porcentaje de participación 2015 (%)	Variación (%)
Estrato 1	14439	23,22	28126	23,64	51,34
Estrato 2	45201	72,68	86111	72,39	52,49
Estrato 3	2181	3,51	4090	3,44	53,33
Estrato 4	0	0	2	0,002	0,00
Estrato 5	0	0	0	0	0,00
Estrato 6	0	0	0	0	0,00
TOTAL RESIDENCIAL	61821	99,40	118329	99,47	52,25
Comercial	373	0,60	629	0,53	59,30
TOTAL NO RESIDENCIAL	373	0,60	629	0,53	59,30
TOTAL USUARIOS	62194	100,00	118958	100,00	52,28

FUENTE: SUI

En cuanto a cobertura geográfica, de acuerdo a la información disponible en SUI, se encontró que Ingasoil S.A. S.E.P., en 2014 solo reporta usuarios en el departamento de Santander, pero en el año 2015 reporta usuarios en los departamentos de Santander y Boyacá, para este último solamente en el municipio de Toca.

#### 4.2 CONSUMOS MERCADO REGULADO 2014-2015

En relación a los consumos en m<sup>3</sup>, se observa que en el 2014 la empresa en mención reportó al SUI haber vendido 346.828 m<sup>3</sup> y para el 2015 un total de 640.515 m<sup>3</sup>, lo que representó una variación positiva del 54,15% en el total vendido, como se muestra en la tabla siguiente,

**Tabla 4.2 Consumo usuarios residencial y no residencial m3.**

PERIODO	2014		2015		Variación (%)
	VARIABLE	Número de suscriptores	Consumo Total (m³)	Número de suscriptores	
Residencial	61821	325277	118329	606520	53,63
No Residencial	373	21551	629	33995	63,39
TOTAL	62194	346828	118958	640515	54,15

FUENTE:SUI

### 4.3. PETICIONES QUEJAS Y RECURSOS –PQR

De acuerdo con la información reportada Por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), durante el 2014 y 2015, la empresa registro para el 2014, 170 PQR presentados por los usuarios, y para el 2015 registró 298 PQR los que corresponde a un aumento en la variación Total del 75,29% del 2015 con relación al 2014 (Tabla 4.3).

Teniendo en cuenta la tabla 4.3, La mayor variación reportada se refleja en la causal Alto Consumo representado en 650%; seguida de Error de Lectura con una variación 300%; estos resultados requieren la necesidad que la empresa realice las explicaciones del caso.

**Tabla 4.3 - peticiones quejas y recursos – PQR**

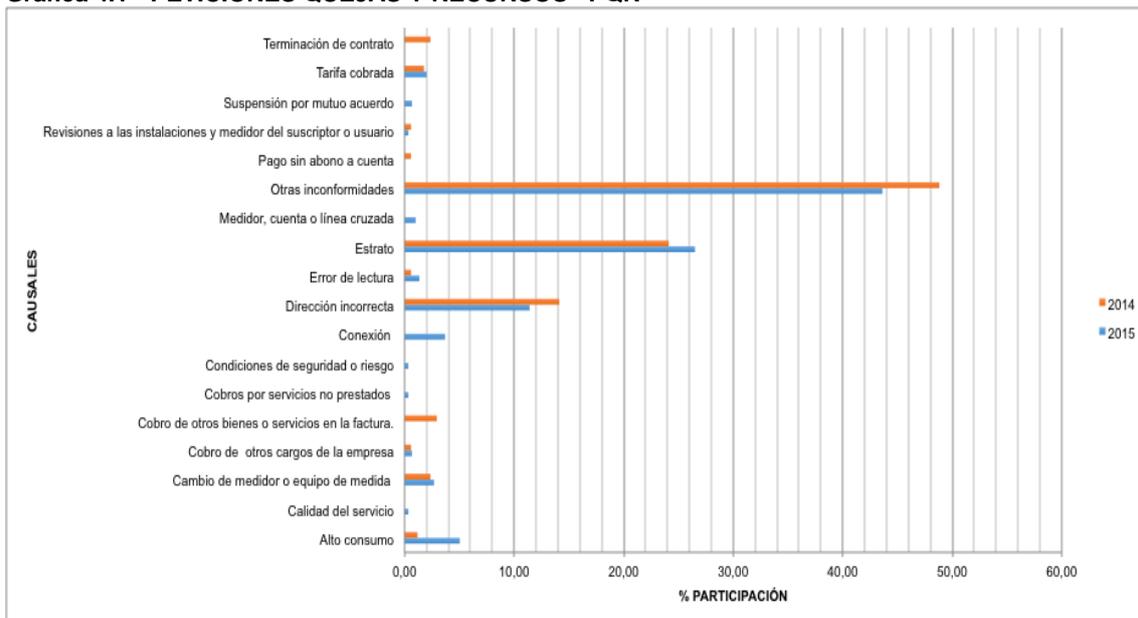
Causales	Cantidad	Participación 2014 (%)	Cantidad	Participación 2015 (%)	Variación (%)
	2014		2015		
Alto consumo	2	1,18	15	5,03	650,00
Calidad del servicio	0		1	0,34	
Cambio de medidor o equipo de medida	4	2,35	8	2,68	100,00
Cobro de otros cargos de la empresa	1	0,59	2	0,67	100,00
Cobro de otros bienes o servicios en la factura.	5	2,94	0		-100,00
Cobros por servicios no prestados	0		1	0,34	
Condiciones de seguridad o riesgo	0		1	0,34	0,00
Conexión	0		11	3,69	0,00
Dirección incorrecta	24	14,12	34	11,41	41,67
Error de lectura	1	0,59	4	1,34	300,00
Estrato	41	24,12	79	26,51	92,68
Medidor, cuenta o línea cruzada	0		3	1,01	
Otras inconformidades	83	48,82	130	43,62	56,63
Pago sin abono a cuenta	1	0,59	0	0,00	-100,00
Revisiones a las instalaciones y medidor del suscriptor o usuario	1	0,59	1	0,34	0,00
Suspensión por mutuo acuerdo	0		2	0,67	
Tarifa cobrada	3	1,76	6	2,01	100,00
Terminación de contrato	4	2,35	0		-100,00
<b>TOTAL</b>	<b>170</b>	<b>100,00</b>	<b>298</b>	<b>100</b>	<b>75,29</b>

Fuente: Sistema Unico de Información-SUI

En términos porcentual el mayor volumen de reclamaciones para el 2014 son Otras Inconformidades con el 48,82%, seguido de Estrato con el 24,12% y Dirección Incorrectas 14,12% (Grafica 4.3)

Para el 2015 las causales más relevantes son Otras Inconformidades con el 43,62%, seguido de Estrato con el 26,51% y Dirección Incorrectas 11,41% (Grafica 4.3)

**Grafica 4.1 - PETICIONES QUEJAS Y RECURSOS –PQR**



En el análisis de respuestas a PQR, la variación muestra un incremento general del 2015 con relación al 2014 del 75,29%; en el tipo de respuesta en acceder parcialmente con una variación del 2014 frente al 2013 del 2150,00 %, seguido de acceder con 131,75 %.

Respuesta PQR	Cantidad 2014	Participación 2015 (%)	Cantidad 2015	Participación 2015 (%)	Variación (%)
Accede	63	37,06	146	48,99	131,75
Accede parcialmente	2	1,18	45	15,10	2150,00
Confirma	0	0,00	4	1,34	
Modifica	99	58,24	96	32,21	-3,03
No accede	6	3,53	5	1,68	-16,67
Rechaza	0	0,00	1	0,34	
Revoca	0	0,00	1	0,34	
<b>TOTAL</b>	170	100,00	298	100,00	75,29

#### 4.4. ASPECTOS TARIFARIOS

##### 4.4.1. Régimen tarifario

Para el cálculo y aplicación de los costos y tarifas en el año 2015 Gas and Oil Engineering S.A.E.S.P. (INGASOIL) atendió 10 mercados relevantes, con gas licuado de petróleo GLP por redes, por los cuales se remuneran con las fórmulas tarifarias establecidas por la CREG en la resolución CREG 137 de 2013, metodología que entró en vigencia a partir del primero de enero de 2014.

Las metodologías tarifarias aplicables buscan remunerar vía tarifa los diferentes agentes de la cadena de prestación del servicio, para lo cual se involucran los componentes de compras de gas -G, transporte -T, distribución de gas -D y comercialización – C, los cuales varían cada mes. A partir de estos componentes, se calculan el cargo fijo y el cargo variable.

Los costos de las compras y del transporte se derivan de las condiciones particulares de las negociaciones entre las partes, estos valores también están afectados por la tasa representativa del mercado –TRM. En cuanto a los costos de distribución y comercialización, corresponden a los valores aprobados por la CREG en resoluciones particulares para cada mercado relevante atendido, estos valores son actualizados mensualmente con el índice de precios al productor –IPP y el índice de precios al consumidor –IPC, respectivamente; adicionalmente, están afectados por un factor de productividad mensual definido por el Regulador.

Para la definición de las tarifas y subsidios a los estratos 1 y 2, se cuenta con la resolución CREG 186 de 2010, modificada por la resolución CREG 186 de 2013.

Gas and Oil Engineering S.A.E.S.P. (INGASOIL) cuenta con los siguientes mercados relevantes, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG;

**Tabla 4.4.1.1. Mercado relevantes.**

MERCADO RELEVANTE	RESOLUCION DE APROBACION DE CARGOS
Valle de San Jose	Resolucion 160 DE 2013
San Andres	Resolucion 127 DE 2008
Simacota	Resolucion 38 DE 2009
Aratocha	Resolucion 94 DE 2013
Mogotes	Resolucion 131 DE 2011
Santa Barbara	Resolucion 104 DE 2012
Guadalupe	Resolucion 36 de 2009
Ocamonte-Chima-Confines-Encino-Coromoro	Resolucion 194 de 2013
Capitanejo	Resolucion 39 de 2009
Oiba	Resolucion 130 de 2011

Fuente *SUI*

#### 4.4.2. Estructura de costos y tarifas

El análisis de los costos y tarifas se basa en el mercado relevante denominado Valle de San José. Atendidos por la Empresa.

El mercado el Valle de San José, cuenta con aprobación de cargos de distribución y comercialización con la Resolución CREG 160 DE 2013.

A continuación se presenta la estructura de costos y tarifas regida en el mercado del valle de san José

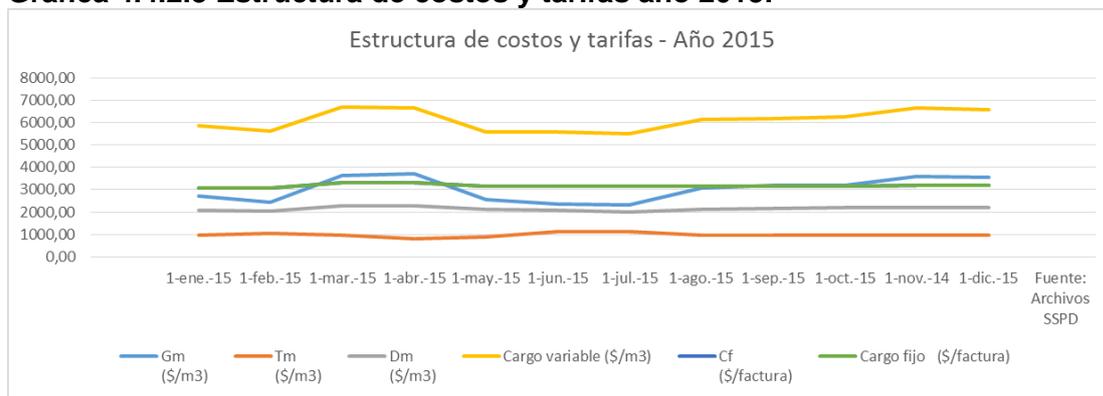
**Tabla.4.4.2.1 estructura de costos y tarifas año 2015.**

Mercado relevante valle de san jose						
Estructura de costos y tarifas - Año 2015						
Mes/Año	Gm (\$/m <sup>3</sup> )	Tm (\$/m <sup>3</sup> )	Dm (\$/m <sup>3</sup> )	Cargo variable (\$/m <sup>3</sup> )	Cf (\$/factura)	Cargo fijo (\$/factura)
1-ene.-15	2.705	978	2.077	5.855	3.061	3.061
1-feb.-15	2.422	1.057	2.048	5.617	3.077	3.077
1-mar.-15	3.622	961	2.278	6.701	3.294	3.294
1-abr.-15	3.705	822	2.267	6.634	3.321	3.321
1-may.-15	2.569	902	2.105	5.578	3.135	3.135
1-jun.-15	2.352	1.119	2.089	5.566	3.139	3.139
1-jul.-15	2.328	1.143	2.015	5.480	3.139	3.139
1-ago.-15	3.087	982	2.127	6.136	3.141	3.141
1-sep.-15	3.194	972	2.172	6.192	3.152	3.152
1-oct.-15	3.194	972	2.194	6.236	3.170	3.170
1-nov.-14	3.591	983	2.191	6.653	3.188	3.188
1-dic.-15	3.547	983	2.202	6.591	3.203	3.203

Fuente: Archivos SSPD

En el gráfico a continuación, se observa el comportamiento de los costos asociados al cargo variable. El transporte –Tm presentó su mayor pico en julio con \$1.142.10/m<sup>3</sup> y el menor en abril con \$822.14/m<sup>3</sup>; las compras – Gm del gas oscilaron entre \$2.328.35/m<sup>3</sup> y \$3.547.07/m<sup>3</sup>, los costos de distribución tuvieron un crecimiento constante durante todo el año, iniciando en 2076/m<sup>3</sup> y finalizando en \$2202/m<sup>3</sup>.

**Grafica 4.4.2.3 Estructura de costos y tarifas año 2015.**



#### 4.4.3. Estructura de subsidios aplicados

Para los estratos 1 y 2 la tarifa está en función del costo equivalente<sup>1</sup>, el cual se calcula teniendo en cuenta el cargo fijo, el cargo variable y el consumo promedio. Los primeros 20m<sup>3</sup> a los usuarios de los estratos 1 y 2 se facturan con la tarifa que se obtiene a partir del costo equivalente y de la aplicación del porcentaje de subsidio otorgado a cada estrato; los consumos que superen los 20m<sup>3</sup> se facturan únicamente con el cargo variable y no son objeto de subsidio.

De conformidad con la Ley 1428 de 2010, los porcentajes de subsidios serán máximo del 60% para el estrato 1 y del 50% para el estrato 2.

<sup>1</sup> Definido por la CREG mediante la resolución 186 de 2013.

#### 4.4.4. Mercado relevante Valle de san José

En promedio durante el 2015, los subsidios otorgados al estrato 1 fueron cercanos al 60% y los del estrato 2 bordearon el 50%.

Tanto las tarifas del estrato 1 como las del 2 crecieron por encima del 5% durante el 2015, mostrando siempre un crecimiento gradual mes a mes.

**Tabla 4.4.4 Estructura de subsidios aplicados.**

Mes / Año	Estrato 1				Estrato 2			
	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m <sup>3</sup> )	Tarifa (\$/m <sup>3</sup> )	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m <sup>3</sup> )	Tarifa (\$/m <sup>3</sup> )	Subs. (%)
ENERO.2015	4,9	6.479,24	2.591,70	60,00%	5,72	6.389,70	3256,398146	49,04%
FEBRERO.2015	5,36	6.191,11	2.497,19	59,66%	5,57	6.169,47	3176,764984	48,51%
MARZO.2016	4,5	7.433,10	3.072,29	58,67%	4,89	7.374,72	3831,25	48,05%
ABRIL.2016	4,5	7.372,88	3.101,29	57,94%	4,53	7.368,00	3867,41	47,51%
MAYO.2015	4,23	6.319,55	2.527,82	60,00%	4,33	6.302,44	3151,22	50,00%
JUNIO.2015	4,54	5.628,26	2.684,59	52,30%	4,24	5.667,97	3235,57201	42,91%
JULIO.2015	4,85	6.127,05	2.450,82	60,00%	5	6.107,63	3053,815	50,00%
AGOSTO.2015	4,23	6.049,12	2.672,28	55,82%	4,3	6.039,08	3209,87	46,85%
SEPTIEMBRE.2015	4,54	6.885,82	2.754,33	60,00%	4,64	6.870,86	3435,43	50,00%
OCTUBRE.2015	4,23	6.985,80	2.794,32	60,00%	3,84	7.061,92	3530,96	50,00%
NOVIEMBRE.2015	4,29	7.396,25	2.958,50	60,00%	4,71	7.329,98	3664,99	50,00%
DICIEMBRE.2015	4,93	7.240,58	2.976,34	58,89%	4,63	7.282,68	3687,090524	49,37%

Conceptos Resolución CREG 186 de 2010

Fuente SUI

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

### 5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	34%	10%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	16,8	1,9	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	72,0	162,8	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	16,0	152,3	No Cumple
Razón Corriente – Veces	2	1,1	No Cumple

De acuerdo a los referentes establecidos, la empresa no cumple con ninguno de los indicadores referentes establecidos en la resolución CREG 072 de 2002 modificada por la resolución CREG 034 de 2004. Es importante señalar que a la fecha de elaboración del presente informe, el auditor de la empresa no ha realizado el cargue establecido en la resolución SSPD 12295 de 2012, por lo tanto no se pueden señalar la opinión del AEGR y la observación de la empresa en cada indicador. En adición, la empresa fue avisada mediante radicado 20162300246691 de 06 de mayo de 2016.

El margen operacional tuvo un comportamiento a la alza respecto al año anterior, lo cual ubica a Ingasoil a 24 puntos porcentuales del referente del sector; no obstante, se debe propender a tomar las medidas necesarias para lograr el referente sectorial.

La cobertura de intereses es de 1.9 veces lo cual evidencia un mejoramiento del indicador y demuestra que la empresa en el año 2015 generó un Ebitda superior para el pago de intereses, sin embargo la empresa se encuentra muy lejana del referente sectorial.

La empresa en promedio recauda su cartera a los 5.5 meses, lo cual mantiene a Ingasoil muy lejana del referente del sector. La empresa en promedio paga sus obligaciones con proveedores cada 5 meses, el indicador nos señala que la empresa está muy apartada al referente sectorial.

La razón corriente de la empresa es de 1.1 veces, lo cual aleja a la empresa del referente sectorial en 0.9 veces.

Se realiza la revisión del informe del auditor en la página SUI del año 2015 e informa en cuanto al Área Comercial lo siguiente:

**SUSCRIPTORES DEL SERVICIO:** Con el fortalecimiento de las redes, INGASOIL logró incorporar nuevos usuarios en GLP para la vigencia del 2015.

**PUNTOS DE ATENCIÓN A USUARIOS INGASOIL S.A. E.S.P.,** La auditoría no reporto sobre puntos de atención al usuario.

**VENTAS:** Los ingresos recibidos por las ventas han sido un soporte importante para Garantizar el Flujo de Caja de la empresa, con ella se cubre todas las necesidades administrativas, financieras, obligaciones bancarias y de la Superintendencia de Servicios Públicos como es el acuerdo de pago y mejorar la calidad del servicio a los usuarios en cada uno de los municipios donde la empresa hace presencia.

**ESTADÍSTICAS DE PQR .** La auditoría reporto 297 PQR's para el año 2015.

**NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO - NSU** No se presentaron quejas, peticiones y recursos durante el 2014. Las líneas telefónicas solo reciben pedidos. Se estructuró al final de la vigencia una metodología de encuestas para determinar el NSU, la cual arrojó un resultado de 80%.

**INDICADOR DE PÉRDIDAS DE GLP:** No se presentan pérdidas en el manejo del producto. Se fortaleció el área comercial y el indicador de perdidas ofrece resultados inmediatos a la gerencia.

**FACTURACIÓN:** La facturación es llevada por un programa contable. Se llevan planillas diarias como en la mayoría de las empresas.

**MEDIOS DE COMUNICACIÓN AL USUARIO** La auditoría no reporto sobre medio de comunicación con el usuario.

## **6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI**

La siguiente tabla muestra el comportamiento de cargue de la empresa de acuerdo a los estados en los cuales se encuentran los formatos que la empresa debe cargar, estos estados son:

- **CARGADO EN BD o ENVIADO:** Cuando la empresa cargó la información pero no la certificó o radicó.
- **CERTIFICADO:** Cuando la empresa certificó la información cargada.

- **CERTIFICADO – NO APLICA:** Cuando la empresa certificó el formato sin información porque este no le aplica, o porque cargó un formato cuyo contenido es un anexo en PDF.
- **PENDIENTE:** Cuando la empresa no ha cargado ni certificado la información del formato.
- **RADICADO:** Cuando la empresa certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.
- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido, y que listo para validarse.

De acuerdo al análisis se determina que para el año 2015 la empresa cuenta con porcentaje de incumplimiento correspondiente a 13 formatos pendientes de los cuales 5 corresponde a formularios, 8 cargues masivos, se presenta que el porcentaje de certificados como no aplica corresponden a 49 formatos que corresponde a cargues masivos y 2 proyectos de inversión. (Tabla 6.1 y Gráfico 6.1).

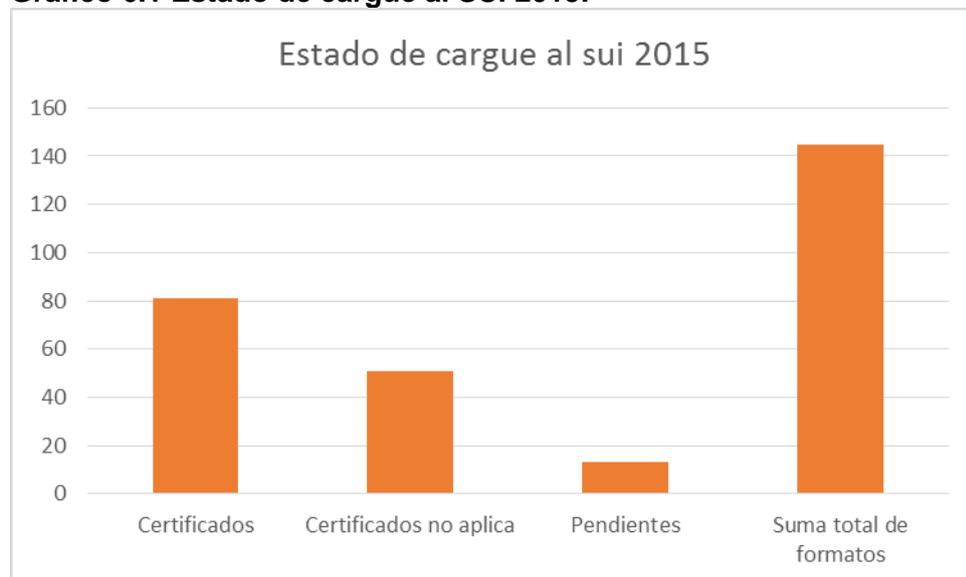
**Tabla 6.1 Estado de cargue al SUI 2015.**

Gas adn oil 2015		
Estado Formatos	Formatos Pendientes Por cargue	Total
Certificados		81
Certificados no aplica		51
Pendientes	Cargue masivo y formularios	13
<b>Suma total de formatos</b>		<b>145</b>

Fuente: SUI

A continuación se muestra la gráfica de los estados de los formatos:

**Gráfico 6.1 Estado de cargue al SUI 2015.**



Fuente: SUI

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

Se realiza solicitud de información a la empresa Gas and Oil Engineer S.A.E.S.P en cuanto a los siguientes puntos del año 2015, Por medio de correo electrónico:

Ubicación de cada una de las plantas o tanques estacionarios donde actualmente prestan el servicio. (Cobertura); Planos generales de cada de la instalaciones que se disponen para la prestación del servicio por parte de la empresa junto con sus certificados de conformidad; tipo de transporte de GLP utilizado relacionar características, certificados y fotografías de cada uno de los vehículos usados en esta operación; certificado de conformidad de cada una de las instalaciones usadas para la prestación del servicio (adjuntar fotografías de las mismas); programas de mantenimientos de los cilindros estacionarios así como las características de cada uno de los tanques y fotografía; certificados de conformidad de tanques estacionarios y de igual manera de su instalación; certificados de RETIE en las instalaciones eléctricas; plano de inspección, calibración y mantenimientos vigentes; programa de red contra incendios; Programa de mantenimientos de extintores vigente y certificado, así como registro de cada uno de los extintores con su tipo; Programa de seguridad y salud en el trabajo vigente; estadísticas de interrupciones del año 2015; Descripción de sistema de válvulas de seguridad certificadas; Duración Equivalente de Interrupción del Servicio - DES durante el 2015; índice de Respuesta a Servicio Técnico - IRST durante el 2015; índice de Presión en Líneas Individuales - IPLI durante el 2015; índice de Odorización - IO durante el 2015; características de GLP con el que se presta el servicio.

Durante las vigencias 2014 y 2015, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible ha efectuado seguimiento permanente a la aplicación de la normatividad en materia comercial por parte de la empresa; sin evidenciar presuntos incumplimientos de la regulación vigente en cargue de la información de los formatos referentes a este tópico.

Para el 2015 no se registra el cargue del Informe de Auditoria Externa, por lo anterior la Dirección requirió a la empresa mediante Radicado SSPD – 20162300246691.

Se verificar la aplicación tarifaria, la aplicación de la estratificación socioeconómica, sin evidenciarse algún presunto incumplimiento por parte de dicho prestador.

La Dirección Técnica de Gas Combustible, realiza inspección financiera y contable a la empresa en el mes de junio de 2016, lo anterior según acta de visita anexa al comunicado de visita N° 20162300340211 de 20 de junio de 2016.

La empresa mediante comunicación 20155290056522 de 09 de febrero de 2015 recibe informe de revisoría fiscal de la empresa. La Dirección técnica, previo análisis del documento, requiere a la empresa a través del radicado 20152300158051 de 24 de marzo de 2015, solicitando a la empresa las acciones de implementación de control interno. Adicional, se requiere al auditor el día 06 de mayo de 2015, mediante radicado 20162300246691. El auditor da respuesta, el día 10 de agosto de 2015, con comunicación 20155290441262, dando concepto del nivel de riesgo de la empresa.

De acuerdo a lo anterior, los representantes de la empresa, en visita del mes de junio del año 2016, señalan que las medidas que se han tomado en la administración son las siguientes: “1. Reorganización y reducción de la planta de personal que ha permitido que la empresa sea menos costosa y más eficiente. 2. Acuerdo de pagos con los bancos y proveedores, logrando con este primero las siguientes condiciones

dos años de gracia y ampliar los plazos a 9 años. 3. Se han adelantado negociaciones en venta de usuarios, con entidades interesadas. 4. Tramite en consecución de capital de trabajo a través de musculo propio o nuevos inversionistas.”

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

Antes de realizar la evaluación financiera resulta importante mencionar que para la realización del presente informe se tomó los planes contables de GLP de los años 2015 y 2014.

Teniendo en cuenta lo anterior, la gestión financiera de Gas and Oil Engineering S.A E.S.P se caracterizó por una reducción generalizada de los ingresos y costos operacionales, donde la disminución de los costos operacionales resultó ser superior a la disminución de los ingresos, en consecuencia se genera un aumento de los márgenes de rentabilidad de la empresa al cierre de 2015, ocasionando utilidad del ejercicio y Ebitda positivo. Sin embargo, llama la atención la disminución del gasto de intereses en relación al aumento de las obligaciones financieras

Antes de realizar la evaluación financiera resulta importante mencionar que para la realización del presente informe se tomó los planes contables de GLP de los años 2015 y 2014.

Teniendo en cuenta lo anterior, la gestión financiera de Gas and Oil Engineering S.A E.S.P se caracterizó por una reducción generalizada de los ingresos y costos operacionales, donde la disminución de los costos operacionales resultó ser superior a la disminución de los ingresos, en consecuencia se genera un aumento de los márgenes de rentabilidad de la empresa al cierre de 2015, ocasionando utilidad del ejercicio y Ebitda positivo. Sin embargo, llama la atención la disminución del gasto de intereses en relación al aumento de las obligaciones financieras

Según el informe de viabilidad financiera del auditor se explica que “Se puede apreciar para esta vigencia un mejoramiento notable en la viabilidad financiera para esta vigencia. Se logró un incremento notable en la utilidad operacional debido a que comercialmente prácticamente se mantuvieron los ingresos al presentarse una reducción de tan solo de -4.13 por ciento de las ventas, también se presentó una leve reducción del capital de trabajo pero se mantiene en un nivel permisible; por su parte el flujo de caja creció y se mantuvo positivo para esta vigencia debido a que las variaciones del capital de trabajo y activo fijo fueron más reducidas que las vigencias anteriores.

La liquidez se acercó positivamente al referente lo cual fue muy conveniente. Se han recibido las certificaciones por parte de la revisoría fiscal, en cuanto al cumplimiento de los pagos y compromisos de corto plazo que lograron presentar unas condiciones muy favorables ante las dificultades presentadas a mediados de la vigencia.

En conclusión, es viable financieramente, por su buen comportamiento financiero respaldado por sus indicadores de utilidad operacional, capital de trabajo y flujo de caja y liquidez; adicionalmente comentamos que la liquidez debe seguir mejorando acorde al cumplimiento de los compromisos financieros de corto plazo. (...)”  
Se solicitó de los certificados de conformidad de los tanques estacionarios por medio del radicado SSPD N° 20162300308131 del 1 de Junio de 2016.

Se recomienda realizar visita técnica a cada una de las estaciones de la empresa GAS AND OIL ENGINEERING para verificar estado de cada uno de los tanques así como de sus redes y usuarios finales.

Se solicitó mediante radicado SSPD N° 20162300308131 del 1 de Junio de 2016 realizar el cargue del total de los formatos técnico – operativos en el SUI.

Teniendo en cuenta el incremento registrado en Peticiones, Quejas y Recursos, en cuanto a la variación del 2015 con respecto del 2014, la causal Alto Consumo aumento en 650% y el causal Error de Lectura con una variación 300%, se requirió a esta mediante Radicado SSPD – 20162300369641 del 28/06/2016.

En este mismo sentido, se recomienda realizar un ejercicio de inspección y vigilancia puntual sobre la estrategia comercial de la empresa a fin de establecer el cumplimiento de toda la normativa vigente en materia comercial, en cuanto a los siguientes aspectos para los años 2014 y 2015:

1. Revisión de la estrategia de atención al usuario y del CCU publicado.
2. Incumplimiento de la publicación del informe del AEGR 2015 (artículo 51 de la Ley 142 de 1994)
3. Verificación de la remisión oportuna de los trámites de recurso de apelación ante la Dirección Territorial de la SSPD.
4. Verificación del procedimiento de recuperación de consumos implementado por el prestador de conformidad con el CCU.
5. De esta información, se solicitará y adjuntará al acta de visita, los soportes que correspondan a cada caso.

A partir del 1 de enero de 2014 se dio aplicación a las nuevas metodologías tarifarias expedidas por el Regulador mediante las resoluciones CREG 137 de 2013

El análisis tarifario se concentró en el mercado relevante denominado del valle de José.

En el mercado analizados, los porcentajes de subsidio otorgados a los estratos 1 y 2 no superan los porcentajes máximos fijados a través de la Ley 1428 de 2010 y el cálculo de los mismos, se soporta en la metodología contenida en la resolución CREG 186 de 2010, modificada por la resolución CREG 186 de 2013.

Proyectó: Jair Mauricio Santamaría – Contratista; Norma Orozco – Contratista; Margareth Pérez – Información; Camilo Ibáñez – Contratista; Rodrigo Esmeral – Contratista.

Revisó: Jorge Eliécer Ortiz Fernández – Director Técnico de Gestión de Gas Combustible; Laura Camacho – Contratista; Francisco Toro – Contratista.

Aprobó: Rafael Argelio Albarracín Barrera – Delegado para Energía y Gas.