

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES GAS NATURAL S.A E.S.P.**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE GAS COMBUSTIBLE  
Bogotá, octubre de 2019**

# GAS NATURAL S.A E.S.P. ANÁLISIS AÑO 2019

## 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa GAS NATURAL S.A E.S.P., (en adelante, Gas Natural S.A E.S.P.) se constituyó en el año 1987 y se encuentra inscrita en el Registro Único de Prestadores (en adelante, RUPS) desde el 06 de enero de 2006. Desarrolla las actividades de Distribución y Comercialización de gas natural desde el 13 de abril de 1987. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$ 27.688.191.000.

*Tabla No 01. Datos Generales*

<b>TIPO DE SOCIEDAD</b>	Sociedad Anónima - Empresa de Servicios Públicos
<b>RAZON SOCIAL</b>	GAS NATURAL S.A. E.S.P.
<b>SIGLA</b>	VANTI S.A. E.S.P
<b>REPRESENTANTE LEGAL</b>	Rodolfo Enrique Anaya Abello
<b>ACTIVIDADES DESARROLLADAS</b>	Distribución y Comercialización
<b>AÑO DE ENTRADA EN OPERACION</b>	13 de abril de 1987
<b>AUDITOR -AEGR</b>	KPMG Advisory Tax And Legal S.A.A
<b>NÚMERO DE SUSCRIPTORES</b>	2.199.710 a 31 de diciembre de 2018
<b>SERVICIO</b>	Gas Combustible por Redes
<b>FECHA ULTIMA ACTUALIZACIÓN RUPS</b>	21 de mayo de 2019

*Fuente: Sistema Único de Información - (en adelante, SUI)*

De acuerdo a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual.

## 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

### 2.1 Aspectos Administrativos

Gas Natural S.A. E.S.P es una sociedad anónima colombiana, privada, constituida como empresa de servicios públicos, cuyo domicilio principal es la ciudad de Bogotá D.C.

Según el informe del AEGR, para el año 2018, el órgano principal de administración es la Asamblea de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente Ejecutivo, adicionalmente, la empresa cuenta con las siguientes 14 áreas corporativas:

- Comunicación.
- Planificación de Ingresos y Regulación.
- Compras y Servicios Generales.
- Económico – Financiera.
- Personas, Organización y Cultura.
- Servicios Jurídicos.
- Sistemas de Información.
- Servicio al Cliente.
- Comercial.
- Gestión de Red.
- Zona Bogotá
- Zona Centro Oriente.
- Proyectos de Transformación

- Seguridad

Entre los cambios más relevantes en el año 2018, que mencionó el AEGR, respecto a la estructura organizacional de la empresa, están los siguientes:

- En el mes de noviembre de 2018, la empresa empezó a operar bajo la marca Vanti, fruto de la negociación del anterior accionista principal a un nuevo inversionista canadiense.
- Cambio en la imagen corporativa.
- Reformas estatutarias relacionadas con la representación legal, suplentes de representación legal y nuevas facultades de la presidencia.

Adicional a lo anterior, el AEGR informó que la empresa está certificada en la ISO 9001:2015<sup>1</sup>, ISO 14001:2015<sup>2</sup> y OHSAS 18001:2007<sup>3</sup>; lo anterior para las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

Por otra parte, en el año 2018, la compañía contaba con el siguiente personal para el desarrollo de sus funciones:

*Tabla N° 02. Personal Vinculado a 2018.*

TIPO DE CONTRATO	ADMINISTRACION	% Adm	OPERATIVO	% Op	TOTAL	%Total
NOMINA	119	25%	337	71%	456	96%
PRESTACIÓN DE SERVICIOS	13	3%	5	1%	18	4%
TOTAL	132	28%	342	72%	474	100%

*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Elaboración: DTGGC*

En la tabla anterior, se observa que la empresa tiene agrupado la mayoría de su personal en el área operativa, la cual concentra el 72% del total del personal activo. Adicionalmente, el 96% empleados de la empresa, se encuentran contratados directamente, mientras que el 4% del personal está vinculado a través de contratos de prestación de servicios.

## 2.2 Aspectos Financieros

La Superintendencia Delegada en el segundo semestre del año 2019, realizó el cálculo de la clasificación inicial de riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera de los años 2018 y 2017.

De acuerdo con lo anterior, es importante mencionar que según la Resolución SSPD No. 20191000006825 de 18 de marzo de 2019, la última fecha para el cargue de la información financiera del año 2018, fue el día 12 de abril de 2019, para los preparadores de la información financiera que se clasificaron en el grupo 1.

Así las cosas, es importante mencionar que Gas Natural S.A. E.S.P. es una empresa que se clasificó en grupo 1, es decir aplica el marco de las Normas de Información Financiera - NIIF. Adicionalmente, la empresa certificó en SUI, sus estados financieros bajo el lenguaje XBRL fuera de las fechas estipuladas en el Resolución mencionada, exactamente el 29 de mayo de 2019. Por lo anterior, la empresa en visita administrativa del mes de septiembre de 2019, entregó una documentación con el fin de sustentar el cargue extemporáneo.

<sup>1</sup> International Organization for Standardization – Requisitos para los Sistemas de Gestión de Calidad.

<sup>2</sup> International Organization for Standardization – Requisitos para los Sistemas de Gestión Medioambiental.

<sup>3</sup> Occupational Health and Safety Assessment Series - Requisitos para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

En síntesis, de acuerdo a los indicadores calculados bajo la norma de información financiera - NIF, la clasificación inicial de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002, modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, es la siguiente:

*Tabla N°. 03 Clasificación inicial de riesgo financiero año 2018 y 2017.*

GRUPO	INDICADOR	AÑO	
		2018	2017
RENTABILIDAD	Rentabilidad sobre Activos	33,9%	26,2%
	Rentabilidad sobre Patrimonio	55,0%	63,2%
	Flujo de Caja sobre Activos	39,5%	-50,6%
LIQUIDEZ	Ciclo Operacional (días)	16,2	11,4
	Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	13,7	1,0
	Razón Corriente (veces)	0,9	1,6
SOLIDEZ	Patrimonio sobre Activo	41,6%	41,5%
	Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	87,2%	51%
	Activo Corriente sobre Activo Total	47,2%	46,7%
<b>RIESGO FINANCIERO</b>		<b>3</b>	<b>2</b>

*Fuente: SUI. Calculo: DTGGC*

De acuerdo con la metodología regulatoria expuesta en la tabla anterior, Gas Natural S.A. E.S.P., según los indicadores financieros del servicio de gas del año 2017, presentó un nivel de riesgo financiero medio-alto en la distribución de gas por redes y para el año 2018, el nivel de riesgo aumentó, lo cual indica preliminarmente que la empresa no ha mejorado su gestión financiera, respecto al grupo en el que fue evaluado.

No obstante, es importante mencionar que la metodología regulatoria de clasificación de riesgo, especifica la elaboración de un agrupamiento de empresas con el propósito de clasificar a los prestadores a partir de otras empresas que tengan condiciones similares en función del total de activos e ingresos por venta de servicios. En consecuencia, debido al alto valor que registra Gas Natural S.A. E.S.P., en las variables mencionadas, la empresa quedó agrupada en un clúster con un número reducido de empresas, lo cual puede ocasionar que, si los indicadores financieros de un prestador, presentan un peor resultado respecto a las demás empresas con las que fue evaluada, el modelo califica con un nivel de riesgo alto a la empresa evaluada.

Adicionalmente, en visita administrativa del mes de septiembre de 2019, se expuso al prestador unos presuntos errores en la calidad de la información de la taxonomía del año 2018, reportada al SUI. Lo anterior es relevante toda vez que, los problemas en la calidad de la información pueden conducir a un cálculo equivocado de indicadores, afectar la función de inspección y vigilancia de la Superintendencia, y determinar un cálculo erróneo en la clasificación de riesgo. En consecuencia, los funcionarios de Gas Natural S.A. E.S.P., informaron que revisarían lo reportado en la taxonomía del año 2018, y posteriormente desarrollarían el procedimiento establecido en la Resolución SSPD N° 20171000204125, con el fin de corregir la información.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se realiza un análisis sobre los resultados financieros del año 2018, haciendo un comparativo con las cifras del año

2017, con el fin de exponer la gestión financiera de las partidas certificadas como asociadas al servicio público de gas y además se identifican los componentes que se consideran de importancia relevante en los resultados de Gas Natural S.A. E.S.P., de la siguiente forma:

## 2.2.1 Estado de Situación Financiera.

Tabla N° 04. Estado de Situación Financiera Comparativo Servicio de Gas 2018-2017

Estado de Situación Financiera por Servicio [partidas]	Gas combustible por redes				
	Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ% 2018-2017
<b>Activos [resumen]</b>					
<b>Activos corrientes [resumen]</b>					
Electivo y equivalentes al efectivo	155.992.637.000,00 COP	12,9%	125.439.856.000,00 COP	10,1%	24,4%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	338.559.773.000,00 COP	28,0%	304.866.073.000,00 COP	24,5%	11,1%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	10.638.190.000,00 COP	0,9%	126.480.683.000,00 COP	10,2%	-91,6%
Otras cuentas por cobrar corrientes	54.112.722.000,00 COP	4,5%	18.184.398.000,00 COP	1,5%	197,6%
<b>Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes</b>	<b>403.310.685.000,00 COP</b>	<b>33,4%</b>	<b>449.531.154.000,00 COP</b>	<b>36,2%</b>	<b>-10,3%</b>
Inventarios corrientes	8.182.502.000,00 COP	0,7%	5.089.309.000,00 COP	0,4%	60,8%
Activos por impuestos corrientes, corriente	3.460.240.000,00 COP	0,3%		0,0%	
<b>Total activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>	<b>570.946.064.000,00 COP</b>	<b>47,2%</b>	<b>580.060.319.000,00 COP</b>	<b>46,7%</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Activos corrientes totales</b>	<b>570.946.064.000,00 COP</b>	<b>47,2%</b>	<b>580.060.319.000,00 COP</b>	<b>46,7%</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Activos no corrientes [resumen]</b>					
Propiedades, planta y equipo	346.673.516.000,00 COP	28,7%	358.382.024.000,00 COP	28,8%	-3,3%
Plusvalía		0,0%	51.412.900.000,00 COP	4,1%	-100,0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	54.955.730.000,00 COP	4,5%		0,0%	
Inversiones en asociadas	3.843.153.000,00 COP	0,3%	3.843.153.000,00 COP	0,3%	0,0%
Inversiones en subsidiarias	182.583.394.000,00 COP	15,1%	194.169.305.000,00 COP	15,6%	-6,0%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	39.455.771.000,00 COP	3,3%	36.417.028.000,00 COP	2,9%	8,3%
<b>Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes</b>	<b>39.455.771.000,00 COP</b>	<b>3,3%</b>	<b>36.417.028.000,00 COP</b>	<b>2,9%</b>	<b>8,3%</b>
Activos por impuestos diferidos	10.202.295.000,00 COP	0,8%	18.317.512.000,00 COP	1,5%	-44,3%
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>637.713.859.000,00 COP</b>	<b>52,8%</b>	<b>662.541.922.000,00 COP</b>	<b>53,3%</b>	<b>-3,7%</b>
<b>Total de activos</b>	<b>1.208.659.923.000,00 COP</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.242.602.241.000,00 COP</b>	<b>100,0%</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Patrimonio y pasivos [resumen]</b>					
<b>Pasivos [resumen]</b>					
<b>Pasivos corrientes [resumen]</b>					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	299.857.630.000,00 COP	24,8%	281.488.302.000,00 COP	22,7%	6,5%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	23.713.553.000,00 COP	2,0%	31.802.933.000,00 COP	2,6%	-25,4%
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	5.754.673.000,00 COP	0,5%		0,0%	
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes</b>	<b>329.325.856.000,00 COP</b>	<b>27,2%</b>	<b>313.291.235.000,00 COP</b>	<b>25,2%</b>	<b>5,1%</b>
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	11.521.778.000,00 COP	1,0%	3.284.113.000,00 COP	0,3%	250,8%
Obligaciones financieras corrientes	267.994.754.000,00 COP	22,2%	51.522.987.000,00 COP	4,1%	420,1%
Otros pasivos financieros corrientes	4.093.430.000,00 COP	0,3%	2.078.138.000,00 COP	0,2%	97,0%
Otros pasivos no financieros corrientes	2.232.439.000,00 COP	0,2%		0,0%	
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>615.168.257.000,00 COP</b>	<b>50,9%</b>	<b>370.176.473.000,00 COP</b>	<b>29,8%</b>	<b>66,2%</b>
<b>Pasivos no corrientes [resumen]</b>					
Provisiones no corrientes [resumen]					
Otras provisiones no corrientes	824.207.000,00 COP	0,1%	4.393.319.000,00 COP	0,4%	-81,2%
<b>Total provisiones no corrientes</b>	<b>824.207.000,00 COP</b>	<b>0,1%</b>	<b>4.393.319.000,00 COP</b>	<b>0,4%</b>	<b>-81,2%</b>
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes [Resumen]					
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes		0,0%	344.740.576.000,00 COP	27,7%	-100,0%
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes</b>	<b></b>	<b>0,0%</b>	<b>344.740.576.000,00 COP</b>	<b>27,7%</b>	<b>-100,0%</b>
Pasivo por impuestos diferidos		0,0%	7.660.783.000,00 COP	0,6%	-100,0%
Obligaciones financieras no corrientes	89.494.280.000,00 COP	7,4%		0,0%	
<b>Total de pasivos no corrientes</b>	<b>90.318.487.000,00 COP</b>	<b>7,5%</b>	<b>356.794.678.000,00 COP</b>	<b>28,7%</b>	<b>-74,7%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>705.486.744.000,00 COP</b>	<b>58,4%</b>	<b>726.971.151.000,00 COP</b>	<b>58,5%</b>	<b>-3,0%</b>
<b>Patrimonio [resumen]</b>					
Capital emitido	26.068.432.000,00 COP	2,2%	26.068.432.000,00 COP	2,1%	0,0%
Prima de emisión	64.544.865.000,00 COP	5,3%	64.544.865.000,00 COP	5,2%	0,0%
Ganancias acumuladas	394.614.182.000,00 COP	32,6%	406.305.462.000,00 COP	32,7%	-2,9%
Efectos por adopción NIF	14.488.466.000,00 COP	1,2%	14.488.466.000,00 COP	1,2%	0,0%
Reserva legal	17.945.700.000,00 COP	1,5%	13.034.215.000,00 COP	1,0%	37,7%
Otras reservas		0,0%	5.678.116.000,00 COP	0,5%	-100,0%
<b>Patrimonio total</b>	<b>503.173.179.000,00 COP</b>	<b>41,6%</b>	<b>515.631.090.000,00 COP</b>	<b>41,5%</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Total de patrimonio y pasivos</b>	<b>1.208.659.923.000,00 COP</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.242.602.241.000,00 COP</b>	<b>100,0%</b>	<b>-2,7%</b>

Fuente: SUI

En el Estado de Situación Financiera – ESF del año 2018, se observa que los activos de Gas Natural S.A. E.S.P., están financiados a través de recursos externos en un 58,4%, y en recursos propios, generados principalmente por el ejercicio de su actividad

económica, en un 41,6%. La anterior estructura de financiamiento se mantuvo relativamente constante para los dos años analizados.

### 2.2.1.1 Activos

Los activos asociados al servicio público de Gas Natural S.A E.S.P., presentan una participación relativamente similar respecto a su grado liquidez, es decir, para el año 2018, los activos líquidos de la empresa concentraron el 47,2%, donde se destacan las cuentas por cobrar y el efectivo, en consecuencia, el activo inmovilizado del prestador representa el 52,8%, compuesto principalmente por la propiedad planta y equipo, y las inversiones en subsidiarias.

Los principales activos de Gas Natural S.A. E.S.P., para el año 2018, en orden de importancia material, son los siguientes:

- Cuentas comerciales por cobrar.
- Propiedad, planta y equipo.
- Inversiones en Subsidiarias

Por lo anterior, a continuación, se expondrá un análisis de cada uno de los conceptos previamente señalados.

El activo con mayor valor de Gas Natural S.A E.S.P., son las cuentas por cobrar, las cuales presentan un saldo de \$442.766 millones de pesos, lo cual concentra el 36,6% del total de activos de la empresa. Las cuentas comerciales corrientes participan en el 91% del total de las cuentas por cobrar, mientras que la categorización a largo plazo de dicho activo, concentra el 9% restante. Según la presentación del Estado de Situación Financiera en SUI, las cuentas comerciales por prestación del servicio público concentran el 85% del total de las cuentas por cobrar y el 31,3% del total del activo de la empresa, equivalentes en \$378.015 millones de pesos. A continuación, se presenta el detalle de las cuentas comerciales del servicio público de gas combustible, según lo reportado en SUI, en el formato FC03-5 - CXC - Gas combustible por redes (Detallado por estrato):

Tabla N° 05. Cuentas por Cobrar del servicio de Gas Combustible por Redes año 2018

	Total [miembro]		
	No vencida [miembro]	Vencida	Total
<b>Formato Complementario - Cuentas por cobrar Gas combustible por redes - Detallado por estrato [partidas]</b>			
<b>Detalle Cuentas por cobrar Servicio de Gas Combustible Por Redes</b>			
Servicio de Gas combustible por redes [resumen]			
Negocio distribución de gas combustible [resumen]			
Empresas del sector	260.329.634.000	95.572.000.000	355.901.634.000
<b>Total Distribución de gas combustible</b>	<b>260.329.634.000</b>	<b>95.572.000.000</b>	<b>355.901.634.000</b>
Negocio comercialización de gas combustible [resumen]			
Residencial Estrato 1	923.338.000	842.662.000	1.766.000.000
Residencial Estrato 2	1.171.262.000	1.068.924.000	2.240.186.000
Residencial Estrato 3	750.559.000	684.979.000	1.435.538.000
Residencial Estrato 4	134.928.000	123.139.000	258.067.000
Residencial Estrato 5	40.670.000	37.116.000	77.786.000
Residencial Estrato 6	43.207.000	39.433.000	82.640.000
Comercial	2.236.027.000	1.940.352.000	4.176.379.000
Industrial	8.164.909.000	732.981.000	8.897.890.000
Otros	2.710.654.000	468.770.000	3.179.424.000
<b>Total Comercialización de gas combustible</b>	<b>16.175.554.000</b>	<b>5.938.356.000</b>	<b>22.113.910.000</b>
<b>Cuentas por Cobrar brutas servicio de Gas Combustible Por Redes</b>	<b>276.505.188.000</b>	<b>101.510.356.000</b>	<b>378.015.544.000</b>
<b>Total deterioro cuentas por cobrar Servicio Gas Combustible Por Redes</b>			
<b>Cuentas por cobrar netas Servicio Gas Combustible Por Redes</b>	<b>276.505.188.000</b>	<b>101.510.356.000</b>	<b>378.015.544.000</b>

Fuente: SUI. Cálculos: DTGGC

De acuerdo al Formato FC03-5, la cartera del servicio de gas se concentra en la actividad de distribución, debido a que representa el 94% del total de la cartera del

servicio, mientras que la actividad de comercialización representa el 6% restante. Adicionalmente, se observa que, en la actividad de comercialización, los principales deudores de la empresa son los usuarios comerciales e industriales, toda vez que le adeudan al prestador la suma de \$13.074 millones de pesos, de los cuales, los clientes morosos representan una tasa del 20,4%. Por otra parte, el 36,7% de la cartera de Gas Natural S.A. E.S.P., se encuentra categorizada como vencida, sin embargo, no se observa valor de deterioro de la cartera del servicio.

Conforme con lo anterior, se realizó una revisión a la nota N° 10 de los estados financieros, donde se evidencia ampliamente la revelación de la estimación del deterioro de la siguiente forma:

*“(...) La estimación del deterioro de las cuentas por cobrar de la Compañía se efectuó teniendo en cuenta el enfoque simplificado establecido por la IFRS 9, en el cual se define que una entidad siempre estimará el deterioro como un valor igual a la pérdida esperada por la vida remanente de las cuentas por cobrar. La Compañía ha segmentado sus cuentas por cobrar en: i) Clientes doméstico – comercial (incluye el componente de financiación), ii) Grandes clientes conformado por industria, mercado secundario, GNV terceros y soluciones energéticas y iii) otras cuentas por cobrar.*

*El ratio de pérdida es la relación entre las pérdidas durante un año y el saldo de las cuentas por cobrar a la fecha de corte, para los segmentos antes mencionados. Estos ratios son calculados y aplicados a la cartera corriente, morosa (se calcula un ratio por cada rango de mora) y cartera financiada (vencida o pendiente por presentar). El ratio de pérdida para cuentas por cobrar con más de 180 días de mora será del 100% (estado 3).*

(...)

*Al 31 de diciembre de 2018, el importe de la provisión por deterioro de cuentas por cobrar asciende a \$ 56.539.612 (2017: \$36.634.253) (...)*”.

Así las cosas, se observa que la empresa si realiza estimación del deterioro en cumplimiento de la NIIF 9, sin embargo, no se observó reporte de la parte correspondiente al deterioro de las cuentas por cobrar del servicio en el formato FC03-5.

Por otra parte, con el fin de revisar las causas de la reducción de las cuentas por cobrar en un 8,9%, equivalentes en \$43.182 millones de pesos, se observó que dicha disminución se concentra en la parte corriente de las cuentas por cobrar; por tal motivo, se procedió a revisar el reporte de información del formato [210000], donde se observaron unas presuntas inconsistencias en el reporte del valor asociado a las cuentas por cobrar de partes relacionadas del año 2017, toda vez que dicho valor no guarda coherencia con lo revelado en la nota N°11 a los Estados Financieros Separados.

En ese mismo contexto, se procedió a revisar la revelación de la nota N° 10 de los Estados Financieros Separados con el fin de observar la reducción de las cuentas por cobrar. Dicho esto, es importante aclarar que las notas contienen el total de actividades que ejerce Gas Natural S.A. E.S.P., y por ende existe diferencia respecto a lo reportado en la columna de la actividad de gas combustible por redes.

No obstante, de acuerdo a la información recolectada en visita, el 94,15% de las operaciones de la empresa corresponden a la prestación del servicio público de gas domiciliario, en consecuencia, los valores revelados en las notas sirven como aproximación para explicar la variación de las cuentas por cobrar.

Considerando lo anterior, se observa que la cartera de clientes no presenta mayor variación respecto al año 2017. Sin embargo, en el año 2018, se realizó una estimación superior en el valor de la provisión de deterioro, lo cual aportó en parte a la disminución

de las cuentas por cobrar. Adicionalmente, otro factor a tener en cuenta, es la disminución de la cuenta por cobrar correspondiente al saldo del Fondo de Solidaridad de Subsidios y Redistribución del Ingreso – FSSRI, la cual presentó una notable disminución de 68,6%, equivalente en \$44.600 millones de pesos. En complemento, al observar el reporte certificado en SUI, del formato FC04 - Información Subsidios y Contribuciones, el prestador revela la siguiente información:

Tabla N° 06. Subsidios y Contribuciones año 2018

		Gas combustible por redes [miembro]
Formato Complementario - Subsidios y Contribuciones [partidas]		
Subsidios		
Estrato 1		28.657.059.000,00 COP
Estrato 2		85.580.723.000,00 COP
Estrato 3		
Total Subsidios		<b>114.237.782.000,00 COP</b>
Contribuciones		
Estrato 5		7.256.598.000,00 COP
Estrato 6		7.636.181.000,00 COP
Comercial		20.998.620.000,00 COP
Industrial		6.404.054.000,00 COP
Total Contribución		<b>42.295.453.000,00 COP</b>
Valor Neto Subsidios vs. Contribuciones		<b>71.942.329.000,00 COP</b>

Fuente: SUI

En la tabla anterior se puede evidenciar que, los subsidios asignados por el prestador a usuarios residenciales de estratos 1 y 2, ascendieron a \$114.238 millones de pesos y las contribuciones a \$42.295 millones de pesos, lo cual ocasionó un derecho de cobro en el año 2018, por concepto de subsidios por un valor de \$71.942 millones de pesos. Ahora bien, en consonancia con el valor revelado en la nota N° 10 asociado a la cartera de subsidios, se infiere que hay una tasa de recaudo del 71,6% por concepto de subsidios para el año 2018.

El segundo activo de mayor relevancia para el prestador es el grupo Propiedad, Planta y Equipo. Este grupo, concentra el 28,7% del total del activo del servicio gas combustible por redes, las cuales presentan un saldo de \$346.674 millones de pesos, al cierre del año 2018. Adicionalmente, según la nota [822100] Notas - Propiedades, planta y equipo<sup>4</sup>, reportada en SUI, la empresa revela el detalle de la propiedad, planta y equipo como se muestra a continuación:

<sup>4</sup> El formato reportado por Gas Natural S.A E.S.P., contiene el valor total de la propiedad, planta y equipo del prestador, es decir dicho reporte contiene los activos asociados a las otras actividades no vigiladas.

Tabla N° 07. Propiedad, Planta y Equipo Año 2017

	Propiedades, planta y equipo										
	Terrenos y construcciones		Maquinaria	Vehículos	Enseres y accesorios	Equipos informáticos	Construcciones en proceso	Información complementaria		Otras propiedades, planta y equipo	
	Terrenos	Edificios						Ductos	Redes y Cables		
Información a revelar detallada sobre propiedades, planta y equipo (partidas de los estados financieros)											
Bases de medición, propiedades, planta y equipo	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	Costo Histórico	
Método de depreciación, propiedades, planta y equipo	No aplica	Línea Recta	Línea Recta	Línea Recta	Línea Recta	Línea Recta	No aplica	Línea Recta	No aplica	No aplica	
Vidas útiles o tasas de depreciación, propiedades, planta y equipo	No aplica	50	10	6	10	5	No aplica	30	No aplica	No aplica	
Conciliación de cambios en propiedades, planta y equipo (resumen)											
Propiedades, planta y equipo al comienzo del periodo	704.735.000	92.219.000	29.246.705.000	455.447.000	2.815.971.000	2.001.365.000	23.474.689.000	121.578.373.000	185.390.180.000	14.890.368.000	380.650.052.000
Cambios en propiedades, planta y equipo (resumen)											
Incrementos de propiedades, planta y equipo		1.028.030.000	3.934.355.000	71.049.000	942.554.000	507.172.000	14.321.582.000	4.348.339.000	15.310.201.000	4.051.335.000	44.514.617.000
Depreciación, propiedades, planta y equipo		530.629.000	9.647.817.000	96.735.000	481.635.000	908.000.000		6.650.958.000	11.082.821.000	951.871.000	30.350.466.000
Incrementos (disminuciones) de revaluaciones, propiedades, planta y equipo			12.525.304.000		3.156.000					14.071.706.000	26.600.166.000
<b>Total Incremento (disminución) en propiedades, planta y equipo</b>		497.401.000	18.238.766.000	25.686.000	457.763.000	400.828.000	14.321.582.000	2.302.619.000	4.227.380.000	10.972.242.000	12.436.015.000
Propiedades, planta y equipo al final del periodo	704.735.000	589.620.000	11.007.939.000	429.761.000	3.273.734.000	1.600.537.000	37.796.271.000	119.275.754.000	189.617.560.000	3.918.126.000	368.214.037.000

Fuente: SUI

En adición, la empresa revela en la nota [822100], que el grupo está compuesto de la siguiente manera:

*"(...) Las propiedades, planta y equipo comprenden terrenos, edificaciones, redes de distribución, estaciones receptoras y gasoductos, maquinaria, muebles y enseres, equipos de cómputo y comunicación, y vehículos que se registran al costo histórico menos su depreciación y las pérdidas por deterioro de su valor (...)"*

Teniendo en cuenta lo mencionado previamente, en la tabla anterior se observa que, el activo con mayor valoración de la compañía está clasificado en "Redes y Cables", el cual representa el 51,5% del total del grupo, seguido de los "Ductos", los cuales concentran el 32,4% del total del activo del grupo. En dicho sentido, el valor de las Redes y Ductos del prestador, presentó un valor agrupado de \$308.893 millones de pesos a cierre del año 2018.

La propiedad, planta y equipo presentó una disminución de 3,3% respecto al año 2017, equivalente en \$12.436 millones de pesos. Lo anterior, debido a que el valor de depreciación y/o disminuciones del activo fueron superiores a las adquisiciones en activos. Ahora bien, es importante mencionar que el costo de la propiedad, planta y equipo de Gas Natural S.A E.S.P., sin tener en cuenta las depreciaciones es de \$914.409 millones de pesos, según se revela en la nota N° 7 de los Estados financieros.

En complemento, llama la atención que en la nota N° 7 de los estados financieros, se revele que la vida útil y método de depreciación de las redes de distribución, sean de 25 años y línea recta, respectivamente; mientras que en la nota [822100], la empresa certifique como no aplica dicho concepto. Adicional a lo anterior, se observa que en la nota N°7, el concepto denominado "Construcciones en curso y maquinaria y equipo en montaje" revela un valor de \$23.725 millones de pesos, entretanto el valor reportado, en el concepto "Construcciones en Proceso" de la nota [822100], presenta un valor de \$37.796 millones de pesos, como se observa en la tabla anterior.

La tercera inversión relevante de Gas Natural S.A. E.S.P., para el año 2018, son las Inversiones en Subsidiarias, la cuales representan el 15,1% del total del activo de la empresa, equivalente en \$182.583 millones de pesos, para el servicio de gas combustible. Así las cosas, conforme al reporte en SUI, en el formato [825701] Notas -

Información a revelar detallada sobre partes relacionadas, las inversiones en Subsidiarias se detallan a continuación:

*Tabla N° 08. Inversiones en Compañías Asociadas y Subsidiarias Año 2018<sup>5</sup>*

Detalle de la subsidiaria, asociada o negocio conjunto [Resumen]				
Tipo de inversión	Nombre de la subsidiaria, asociada o negocio conjunto	Porcentaje de participación en la subsidiaria, asociada o negocio conjunto	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación de la subsidiaria, asociada o negocio conjunto	¿La inversión en esta subsidiaria, asociada o negocio conjunto es significativa?
1. Subsidiaria	Gas Natural del Oriente S.A., ESP	55%	119.155.444.000,00 COP	1. Si
1. Subsidiaria	Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP	77%	54.982.034.000,00 COP	1. Si
1. Subsidiaria	Gas Natural del Cesar S.A., ESP	6%	1.727.571.000,00 COP	1. Si
1. Subsidiaria	Gas Natural Servicios S.A.S	100%	18.063.144.000,00 COP	1. Si
TOTAL			<b>193.928.193.000,00 COP</b>	

*Fuente: SUI*

En la tabla anterior, se revela que la empresa concentra su inversión en tres compañías: Gas Natural del Oriente, Gas Natural Cundiboyacense y Gas Natural Servicios, las dos primeras vinculadas al sector de distribución de gas combustible del país. Adicionalmente, se observa que las inversiones generan una influencia significativa en las decisiones de dichas empresas.

En complemento, las inversiones en subsidiarias experimentaron una reducción del 6% al cierre del año 2018. En la nota N° 9 de los Estados Financieros Separados, se explica que la inversión presentó un aumento de \$37.450 millones de pesos, por efecto del cálculo del método de participación patrimonial; sin embargo, se produjo una disminución de \$49.756 millones de pesos por efecto de pago de dividendos, en consecuencia, al ser más alto el valor causado por dividendos, respecto al incremento por valorización de las inversiones, se generó la disminución en el grupo de inversiones subsidiarias.

Finalmente, el activo total del servicio experimentó una reducción del 2,7%, explicada principalmente por la disminución en las cuentas comerciales por cobrar del prestador.

### **2.2.1.2 Pasivos**

Los pasivos de la empresa financian el 58,4% de los activos de Gas Natural S.A. E.S.P., y su participación no presentó mayor variación respecto al año 2017. No obstante, en el año 2018, la empresa muestra un cambio en la exigibilidad del pasivo, es decir las obligaciones corrientes aumentaron su participación en 36 puntos porcentuales, pasando de 50,9% a 87,1% en el año 2017, lo anterior representado en \$244.992 millones de pesos. Por otra parte, las obligaciones a largo plazo presentaron una disminución de \$266.476 millones, lo cual generó que la participación del pasivo no corriente, se disminuyera de 49% a 12,8%, del año 2017 a 2018.

La situación expuesta en el párrafo anterior, evidencia un mayor grado de exigibilidad para el prestador en el año 2018, debido a que se observa que gran parte de las obligaciones financieras de Gas Natural S.A. E.S.P., presentan un período de vencimiento cercano. Así las cosas, a continuación, se realiza un análisis de los

<sup>5</sup> El formato reportado por Gas Natural S.A E.S.P., contiene el valor total de las inversiones en subsidiarias del prestador, es decir dicho reporte contiene los activos asociados a las otras actividades no vigiladas.

siguientes pasivos de la empresa, los cuales son los de mayor cuantía para el prestador en el año 2018:

- Obligaciones Financieras
- Cuentas Comerciales por Pagar.

La principal fuente de financiación externa de Gas Natural S.A. E.S.P., son las Obligaciones Financieras, las cuales financian el 29,6% del total de activos de la compañía y constituyen el 50,6% del total del pasivo de la empresa. Según la nota N° 16 de los Estados Financieros Separados, este concepto está compuesto por préstamos bancarios en moneda nacional, títulos emitidos y contratos de arrendamiento financiero, como se muestra a continuación:

*Tabla N° 09. Obligaciones Financieras y Títulos Emitidos<sup>6</sup>*

Concepto	Monto Principal	2018	2017
Préstamos Bancarios	\$621.200.000.000	\$179.416.666.000	\$215.250.000.000
Títulos Emitidos (Bonos)	\$200.000.000.000	\$200.000.000.000	\$199.969.918.000
Contratos Leasing	\$947.458.000	\$284.913.000	\$379.866.000
<b>Total</b>	<b>\$822.147.458.000</b>	<b>\$379.701.579.000</b>	<b>\$415.599.790.000</b>
Corto Plazo		\$284.646.579.000	\$49.438.790.000
Largo Plazo		\$95.055.000.000	\$366.160.994.000

*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Elaboración: DTGGC*

En la tabla anterior, se expone que la financiación a través de emisión de bonos representa el 52,7%, del total del grupo, mientras que los créditos bancarios, constituyen un 47,2%. En adición, se observa que el grupo presenta una reducción del 8,6%, respecto al año 2017, lo anterior de acuerdo a los pagos de los créditos bancarios que ha realizado el prestador. Sin embargo, aunque la reducción de la deuda se ha revelado, llama la atención el vencimiento de las obligaciones financieras del prestador, es decir, según se revela en la Nota N° 16, para el año 2019, se deberán cancelar \$284.645 millones de pesos, principalmente por la fecha de vencimiento de los bonos, la cual expira el 24 de octubre del año 2019. La anterior situación explica en gran parte, el mayor grado de exigibilidad del pasivo que presentó el prestador para el año 2018.

Adicionalmente, la compañía revela que las tasas de interés de los créditos financieros oscilan entre DTF TA<sup>7</sup> + 2,9%. y el DTF TA + 3,40%; IBR<sup>8</sup> (3M) + 3,05% y el IBR (3M) + 3,60%. y IBR (6M) + 3,15%; mientras que, la tasa de los títulos emitidos es IPC + 3,34<sup>9</sup> E.A. Dicho esto, los intereses causados por créditos bancarios durante el año 2018, fueron de \$15.695 millones, y para el año 2017, de \$5.377 millones de pesos. Respecto al costo financiero, de los títulos emitidos, se causaron intereses de \$13.515 millones en el año 2018, y para el año 2017, dicho valor presentó un saldo de \$23.006 millones de pesos.

Finalmente, la segunda fuente de financiamiento externo de Gas Natural S.A. E.S.P., son las "Cuentas comerciales por pagar corrientes", las cuales concentran el 46,7% del

<sup>6</sup> La nota a los Estados Financieros de Gas Natural S.A E.S.P., contiene el valor total de las obligaciones financieras y títulos emitidos del prestador, es decir dicho reporte contiene los activos asociados a las otras actividades no vigiladas.

<sup>7</sup> Tasa de Depósitos a Terminio Fijo. Trimestre Anticipado.

<sup>8</sup> Indicador Bancario de Referencia.

<sup>9</sup> Índice de Precios al Consumidor. Efectivo Anual.

total del pasivo y el 27,2% del total del activo, lo anterior equivalente en \$329.326 millones de pesos.

Para el concepto de Cuentas Comerciales por Pagar, la presentación del concepto del formato 210000, certificada por Gas Natural S.A. E.S.P., sugiere un análisis diferente al revelado en los Estados Financieros Separados, lo anterior en virtud del reporte de las "Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes" del año anterior, es decir la asociada al reporte del año 2017, certificado en la taxonomía del año 2018, el cual registra un valor de \$344.741 millones de pesos, cifra que resulta material, pero que no se evidencia en el estado financiero comparativo del prestador. Así las cosas, el análisis, de las cuentas por pagar, se realiza a partir de la nota N°17 a los Estados Financieros Separados.

Según la revelación del prestador, las cuentas comerciales por pagar esta compuestas de la siguiente forma:

*Tabla N° 10. Cuentas Comerciales por pagar<sup>10</sup>*

<b>Concepto</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Proveedores	\$280.226.699.000	\$243.765.241.000
Otras Cuentas por Pagar	\$16.510.161.000	\$14.569.018.000
Retenciones en la fuente	\$10.251.289.000	\$10.502.101.000
Ingresos Diferidos	\$4.269.390.000	\$8.895.210.000
Otros <sup>11</sup>	\$7.231.711.000	\$9.538.149.000
<b>Total</b>	<b>\$318.489.250.000</b>	<b>\$287.269.719.000</b>

*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Elaboración: DTGGC*

En la tabla anterior, se muestra que las cuentas por pagar presentaron un aumento de 11%, respecto al año 2017, debido en esencia a un incremento en el valor de los proveedores, por valor de \$36.461 millones de pesos.

En complemento, el prestador informa que el plazo para las cuentas por pagar en general es a 30 días, y afirma que no se causan intereses respecto al pago de las cuentas por pagar, toda vez que, la empresa tiene mecanismos de manejo de riesgos financieros para asegurar que las cuentas por pagar se paguen de conformidad con lo acordado previamente. Así las cosas, se observa que el prestador certificó en el formato [900028a] FC05 - Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar, que el total de sus cuentas por cobrar se encuentran a 30 días de vencimiento.

### **2.2.1.2.1 Patrimonio**

El patrimonio de la empresa financia a través de recursos propios o generación interna de efectivo por el ejercicio de la actividad económica, el 41,6% de los activos de Gas Natural S.A. E.S.P.; por otra parte, su participación no presenta un cambio relevante, respecto a lo observado en la estructura de financiamiento del año 2017.

En el estado de cambios en el patrimonio del año 2018, reportado en SUI en el formato 610000, se observa la siguiente información:

<sup>10</sup> La nota a los Estados Financieros de Gas Natural S.A E.S.P., contiene el valor total de las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar del prestador, es decir dicho reporte contiene los activos asociados a las otras actividades no vigiladas.

<sup>11</sup> Incluye: Acreedores Varios, Beneficios a empleados, Subsidios convenios de financiación, Impuesto de Industria y Comercio Retenido, Impuesto a las ventas retenido, Seguridad Social y Parafiscales.

Tabla N° 11. Estado de Cambios en el Patrimonio año 2018

	Patrimonio [miembro]				
	Capital emitido [miembro]	Prima de emisión [miembro]	Ganancias acumuladas [miembro]	Reserva legal [miembro]	
Estado de cambios en el patrimonio [partidas]					
Patrimonio al comienzo del periodo	27.688.191.000 COP	68.555.353.000 COP	431.551.208.000 COP	19.875.021.000 COP	547.669.773.000 COP
Movimientos de reexpresión del patrimonio			3.136.000 COP		3.136.000 COP
Patrimonio al comienzo del periodo incluyendo reexpresión. (Si la hubo)	27.688.191.000 COP	68.555.353.000 COP	431.554.344.000 COP	19.875.021.000 COP	547.672.909.000 COP
Cambios en el patrimonio [resumen]					
Resultado integral [resumen]					
Ganancia (pérdida)			228.080.145.000 COP		228.080.145.000 COP
<b>Resultado integral total</b>			228.080.145.000 COP		228.080.145.000 COP
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios			235.780.782.000 COP	814.267.000 COP	236.595.049.000 COP
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio			-4.720.216.000 COP		-4.720.216.000 COP
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>			-12.420.853.000 COP	-814.267.000 COP	-13.235.120.000 COP
Patrimonio al final del periodo	27.688.191.000 COP	68.555.353.000 COP	419.133.491.000 COP	19.060.754.000 COP	534.437.789.000 COP

Fuente: SUI

En la tabla anterior, se puede evidenciar la composición patrimonial de la empresa, donde se muestra que el principal componente son las ganancias acumuladas, las cuales representan el 78% del total del patrimonio y financian el 32,6% del total del activo, lo cual genera que las ganancias de la empresa sean la principal fuente de financiación de la empresa en el año 2018.

Adicional a lo anterior, en la nota N°15 del Estado Financiero Separado de la empresa, se revela que la asamblea de accionistas decretó dividendos por las ganancias del año 2017, por valor de \$235.781 millones de pesos, tal como se confirmó en la tabla anterior.

Finalmente, el patrimonio experimentó una reducción del 2,4%, fundamentalmente por efecto de la disminución en las ganancias respecto al año 2017.

## 2.2.2. Estado de Resultados Integral

Tabla N° 12. Estado de Resultados Integral del Servicio de Gas 2018-2017

	Gas combustible por redes [miembro]				
	Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ% 2018-2017
Estado de Resultados Integral por Servicio [partidas]					
Ganancia (pérdida) [resumen]					
Ingresos de actividades ordinarias	2.112.634.769.000,00 COP	100%	2.117.990.009.000,00 COP	100%	-0,3%
Costo de ventas	1.761.687.916.000,00 COP	83%	1.728.495.280.000,00 COP	82%	1,9%
Ganancia bruta	350.946.853.000,00 COP	17%	389.494.729.000,00 COP	18%	-9,9%
Otros ingresos	44.286.000,00 COP	0%	81.886.000,00 COP	0%	-45,9%
Gastos de administración	130.357.749.000,00 COP	6%	116.474.192.000,00 COP	5%	11,9%
Otros gastos	2.463.847.000,00 COP	0%	825.060.000,00 COP	0%	198,6%
Otras ganancias (pérdidas)		0%	-1.765.299.000,00 COP	0%	-100,0%
<b>Ganancia (pérdida) por actividades de operación</b>	<b>218.169.543.000,00 COP</b>	<b>10%</b>	<b>270.512.064.000,00 COP</b>	<b>13%</b>	<b>-19,3%</b>
Ingresos financieros	9.460.111.000,00 COP	0%	12.629.821.000,00 COP	1%	-25,1%
Costos financieros	29.862.013.000,00 COP	1%	27.166.001.000,00 COP	1%	9,9%
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>197.767.641.000,00 COP</b>	<b>9%</b>	<b>255.975.884.000,00 COP</b>	<b>12%</b>	<b>-22,7%</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	103.016.839.000,00 COP	5%	116.586.333.000,00 COP	6%	-11,6%
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>94.750.802.000,00 COP</b>	<b>4%</b>	<b>139.389.551.000,00 COP</b>	<b>7%</b>	<b>-32,0%</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		0%		0%	
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>94.750.802.000,00 COP</b>	<b>4%</b>	<b>139.389.551.000,00 COP</b>	<b>7%</b>	<b>-32,0%</b>

Fuente: SUI

La visión inicial del Estado de Resultados Integral – ERI, deja en evidencia que los grandes componentes que afectan los resultados de la compañía, no presentan grandes variaciones porcentuales respecto al año 2017. Sin embargo, debido a la magnitud de los costos y ventas que gestiona la empresa, las variaciones en dichos componentes representan grandes sumas de dinero. En consecuencia, en primer lugar, los ingresos de actividades ordinarias presentaron una leve disminución del 0,3%, equivalente en \$5.355 millones de pesos. En segundo lugar, el costo de ventas experimentó un crecimiento del 1,9%, equivalente en \$33.193 millones de pesos, lo que ocasionó una reducción de \$38.547 millones de pesos en su utilidad bruta, es decir una disminución de 9.9% en su margen bruto.

Los ingresos de Gas Natural S.A. E.S.P, según lo certificado en el formato [900019] FC02 – Complementario de Ingresos, se componen de la siguiente manera:

Tabla N° 13. Ingresos por Actividad 2018-2017

	Año 2018	Año 2017
Información a revelar sobre ingresos y devoluciones [resumen]		
Información a revelar sobre ingresos [resumen]		
Gas combustible por redes [resumen]		
Distribución [resumen]		
Ingresos por Distribución de Gas Natural	117.728.133.000 COP	110.025.805.000 COP
<b>Subtotal Distribución</b>	<b>117.728.133.000 COP</b>	<b>110.025.805.000 COP</b>
Comercialización [resumen]		
Contrato Firme que garantiza Firmeza de Suministro	1.994.906.636.000 COP	2.007.964.204.000 COP
<b>Subtotal Comercialización</b>	<b>1.994.906.636.000 COP</b>	<b>2.007.964.204.000 COP</b>
<b>Subtotal Gas Combustible por Redes</b>	<b>2.112.634.769.000 COP</b>	<b>2.117.990.009.000 COP</b>
<b>Ingresos brutos por actividades de servicios públicos</b>	<b>2.112.634.769.000 COP</b>	<b>2.117.990.009.000 COP</b>
Ingresos brutos actividades no vigiladas	165.487.363.000 COP	187.235.013.000 COP
<b>Total Ingresos brutos</b>	<b>2.278.122.132.000 COP</b>	<b>2.305.225.022.000 COP</b>

Fuente: SUI. Elaboración: DTGGC

En la tabla anterior, se observa que los ingresos por prestación de servicios públicos son la principal fuente de generación de entradas de la compañía, debido a que representan el 93% y 92%, del total de ingresos de Gas Natural S.A. E.S.P., para los años 2018 y 2017, respectivamente.

Adicional a esto, los ingresos por el ejercicio de la actividad de distribución de gas combustible por redes concentran el 6% del total de los ingresos por prestación del servicio, mientras que la actividad de comercialización es el principal generador de recursos de la compañía, debido a que es el responsable en la consecución del 94% de los ingresos por servicios públicos.

En complemento, los ingresos por distribución presentaron un aumento de \$7.702 millones de pesos, es decir un crecimiento del 7%, respecto al año 2017; mientras que, los ingresos por comercialización se redujeron un 0,7%, equivalentes en \$13.058 millones de pesos, ahora bien, como es evidente, la comercialización de gas es la principal actividad de la empresa, y por ende la leve reducción en los ingresos por dicha actividad, es la responsable de la disminución, de los ingresos por prestación del servicio en \$5.355 millones de pesos.

En la Nota N° 21 de los Estados Financieros Separados, la empresa revela la composición de sus ingresos para el año 2018, de la siguiente manera:

*Tabla N° 14. Composición de Ingresos 2018*

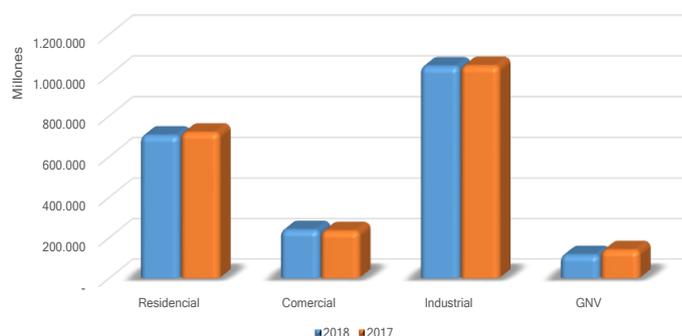
Tipo de Mercado	Venta de gas natural	Cargos por conexión	Otros	Total
Residencial	705.016.884.000	37.594.234.000	47.556.988.000	790.168.106.000
Comercial	238.822.835.000	2.796.244.000	3.997.328.000	245.616.407.000
Industrial	1.043.931.551.000	97.309.000	807.385.000	1.044.836.245.000
GNV	115.174.756.000	-	-	115.174.756.000
Soluciones energeticas	-	-	9.823.789.000	9.823.789.000
Otros	-	-	67.581.944.000	67.581.944.000
<b>Total</b>	<b>2.102.946.026.000</b>	<b>40.487.787.000</b>	<b>129.767.434.000</b>	<b>2.273.201.247.000</b>

*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P.*

De la tabla anterior, llama la atención que el total de ingresos por venta de gas natural, no presenta coincidencia con los ingresos del servicio de gas combustible por redes del formato 310000 de la taxonomía del año 2018. Teniendo en cuenta lo anterior, se observa que para el año 2018, los usuarios industriales son el principal generador de ingresos de la empresa, debido a que representan el 50% del total de ventas de gas natural, seguido de los usuarios residenciales, los cuales aportan el 34% de los ingresos por prestación del servicio público domiciliario.

Por otra parte, la estructura de los ingresos de Gas Natural S.A. E.S.P., por tipo de mercado, no presentó mayores variaciones respecto al año 2017, como se puede observar en la siguiente gráfica:

*Grafica N° 01. Ingresos por tipo de mercado 2018-2017*



*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Elaboración: DTGGC*

Respecto, a los "Otros ingresos", presentados por la empresa como asociados al servicio público de gas domiciliario, es importante señalar que el valor es irrelevante en la estructura de resultados del servicio, toda vez que dicho concepto hace parte de las otras actividades ejercidas por la empresa. Sin embargo, previa revisión de la Nota N° 25 de los Estados Financieros Separados, se observó que dicho concepto está compuesto en esencia, por recuperaciones de provisiones, recuperación de provisiones para litigios y demandas, recuperación de provisiones por cuentas por cobrar.

Así las cosas, se recomienda al prestador revisar si dichas recuperaciones, en especial las de cuentas por cobrar, están asociadas únicamente a las otras actividades ejercidas por el prestador, debido a que si alguna recuperación mencionada, está asociada a la

cartera del servicio de gas combustible, dichos valores deberían presentarse en la columna del servicio correspondiente del formato [310000].

Por otra parte, los ingresos financieros asociados a la prestación del servicio de gas, corresponden al 0,4% del total de los ingresos de actividades ordinarias del servicio público, y presentaron una disminución de \$3.169 millones de pesos, respecto al año 2017. No obstante, la nota N° 25 de los estados financieros revela que, los ingresos financieros están conformados por: rendimientos, intereses de fondos y fiducias, dividendos de compañías asociadas, entre otros, los cuales presentan un valor de \$29.198 millones para el año 2018, y dicha cifra difiere del valor de otros ingresos reportados el total ERI, del formato [310000], el cual presenta un saldo de \$71.368 millones de pesos.

Por consiguiente, se presume que la empresa presentó como ingresos financieros, los valores correspondientes a los ingresos por método de participación de las compañías subsidiarias, revelados en el Estado de Resultados Separados. Por lo anterior, es importante recordar que la taxonomía del año 2018, tiene disponible los conceptos: "Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación" y "Otros ingresos (gastos) procedentes de subsidiarias, entidades controladas de forma conjunta y asociadas".

En relación al Costo de Ventas, dicho concepto representa el 83% del Ingreso de Actividades Ordinarias y está constituido principalmente por los siguientes componentes:

Tabla N° 15. Composición de Costo de Ventas 2018

Gastos [resumen]	Gasto operativo - Total de servicios públicos [miembro]	%
Beneficios a empleados	22.438.263.000,00 COP	1,27%
Honorarios	7.697.789.000,00 COP	0,44%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	23.828.000,00 COP	0,00%
Generales	37.937.266.000,00 COP	2,15%
Depreciación	27.904.687.000,00 COP	1,58%
Consumo de Insumos Directos [resumen]		
Gas Combustible	1.533.516.368.000,00 COP	87,06%
<b>Total consumo de insumos directos</b>	<b>1.533.516.368.000,00 COP</b>	<b>87,06%</b>
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	24.867.107.000,00 COP	1,41%
Servicios públicos	1.735.818.000,00 COP	0,10%
Materiales y otros gastos de operación	10.814.957.000,00 COP	0,61%
Seguros	2.930.790.000,00 COP	0,17%
Órdenes y contratos por otros servicios	91.496.094.000,00 COP	5,19%
<b>Total gastos</b>	<b>1.761.362.967.000,00 COP</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Elaboración: DTGGC

La anterior tabla corresponde al reporte del formato [900017g] FC01-7 - Gastos de servicios públicos - Total servicios públicos y actividades no vigiladas, el cual presenta una coincidencia del 99,98% respecto al costo de ventas revelado en el formato [310000], en comparación al total de gastos operativos de servicios públicos.

Adicionalmente, la compra de gas combustible, representa el 87,6% del total del costo de venta, y de esta forma se constituye como el principal costo de Gas Natural S.A. E.S.P. Por lo anterior, es importante recordar al prestador, que el formato FC01-7, contiene la sección "Bienes y servicios públicos para la venta [resumen]", a la que

pertenecen los conceptos “Gastos de distribución y/o comercialización de gas combustible por redes” y “Uso de Líneas, redes y ductos”, en los cuales se puede presentar el valor del gas combustible comprado para la prestación del servicio y el costo por transporte de redes y ductos del combustible, respectivamente, toda vez que, el concepto “Gas Combustible” pertenece a la sección de consumos indirectos, la cual se presume no es la situación de Gas Natural S.A. E.S.P. El segundo costo de relevancia de la empresa está asociado a erogaciones por contratos de servicios, el cual acumula el 5,19% de los costos de la empresa en el 2018.

En complemento, se observó que la Nota N° 22 a los Estados Financieros Separados, contiene un detalle más específico de los componentes del costo de las actividades ordinarias del prestador, lo anterior haciendo hincapié que la nota contiene todos los valores asociados al total de actividades que ejerce lo anterior. Ahora bien, teniendo claridad en lo anterior, a continuación, se muestra el detalle del costo de ventas:

*Tabla N° 16. Composición Detallada de Costo de Ventas 2018*

<b>Costos</b>	<b>Año 2018</b>	<b>Año 2017</b>
Costo de gas natural	947.203.725.000	981.720.343.000
Costos de transporte y distribución de gas natural	653.895.261.000	637.911.342.000
Mantenimiento y reparaciones	28.712.183.000	23.801.608.000
Publicidad, propaganda y actividades promocionales	28.415.151.000	22.944.037.000
Depreciación	28.341.988.000	29.073.375.000
Personal	24.037.437.000	24.811.202.000
Otros Costos	142.952.956.000	130.931.083.000
<b>Total</b>	<b>1.853.558.701.000</b>	<b>1.851.192.990.000</b>

*Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. Elaboración: DTGGC.*

En la tabla anterior, se puede diferenciar los dos principales costos de la empresa, el primero el costo directo del combustible, el cual concentra el 51% del total del costo de ventas de la empresa para el año 2018, y presentó una disminución del 4% equivalente en \$34.517 millones de pesos. Por otra parte, el costo del transporte y distribución del gas, representa el 35% del total de costos de actividades ordinarias, y presentó un aumento del 3%, por valor de \$15.984 millones de pesos.

Respecto a los Gastos de administración, el Estado de Resultados del Servicio muestra que dicho concepto, concentra el 6% del total de ingresos del servicio de Gas Natural S.A. E.S.P., y presentaron un crecimiento del 11,9%, equivalente en \$13.884 millones de pesos.

*Tabla N° 17. Gastos Administrativos del servicio de gas año 2018*

	<b>Gasto administrativo - Total de servicios públicos [miembro]</b>	<b>%</b>
<b>Gastos [resumen]</b>		
Beneficios a empleados	17.586.131.000,00 COP	13,48%
Honorarios	24.990.055.000,00 COP	19,16%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	36.216.840.000,00 COP	27,77%
Generales	15.851.799.000,00 COP	12,15%
Deterioro	21.317.502.000,00 COP	16,34%
Depreciación	1.489.526.000,00 COP	1,14%
Amortización	12.974.311.000,00 COP	9,95%
<b>Total Gastos Administrativos</b>	<b>130.426.164.000,00 COP</b>	<b>100,00%</b>

*Fuente: SUI. Elaboración: DTGGC*

Como se observa en la tabla, los gastos administrativos del servicio público, se encuentran relativamente distribuidos en varios conceptos. Sin embargo, el gasto por impuestos (sin incluir el impuesto de renta), es el principal gasto administrativo de la empresa, seguido del gasto por honorarios y el gasto por deterioro de activos.

Adicional a lo anterior, la Nota N° 23 de los estados financieros desglosa el total de gastos administrativos de todas las actividades de la empresa, donde se puede observar lo siguiente:

*Tabla N° 18. Gastos Administrativos del servicio de gas año 2018*

<b>Gastos Administrativos</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Impuestos y contribuciones	37.775.108.000	40.428.949.000
Servicios corporativos	21.541.881.000	33.268.766.000
Deterioro de la cartera de clientes	21.541.820.000	9.396.787.000
Personal	18.383.617.000	14.369.685.000
Amortización	13.950.872.000	6.608.312.000
Arrendamientos	6.960.553.000	3.923.912.000
Servicios profesionales independientes	4.561.753.000	2.923.378.000
Otros Gastos	12.343.000.000	11.966.683.000
<b>Total</b>	<b>137.058.604.000</b>	<b>122.886.472.000</b>

*Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. Elaboración: DTGGC.*

En la tabla anterior, se muestra de manera más detallada, los gastos administrativos del prestador, donde se evidencia que el aumento del gasto por deterioro de la cartera y el gasto por amortización, son los principales gastos que ocasionaron el incremento del concepto de gastos administración, respecto al año 2018.

Respecto a los costos financieros, para el año 2018, el costo en mención para el servicio de gas, representa el 1% y un crecimiento del 9,9%, respecto al año 2017, equivalente en \$2.696 millones de pesos. Según la Nota N° 27 de los Estados Financieros Separados, los costos financieros, están compuestos por gastos por intereses, comisiones, gastos bancarios y diversos.

En consecuencia, la reducción de la ganancia bruta, la caída de los Otros Ingresos, el aumento de los Gastos de Administración, el crecimiento de los Otros Gastos, la reducción de los Ingresos Financieros y el incremento de los Costos Financieros, ocasionaron una reducción de la ganancia antes de impuestos del 22,7%, equivalente en \$58.208 millones de pesos. Así las cosas, y luego de aplicar la tasa impositiva a la ganancia del servicio de gas, la compañía experimentó una disminución de su Ganancia Neta de \$44.639 millones de pesos, es decir un decrecimiento de la ganancia de 32%. Lo anterior, se traduce en una disminución del margen neto, el cual se ubicó para el año 2018, en 4%, mientras que, para el año 2017, dicho margen fue del 7%.

## 2.2.3 Flujos de efectivo

Tabla N° 19. Estado de Flujo de Efectivo Comparativo 2018-2017

	Total Flujos de Efectivo		
	Año 2017	Año 2017	Δ% 2018-2017
<b>Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]</b>			
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [resumen]</b>			
Ganancia (pérdida)	228.080.145.000 COP	235.780.781.000 COP	-3%
<b>Ajustes para conciliar la ganancia (pérdida) [resumen]</b>			
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	109.417.779.000 COP	136.843.839.000 COP	-20%
Ajustes por costos financieros	28.731.933.000 COP	27.664.937.000 COP	4%
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	-3.285.388.000 COP	-132.375.000 COP	2382%
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	34.679.990.000 COP	-26.636.119.000 COP	-230%
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	-73.457.152.000 COP	50.222.364.000 COP	-246%
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	43.931.568.000 COP	37.868.234.000 COP	16%
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	20.340.492.000 COP	5.577.247.000 COP	265%
Ajustes por provisiones	-3.790.878.000 COP	-24.000.000 COP	15695%
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	-529.787.000 COP		
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	-302.462.000 COP		
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-42.170.400.000 COP	-39.755.982.000 COP	6%
<b>Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)</b>	<b>113.565.695.000 COP</b>	<b>191.628.145.000 COP</b>	<b>-41%</b>
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	341.645.840.000 COP	427.408.926.000 COP	-20%
Intereses pagados	30.144.346.000 COP	27.664.937.000 COP	9%
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	9.059.014.000 COP	206.685.795.000 COP	-96%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	<b>302.442.480.000 COP</b>	<b>193.058.194.000 COP</b>	<b>57%</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [resumen]</b>			
Compras de propiedades, planta y equipo	29.540.201.000 COP	34.680.351.000 COP	-15%
Compras de activos intangibles	17.713.835.000 COP	14.621.596.000 COP	21%
Dividendos recibidos	49.755.985.000 COP	47.399.431.000 COP	5%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	<b>2.501.949.000 COP</b>	<b>-1.902.516.000 COP</b>	<b>-232%</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación [resumen]</b>			
Importes procedentes de préstamos	31.070.648.000 COP	249.500.000.000 COP	-88%
Reembolsos de préstamos	66.968.853.000 COP	134.094.723.000 COP	-50%
Dividendos pagados	236.595.049.000 COP	275.032.822.000 COP	-14%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	<b>-272.493.254.000 COP</b>	<b>-159.627.545.000 COP</b>	<b>71%</b>
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<b>32.451.175.000 COP</b>	<b>31.528.133.000 COP</b>	<b>3%</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo [resumen]</b>			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<b>32.451.175.000 COP</b>	<b>31.528.133.000 COP</b>	<b>3%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	<b>133.234.048.000 COP</b>	<b>101.705.915.000 COP</b>	<b>31%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	<b>165.685.223.000 COP</b>	<b>133.234.048.000 COP</b>	<b>24%</b>

Fuente: SUI

En el Estado de Flujo de Efectivo – EFE, es importante señalar que la Ganancia (pérdida), presentada por la empresa en el formato [520000] Estado de flujos de efectivo, método indirecto – Individual, no coincide con la Ganancia (pérdida) certificada por la empresa para el servicio de gas combustible en el formato [310000].

Teniendo en cuenta lo anterior, en el presente informe se realiza un análisis del Flujo de Efectivo del total de operaciones de la empresa, el cual, si presenta coincidencia, con el total del ERI, del formato [310000]. Lo anterior, debido a que el análisis del flujo de efectivo asociado al servicio podría conducir a distorsiones, dado que el método indirecto parte de la Ganancia (pérdida) para llegar al saldo del efectivo del periodo.

Ahora bien, en el Estado de Flujo de Efectivo – EFE, permite observar que Gas Natural S.A. E.S.P., generó efectivo por actividades de operación por valor de \$302.442 millones de pesos, principalmente por el ejercicio de su actividad económica a partir de la ganancia neta de la empresa, la generación de efectivo por actividades de operación presenta un incremento del 57%; sin embargo, dicho incremento se presenta como una consecuencia de un pago de \$206.686 que realizó la empresa por concepto de impuestos a las ganancias en el año 2017, mientras que dicha obligación en el año 2018, solo generó un pago de \$9.059 millones de pesos.

Así las cosas, cuando se observa el flujo de efectivo generado por las actividades de operación, hasta los ajustes de conciliación de la ganancia, se puede verificar que, en el año 2018, se generó un menor volumen de efectivo por actividades de operación, respecto al año 2017.

Por otra parte, el flujo generado por las actividades de inversión en el año 2018, se obtuvo de los dividendos recibidos por las inversiones que tiene la empresa en otras sociedades, parte de ese flujo fue provisto para la compra de activos fijos e intangibles, lo cual ocasionó que la empresa obtuviera un flujo de inversión de \$2.502 millones de pesos. En el año 2017, las compras de efectivo e intangibles superaron el valor obtenido por dividendos, razón por la cual, la caja adicional que tuvo que utilizar el prestador de otras actividades, fue de \$1.902 millones de pesos.

Respecto al flujo de efectivo generado por actividades de financiación, la compañía dispuso de \$303.564 millones de pesos para pagar dividendos a sus inversionistas y cancelar créditos bancarios, sin embargo, en el año 2018, la empresa recibió prestamos por \$31.071 millones de pesos, lo cual ocasionó que la empresa dispusiera de \$272.493 millones de pesos en el pago de sus actividades de financiamiento. Lo anterior, constituye un crecimiento de 71% en el valor de recursos dispuestos para pagos de actividades de financiamiento, respecto al año 2017.

En consecuencia, el flujo de efectivo generado por la empresa en el año 2018, fue de \$32.451 millones de pesos, lo cual quiere decir que el 89% del efectivo generado por las actividades de operación e inversión, fue dispuesto para pagar dividendos y créditos bancarios; no obstante, como Gas Natural S.A. E.S.P., presentó un saldo inicial en efectivo de \$133.234 millones, finalizó el año 2018, con un efectivo y equivalentes de \$165.685 millones de pesos, es decir 24% más que en el año 2017.

Finalmente, a solicitud de la Superintendencia, Gas Natural S.A. E.S.P., realizó un flujo de efectivo proyectado hasta el año 2022, del servicio público domiciliario de gas combustible por redes y el flujo de efectivo de todas las operaciones de la empresa, los cuales se muestran a continuación:

Imagen N° 01. Flujo de Efectivo Acumulado Servicio de Gas 2019-2022<sup>12</sup>

Flujo de Caja (Millones de Pesos)	Escenario Pesimista	Escenario Base	Diferencia
<b>SALDO INICIAL</b>			
Ingresos Operativos	8.435.274	9.180.557	-745.284
Gastos Operativos	7.615.084	8.114.932	-499.848
<b>FLUJO DE CAJA OPERATIVO</b>	<b>820.190</b>	<b>1.065.625</b>	<b>-245.436</b>
Inversiones	117.622	167.167	-49.544
Otros Conceptos	-192.962	-264.484	71.522
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>509.606</b>	<b>633.975</b>	<b>-124.369</b>
Ingresos Financieros	242.566	242.566	0
Gastos Financieros	103.351	103.351	0
<b>FLUJO DE CAJA FINANCIERO</b>	<b>139.214</b>	<b>139.214</b>	<b>0</b>
Créditos desembolsados	330.000	330.000	0
Amortización de créditos	-294.000	-294.000	0
<b>FLUJO DE CAJA DE DEUDA</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>0</b>
<b>FC Negocio gas</b>	<b>684.820</b>	<b>809.189</b>	<b>-124.369</b>

Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P.

La anterior tabla muestra el flujo de efectivo acumulado proyectado que podría generar el negocio de gas combustible desde el año 2019, hasta el año 2022. En primer lugar, se observa que el pronóstico del escenario pesimista, generaría una disminución de \$245.436 millones de pesos, lo anterior por un posible menor reconocimiento de los gastos de administración, operación y mantenimiento por parte del ente regulador, además del supuesto de una menor demanda gas por parte de usuarios no regulados, desmejoramiento en la lucha contra el fraude y por ende el prestador pronostica una desmejora en la calidad del servicio.

En segundo lugar, el prestador estima que las inversiones realizadas en el servicio de gas se disminuirían en \$49.544 millones de pesos, si se cumple el escenario pesimista. Por lo anterior, el prestador informó que la afectación en las inversiones afectaría el crecimiento de clientes y la demanda. Respecto al renglón denominado "Otros Conceptos", la empresa informa que este valor implica una menor disposición de flujo de efectivo en el escenario pesimista, toda vez que, corresponden al menor pago de impuesto de renta por disminución de la base gravable.

Finalmente, la generación de efectivo en el servicio de gas, se disminuiría en \$124.369 millones de pesos, en el año 2022, si se cumplen los parámetros de estimación

<sup>12</sup> **El Escenario Base incluye los siguientes supuestos:**

- Regulatorio: No se consideran cambios en la metodología de comercialización regulada ya que no hay resolución en firme, WACC 12.3%, BRA 1.1 BCOP, AOM Distribución 100%, Fecha entrada tarifa abril 2020.
- Indicadores Operativos: Crecimiento de clientes: 56.000 al año, Crecimiento de volumen de distribución: 3%, Índice de Pérdidas de 5.81% a 4.86% del 2020 a 2022, Consumo medio residencial: 16.5 m3/mes, Índice de Satisfacción al cliente 8.62.
- Inversión Total: 233.900 MCOP
- Financieras: Calificación AAA y Caja mínima para operar de 56.000 MCOP.

**El Escenario Pesimista incluye los siguientes supuestos:**

- Regulatorio: WACC 12.3%, BRA 1.1 BCOP, AOM Distribución 50%, Fecha entrada tarifa abril 2020.
- Indicadores Operativos: Crecimiento de clientes: 27.900 al año, Crecimiento de volumen de distribución: 0%, Índice de Pérdidas del 5.81% y creciente, Consumo medio residencial: Caída aproximada de 3% anual, Índice de Satisfacción al cliente: disminución de 5 puntos porcentuales por año.
- Inversión Total: 179,542 MCOP
- Financieras: En riesgo de calificación y fuentes de financiación, y Caja mínima en restricción.

planteados por la empresa. En complemento, el flujo de efectivo proyectado de todas las operaciones de la empresa, se presenta a continuación:

*Imagen N° 02. Flujo de Efectivo Acumulado Empresa 2018-2022*

Flujo de Caja (Millones de Pesos)	Escenario Pesimista	Escenario Base	Diferencia
<b>SALDO INICIAL</b>	<b>131.212</b>	<b>131.212</b>	<b>0</b>
Ingresos Operativos	11.334.488	12.079.772	-745.284
Gastos Operativos	10.132.433	10.631.641	-499.208
<b>FLUJO DE CAJA OPERATIVO</b>	<b>1.202.055</b>	<b>1.448.131</b>	<b>-246.076</b>
Inversiones	336.731	391.089	-54.358
Otros Conceptos	-207.780	-277.959	70.179
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>657.543</b>	<b>779.083</b>	<b>-121.540</b>
Ingresos Financieros	318.711	318.711	0
Gastos Financieros	135.604	135.604	0
<b>FLUJO DE CAJA FINANCIERO</b>	<b>183.107</b>	<b>183.107</b>	<b>0</b>
Créditos desembolsados	361.071	361.071	0
Amortización de créditos	-360.999	-360.999	0
<b>FLUJO DE CAJA DE DEUDA</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>0</b>
<b>FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA</b>	<b>840.722</b>	<b>962.261</b>	<b>-121.540</b>
Dividendos	-971.024	-1.036.906	65.882
<b>FLUJO DE CAJA DEL PERIODO</b>	<b>-130.302</b>	<b>-74.644</b>	<b>-55.658</b>
<b>SALDO FINAL DEL PERIODO</b>	<b>909</b>	<b>56.567</b>	<b>-55.658</b>

*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P.*

Respecto al flujo de efectivo del escenario base, la empresa señala que la proyección:

*“(...) mantiene la empresa con finanzas saludables y sostenibles a pesar de la caída del ingreso de distribución, esto en razón a una menor tarifa generada por mayor volumen de ventas en distribución con baja inversión y manteniendo los gastos.*

*El año 2020 las inversiones se fondean con la generación interna de caja y créditos de corto plazo (...)*”

Por otra parte, en el escenario pesimista, que el prestador denominó “Flujo de caja escenario disminución AOM”, la empresa indicó lo siguiente:

*“(...) Con la fórmula de aplicación del nuevo cargo de distribución, el impacto pleno se alcanza en el año 2022 en razón a que hay una senda de aplicación del reconocimiento de gastos de AOM.*

*Tomando el 2022 como referencia, la empresa entra en un espiral negativo que obliga a hacer recortes no recomendados en gastos e inversión, además de afectar significativamente el retorno al accionista (Fondos de pensiones e inversión extranjera) (...)*”

Ahora bien, respecto a lo observado en la Imagen N° 02, la empresa estima que su flujo operativo se disminuiría en \$246.076 millones de pesos, al finalizar el año 2022. Lo anterior, según argumenta la empresa, ocasionaría que la caja se afecte por el menor reconocimiento de AOM en la tarifa y por un déficit en 74.000 clientes. En síntesis, esta disminución está asociada a la explicada en el flujo de efectivo del servicio de gas.

Adicional a lo mencionado, al igual que en el flujo de efectivo del servicio, la empresa indicó que las inversiones totales se disminuirían en \$54.358 millones de pesos, lo cual

se reflejaría en dificultades para el crecimiento de clientes mencionado en el párrafo anterior, y por ende una disminución natural en la demanda de gas combustible. En consecuencia, el flujo de caja libre se disminuiría en \$121.540 millones de pesos, lo anterior debido al esperado decrecimiento del efectivo por una menor obtención estimada de los ingresos operacionales, pese a la reducción pronosticada de las inversiones.

En último lugar, la empresa estima que los accionistas asuman el 50% del impacto en un escenario pesimista, lo anterior se prevé en \$65.882 millones de pesos. Así las cosas, la empresa proyecta que un escenario pesimista generaría que Gas Natural S.A. E.S.P., obtuviera \$909 millones de pesos, al cierre del año 2020, es decir \$55.658 millones de pesos menos que en el escenario base. En dicho escenario, la empresa informa que no se cumpliría el mínimo de volumen de caja para operar, lo cual requeriría una eventual contratación de recursos de capital de trabajo.

En conclusión, la empresa ultima sus proyecciones financieras de la siguiente manera:

*“(...) Gas Natural SA ESP ha prestado, y sigue prestando, un servicio de muy alta calidad, incrementando la eficiencia lo que se reflejará como una menor tarifa para los clientes.*

*La disminución injustificada del gasto de AOM reconocido llevaría a que la empresa realice disminuciones de gastos e inversiones lo que conlleva en el corto plazo a menor crecimiento de clientes, disminución de la demanda y desmejora de la calidad del servicio, lo que también se refleja en un empeoramiento del desempeño financiero.*

*En el escenario de proyección el impacto pleno de la decisión se ve solo en el año 2022, y la empresa aún puede mantener precariamente la operación. Hacia adelante el desempeño financiero irá empeorando por el decrecimiento del negocio, los incrementos de endeudamiento y la desmejora de indicadores operativos como las pérdidas.*

*El desmejoramiento del flujo de caja conlleva una remuneración inferior a lo que establece la Ley 142 para los accionistas tanto fondos de pensiones, la Alcaldía de Bogotá e inversión extranjera. (...)”*

Finalmente, en el informe elaborado por el AEGR, se observa el siguiente flujo de caja proyectado:

*Imagen N° 03. Flujo de Efectivo – Informe AEGR*

<b>Flujo de Caja Proyectado Gas Natural</b>			
<b>DETALLE</b>	<b>P2019</b>	<b>P2020</b>	<b>P2021</b>
<b>SALDO INICIAL</b>	<b>166.513</b>	<b>25.860</b>	<b>22.863</b>
Ingresos Operativos	2.247.525	2.259.704	2.338.500
Gastos Operativos	2.033.313	2.033.313	4.066.626
<b>FLUJO DE CAJA OPERATIVO</b>	<b>214.212</b>	<b>124.616</b>	<b>109.535</b>
Inversiones	135.917	99.379	62.441
Otros Conceptos	20.590	42.873	79.683
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>98.885</b>	<b>68.110</b>	<b>126.777</b>
Ingresos Financieros	51.060	56.934	59.719
Gastos Financieros	28.283	34.473	42.093
<b>FLUJO DE CAJA FINANCIERO</b>	<b>22.777</b>	<b>22.461</b>	<b>17.626</b>
Creditos Desembolsados	532.000	170.000	92.000
Amortizacion de Creditos	-468.568	-43.419	-72.053
<b>FLUJO DE CAJA DE DEUDA</b>	<b>63.432</b>	<b>126.581</b>	<b>19.947</b>
<b>FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA</b>	<b>185.094</b>	<b>217.151</b>	<b>164.350</b>
Dividendos	-182.920	-220.149	-165.192
<b>FLUJO DE CAJA DEL PERIODO</b>	<b>2.173</b>	<b>-2.997</b>	<b>-842</b>
<b>SALDO FINAL DEL PERIODO</b>	<b>168.687</b>	<b>22.863</b>	<b>22.021</b>

*Fuente: AEGR – KPMG*

Respecto al flujo presentado en el informe, el auditor expresó lo siguiente:

*“(...) De acuerdo con la información reportada por la Compañía en el flujo de caja proyectado para los años 2019 al 2021 se observan flujos de caja positivos al final de los tres años, en los cuales se estiman la repartición de dividendos en los periodos proyectados los cuales representan en promedio el 8,3% de los ingresos operativos para los años comprendidos entre el 2019 al 2021.*

*Así mismo es importante mencionar que en las proyecciones del flujo de caja suministrado por la Compañía se presentan algunas inconsistencias en cuanto a sumatorias y saldos iniciales, las cuales fueron socializadas con los responsables del prestador (...).”*

Conforme con lo expuesto por el Auditor, se infiere que, el flujo de efectivo proyectado que está contenido en el informe de auditoría, fue elaborado por Gas Natural S.A. E.S.P., lo cual llama la atención, debido a que el flujo presentado por el AEGR difiere de la proyección del escenario base y/o escenario pesimista. No obstante, el AEGR realizó la precisión de algunas inconsistencias en los cálculos realizados por Gas Natural S.A. E.S.P.

De la conclusión sobre la viabilidad financiera del prestador, que conceptúa el AEGR, llama la atención que, aunque el Auditor en su informe señale la posible afectación financiera y operativa<sup>13</sup> de Gas Natural S.A. E.S.P.; mientras que, en el concepto que realizó el auditor, se reconoce que la viabilidad financiera de la compañía no podría estar comprometida, debido a que no se identifican riesgos que puedan llegar a afectarla, aunado a que no se presenten cambios desfavorables en las condiciones comerciales del prestador.

Pese a lo mencionado en el concepto de viabilidad financiera, la empresa si prevé la posibilidad que existan cambios en las condiciones comerciales y además tiene una matriz de riesgos que le permite cuantificar los posibles escenarios de pérdidas económicas.

### 2.3 Gestión de Riesgos

La Superintendencia solicitó a la empresa información para la verificación de la gestión de los riesgos más significativos del año 2018, para lo cual la empresa remitió la matriz de riesgos elaborada en 2019, que fue construida a partir del suministro de información de las diferentes direcciones de Gas Natural S.A. E.S.P., Los riesgos identificados son priorizados de acuerdo a su severidad principalmente, y a la probabilidad de ocurrencia.

En el análisis de la información y para efectos de esta evaluación se tomaron los riesgos categorizados en probabilidad de ocurrencia alta, tales como:

*Tabla N° 20. Riesgos en probabilidad de ocurrencia alta – Gas Natural S.A. E.S.P.*

Naturaleza	Riesgo
Operacional	Margen de gas secundario
Negocio	Gas no contabilizado

*Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. – Archivo SSPD /Sintetizado por la SSPD por contener información de reserva*

<sup>13</sup> Análisis puntos específicos numeral 4.4.2 *“(...)Por la aplicación de esta nueva metodología de la CREG la tarifa actual del Grupo Vanti por la mayor eficiencia tendrá una disminución mientras las demás tarifas suben, de no corregirse esta metodología por parte de la CREG asociados a la remuneración de los gastos AOM, la Compañía puede verse afectada a nivel financiero y operativo lo cual ocasionaría el despido de empleados directos y contratistas, disminución en la extensión de redes, afectación en la calidad de la prestación del servicio entre otras (...).”*

Respecto al riesgo operacional de gas secundario, se evidencia que la disminución del volumen de las ventas de gas en el mercado no regulado, puede traer disminución en los márgenes del negocio de comercialización de gas natural; sin embargo, se busca mejorar la gestión comercial como mecanismo de mitigación del riesgo.

En relación, se encuentra que, como el negocio de comercialización de gas natural para usuarios no regulados es un negocio en libre competencia, la probabilidad de que este riesgo se materialice en la atención a usuarios finales es mínima.

No sobra mencionar que de acuerdo el artículo 20 de la Resolución CREG 080 de 2019, están prohibidos los subsidios cruzados entre actividades. Por lo anterior, Gas Natural S.A E.S.P., debe asegurar en su gestión, que la afectación a los márgenes del negocio de comercialización de gas combustible, no incida en la distribución de gas combustible por redes.

Ahora bien, en relación con el riesgo de gas no contabilizado, la empresa describió un impacto en el margen de ventas de gas, asociado a las pérdidas que representa en el presupuesto de la empresa. Lo anterior, teniendo en cuenta que, en el presupuesto realizado el 10 de agosto de 2018, la empresa tenía unas expectativas de reducción de pérdidas basadas en una mejor reacción en el comportamiento del resto del año 2018; no obstante, el cierre real presentó una tendencia de contención de la pérdida – *no de reducción* – lo que implicó plantear una nueva expectativa.

En consecuencia, la empresa gestiona el riesgo realizando las cuantificaciones del costo, entendidas como las estimaciones realizadas por la Unidad de Regulación y Tarifas para valorar el impacto en el margen. Así mismo, realiza un plan operativo en el que se reporta al accionista y al presidente de la compañía, la gestión operativa tanto en la red de alta presión como de media presión.

Al respecto, esta Superintendencia en desarrollo de la presente evaluación integral analiza el tema de pérdidas y recuperación de consumos en el subcapítulo 4.5.3 y 4.6 con mayor amplitud.

Por otra parte, en la Nota N° 6 de los Estados Financieros del año 2018, la empresa revela la administración de riesgos financieros donde se destaca lo siguiente:

- La empresa está expuesta a una variedad de riesgos financieros, lo cuales incluye, riesgo de mercado (riesgo de tasa de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito, riesgo de liquidez y riesgo de capital.
- La empresa cuenta con un área que tiene a cargo la administración de los riesgos financieros
- Respecto al riesgo de tasa cambio, la empresa informa que limita su exposición al riesgo restringiendo al máximo las transacciones en monedas diferentes al peso colombiano. En adición, como valor relevante se informa que la posición pasiva neta en dólares de la empresa ascendió a \$7.1 millones de dólares, equivalentes a \$23.473 millones de pesos, al cierre de 2018.
- En referencia al riesgo de precio, la empresa revela que, para administrar la exposición por fluctuaciones en precios, se desarrollan procesos de negociación de tarifas individuales en la firma de contratos con los clientes y proveedores, donde los costos más relevantes son transferidos vía tarifa a los clientes directamente.
- El riesgo de tasa de interés se encuentra presente en la empresa, debido a que los prestamos adquiridos se toman a tasas de interés fijas y variables. En consecuencia, la empresa revela que el riesgo es gestionado manteniendo una combinación apropiada entre diferentes índices (IPC, DTF e IBR), donde las actividades de cobertura se evalúan regularmente para asegurar la aplicación de estrategias de cobertura más rentables.

- En relación al riesgo de crédito, la empresa revela que, con el objetivo de mitigar el riesgo derivado del posible incumplimiento de las obligaciones contractuales en el pago de la cartera, la empresa realiza segmentación de los clientes así: clientes domésticos-comerciales, clientes industriales, clientes asociados al negocio de soluciones energéticas y otros deudores. Respecto a la gestión de riesgo de clientes asociados a la prestación del servicio de gas, la empresa señala las siguientes medidas de administración:

*“(...) Para los clientes domésticos comerciales se adelanta la gestión de cobro a través de las siguientes acciones: Con un día de vencida la factura se envía mensaje de texto a los clientes que la compañía dispone de su número celular. De aquellos clientes de que se dispone el número fijo, se envía mensaje de voz; posteriormente si después de dos días de enviados los mensajes mencionados el cliente no ha realizado el pago de la deuda, se envía a operaciones domiciliarias para la suspensión del servicio. Transcurrido 15 días calendario desde la fecha de vencimiento, si el cliente no ha pagado se asigna a la Casa de Cobro quienes inician la cobranza por medio de llamadas, mensajes de texto, mensajes de voz, cartas y visitas. Después de tres facturas vencidas, se envía una carta en la cual le recordamos al cliente el estado de sus obligaciones con Gas Natural S.A. ESP, le advertimos el posible reporte a las Centrales de Riesgo, los costos que generaría la reconexión y el procedimiento operativo que conlleva el proceso de reinstalación; después de la quinta factura vencida, se le envía otra carta, donde se le informa que el no pago conllevará la suspensión definitiva del servicio y la terminación del contrato de prestación del servicio. Después del sexto mes se hace una campaña especial de recuperación del cliente antes de proceder a la baja, de no ser efectiva, se procede a la terminación formal del contrato, su notificación en debida forma, el otorgamiento de los recursos previstos en la Ley y finalmente el cese del servicio.*

*Para la recuperación de cartera asociada a clientes Industriales se sigue el siguiente procedimiento: A partir del primer día en mora se realiza contacto con el cliente a través de llamadas, posteriormente se procede al envío de correo electrónico solicitando el soporte de pago de la factura vencida; si el cliente ha cancelado y envía el soporte, éste se remite al área de recaudo para su aplicación; si no ha pagado, se envía el aviso de suspensión; una vez el cliente recibe el aviso de suspensión, generalmente se contacta con la Compañía para asumir un compromiso de pago concreto; si el cliente no se contacta con la Compañía o incumple el compromiso de pago o acuerdo de pago, cuando haya lugar, se procede con la suspensión de servicio y su remisión a la Casa de Cobro (...).”*

- Respecto a la administración de la liquidez, la empresa revela que su política contempla las siguientes acciones:

*“(...) i) efectuar proyecciones de los flujos de efectivo considerando el nivel de activos líquidos necesarios para cumplir con estas proyecciones; ii) monitoreo de ratios de liquidez del estado de situación financiera; y iii) el mantenimiento de planes de financiamiento de deuda (...).”*

- Finalmente, la empresa informa que realiza gestión en la administración del riesgo de capital con el objetivo de mantener la capacidad de la compañía en marcha. Para lo anterior, la empresa realiza un monitoreo a un indicador de endeudamiento. El resultado del indicador de endeudamiento para el año 2018, fue de 28%, mientras que para el 2017, fue de 34%.

### **3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

#### **3.1 Infraestructura**

La empresa Gas Natural S.A E.S.P., desarrolla las actividades de distribución y comercialización del Gas Natural en la ciudad de Bogotá D.C y en algunos municipios de Cundinamarca, tales como La Calera, El Rosal, La Mesa, Anapoima, El Colegio, Viotá, Sibaté y Soacha.

Cabe resaltar que las redes del sistema de distribución de Gas Natural S.A. E.S.P., están construidas en material de acero y polietileno, al cierre de 2018, la empresa había construido 13.249 Kilómetros de redes de polietileno y 434 Kilómetros de redes de acero. El sistema, cuenta además con seis estaciones descompresoras de Gas Natural Comprimido (GNC). El sistema de distribución, también cuenta con 108 estaciones de regulación y medición, lo que le permite a Gas Natural S.A. E.S.P., operar de manera confiable para atender el mercado residencial, comercial e industrial. La empresa también opera 165 estaciones de Gas Natural Vehicular – GNV.

Según información obtenida en el informe del AEGR, en 2018 la empresa realizó inversiones por un total de \$47.254 millones, dando cumplimiento al 66% del total de las inversiones presupuestadas para este periodo, de los cuales \$15.624 millones corresponden a inversiones para ampliar la red de distribución en 105 km.

Respecto a la expansión de la red de distribución, para la vigencia 2018 la empresa ejecutó obras en el municipio de El Colegio - Cundinamarca, específicamente trabajos de conexión en los barrios Sanbailón, 20 de febrero, Galima, Jazmín, Santa Marta, Pardo Leal, donde se conectaron 635 clientes y en el municipio de La Mesa - Cundinamarca, en donde se construyeron obras en los sectores de Pajonales, Palo Alto, Atalaya y La Carolina en donde se conectaron 542 clientes.

#### **3.2 Mantenimiento**

De acuerdo con la información suministrada por Gas Natural S.A E.S. P, la empresa gestiona y controla las actividades de mantenimiento, para ello cuenta con:

- Criterios de mantenimiento para redes e instalaciones auxiliares.
- Cumplimiento actividades plan mantenimiento.

Estas actividades se realizan, mensualmente, lo cual le permite garantizar a la empresa la operatividad, la confiabilidad y estabilidad de la infraestructura existente. De igual manera, realiza estudios para evaluar el estado del sistema de protección catódica y el estado del recubrimiento de las redes de acero.

Sumado a lo anterior, se realizan actividades de seguimiento y patrullaje de las redes primarias y secundarias. Adicional a esto, cuenta con rutinas de mantenimiento preventivo y correctivo para las estaciones de regulación y medición, de acuerdo con lo establecido en la NT-3728, lo que refuerza el hecho de contar con un sistema de distribución operativo y confiable.

Entre los mantenimientos periódicos ejecutados por la compañía se encuentran:

- Mantenimiento ERD
- Mantenimiento City Gate

- Mantenimiento EDS-GNV
- Mantenimiento Descompresora
- Mantenimiento Válvulas AC
- Control Corrosión
- Mantenimiento Cruces

La Compañía ejecutó el 100% de su programa de mantenimiento del año 2017 y 2018, según información obtenida del informe de AEGR y de los documentos que entregó Gas Natural S.A. E.S.P., en visita.

### **3.3 Seguridad de las redes**

Gas Natural S.A E.S.P., en cumplimiento del numeral 5.7 del punto V.3.3 del Código de Distribución, durante el 2018, realizó en total 5 simulacros de emergencia en municipios de Cundinamarca en los cuales tiene presencia; simulando en su red de distribución las siguientes actividades:

- Rotura tubería de polietileno "2" con maquinaria pesada
- Rotura tubería de polietileno "3/4" con pica.
- Rotura tubería de polietileno de "2" con herramienta manual.
- Rotura tubería polietileno "2" con pica.

Adicional a esto, la empresa realizó un simulacro en las localidades de Ciudad Bolívar, Kennedy, Rafael Uribe, Suba; actividad que fue orientada y coordinada por el área de Control y Atención de Urgencias. En su desarrollo se contó con la participación de representantes del Cuerpo de Bomberos, Policía Nacional, Defensa Civil, Cruz Roja, Idiger, Secretaría de Salud y Alcaldías Locales, tal como se evidencia en el informe del AEGR.

Lo anterior revela que, los simulacros le permiten a la empresa y a quienes participan en ellos, estar preparados para actuar efectiva y eficazmente ante la posibilidad que se presente una situación real de riesgo con presencia de gas combustible. Además, constituye una práctica que debe valorarse cuando se presta un servicio público como la distribución de gas combustible, sin duda genera confianza y garantiza la seguridad en la prestación del servicio. Durante la visita se tuvo acceso a varios de los vídeos que evidenciaban la realización de los simulacros informados, en los que se resalta la importancia que tiene para la prestación del servicio la participación conjunta de funcionarios de la empresa, diferentes autoridades y miembros de la comunidad.

Tal como se ha mencionado, la empresa realiza diferentes actividades, entre ellas, i) los simulacros con situaciones de escapes que generan peligro, ii) el control y gestión del plan mensual de mantenimiento, el cual ha cumplido al 100% en 2017 y 2018. Sin embargo, una vez analizada la Matriz de Riesgos de Atención de Urgencias, se expone que la empresa ha identificado dos riesgos respecto al tema, el primero, relacionado con que, durante una llamada de emergencia, no se entregue la adecuada información asociada al tipo de emergencia y el segundo, inadecuada o inoportuna asignación de recursos por parte del Radioperador.

Por otra parte, la empresa allegó protocolos de atención en los que han definido como actuar ante una llamada en la que reportan un evento de peligro, los protocolos son los siguientes:

- Actuación en avisos de Incendios o Explosiones - NT-016-COL

- Atención de avisos de urgencia canalizaciones (tuberías) e instalaciones auxiliares de gas. Avisos de indicio de fugas - PE.0511.CO-MN
- Plan de emergencia en distribución - PE.0500.CO-MN

Como se aprecia Gas Natural S.A E.S. P, opera adecuadamente la prestación del servicio de distribución de gas combustible, con estándares de seguridad que garantizan la confiabilidad por parte de sus grupos de interés<sup>14</sup>.

### 3.4 Indicadores de Calidad

En el año 2018, la empresa Gas Natural S.A E.S.P., reportó un total de 8.867 mediciones del indicador de Odorización y de 8.867 mediciones del Índice de Presión en Líneas Individuales (IPLI) en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios -SUI.

#### 3.4.1 Indicador de Odorización (IO)

Según la información reportada, es posible establecer que Gas Natural S.A E.S.P., utilizó una mezcla de odorante con composición Terbutil Mercaptano 80% y Metil Ethil Sulfuro 20% TMB 80/20, fabricada por Chevron Phillips Chemical Company LP<sup>15</sup>.

En relación con el odorante, la regulación vigente establece el nivel de Odorización para Mercaptano puro y no para sus mezclas, por ello la empresa adoptó las recomendaciones del fabricante en las cuales, la Odorización debe estar entre 5 mg/m<sup>3</sup> y 16 mg/m<sup>3</sup>. No obstante, el rango establecido por el fabricante es muy amplio, por lo que el mismo fabricante sugiere que las compañías (en este caso Gas Natural S.A E.S.P.) determinen el nivel de concentración de odorante idóneo, que le permita cumplir lo especificado en las normas internacionales, como es el caso de la Norma CFR §192.625, Título 49 (Odorization of gas) sección (a) y (f) que especifica:

*“(a) Un gas combustible en una línea de distribución debe contener un olor natural o estar odorizado para que, a una concentración en el aire de un quinto del límite inferior de explosividad, el gas sea fácilmente detectable por una persona con un sentido del olfato normal.*

*(f) Para asegurar la concentración adecuada de olor de acuerdo con esta sección, cada operador debe realizar muestreos periódicos de gases combustibles utilizando un instrumento capaz de determinar el porcentaje de gas en el aire en el cual el olor se vuelve fácilmente detectable. Los operadores de los sistemas de medidores maestros pueden cumplir con este requisito al:*

*(1) Recibir una verificación por escrito de su fuente de gas de que el gas tiene la concentración adecuada de olor; y*

*(2) Realizar pruebas periódicas de "olfateo" en las extremidades del sistema para confirmar que el gas contiene olor...”*

En la vigencia 2018, el resultado del indicador de Odorización - IO fue del 99.95%, el indicador no se cumplió al 100% como lo establece la norma, debido a que en el mes de febrero, el resultado fue del 99.77%, en el mes se encontraron dos mediciones por fuera del rango, y en mayo el resultado fue del 99.73%, de igual manera dos mediciones estaban por fuera del rango, al respecto es necesario mencionar que la empresa reportó

<sup>14</sup> Los grupos de interés son grupos o personas que representan intereses económicos, políticos, ambientales o sociales y que afectan o son afectados, directa o indirectamente, por el desempeño de la actividad de la Compañía.

<sup>15</sup> Ficha Técnica SCENTINEL® S-20 Gas Odorant

incumplido solo el mes de mayo, esto debido a que la información de febrero fue mal reportada, tal como se describe en el subcapítulo 6.2.4 de este documento.

### 3.4.2 Índice de Presión en Líneas Individuales – IPLI

En el período de enero a diciembre de 2018, el resultado del indicador Índice de Presión en Líneas Individuales – IPLI, fue del 100%, esta información ha sido tomada del informe del AEGR, no obstante, la hemos contrastado con la información registrada en SUI, la cual está conforme; es decir, no se encontraron registros con diferencias a las actas de medición en físico, tal como se describe en el subcapítulo 6.2.4 de este documento.

### 3.4.3 Índice de Respuesta a Servicio Técnico – IRST.

Para atender las emergencias la empresa Gas Natural S.A E.S.P., cuenta con dos áreas:

- El Centro de Atención de Emergencias - CAE, área que se encarga de recibir las llamadas y direccionar los recursos que se requieren cuando se incrementan los casos catalogados como emergencias, no todas las llamadas al centro de emergencias es una como tal, por ello en la llamada se hacen filtros y recomendaciones que le permiten a las personas llaman, controlar la posible “*emergencia*” mientras llega la unidad técnica asignada.
- El Centro Operativo de Emergencias - COE, es el área responsable de ejecutar las órdenes que se generan como producto de las llamadas.

Por otra parte, la Resolución CREG 067 de 1995, establece el tiempo de atención de una emergencia en 1 hora, que se cuenta desde que se recibe la llamada. No obstante, en Gas Natural S.A E.S.P., se han identificado causas que afectan el tiempo de atención, ejemplo de ello, son las siguientes:

- **Problemas de tráfico:** Dado el problema de movilidad en Bogotá, la empresa como parte de su estrategia de mejora, ha incrementado las unidades operativas, es decir, cuando la atención se empieza a afectar por este tipo de causas, el área pone a disposición más unidades operativas.
- **Simultaneidad:** Esta causa se da cuando se reciben llamadas de emergencia simultáneas desde diferentes puntos de la ciudad. Internamente, en el área encargada Gas Natural S.A E.S.P., se ha hecho un análisis de esta causa y, desde 2017 se ha previsto la necesidad de solicitar apoyo de unidades técnicas adicionales que sirven de ayuda para la atención de las emergencias, con esto, han mejorado de manera importante el resultado de la atención. Sin haber implementado esta acción, el número de atenciones por fuera de rango hubiera podido ser mayor.
- **Factores de Asignación:** esta causa se presenta cuando se detecta que existió error en los datos recibidos por parte del cliente o cuando se avería el vehículo o la moto asignada para la atención; de tal manera que no es posible llegar a atender la emergencia dentro del tiempo previsto en la regulación. No obstante, como parte de las acciones de mejora, la empresa definió un plan de inducción para las personas que reciben las llamadas, elaboraron protocolos de atención y decidieron cambiar la Plataforma Tecnológica actual, por una plataforma hecha a

la medida de sus propias necesidades. Esto último, va a tener impacto positivo en todas las áreas.

- **Novedad Operativa:** se presenta por dos razones (i) cuando hay robo del vehículo asignado para atender la emergencia, en este caso se asigna otro vehículo, y (ii) cuando se asigna un vehículo para una zona determinada, pero en el camino se presenta otra emergencia dentro de su ruta, por ello, se atiende por menor distancia la emergencia más cercana y se asigna otro vehículo a la emergencia inicial.

De igual manera como parte de la gestión, Gas Natural S.A E.S.P., dividió la ciudad en dos zonas; norte y sur, en cada zona cuentan con 34 unidades operativas, pero cuando se requiere, es posible contar hasta con 60 unidades, de otros procesos como apoyo extra, las cuales son coordinadas entre el CAE y el COE, lo que permite identificar la zona en la que se requieren unidades técnicas adicionales (vehículo o moto).

Finalmente, la empresa ha encontrado que la simultaneidad fue la causa que afectó el Indicador IRST durante 2018 en mayor proporción, por lo cual se han dado indicaciones de la necesidad de mejorar el tiempo de atención.

#### **3.4.4 Indicador de Duración Equivalente de Interrupción del Servicio- DES.**

De acuerdo con la información entregada por parte del prestador, en el período de enero a diciembre de 2018, Gas Natural S.A E.S.P. realizó suspensiones del servicio que generaron compensación para los usuarios. En la vigencia evaluada un total de 1.890 usuarios fueron afectados, el tiempo de interrupción del servicio se presentó en enero, febrero, marzo, julio, agosto, septiembre, octubre, y diciembre, cuya duración fue de 10.645 minutos.

Estas interrupciones fueron causadas por rotura de tubería por parte de contratistas de la empresa, en este sentido, los contratistas son notificados de la situación ocurrida, donde se explica el procedimiento para que terceros soliciten la información de las redes de Gas Natural S.A E.S.P., como condición previa al inicio de las obras. Adicional a lo anterior, se presentaron eventos de interrupción del servicio por baja presión en la red, y por mantenimientos programados.

En relación con el tema de baja presión, estos casos fueron atendidos por las Unidades de Mantenimiento de Gas Natural S.A E.S.P., donde se hicieron las siguientes acciones: i) se cambió filtro en la estación reguladora de distrito de la zona, ii) se realizaron purgas periódicas y, iii) se envió carta a la Transportadora de Gas Internacional S.A E.S.P. - TGI, en la que se le pide explicaciones sobre la presencia de estos condensados en la red de distribución.

En cuanto al tema de disponibilidad de redes, se trata de una actividad que gestiona el área de Construcción de Red de Media Presión, el área genera información que sirve de insumo para otras dependencias de la empresa, una de ellas es el área Comercial y el área de Controller. Sobre la afectación a las redes que generan suspensiones cuando se va a instalar un nuevo servicio, se da sin duda, en zonas en las que no hay anillos. Sobre este particular, lo que encontramos es que, en el sistema de distribución existente, hay zonas sin anillos, que corresponden a zonas no consolidadas, es decir, zonas con pocas viviendas donde no se consideró necesario construir anillos.

En consecuencia, de la información que suministró la empresa en visita, se encontró que, durante el año 2018, el mayor número de conexiones se dio en edificaciones, que,

al tener una acometida construida, no requerían suspender el servicio para conectar un nuevo cliente. En la siguiente imagen se puede apreciar la información de las conexiones gestionadas durante 2018.

*Imagen No 04. Conexiones gestionadas durante 2018 – Gas Natural S.A E.S.P.*

R2018														
Magnitud	Und	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	R2018
Cientes de meses ant. Potenciales de ser Conectados	Und	3.397	4.318	4.081	4.847	4.897	4.894	4.006	4.208	4.157	4.803	5.727	6.102	64.914
Total Conexiones		5.574	3.247	4.873	4.745	6.162	4.962	4.159	4.969	5.272	5.446	6.682	6.998	65.580
Acometidas	Und	755	683	1.227	852	782	815	897	798	917	638	1.240	1.977	14.068
Centro de medición	Und	4.819	2.564	3.646	3.893	5.380	4.147	3.262	4.173	4.355	4.810	5.442	5.021	51.512
Acometidas		13,5%	21,0%	25,2%	18,0%	12,7%	16,4%	21,6%	16,0%	17,4%	11,7%	18,6%	28,3%	21%
Centro de medición		86,5%	79,0%	74,8%	82,0%	87,3%	83,6%	78,4%	84,0%	82,6%	88,3%	81,4%	71,7%	79%

**NOTA IMPORTANTE**  
 Los clientes que se conectan mensualmente corresponden en una parte a las acometidas y centros de medición realizados en el mismo mes, otros a clientes que se encuentran en cartera de meses anteriores. Por tal motivo, la información de las tres filas no necesariamente se corresponden. El dato de clientes se envía como orientativo para que se conozca la magnitud de clientes puestos en servicio en Zona Bogotá al mes y al año, pero lo relevante es la proporción de acometidas y centros de medición.

Acometidas	La conexión de un cliente donde se construye una Acometida y posiblemente haya que programar suspensión del servicio
Centro de Medición	Corresponde a la conexión del servicio en un Edificio Multifamiliar, la posibilidad de suspender el servicio es cero (0)

*Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. – Archivo SSPD*

Para entender con claridad la información que recibimos relacionada con el tema de anillos en el sistema de distribución, se validó una zona del barrio Kennedy (la malla 105), en la que fue posible evidenciar la existencia de anillos; con lo cual se confirma que, en caso de una nueva conexión, no se requiere suspender el servicio a ningún cliente.

### 3.5 Revisiones periódicas

Se realizó solicitud en visita sobre el estado de las revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas a corte de 2018 y del procedimiento aplicado por Gas Natural S.A E.S. P, ajustado a las disposiciones regulatorias fijadas en la Resolución CREG 059 de 2012.

En atención, la empresa remitió una relación del estado de las revisiones programadas a sus clientes en 2018, que contiene la siguiente información:

*Imagen N° 05. Estadísticas certificación/suspensión 2018*

Estado clientes por Mercado	Residencial	Comercial	Total
Certificado	296.318	5.491	301.809
Antes del Vencimiento	220.634	3.041	223.675
Posterior al Vencimiento	75.684	2.450	78.134
Continua suspendido	3.501	525	4.026
Susp. Definitiva	1.807	301	2.108
<b>Total Mercado</b>	<b>301.626</b>	<b>6.317</b>	<b>307.943</b>
Porcentaje Certificado antes	73%	48%	73%
Porcentaje Certificado posterior	25%	39%	25%
Porcentaje total certificados	98%	87%	98%

*Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. – Archivo SSPD*

Ahora bien, el informe del AEGR indicó que, los Organismos de Inspecciones realizaron un total de 502.293 visitas a los usuarios de Gas Natural S.A E.S.P., susceptibles de revisión periódica en lo corrido del 2018, de las cuales 433.206 resultaron efectivas y fueron certificadas bajo los parámetros establecidos en la Resolución CREG 059 de 2012. Vale la pena resaltar que, las cifras varían de la información reportada por la

empresa en la visita integral tal como se evidencia en la anterior imagen, a la información detallada en el informe del AEGR respecto a las *“visitas a los usuarios susceptibles de la revisión periódica a lo largo del 2018”*, aun cuando la fuente de información para los dos casos es el prestador.

Por otro lado, se recibió evidencia física del procedimiento de notificación a los usuarios, para efectos de informar sobre la necesidad de llevar a cabo la revisión de las instalaciones de gas, dentro del plazo mínimo y máximo de la revisión periódica dentro de los parámetros definidos en la regulación.

Para ello, la empresa cuenta con tres cartas de notificación al usuario antes de la suspensión, la primera orientada a informar sobre la revisión periódica, plazo máximo para realizarla, organismos acreditados habilitados y procedimiento de envío del certificado de conformidad a la empresa una vez realizada la visita.

La segunda notificación, se envía un mes antes del cumplimiento de la fecha máxima de la visita quinquenal, con el fin de recordarle al usuario la fecha límite. Por último, se envía diez días antes de cumplirse la fecha máxima, la tercera y última carta en la que se le advierte al usuario que, de no contarse con certificado de conformidad, se procederá a la suspensión del servicio.

Un aspecto positivo a resaltar en el desarrollo del procedimiento ajustado por la empresa para lograr efectividad en la realización de las revisiones periódicas, es la aplicación de un debido proceso post vencimiento del plazo máximo, que se habilita cuando no es posible realizar la suspensión del servicio, porque el usuario presenta oposición en la ejecución de la suspensión.

Una vez se cumple con la primera visita fallida para la suspensión, se envía notificación informando que se visitará el predio con el fin de suspender el servicio por cuestiones de seguridad; si en esa visita nuevamente se presenta negación por parte del usuario, se procede a notificar la terminación del contrato, por incumplimiento de los deberes del usuario y se realiza el corte definitivo del servicio en el predio.

Como resultado general, se tiene que la empresa ha implementado un proceso exitoso en el tema de instalaciones certificadas, una vez cumplido el plazo para presentar certificado de conformidad. Lo anterior, da un parte de compromiso y trabajo por la seguridad de las instalaciones internas de los suscriptores de la empresa Gas Natural S.A E.S.P.

#### **4. ASPECTOS COMERCIALES**

Teniendo en cuenta que la empresa Gas Natural S.A E.S. P en el RUPS, para la vigencia 2018, se encuentra registrada con las actividades de distribución y comercialización de gas natural, a continuación, se analiza la composición del mercado desde los aspectos evaluados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (en adelante, SSPD).

##### **4.1 Suscriptores del mercado Regulado y No Regulado**

La empresa centra su operación del mercado Regulado en Bogotá D.C y en Cundinamarca en los municipios de La Calera, El Rosal, La Mesa, Anapoima, El Colegio, Viotá, Sibaté y Soacha, para un total a corte del 31 de diciembre de 2018 de 2.199.504 suscriptores.

Tabla N° 21. Cobertura de suscriptores de Gas Natural S.A E.S. P a 31 de diciembre de 2018

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	N° DE SUSCRIPTORES
BOGOTÁ D.C	BOGOTÁ D.C	1.981.352
CUNDINAMARCA	ANAPOIMA	1.634
	EL COLEGIO	2.770
	EL ROSAL	4.184
	LA CALERA	4.148
	LA MESA	4.946
	SIBATE	7.736
	SOACHA	191.721
	VIOTA	1.013
<b>TOTAL</b>		<b>2.199.504</b>

Fuente: Aplicativo O3 – SUI

El mercado No Regulado de Gas Natural S.A E.S.P. se concentra principalmente en Bogotá, Cundinamarca, Boyacá y Antioquia, con un total de 206 suscriptores a corte de diciembre de 2018, tal como se evidencia en la siguiente tabla.

Tabla N° 22. Cobertura de suscriptores de Gas Natral S.A E.S. P a 31 de diciembre de 2018

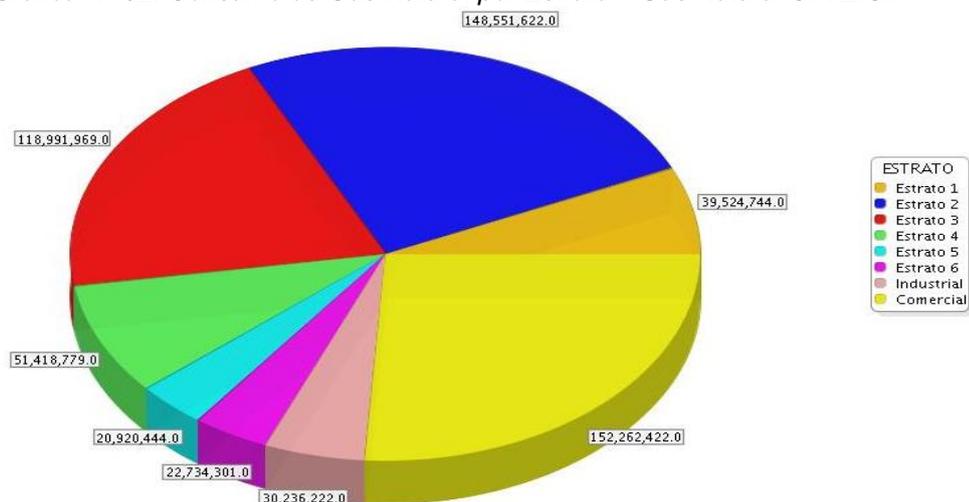
DEPARTAMENTO	N° DE SUSCRIPTORES
ANTIOQUIA	14
ATLANTICO	4
BOGOTÁ D.C	98
BOLIVAR	1
BOYACÁ	13
CALDAS	1
CUNDINAMARCA	50
HUILA	1
MAGDALENA	1
META	3
NORTE DE SANTANDER	1
SANTANDER	3
VALLE DEL CAUCA	8
CASANARE	8
<b>TOTAL</b>	<b>206</b>

Fuente: Aplicativo O3 – SUI

## 4.2 Niveles de consumo

En relación a los consumos de gas natural en metros cúbicos (m3), se observa que, en el año 2018, la empresa Gas Natural S.A E.S.P., reportó al SUI una venta de 584.640.503 m3 de gas natural, siendo el estrato comercial el de mayor demanda, seguido del residencial estrato 2 y 3, tal como se evidencia en la siguiente gráfica.

Gráfica N° 02. Consumo de Gas Natural por Estrato – Gas Natural S.A E.S.P.



Fuente: Aplicativo O3 – SUI

## 4.3 Aspectos Tarifarios

Con el objetivo de revisar que el prestador haya aplicado de manera adecuada la regulación respecto de la construcción adecuada de los componentes tarifarios, se reconstruyeron los componentes con la información disponible de la Circular Conjunta CREG – SSPD 001 de 2016. A continuación, se revisan cada uno de estos componentes, repasando la fórmula utilizada para reconstruir dicho componente, y el resultado de dicha reconstrucción:

### 4.3.1 Componentes de Costo Unitario Variable y Costo Unitario Fijo del Gas

Según la Resolución CREG 137 de 2013, la fórmula vigente para la construcción del CUv es la siguiente:

$$CUv_{m,i,j} = \frac{G_{m,i,j} + T_{m,i,j}}{1 - \rho} + (D_{m,i,j} \times f_{pc_{m,i,j}}) + Cv_{m,i,j} + Cc_{m,i,j}$$

De manera análoga, la fórmula del CUf es la siguiente:

$$Cuf_{m,i,j} = Cf_{m,i,j}$$

Utilizando dichas fórmulas, se reconstruyeron los componentes, para todos los períodos, mercados y rangos de 2018, no hubo diferencia significativa entre el CUv registrado y el CUv\* construido, ni entre el CUf registrado y el CUf\* construido.

### 4.3.2 Componente de costos de compra del gas

Según la Resolución CREG 137 de 2013, el componente G se construye con la siguiente fórmula:

$$G_{m,i,j} = \frac{\sum_{l=1}^n CCG_{m-1,i,j,l}}{\sum_{l=1}^n V_{m-1,i,j,l}} \times TRM_{m-1}$$

Utilizando dichas fórmulas, se reconstruyeron los componentes, para todos los períodos y mercados de 2018, no hubo diferencia significativa entre el G registrado y el G\* construido.

#### 4.3.3 Componente del transporte

Según la Resolución CREG 137 de 2013, el componente T se construye con la siguiente fórmula:

$$T_{m,i,j} = \frac{CTT_{m-1,i,j} + CP_{m-1,i,j}}{V_{m-1,i,j}} * TRM_{m-1}$$

Adicionalmente, para los mercados con GN, se incluye dentro de la fórmula, lo contemplado en la Resolución CREG 008 de 2005:

$$T_m = \frac{T_{mo} \times Q_o + [TV_m + P_m] \times Q_{GNC}}{Q_o}$$

Utilizando dichas fórmulas, se reconstruyeron los componentes, para todos los períodos y mercados de 2018, no hubo diferencia significativa entre el T registrado y el T\* construido.

#### 4.3.4 Componente medio de distribución

Según la Resolución CREG 011 de 2003, el componente Dm se actualiza con la siguiente fórmula:

$$D_m = D_0 * (1 - X_D)^{nm} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Utilizando dichas fórmulas, se reconstruyeron los componentes, para todos los períodos y mercados de 2018, no hubo diferencia significativa entre el Dm registrado y el Dm\* construido.

#### 4.3.5 Componente medio de comercialización

Según la Resolución CREG 011 de 2003, el componente Cf se actualiza con la siguiente fórmula:

$$C_m = C_0 * (1 - X_C)^{nm} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Utilizando la fórmula, se reconstruyó dicho componente, para todos los períodos y mercados 2018, se encontraron varios registros en los que el Cf\* reconstruido, no

coincidió con el Cf registrado, a continuación, se muestran dichos registros para el primer mes, esta diferencia se repite para todos los periodos posteriores:

Tabla N° 23. Reporte del componente medio de comercialización de Gas Natural S.A E.S.P.

MERC	MES	C0	t0	IPC0	t-1	IPCt-1	XC	nm	CF	CF*	Delta
23	1	1896.83	1/12/2002	49.83	1/12/2017	96.92	0.00125	180.00	3004	2945.60	-1.98%
149	1	1897.6	1/12/2009	71.20	1/12/2017	96.92	0.00125	96.00	3311	2290.82	-44.53%
139	1	2767.39	1/12/2010	73.45	1/12/2017	96.92	0.00125	84.00	2343	3287.48	28.73%
113	1	2192.6	1/12/2008	69.80	1/12/2017	96.92	0.00125	108.00	2713	2659.81	-2.00%

Fuente: SUI - SSPD

Como se puede apreciar, se dieron diferencias de hasta el 45% entre el Cf\* calculado, y el Cf registrado por la empresa.

#### 4.4 Subsidios y Contribuciones

Según informe del AEGR, la empresa Gas Natural S.A E.S.P., liquida trimestralmente las cifras relacionadas con la facturación de las contribuciones y subsidios otorgados, en aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos establecidos en el artículo 89 de la ley 142 de 1994 e informa al Ministerio de Minas y Energías los giros que se han recibido por concepto de déficit o realizado por concepto de superávit. En adición se observó la conciliación en subsidios y contribuciones para el año 2018, validadas y aceptadas por el Ministerio de Minas y Energía, así:

Imagen N°06. Conciliación Subsidios y Contribuciones 2018 – Gas Natural S.A E.S.P.

Conciliación Subsidios y Contribuciones 2018				
Concepto	Primer trimestre	Segundo Trimestre	Tercer Trimestre	Cuarto Trimestre
Subsidios Otorgados	28.636.540.051	30.400.997.719	25.473.587.125	29.726.657.697
Contribuciones	10.392.672.930	11.130.163.337	10.179.689.676	10.592.926.818
Conciliación Subsidios y Contribuciones	18.243.867.121	19.270.834.382	15.293.897.449	19.133.730.879

Fuente: Informe de AEGR – Gas Natural S.A E.S. P

Respecto al déficit que se presenta por el mayor valor otorgado en subsidios frente al recaudado en contribuciones, hay que indicar que este se origina principalmente porque la mayor parte de los usuarios se encuentran entre los estratos 1 y 2.

Por lo tanto, Gas Natural S.A E.S.P., da cumplimiento a lo establecido en la Ley 226 de 1996, la Ley 632 de 2000, sin embargo, se observa que presentan déficit; para los cuales la empresa realiza el procedimiento de solicitud de esos recursos al Ministerio de Minas y Energías y conciliación de saldos; según la información reportada por el AEGR.

##### 4.4.1 Costo equivalente

Según la Resolución CREG 186 de 2010, el componente CuEq se actualiza con la siguiente fórmula:

$$CUEq_{m,i,j,e}^{(0-es)} = \frac{CUv_{m,i,j,e} \times cons_{(m-1),i,j,e}^{(0-es)} + CUf_{m,i,j,e}}{cons_{(m-1),i,j,e}^{(0-es)}}$$

Utilizando dicha fórmula, se reconstruyeron los componentes CuEq1 y CuEq2, para todos los periodos, mercados y rangos de 2018, encontrando que no hubo diferencia significativa entre el CuEq1 registrado y el CuEq1\* construido, ni entre el CuEq2 registrado y el CuEq2\* construido.

#### 4.4.2 Tarifa equivalente

Según la Resolución CREG 186 de 2010, el componente CuEq se actualiza con la siguiente fórmula:

$$Tarifa_{mi,e}^{(0-CS)} = Tarifa_{(mi-1),e}^{(0-CS)} \times \frac{IPC_{(mi-1)}}{IPC_{(mi-2)}}$$

Utilizando dicha fórmula, se reconstruyeron los componentes Tarifa1 y Tarifa2, para todos los períodos, mercados y rangos de 2018, encontrando que no hubo diferencia significativa entre Tarifa1 registrada y la Tarifa1\* construida, ni entre la Tarifa2 registrada y la Tarifa2\* construida.

#### 4.4.3 Porcentaje de subsidio

Según la Resolución CREG 186 de 2010, el componente %S se calcula con la siguiente fórmula:

$$\% S_{mc,e} = \left( 1 - \frac{Tarifa_{mc,e}^{(0-CS)}}{C_{mc}} \right) \times 100\%$$

(Cmc = CuEq)

Utilizando dicha fórmula, se reconstruyeron los componentes %S1 y %S2, para todos los períodos, mercados y rangos de 2018, encontrando que no hubo diferencia significativa entre %S1 registrada y la %S1\* construida, ni entre la %S2 registrada y la %S2\* construida.

### 4.5 Atención al usuario

#### 4.5.1 Facturación

La empresa Gas Natural S.A E.S.P., presentó en el 2018 un aumento significativo de PQR's por la causal de entrega inoportuna de las facturas, por lo que en visita se realizó revisión del procedimiento implementado por la empresa para garantizar la entrega de las facturas en zonas rurales y urbanas de su mercado.

En dicho análisis se logró verificar que la empresa para la vigencia del 2018, efectivamente presentó una serie de problemas respecto a este aspecto, específicamente en zonas rurales y urbanas de difícil acceso por aspectos de seguridad en algunas zonas de Bogotá D.C y falta de nomenclaturas en predios rurales de Cundinamarca.

Así las cosas, la empresa indicó que en los predios rurales el contratista asignado para la entrega de facturas debía guiarse por ubicación indicativa, lo que hacía el proceso engorroso y poco eficiente. En procura de mejorar la operación en estas zonas se realizó contratación directa con habitantes del lugar, para llevar a cabo de manera efectiva y oportuna la entrega de las facturas; como ejemplo, se presentó el caso del municipio de Viotá, en el que se realizaron mesas de trabajo y se definió un plan de mejora.

Para el manejo de zonas de difícil acceso por asuntos de seguridad, la empresa ha implementado un plan de acción conjunto con la Policía Nacional para lograr entrar a los barrios que presentan esta problemática no solo en la entrega de las facturas sino también en las tareas de suspensión y corte del servicio de gas natural.

Ahora bien, respecto al procedimiento implementado en el proceso de facturación y reparto, la empresa cuenta la “ficha de proceso de facturación FP. 00136.CO-FC”, cuyo objetivo se centra en garantizar la correcta liquidación de las facturas y la puesta al cobro en calidad, forma y tiempo para los mercados domésticos, comercial e industrial, aplicando en todo momento las mejores prácticas de transparencia informativa y la veracidad de la información como principio básico de sus actuaciones. Lo anterior, con el objetivo de promover la gestión eficiente de los recursos dentro del marco de una mejora continua de los procesos con hábitos y conductas relacionados con las buenas prácticas medioambientales, de seguridad y calidad para contribuir positiva y eficazmente al logro de los objetivos establecidos.

El alcance inicia con la consolidación de clientes y finaliza con la actualización de la información en el sistema; aplica para clientes domésticos, comerciales e industriales.

Imagen N° 07. Ficha del proceso de facturación Gas Natural S.A E.S. P. - Subprocesos 2018

gasNatural fenosa		Ficha del proceso de <b>FACTURACIÓN</b>			Código: FP.00136.CO-FC Edición: 4 Página: 3 de 14
Seguimiento y medición del proceso					
Subproceso	Indicador	Método de cálculo	Meta/Sentido	Frecuencia de seguimiento/	Responsable de análisis
Facturación	Oportunidad de pago	Fecha de vencimiento - Fecha de entrega	Según cuadro de mandos/ Decreciente	Seguimiento: mensual Cumplimiento: anual	Operaciones centrales de servicio al cliente /Responsable de proceso en filial
Facturación	Reclamos del proceso de facturación justificados a favor del cliente por cada 10.000 clientes	No. De reclamos por "no llegada factura" a favor del cliente * 10.000 / Total de lecturas requeridas	Según cuadro de mandos/ Decreciente	Seguimiento: mensual Cumplimiento: anual	Operaciones centrales de servicio al cliente /Responsable de proceso en filial
Facturación	Índice de satisfacción con los procesos de facturación y cobro	TAM Encuestas de satisfacción de facturación y cobro	Según cuadro de mandos/ Creciente	Seguimiento: trimestral Cumplimiento: anual	Operaciones centrales de servicio al cliente /Responsable de proceso en filial
Impresión y Reparto	Ratio de Gastos	Gasto Total de Impresión Real / Gasto Total de Impresión Presupuestado	Según presupuesto / ± 10	Seguimiento: mensual Cumplimiento: anual	Operaciones centrales de servicio al cliente /Responsable de proceso en filial

Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. – Archivo SSPD

En los archivos de planeación de procesos mensuales (agenda de facturación) remitidos por la empresa, se evidencia la ejecución del procedimiento diario, desde la generación de toma de lectura, hasta el vencimiento de pagos para los predios de cada zona según clasificación realizada por la empresa.

Respecto al proceso de reparto, la empresa busca garantizar la entrega oportuna de las facturas generadas por las diferentes áreas, dando trámite dentro de la agenda de planeación a cada uno de los subprocesos estandarizados.

Imagen N° 08. Proceso de reparto / Operaciones Clientes – Gas Natural S.A E.S.P.



## Subprocesos

Facturación SaC Parametriza el sistema, Impresión (OCSaC) genera bases con facturas a imprimir y entrega a Reparto las facturas físicas para entrega a los clientes

Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. – Archivo SSPD

### 4.5.1.1 Requisitos mínimos de la factura

En el desarrollo de la evaluación se analizaron 13 duplicados de facturas emitidas en 2018, constatando que la empresa cumple con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y la Cláusula 57 del Contrato de Condiciones Uniformes -CCU de Gas Natural S.A E.S.P., sin embargo, en las facturas entregadas se encontraron algunas inconsistencias en relación con la clase de uso del servicio y la liquidación de la contribución, tal como se profundiza en el subcapítulo 6.2.2 de este documento.

En cuanto a la revisión de otros cobros incluidos en la factura, se realizó el debido análisis respecto al producto de “Servihogar”, con el objetivo de comprobar que la empresa garantiza el pago independiente del consumo respecto de los otros cobros autorizados. Al respecto se evidenció que, aunque no hay dos referencias de pago que le permitan al usuario pagar por separado los otros servicios o productos adquiridos, la empresa a solicitud del suscriptor genera una referencia de pago independiente para realizar el pago del consumo. Esta división se da cuando un suscriptor se acerca a un punto de atención y solicita una referencia de pago con el objetivo de separar los servicios; de esta manera, puede cancelar el valor relacionado con la prestación del servicio de gas Natural.

En consecuencia, para el año 2018 se radicaron ante la empresa 516 solicitudes de independización de conceptos en la factura, según información reportada por la empresa en visita.

Imagen N° 09. Solicitudes de independización de conceptos en la factura, 2018 – Gas Natural S.A E.S.P.

Causa	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total general
324 Independización de Conceptos	39	31	41	41	43	40	47	44	52	43	47	48	516

Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. – Archivo SSPD

### 4.5.2 Desviaciones significativas

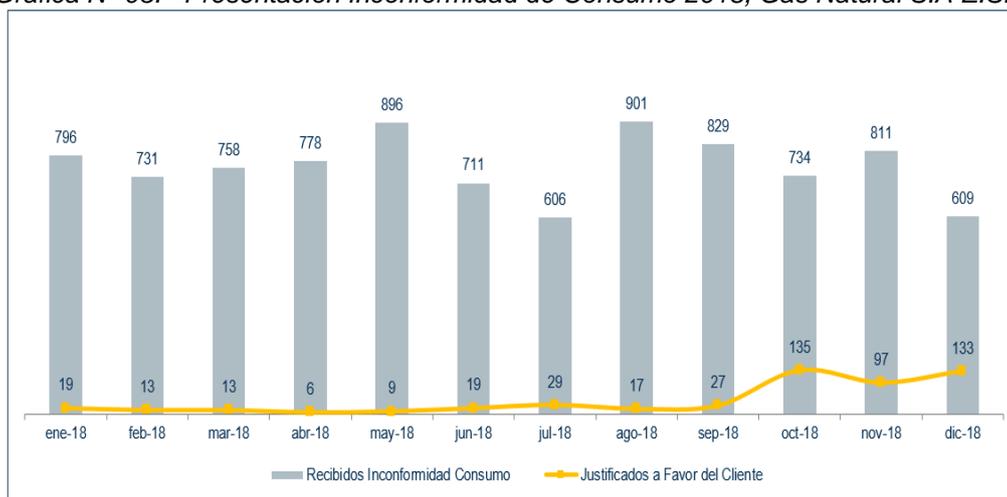
La SSPD solicitó información respecto al proceso interno definido por la empresa para realizar investigaciones por desviaciones significativas, obteniendo como resultado un

flujo de proceso establecido en el año 2016, procedimiento que para año 2018, seguía vigente. Dicho flujograma parte de la medición que realiza el contratista, el cual cuenta con un aparato de medición que genera una alerta sonora del equipo, cuando la lectura del medidor presenta una variación significativa.

Esta alerta se activa y se procede a tomar fotografía del medidor, se realiza el análisis de la información y se busca la causa de la desviación, si no se encuentra causa razonable, se realiza visita al predio para definir la causa que esta originando la desviación; sin embargo, para generar la factura en el mes, se hace un cálculo por promedio de consumos anteriores y se programa visita por medio de llamada telefónica. Respecto a esta notificación, se evidenció que en el contrato de condiciones uniformes se estipuló que dicha notificación se realizará por escrito, aspecto que se recalca con la empresa con el objetivo de recomendar unificación del procedimiento interno con el establecido en el contrato de condiciones uniformes.

En relación a todo lo anteriormente mencionado, la empresa informó que para el año 2018, se radicaron 9.160 quejas por inconformidad en el consumo que generaron investigación por desviaciones significativas, de las cuales 517 resultaron ser justificables a favor del cliente, tal como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica N° 03. Presentación Inconformidad de Consumo 2018, Gas Natural S.A E.S.P.



Fuente: Gas Natural S.A E.S.P. – Archivo SSPD

#### 4.5.3 Recuperación de consumos

Parte del proceso de evaluación integral de la SSPD, consistió en verificar el procedimiento implementado por la empresa Gas Natural S.A E.S.P., para detectar y cobrar la recuperación por consumos, encontrando que la empresa tiene un equipo de fraude y anomalías dedicado a identificar los casos en los se esté ante una potencial variación irregular en la presión; una vez detectada la situación se realizan las prelecturas y visitas de verificación e inspección para comprobar si existe irregularidad.

Una vez se evidencia una reincidente o significativa variación se procede con el retiro del medidor y suspensión del servicio, bajo los lineamientos del debido proceso fijado en el CCU de Gas Natural S.A E.S.P.

La empresa informó la situación respecto a las metodologías de fraude de gas natural, en especial con usuarios comerciales e industriales. Dentro de la metodología más usada para fraude está el bypass en el centro de medición del cliente.

Ahora bien, una vez se preguntó sobre la metodología tomada para fijar el cálculo de recuperación de consumos, la empresa informó que se aplica la metodología de “*carga instalada*” teniendo en cuenta el CCU de la empresa, Cláusula 44 numeral 2. La anterior metodología está incluida como aforo individual en el artículo 146 de la Ley 142 de 1994.

#### **4.6 Nivel de Pérdidas**

Gas Natural S.A. E.S.P., para gestionar las pérdidas, cuenta con el área - Balance de Gas y Mediciones. Durante 2018, la gestión realizada para determinar las pérdidas, consistió en:

- El área - Balance de Gas y Mediciones, recibe insumos de varias dependencias, estos insumos les permiten definir qué tanto se afecta o se impacta el nivel de pérdidas del mes, por ejemplo, los escapes por rotura de tuberías del sistema de distribución, el área recibe información del punto donde se produjo el daño y con esa información estiman el nivel de gas perdido, dato que se incorpora como parte del nivel de pérdida del mes respectivo.

De igual manera el área - Balance de Gas y Mediciones maneja estadísticas de la gestión que se realiza, sobre el particular se encontró lo siguiente:

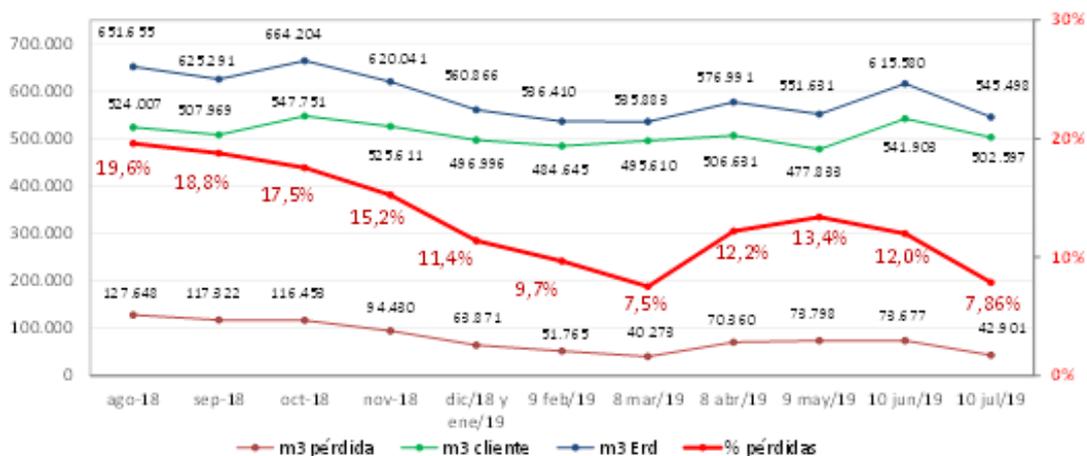
- Control estadístico mensual del nivel de pérdidas, esta información la envían a las diferentes áreas que la requieren, una de ellas es el área de facturación que la utiliza para incorporar en la factura de los clientes, el componente (P) del mes correspondiente. Del análisis que realizó la SSPD respecto del informe de Pérdidas del año 2018, se encontró que estas exceden en gran medida el porcentaje que la regulación vigente reconoce como pérdidas para incorporar en la tarifa, exceso que según Gas Natural S.A E.S.P., se debe en gran parte a los fraudes.

Un aspecto importante del análisis realizado, está relacionado con las acciones que la empresa ha realizado para controlar el porcentaje de pérdidas. En ese sentido se encontró, lo siguiente:

- Dado que la regulación vigente no les reconoce el 100% de las pérdidas, la empresa decidió que fuera parte de un objetivo corporativo que tuviera impacto económico para todos los empleados, lo que muestra el nivel de importancia que la empresa le ha dado al tema.
- Se implementaron otras acciones consistentes en la generación de Balances Sectorizados en la red de acero, luego de casi un año de gestión, se pudo establecer que, sobre la red de acero, las pérdidas son cercanas al 2%.
- Sobre la red de media presión (red de polietileno), de igual manera, sectorizaron la ciudad, un ejemplo de esta acción, fue el trabajo realizado en la Malla 118, sobre la cual sectorizaron una zona (aproximadamente 4 manzanas); en ella instalaron un medidor testigo, este medidor les permite comparar el consumo de todos los clientes de esas manzanas, con el consumo facturado. De igual manera, levantaron información de los equipos gasodomésticos que utilizan los clientes, con lo cual pueden conocer su demanda real, con estos datos y el consumo facturado de todos los suscriptores, pueden estimar el nivel de fraude y su impacto en el porcentaje de pérdidas, en el caso de que haya diferencia negativa entre el resultado del medidor testigo versus el consumo facturado de

los clientes de esas manzanas. A continuación, dos gráficas que ilustran con mayor claridad lo anteriormente mencionado:

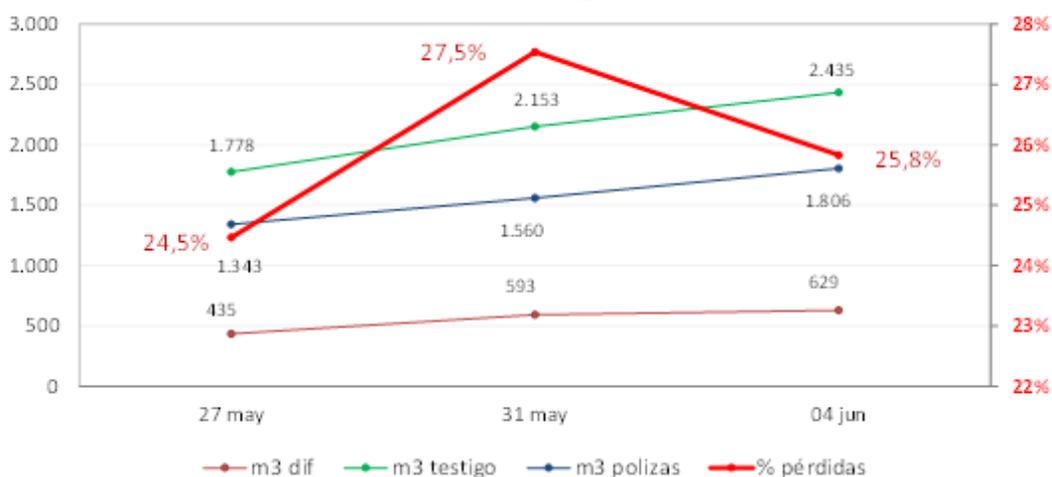
Gráfica N° 04. Balance malla 118 - Gas Natural S.A E.S.P.



Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. - Archivo SSPD.

Las acciones que Gas Natural S.A. E.S.P., ha realizado en relación con el control del nivel de pérdidas, hacen parte de la gestión de control de fraudes que están llevando a cabo, por ello han desplegado internamente un trabajo coordinado entre varias áreas, la actividad realizada en la malla 118 es ejemplo de ello; en este sentido durante la reunión que tuvimos, nos presentaron varios casos de clientes comerciales que evidentemente han cometido fraude por medio de bypass, es decir, el gas consumido, no pasa por el medidor.

Gráfica N° 05. Balance Medidor Testigo - Gas Natural S.A E.S.P.



Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. - Archivo SSPD.

#### 4.7 Plan de Expansión

Gas Natural S.A. E.S.P., elabora el plan de expansión desde el año anterior, con los siguientes insumos:

- Proyectos de construcción de nuevas viviendas, incluyendo conjuntos residenciales y viviendas de interés social - VIS.

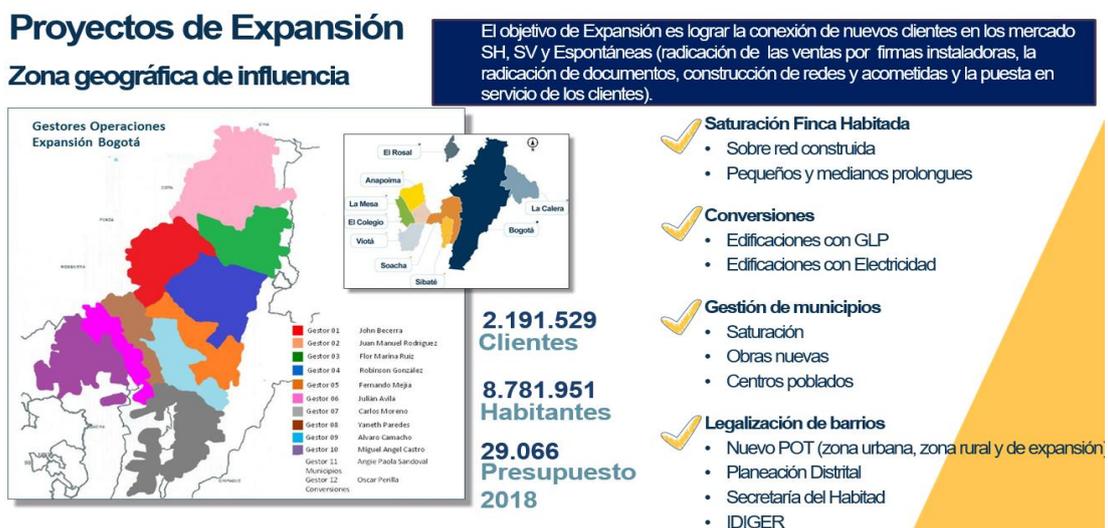
- Información de la Cámara Colombiana de la Construcción - CAMACOL. La Cámara genera el 85% de la información de proyectos de nuevas viviendas.
- Solicitudes de diferentes comunidades (para algunos casos les denominan Finca Habitada) y de clientes particulares.

El área encargada de este tema ha implementado el Plan Comodato - Calentadores (úselo gratis por 2 meses). La empresa implementó dicho programa, con el objetivo de incentivar la conexión del servicio en los proyectos de Viviendas de Interés Social - VIS. Es importante mencionar que se logró la instalación de un segundo punto de gas, el cual no era obligación de constructores de proyectos VIS.

En cuanto a las solicitudes de comunidades, se tuvo acceso al proyecto que Gas Natural S.A E.S.P., trabajó en algunos barrios de la localidad de Bosa. En este proyecto, se planeó una expansión para conectar 1.400 viviendas ubicadas en 10 barrios de esa localidad, la mayoría en situación de informalidad. Finalmente, la empresa logró la conexión en todos los barrios, en los que se logró conectar un total 2.400 viviendas.

En relación con el proyecto de la Localidad Bosa, el área encargada de gestionarlo, realizó un trabajo previo de planificación en el que participaron funcionarios de Gas Natural S.A E.S.P., y miembros de la comunidad de cada barrio, a los que en diferentes reuniones se les presentó el proyecto. Para el desarrollo fue necesario contar con el acompañamiento de los representantes de las Juntas de Acción Comunal - JAC, en suma, el trabajo conjunto - Empresa y Comunidad y, con la participación de otras entidades que hicieron posible desarrollar el proyecto; sin embargo, lo más importante y a la conclusión que se llega es que al final se ha producido un impacto social positivo en beneficio de la comunidad, con cada uno de los proyectos de expansión.

Imagen N° 10. Proyectos de Expansión 2018 – Gas Natural S.A E.S.P.



Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. - Archivo SSPD

#### 4.8 Gestión de Cartera – Cobranza

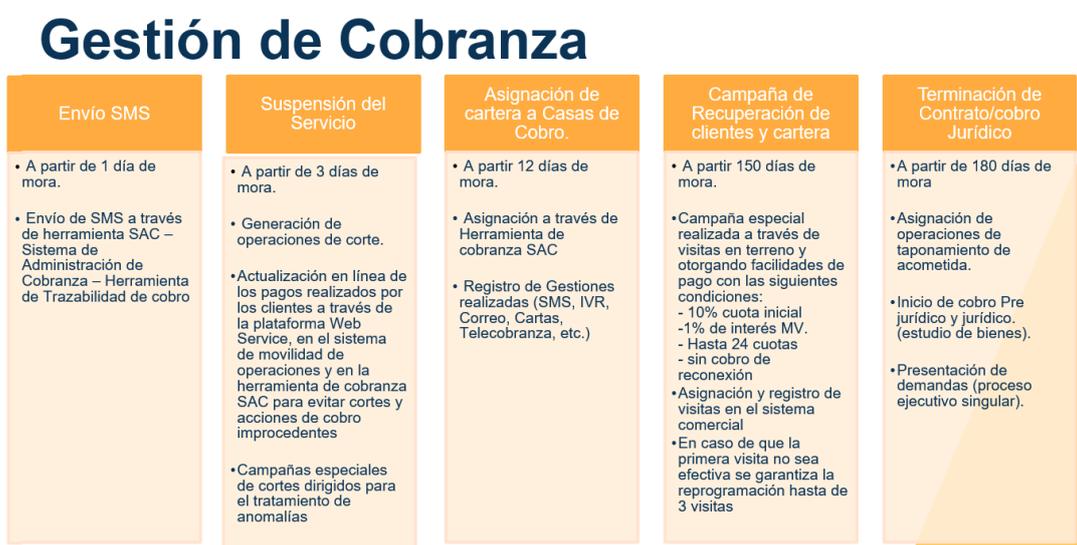
Sobre el tema de gestión de cobranza, se considera importante mencionar las acciones realizadas por Gas Natural S.A.E.S.P., desde el año 2017:

- Implementaron un Web Servicio que les permite procesar pagos en línea. Si un cliente tiene orden de suspensión del servicio y paga antes de la ejecución de la orden, el sistema inmediatamente borra el registro de la base de datos del operario que va a ejecutar la suspensión.
- La empresa logro implementar una herramienta para gestionar los clientes en mora, la gestión se inicia a partir del tercer día de mora, pero desde el primer día envían mensajes recordatorios. El sistema permite guardar la historia de la gestión realizada durante toda la vida del cliente.

Lo anterior, hace posible aplicar planes de gestión, diferenciados por la longitud de la mora, y el historial del cliente. Dicho aplicativo, también permite tener la información requerida para castigo de cartera.

En la siguiente imagen se aprecia las etapas del proceso de la gestión de cobranza que realiza Gas Natural S.A.E.S.P.

Imagen N° 11. Proyectos de Expansión 2018 – Gas Natural S.A E.S.P.



Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. - Archivo SSPD

#### 4.9 Acceso de terceros a la red – ATR

En el marco de la visita, se solicitó los casos de ATR y el procedimiento manejado en el 2018. Lo anterior, con el fin de verificar el ajuste del manejo de los casos y del procedimiento a la regulación vigente. Por lo anterior, se realizó una entrevista en la cual se indagó el procedimiento para que comercializadores distintos a Gas Natural S.A E.S.P., puedan tener acceso a su red de distribución, y atender clientes finales. La Dirección Técnica se encuentra en proceso de revisión del procedimiento de atención de ATR, y el manejo histórico dado a dichos casos.

### 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

En cumplimiento del artículo 6 de la Resolución CREG 072 de 2002, modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, por la cual se establece la metodología para clasificar a las personas prestadoras de los servicios públicos, de acuerdo con el nivel de riesgo y la definición de los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos de

carácter obligatorio, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2018.

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; toda vez que, los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2018, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, puso a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2017, realizando la comparación con los “Referentes Marco Normativo Internacional – NIF” sugeridos en la publicación de los referentes del año 2017.

Dicho lo anterior, a continuación, se muestra el resultado de la evaluación de la gestión de la empresa:

*Tabla N° 24. Indicadores Financieros 2018.*

INDICADORES DE GESTIÓN	2018	Referente CREG 072	Referente NIF	Evaluación CREG	Evaluación NIF
Rotación Cuentas por Cobrar (días)	78,32	83,2	83,2	CUMPLE	CUMPLE
Rotación Cuentas por Pagar (días)	62,13	37,8	37,8	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Razón Corriente (veces)	0,93	2,0	2,0	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Margen Operacional (%)	19,4%	34,0%	23,2%	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Cubrimiento Gastos Financieros (veces)	13,8	16,8	8,4	NO CUMPLE	CUMPLE

*Fuente: SUI - SSPD*

Por otro lado, los indicadores Técnicos – Administrativos, fueron referenciados de acuerdo al numeral 2 del anexo 1 de la Resolución CREG 072 de 2002, de ahí que, en la evaluación de la gestión del 2018, basada en los referentes de 2017, se tiene que para Gas Natural S.A E.S.P., el resultado es el siguiente:

*Tabla N° 25. Indicadores Técnico – Administrativos 2018.*

INDICADORES DE GESTIÓN	REFERENTE %	VALOR	RESULTADO
Relación Suscriptores sin Medición	0%	0%	CUMPLE
Cobertura (%)	>96%	186%	CUMPLE
Relación Reclamos Facturación (por 10.000)	<4,3	8.2	NO CUMPLE
Atención Reclamos Servicio (%)	0%	0.001%	NO CUMPLE
Atención Solicitud de Conexión (%)	0%	0%	CUMPLE

*Fuente: SUI- SSPD*

De acuerdo a la información evaluada, la empresa Gas Natural S.A E.S.P., presenta incumplimiento en dos de los indicadores, al estar fuera de la referencia fijada en el cálculo promedio respecto a la relación entre número de reclamos por facturación resueltos a favor del usuario y atención de reclamos por prestación del servicio evaluada en número de días para la atención de las reclamaciones como tiempo de referencia para medir el indicador.

En relación con el párrafo anterior, Gas Natural S.A. E.S.P, a través de comunicación enviada mediante Radicado SSPD N° 20195291357142 de 28 de noviembre de 2019, comentó lo siguiente:

*“En relación al indicador de Reclamos por cada 10.000 clientes, informamos la causa que origina el valor reportado es principalmente por reclamaciones asociadas al cobro del valor de reconexión del servicio de usuarios que pagaron sus facturas vencidas, y el pago lo realizaron unos minutos o unas horas antes a la suspensión del servicio en terreno. El sistema bancario normalmente reporta los pagos realizados por los usuarios un día después del día en que se realizó el pago, razón por la cual la empresa se enteró del pago posterior a la suspensión del servicio. Sin embargo, al evaluar la reclamación de estos usuarios y los soportes presentados, la Empresa procedió a resolver dichas reclamaciones a favor del cliente.*

*La empresa ha venido implementando acciones de mejora para optimizar la oportunidad en los reportes de información de pagos en los más de 65.0000 puntos de recaudo para minimizar el número de reclamos asociados a suspensiones por pagos ya efectuados.*

*En cuanto al indicador Atención Reclamos Servicio, la medición para el 2018 es superior al parámetro establecido por 18 reclamaciones resueltas fuera tiempo. Por parte de la compañía se activó un plan de mejora para eliminar este riesgo”.*

De la aclaración realizada por Gas Natural S.A E.S.P., se confirma que efectivamente se presentaron dificultades en el cumplimiento de algunos indicadores Técnico Administrativos; sin embargo, la empresa trabaja en planes de mejora para eliminarlos.

Por otro lado, para los indicadores Técnicos IPLI e IO contemplados en la Resolución CREG 100 de 2003 y sus modificatorias, se revisó la calidad de la información reportada en SUI, encontrando que el resultado del indicador de Odorización - IO fue del 99.95%, es decir, el indicador no se cumplió al 100% como lo establece la norma, debido a que en el mes de febrero el cumplimiento llegó al 99.77% y en mayo el resultado fue del 99.73%. No obstante, la información del mes de febrero reportada en SUI, muestra que el indicador se habría cumplido al 100%, tal como se evidencia en la siguiente tabla.

Tabla N° 26 Indicadores Técnicos 2018.

IPLI		IO			MÉTODO FISIOLÓGICO
		MÉTODO CUANTITATIVO		MÉTODO	
Referente: 16mbar <= IPLI <= 23mbar		Referente: 18 mg/m3 <= 8mg/ m3		Referente: <=1%	
VALOR	RESULTADO	VALOR			VALOR
		THT	MERCAPTANO	OTRO	
100%	CUMPLE	0	0	99,95	100%
		NO CUMPLE			CUMPLE

Fuente: SUI- SSPD

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

### 6.1 Oportunidad de cargue

Se revisó la oportunidad de cargue de los formatos habilitados para Gas Natural S.A E.S.P., correspondientes al año 2018, encontrando que se cargaron 13 formatos extemporáneos, tal como se relaciona a continuación:

Tabla N° 27. Estado de cargue de formatos SUI

PERIODO	COD	FORMATO	ESTADO	FECHA CARGUE	FECHA MÁXIMA	DÍAS TARDE
Trimestre 1		Proyectos Inversión - Ejecución De Los Proyectos	Pendiente		01/05/2018	563
Trimestre 1		Proyectos Inversión - Formulación De Proyectos	Pendiente		01/05/2018	563
Trimestre 2		Proyectos Inversión - Ejecución De Los Proyectos	Pendiente		31/07/2018	472
Trimestre 2		Proyectos Inversión - Formulación De Proyectos	Pendiente		31/07/2018	472
Trimestre 3		Proyectos Inversión - Ejecución De Los Proyectos	Pendiente		31/10/2018	380
Trimestre 3		Proyectos Inversión - Formulación De Proyectos	Pendiente		31/10/2018	380
Trimestre 4		Proyectos Inversión - Ejecución De Los Proyectos	Pendiente		31/01/2019	288
Trimestre 4		Proyectos Inversión - Formulación De Proyectos	Pendiente		31/01/2019	288
Febrero	100	Información Comercial De Usuarios Regulados	Certificado	22/06/2018	31/03/2018	83
Noviembre	100	Información Comercial De Usuarios Regulados	Certificado	05/07/2019	31/12/2018	186
Enero	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible Por Redes	Certificado	27/02/2018	16/02/2018	11
Anual		Taxonomía 2018, Grupo 1 Consolidado - Flujo De Efectivo Indirecto	Certificado	29/05/2019	12/04/2019	47
Anual		Taxonomía 2018, Grupo 1 Individual - Flujo De Efectivo Indirecto	Certificado	29/05/2019	12/04/2019	47

Fuente: SUI - SSPD

Sobre lo anterior, la empresa presentó como justificación mesas de ayuda para los formatos 100, 6024 y Taxonomía.

### 6.2. Calidad de cargue

#### 6.2.1. Facturación de usuarios no regulados

Se verificó la veracidad de la información cargada de facturación de usuarios no regulados, mediante la Circular Conjunta CREG-SSPD 006 de 2003, mediante una

muestra de los registros cargados para 2018. Por lo anterior, se revisó copia física de las facturas 138503, 138513, CRE3853, 138182, CRE3865 y 138240. Se revisó que cada uno de los campos reportados en SUI, sean los mismos registrados. Adicionalmente, se analizó que la facturación registrada no fuera superior al máximo de suscriptores no regulados.

Al respecto, se encontraron las siguientes deficiencias en calidad de información SUI:

- Contrario a lo que solicita la Circular Conjunta CREG-SSPD 006 de 2003; a pesar de que la factura 138513 es de capacidad de transporte, se diligenciaron los campos 14 a 18, no los campos 19 a 25.
- Para ninguna factura se llenaron los campos de sector, sección, manzana y ubicación.
- En la factura 138182 se facturaron 38,719 metros cúbicos, equivalentes a menos de 46 mil pies cúbicos día. Por lo anterior, esta factura no puede ser considerada como no regulada.

### **6.2.2. Facturación de usuarios regulados**

Se verificó la veracidad de la información cargada de facturación de usuarios regulados, mediante la Circular Conjunta CREG-SSPD 006 de 2003, mediante una muestra de los registros cargados para 2018. Por lo anterior, se revisó copia física de las facturas 84147, 681315, 683334, 683335, 683318, 683320, 656319, 656320, 675610, 675611, 686288, 686289, 99150364, 99150394, 665674, 665680, 654622, y 673553. Se revisó que cada uno de los campos registrados en SUI, fueran los mismos registrados. Adicionalmente, se revisó que la facturación registrada correspondiera a las tarifas registradas para dicho mes, y que las facturas cumplieran con los requisitos de la Resolución CREG 108 de 1997.

Al respecto, se encontraron las siguientes deficiencias en calidad de información SUI:

- Se registró en 0 el campo 27 para todos los registros revisados, en este campo se debe diligenciar el porcentaje de subsidio aplicado.
- Se registró erróneamente un usuario comercial, el usuario 654622 sale registrado como Especial Asistencial, a pesar de que en la factura está indicado que es un usuario comercial, pero sin liquidación por contribución de solidaridad.
- Para las facturas de grandes clientes, no se está registrando el tipo de uso del gas; a pesar de que el artículo 42.c, así lo exige.
- No se registraron los campos sector, sección y manzana para las facturas 136145, P186075563, P185261098, 136151 y P186181307.
- En la factura P185178746, no coincide el valor total a pagar, mientras en la copia física es 29,300; en SUI es 15,094. Esto es presumiblemente, porque no se incluyó el seguro contra accidentes de AIG por 14,206. Esto, a pesar de que sí se registró Servihogar, cuando ninguno de estos dos ítems corresponde a servicios asociados con el servicio de distribución de gas combustible domiciliario.
- En las facturas estrato 1 y 2, donde se supera el consumo de subsistencia, en el campo 19 "*cargo aplicado por consumo*", se dividió la facturación por consumo por el consumo en m<sup>3</sup>. Esto a pesar de que la descripción de la variable indica que este es el precio unitario del último metro cúbico.

### **6.2.3. Información de respuesta a servicio técnico (T2)**

Se verificó la veracidad de la información cargada de respuestas a solicitudes de servicio técnico, mediante el formato T2 de la Circular Conjunta CREG-SSPD 001 de 2006, mediante una muestra de los registros cargados para 2018. Por lo anterior, se revisó copia física de los radicados C101800033, C101806150, C101871564, C101819721, C101806295 y C101818352. Se revisó que cada uno de los campos registrados en SUI, sean los mismos registrados en SUI. Adicionalmente, se revisa que se cumplan los tiempos de atención establecidos en la regulación (máximo una hora)<sup>16</sup>.

Al respecto, se encontró que en el radicado C101806150, a pesar de tener el NIU en el formato en físico, este no se registró en SUI. A excepción de esto, se encontró que lo registrado en los formatos, coincide con lo registrado en SUI. Sin embargo, se encontraron 285 registros con calidad deficiente, donde se registró una hora de solicitud mayor a la hora de atención.

Adicionalmente, se encontraron 5,272 incidentes con un tiempo de atención mayor de una hora, de los 44,003 atendidos en 2019, el 11.98% de los casos.

#### 6.2.4. Información consolidación de indicadores (T3)

Se verificó la veracidad de la información cargada de respuestas a consolidación de indicadores, mediante el formato T3 de la Circular Conjunta CREG-SSPD 001 de 2006, mediante la reconstrucción de los indicadores a partir de los formatos T2 y T4.

Para lo anterior, se utilizaron las siguientes fórmulas:

Tabla N° 28. Reconstrucción del Cálculo de Indicadores

<p><b>DES</b> Duración Equivalente de Interrupción del Servicio</p>	<p>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.</p>	$DES = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$	<p>NTI = Número total de interrupciones por usuario ocurridas durante el respectivo mes.</p> <p>i = Interrupción i-ésima</p> <p>t(i) = Tiempo de duración (en horas o fracción de horas) de la interrupción i-ésima.</p>
<p><b>IPLI</b> - Índice de Presión en Líneas Individuales</p>	<p>Porcentaje de mediciones de la presión dinámica de suministro que se encuentra en el rango de presiones de referencia definido en la presente resolución para el parámetro de medida.</p>	$IPLI = \left[ \frac{N_P - N_{FR}}{N_P} \right] * 100$	<p>NP = Número total de puntos de medición de la muestra seleccionados mensualmente.</p> <p>NFR = Número de puntos de medición por fuera del rango de presiones de referencia.</p>
<p><b>IO</b> - Índice de Odorización</p>	<p>Porcentaje de mediciones del nivel de la concentración de odorante en el gas distribuido, que se encuentran dentro del rango de referencia definido en la presente Resolución para el parámetro de medida.</p>	$IO = \left[ \frac{N_O - N_{FR}}{N_O} \right] * 100$	<p>NO = Número total de puntos de medición mensual de la concentración de odorante.</p> <p>NFR = Número de puntos de medición por fuera del rango de referencia.</p>

<sup>16</sup> Artículo 5.7 Código de Distribución

<b>IRST - Índice de Respuesta a Servicio Técnico</b>	<p>Porcentaje de solicitudes, por tipo de evento, cuyo tiempo de atención está dentro del valor definido por la CREG como parámetro de referencia. Las solicitudes se clasificarán acorde con los siguientes tipos de eventos: escape de gas, incendio, calidad de la llama e interrupción del servicio. La calidad de la llama es cualquier manifestación física que puede observar el usuario en la llama, tal como desprendimiento, retroceso y coloración. El tiempo de atención se determina desde el momento de recibir la llamada, o registrar el evento, hasta el momento en el cual la empresa llega al sitio donde ocurrió el evento.</p>	$IRST = \left[ \frac{N_{SR} - N_{FR}}{N_{SR}} \right] * 100$	<p>NFR = Número total de solicitudes mensuales, por tipo de evento, atendidas por fuera del tiempo de referencia establecido.</p> <p>NSR = Número total de solicitudes, por tipo de evento, recibidas durante el período.</p>
--	---	--	---

Fuente: SUI

Con ello, se encontró que el IO fue incorrectamente calculado para el mes de febrero de 2018, tal como se muestra a continuación, donde existe una diferencia entre la variable ODORANTE cargada, y la ODORANTE\* calculada:

Tabla N° 29. Reconstrucción del IO

MES	NO	NFR	ODORANTE	ODORANTE*
1	599	0	100	100.00
2	864	2	100	99.77
3	771	0	100	100.00
4	783	0	100	100.00
5	745	2	99.73	99.73
6	751	0	100	100.00
7	725	0	100	100.00
8	719	0	100	100.00
9	665	0	100	100.00
10	821	0	100	100.00
11	748	0	100	100.00
12	676	0	100	100.00

Fuente: SUI

### 6.2.5. Información de IPLI e IO (T4)

Se verificó la veracidad de la información cargada de respuestas a solicitudes de servicio técnico, mediante el formato T4 de la Circular Conjunta CREG-SSPD 001 de 2006, mediante una muestra de los registros cargados para 2018. Por lo anterior, se revisó copia física de los radicados 280, 586655, 15896701, 22637247, 26432678. Se revisó que cada uno de los campos registrados en SUI, sean los mismos registrados en SUI. Adicionalmente, se revisó que no existan registros en donde se hayan superado el límite establecido de IPLI e IO. No se encontraron registros con diferencias a las actas de medición en físico.

## **7. ACCIONES DE LA SSPD**

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible, realizó evaluación integral a la empresa en el año 2014, la cual se encuentra publicada en el siguiente link:

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Energia%20y%20gas%20combustible/Gas%20natural/2018/Oct/2014evaluacionintegralgasnaturalsa02.10.14.pdf>

Por otra parte, a través del Radicado SSPD No. 20182300081401 del 05 de febrero de 2018, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible, realizó requerimiento de información tarifaria.

Así mismo, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, mediante Radicado SSPD No. 20182300094301 del 06 de febrero de 2018, requirió a la empresa, con el objetivo de ejecutar acciones frente al ajuste de sus nominaciones y consumos para lograr mantener y llevar la cuenta de balance con el transportador; teniendo en cuenta el incumplimiento de la empresa, respecto al artículo 53 de la Resolución CREG 114 de 2017.

Finalmente, no se tienen investigaciones abiertas ni tampoco hay registro de visitas realizadas a la empresa Gas Natural S.A E.S.P., durante la vigencia 2018.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- La clasificación de riesgo financiero, elaborada según los parámetros de la Resolución CREG 072 de 2002 y sus modificatorias, indicó que el servicio de gas combustible por redes en Gas Natural S.A. E.S.P., presentó un riesgo financiero alto, según los indicadores financieros del año 2018. Lo anterior, teniendo en cuenta: (i) el clúster donde fue clasificada la empresa, y (ii) presuntos problemas de calidad de información financiera certificadas por el prestador, que afectarían la clasificación del modelo. Por lo anterior, se insta al prestador a verificar su proceso de construcción de reportes que son sujetos de certificación en SUJ, con el fin de mejorar la calidad de la información financiera.

En criterios del modelo regulatorio, la clasificación mencionada se ocasionó por las siguientes razones: i) el ciclo operacional del servicio público es de aproximadamente 17 días, es decir mientras la empresa cancela sus obligaciones en un menor tiempo con relación a la velocidad de recaudo de sus deudores, lo cual genera un criterio que podría afectar la liquidez de la empresa, ii) la razón corriente de la empresa indica que los activos corrientes de \$570.946 millones de pesos podrían ser insuficientes para cubrir el pasivo corriente de \$615.168 millones de pesos, en el evento de una exigibilidad inmediata, y iii) el pasivo corriente presenta una proporción alta respecto al total del pasivo, lo anterior en relación al grupo de empresas con las que fue evaluado el prestador.

- La situación financiera del prestador no presentó un cambio relevante respecto al año 2017. La estructura de financiamiento de la empresa, se realizó para el año 2018, con una mezcla entre fuentes externas (principalmente títulos emitidos y créditos bancarios) y fuentes internas (generación de efectivo a través de su operación). Sin embargo, la exigibilidad de la deuda aumentó en el año 2018, principalmente por el vencimiento de los títulos emitidos. En relación a los resultados, el aumento en el costo de ventas y los gastos

administrativos ocasionaron una reducción de la utilidad del servicio de 32%, respecto al año 2017. Adicionalmente, la empresa generó un flujo de efectivo de \$32.451 millones de pesos en el año 2018, es decir incrementó un 3% en comparación con el año 2017, donde se observó que el 89% del flujo de efectivo generado en la operación e inversión de la empresa fue dispuesto para el pago de dividendos y financiación externa.

- Las proyecciones financieras elaboradas por la empresa, se estima que el cumplimiento de un escenario pesimista principalmente por el no reconocimiento del 50% de los gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM, presentados por el prestador al regulador, ocasionaría a partir del año 2020, una disminución en la generación de efectivo, respecto a la situación tarifaria actual de la empresa, lo cual según informa la Gas Natural S.A. E.S.P., disminuiría el valor de las inversiones, por ende la inclusión de nuevos usuarios se reduciría y en consecuencia el crecimiento de la demanda, además la empresa estima que dicha situación obligaría a contratar financiamiento externo para subsanar los requerimientos de capital de trabajo a futuro. No obstante, el AEGR conceptuó que la viabilidad financiera de la compañía no se encuentra comprometida.
- La gestión realizada respecto a los indicadores técnicos – administrativos, se evidenció incumplimiento en dos de los indicadores evaluados, relacionados con número de reclamos por facturación resueltos a favor de los usuarios y tiempo de atención a las reclamaciones por fallas en la prestación del servicio. Por lo anterior, se recomienda a la empresa fijar una metodología de gestión para lograr efectividad y precisión en los conceptos de la factura, con el objetivo de evitar reclamaciones que desencadenen corrección en facturación y aumento en el número de PQR's; adicional a esto, se recomienda fortalecer el plan de acción en relación a la disminución de atención en las reclamaciones relacionadas con afectación del servicio.
- El procedimiento aplicado por la empresa para el óptimo desarrollo y aplicación regulatoria respecto de las revisiones técnicas reglamentarias, da como resultado un 98% de efectividad en el total de certificaciones de conformidad de las instalaciones internas, lo que permite concluir que la empresa tiene una gestión efectiva que responde al cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 059 de 2012. No obstante, la recomendación está encaminada a seguir manteniendo el sentido de responsabilidad por la seguridad de las instalaciones internas de los usuarios.
- En la revisión de facturación y cumplimiento de requisitos mínimos de la facturación, la empresa manifestó frente al requerimiento de entrega de copia de facturas originales, que solo podía entregar duplicados, al no contar con una base digital de las facturas originales emitidas, las cuales se eliminan del sistema una vez son canceladas; lo cual genera una dificultad a la hora de hacer la revisión de los requisitos, puesto que el duplicado no tiene toda la información de una factura original. Por lo que se recomendó en visita y nuevamente se recalca en la presente evaluación, la importancia de mantener un archivo digital de las facturas que se entregan a los usuarios, con el fin de facilitar los procesos de vigilancia, control e inspección por parte de la SSPD.
- La empresa cumple con los requisitos mínimos de la factura que dispone el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997; sin embargo, en el análisis detallado del contenido de la información de la factura y luego de algunas

verificaciones de calidad de la información en SUI, se evidenció algunas inconsistencias respecto a la clase de uso del servicio en una de las facturas remitidas por la empresa, dicho error llevo a la omisión del cobro de la contribución de un suscriptor comercial. Lo anterior, genera alerta respecto de la calidad y veracidad de los conceptos y clasificaciones de la facturación, que podría ser la causa del incumplimiento del indicador “Relación Reclamos Facturación” según los indicadores del 2018.

En relación con el contenido de la facturación, en la revisión in situ se presentaron observaciones respecto a varios modelos de algunas facturas analizadas; específicamente, en datos adicionales como líneas de atención de emergencias.

Por lo anterior, se recomienda un plan de gestión de calidad de la información que permita una correcta aplicación de los conceptos cobrados en la factura y la unificación de la información del contenido general de las facturas.

- En el proceso de cobro y recaudo de otros servicios no relacionados con la prestación del servicio, la empresa permite realizar diferenciación en el pago del concepto del consumo facturable cuando el usuario así lo solicita. Sin embargo, se recomienda a la empresa crear un mecanismo facilitador a los usuarios, que le permita hacer el pago de los conceptos relacionados con la prestación del servicio, sin mayor tramitología (solicitud por escrito y términos de respuesta de derecho de petición) para evitar que se vea afectada la prestación del servicio por la incapacidad de pago de los otros servicios incluidos en la factura.
- La empresa gestiona adecuadamente el programa de mantenimiento que previamente diseña, el cual ejecuta mensualmente. Con las evidencias evaluadas, se puede concluir que la empresa utiliza herramientas y realiza acciones que le permiten garantizar la prestación del servicio de manera segura y confiable; sin embargo, es recomendable incluir en el programa de mantenimiento las lecciones aprendidas respecto de los eventos y las causas que ocasionan interrupciones del servicio relacionadas con los daños en las redes de distribución por parte de los mismos contratistas de la empresa, de lo contrario, la continuidad de la prestación del servicio podría verse afectada.
- En cuanto a la seguridad de las redes del sistema de distribución, como se mencionó, siendo este un servicio público de distribución de un combustible, el cual implica riesgos, es plausible que la empresa realice ejercicios de simulacro, como los que realizó en 2018.

No obstante, se recomienda que la empresa mantenga su accionar en lo relacionado al tema de mantenimientos, incluido el aprendizaje sobre el tema de las causas que generan interrupciones del servicio y seguridad en las redes de distribución, llevado a cabo durante 2018, en lo posible aplicar el ciclo PHVA - Planear-Hacer-Verificar-Actuar- que como se sabe, se trata de una estrategia de mejora continua de la calidad, con lo cual podría hacer los ajustes que todo proceso requiere.

- Se evidenció interrupción del servicio por rotura de tuberías realizadas por empresas contratistas de Gas Natural S.A. E.S.P., no obstante, las acciones que ejecutó la empresa, como haber enviado comunicaciones a los representantes de las empresas contratistas en las que les dieron a conocer el procedimiento

para que terceros soliciten información de las redes, como condición previa al inicio de una obra, fue una acción posterior a la ocurrencia del daño.

- Un evento ocurrido en 2018 fue el de Reguladores con presencia de condensados, que produjeron interrupciones del servicio, la empresa comunicó este evento a TGI, sobre el cual el Transportador se pronunció en el sentido de las acciones que previamente habían realizado, lo cual deja percibir que, en Gas Natural S.A. E.S.P., no tiene claro lo que está ocurriendo.

Por lo anterior la recomendación está orientada a proponer la generación de espacios en los que esté presente el Transportador, para buscar soluciones de fondo frente al tema de condensados en el sistema de distribución, tal como se menciona en una comunicación dirigida a TGI, prácticamente en un período de tiempo relativamente corto, se presentaron 3 eventos de condensados, situación que pone en riesgo la continuidad y seguridad del sistema de distribución.

- En relación con el indicador Información de Respuesta a Servicio Técnico – IRST, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible – DTGGC identificó 11 registros reportados en la Plataforma SUI de eventos asociados a Escape No Controlado con tiempos de atención superiores a una hora.

Por lo anterior, esta Dirección Técnica recomienda a Gas Natural S.A. E.S.P., establecer los mecanismos necesarios para asegurar la atención del 100% de los eventos asociados a Escapes No Controlados, dentro de una hora, contada desde el momento en que se recibe el reporte del evento.

- Al revisar la oportunidad de cargue de la información SUI, se encontró que se cargaron 13 formatos, fuera de su oportunidad. De estos, sólo se justificaron 5 cargues tardíos con mesas de ayuda, dejando 8 cargues tardíos sin justificación por mesa de ayuda. Al respecto, se recomienda que la empresa justifique estos cargues tardíos con mesas de ayuda presentadas. Adicionalmente, se deben implementar las medidas administrativas para garantizar que, en el futuro, no se den cargues fuera de oportunidad.
- Al revisar la calidad de la información SUI de facturación de usuarios regulados, se encontraron deficiencias adicionales. La más grave de la cual indica que se dejó de cobrar contribución al usuario 654622, a pesar de ser comercial. Se encontraron adicionalmente 6 deficiencias de calidad de información adicionales. Por lo anterior, se recomienda revisar atentamente la información cargada hasta el momento, y de ser procedente solicitar la reversión de la misma.

Adicionalmente, se deben implementar las medidas administrativas para garantizar que, en el futuro, no se den estas falencias de calidad de información.

Proyectó: Jesús Edgardo Chaparro – Contratista DTGGC  
Luis Javier Mosquera – Contratista DTGGC  
Cristian Camilo Ibáñez – Contratista DTGGC  
Eliana Paola Bohórquez – Profesional Universitaria DTGGC

Revisó: Aidé Buitrago – Profesional Especializada – DTGGC  
Luz Mery Triana Rocha – Directora Técnica de Gestión de Gas Combustible -DTGGC

Aprobó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)