

1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1. Nombre o razón social: PROMIGAS S.A. E.S.P.

1.2. Nit: 890105526-3

1.3. ID (SUI - RUPS): 1069

1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Gas combustible por redes de tubería

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Transporte – Distribución de Gas Natural

1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:

Transporte: 27/12/1974

Distribución: 27/12/1974

2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2024

2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección

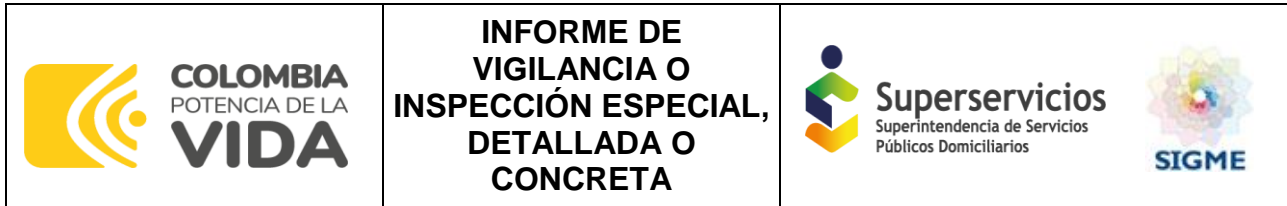
2.3. Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de riesgo
Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes Denuncia ciudadana (Petición de interés general) Otros

2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Física y virtual

Sede administrativa: Calle 66 #67-123 en Barranquilla – Atlántico

Estación de regulación y medición: “Estación City Gate – La Arenosa”, en Soledad – Atlántico

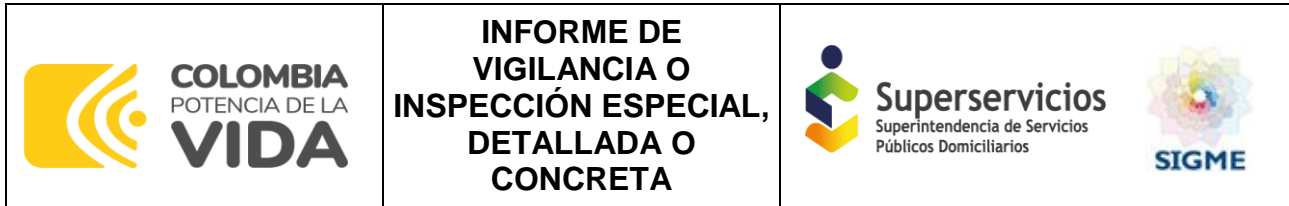


3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

El objetivo de la presente evaluación integral es recopilar la información necesaria para realizar un diagnóstico empresarial al prestador y así evitar posibles crisis por alteraciones graves en la continuidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio de Gas Combustible por Redes que presta la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., a saber:

- Ley 142 de 1994
- Código de Distribución Resolución CREG 067 de 1995
- Reglamento Único de Transporte - RUT Resolución CREG 071 de 1999
- Resolución CREG 072 de 2002 y sus modificatorias
- Resolución CREG 100 de 2003
- Ley 1314 de 2009
- Normas Técnicas Colombianas e Internacionales
 - NTC 3728, GASODUCTOS, LÍNEAS DE TRANSPORTE Y REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS
 - NTC 2505, Instalaciones para suministro de gas combustible destinadas a usos residenciales y comerciales.
 - NTC 3538, Aparatos mecánicos. Válvulas metálicas para gas accionadas manualmente para uso en sistemas de Tubería con presiones manométricas de servicio desde 6,8 kpa (1 psi) hasta 861 kpa (125 psi). Tamaños desde 6,35 mm (1/4 pulgadas) hasta 50,8 mm (2 pulgadas).
 - NTC 3838, Gasoductos. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles.
 - NTC 3949, Gasoductos. Estaciones de regulación de presión para redes de transporte y redes de distribución de gas combustible.
 - NTC 5747, Gestión de integridad de gasoductos.
 - API 1104, Welding of pipelines and related facilities
 - API 1107, Pipeline maintenance Welding Practices

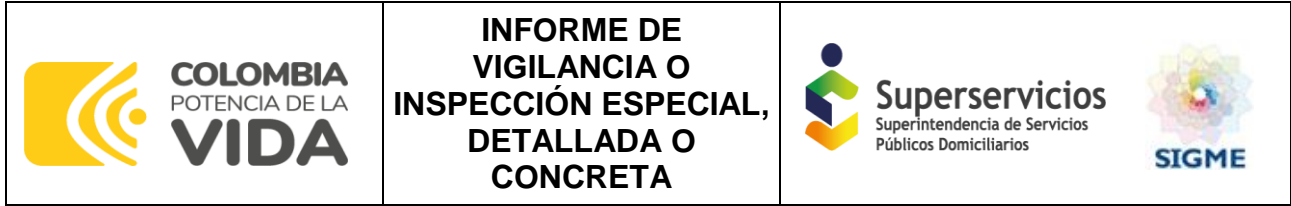


- NACE SP-0106, Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems
- NACE SP-0169, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
- ANSI/ASME B 31.8
- Resolución CREG 018 de 2014
- Resolución SSPD No. 20171000204125 de 2017
- Resolución CREG 114 de 2017 y sus modificatorias
- Resolución CREG 163 de 2017
- Resolución CREG 008 de 2018
- Resolución CREG 080 de 2019
- Resolución No. 185 de 2020 y sus modificatorias
- Resolución No. 186 de 2020
- Resolución N. 20221000665435 de 2022
- Resolución SSPD N°. 20241000125835 del 26 de marzo de 2024

La empresa fue seleccionada para evaluación integral con la información del año 2023, con el objetivo de validar su cumplimiento regulatorio en los aspectos financieros, técnicos, comerciales y tarifarios. Los criterios de priorización para adelantar evaluación integral a PROMIGAS S.A. E.S.P., se fundamentan en el resultado que obtuvo la empresa luego de ponderar los siguientes aspectos:

- Alta Dirección
- Antecedentes relacionados con información Financiera, Comercial y Técnica.
- Reporte de reclamaciones certificadas en SUI de la vigencia 2023

3.2. Marco temporal de evaluación: 2023



4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

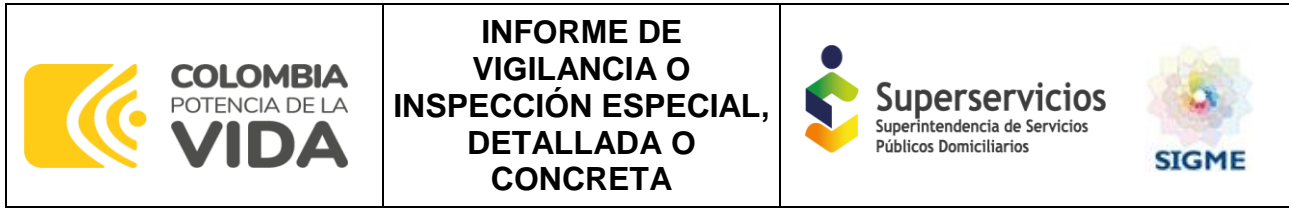
4.1. Información fuente usada: La fuente utilizada para el análisis de la información de esta integral es la reportada por parte de la empresa en los formatos del Sistema Único de Información (SUI) para la vigencia del año 2023. Adicional a lo anterior, por motivo de la evaluación se realizó el requerimiento con radicado SSPD No. 20242311081881 del 2 de abril de 2024, el cual la empresa respondió a través de los radicados SSPD No. 20245291777462, 20245291761452 y 20245291951092 del 06 de mayo y 7 de junio de 2024. Así mismo, toda la información entregada en la visita bajo los radicados SSPD No. 20245292337912 y 20245292363472 del 31 de mayo y 4 de junio de 2024.

4.2. Requerimientos realizados: A continuación, en la Tabla 1 se relacionan los requerimientos realizados por la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible (DTGGC) en la vigencia 2023 y el estado de respuesta por parte de la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P.

Tabla 1. Requerimientos al prestador.

NÚMERO DE RADICADO SSPD	FECHA	ASUNTO	RESPUESTA ESP
20232300229891	19/01/2023	Requerimiento actualización del RUPS	Brindó cumplimiento con actualización certificada con número imprimible 20232300229891 del 18/01/2023.
20232310717101	17/02/2023	Solicitud información Indicadores de Gestión Año 2022 -Resolución CREG 072 de 2002	La empresa dio respuesta al requerimiento a través del Radicado 20235290804802
20232313997391	18/10/2023	Requerimiento de Información	La empresa dio respuesta al requerimiento a través del Radicado 20235293965002 y 20235294077972

Fuente: Elaboración DTGGC. Datos Sistema de Gestión Documental CRONOS



4.3. Estado de respuesta de requerimientos: La información se encuentra recopilada en la Tabla 1

4.4. Descripción General de la Empresa

La empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., se constituyó el 27 de diciembre del año 1974 y se encuentra inscrita en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS), desde el 23 de junio de 2006.

En la vigencia 2023, desarrolló las actividades de Transporte y Distribución del servicio público de Gas Combustible por Redes, conforme a lo señalado en el certificado con imprimible No. 202351069423564 del 2 de mayo de 2023.

El capital suscrito y pagado de la empresa a la fecha es de 113.491 millones COP, de acuerdo con lo certificado en la Cámara de Comercio de Barranquilla el 1 de mayo de 2024. En la Tabla 2, se recopilan los datos generales del prestador.

Tabla 2 Datos Generales

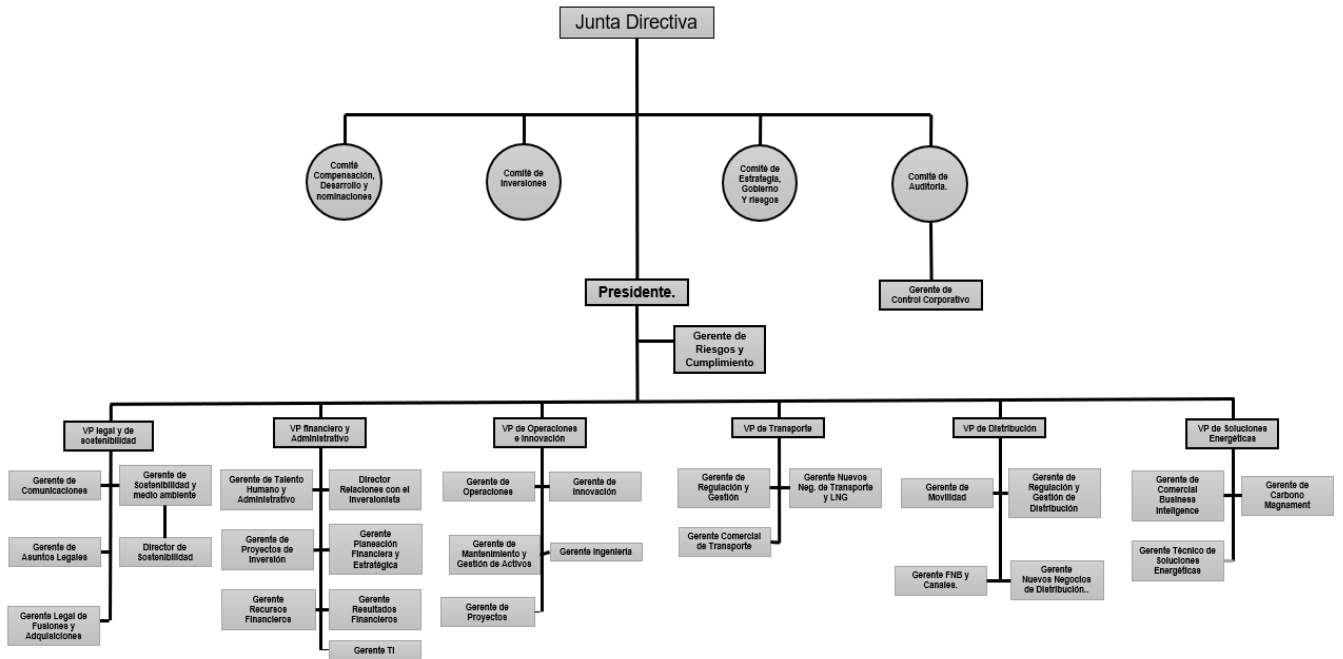
Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima - Empresa de Servicios Públicos
Razón Social	Promigas S.A. E.S.P.
Representante Legal	Juan Manuel Rojas Payan
Servicio	Gas Combustible por Redes
Actividades desarrolladas	Transporte y Distribución
Año de inicio de operaciones	1974
Auditor Externo de Gestión y Resultados - AEGR	Deloitte Asesores y Consultores S.A.S.
Fecha última actualización del RUPS	29 de enero de 2024

Fuente: Elaboración DTGGC, Basada en datos SUI

4.4.1. Estructura de la empresa

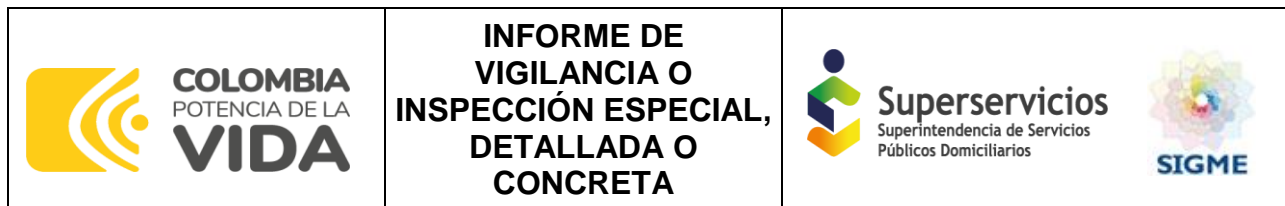
De acuerdo con la información entregada por PROMIGAS S.A. E.S.P. durante la visita administrativa realizada en la sede administrativa de la empresa ubicada en la ciudad de Barranquilla los días 15, 16 y 17 de mayo de 2024, el prestador dio a conocer el organigrama y estructura administrativa, tal y como lo muestra la siguiente figura.

Imagen 1 Organigrama y estructura administrativa del prestador PROMIGAS S.A. E.S.P.



Fuente: Elaboración DTGGC. Basada en datos entregados por PROMIGAS S.A. E.S.P.

De acuerdo a lo esbozado en la Figura 1, se infiere que la empresa está liderada por una junta directiva, la cual está conformada por 4 Comités; adicionalmente, la empresa se encuentra bajo la dirección de un presidente y cuenta con las gerencias de riesgos y cumplimiento, y de control corporativo; asimismo, su



estructura está conformada por 6 vicepresidencias que a su vez están subdivididas en gerencias por cada una de las áreas encargadas de garantizar la prestación del servicio público de Gas Combustible por Redes.

4.5. Aspectos administrativos y financieros

4.5.1. Administrativos

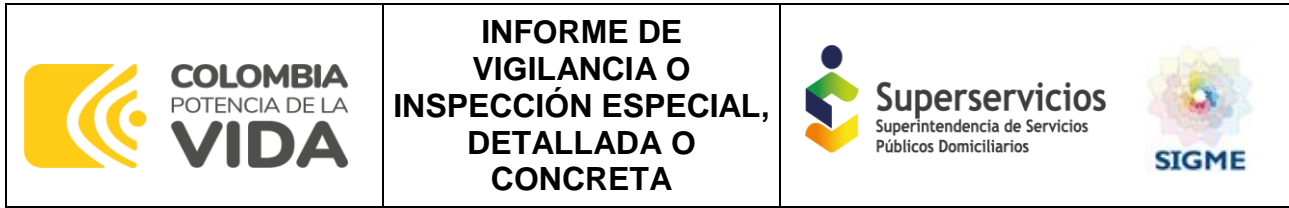
PROMIGAS S.A. E.S.P., es una sociedad colombiana, privada, de tipo Sociedad Anónima (S.A.) constituida como empresa de servicios públicos, cuyo domicilio principal es en la ciudad de Barranquilla. Presta el servicio público de Gas Combustible por Redes, desarrollando las actividades mencionadas en la Tabla 2.

La empresa para el desarrollo de las actividades de su negocio, durante el año 2023 contó con una planta de personal conformada por 421 empleados vinculados bajo la modalidad de contrato a término indefinido, los cuales se encontraban asignados a las diferentes unidades de negocio, de acuerdo con la información entregada por el prestador en la visita realizada los días 15, 16 y 17 de mayo de 2024; se resalta que el 59 % de su fuerza de personal está concentrada en el Área Administrativa mientras que el 41% se concentran en el área Operativa; como se observa en la Tabla 3.

Tabla 3 Asignación de empleados por área año 2023

Area	Administrativo	% Administrativo	Operativo	% Operativo	Total	% Total
Administrativa	213	51%	0	0%	213	51%
Operativa	0	0%	171	41%	171	41%
Comercial	21	5%	0	0%	21	5%
Tesorería	16	4%	0	0%	16	4%
Total Personal Vinculado	250	59%	171	41%	421	100%

Fuente: Elaboración DTGGC. Basada en datos entregados por PROMIGAS S.A. E.S.P.



Por otra parte, se destaca que la empresa fue evaluada y certificada en cumplimiento los requisitos establecidos para el: *“Diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte y distribución de gas natural”* de conformidad con las siguientes normas expedidas por el ICONTEC, así:

- ISO 9001:2015 (Sistema de Gestión de Calidad), certificación otorgada el 27 de septiembre del año 2000, con fecha de vencimiento del 19 de mayo de 2024.
- ISO 14001:2015 (Sistema de Gestión Ambiental), certificación otorgada el 24 de mayo de 2006, con fecha de vencimiento del 19 de mayo de 2024.

ISO 45001:2018 (Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo), certificación otorgada el 24 de mayo de 2006, con fecha de vencimiento del 19 de mayo de 2024.

4.5.2. Financieros

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible (SDEGC) en el segundo semestre del año 2024, realizó el cálculo de la clasificación inicial según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002, modificada por la Resolución CREG 034 de 2004; esta clasificación se efectuó con la última información financiera disponible, es decir, la correspondiente a los años 2023 y 2022. Cabe resaltar que PROMIGAS S.A. E.S.P. es una empresa que se clasificó en grupo 1, es decir, le aplica el marco técnico normativo NIIF PLENAS y certificó en el SUI sus estados financieros (EEFF) bajo el lenguaje XBRL de la vigencia 2022, dentro de las fechas estipuladas en la Resolución SSPD N°. 20241000125835 del 26 de marzo de 2024; exactamente, el 15 de mayo de 2024.

Así las cosas, con base en los indicadores calculados bajo la norma de información financiera (NIF), la clasificación inicial para el año 2023, se consolida en Tabla 4.

Tabla 4 Clasificación inicial año 2023

Grupo	Indicador	Año
		2023
RENTABILIDAD	Rentabilidad sobre Activos	5,27%
	Rentabilidad Sobre Patrimonio	-0,96%
	Flujo de Caja sobre Activos	3,02%
LIQUIDEZ	Ciclo operacional	3,82
	Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	0,91
	Razón Corriente (veces)	0,82
SOLIDEZ	Patrimonio sobre Activo	51,94
	Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	15,39
	Activo Corriente sobre Activo Total	6,04
CLASIFICACIÓN INICIAL		3

Fuente: Elaboración DTGGC. Basada en datos SUI

De acuerdo con los resultados de la metodología regulatoria expuesta en la Tabla 4, PROMIGAS S.A. E.S.P. para la vigencia 2023, presentó una clasificación inicial de 3, respecto al grupo en el que fue evaluado, lo que indica que, para dicho año, la empresa presentó algunas alertas en los indicadores financieros de rentabilidad, liquidez y solidez.

Aunado a lo anterior y teniendo como base el escenario de la clasificación inicial (Tabla 4), se procedió a ejecutar el modelo logit multivariado establecido en la regulación, el cual contempla variables independientes (Tabla 5) que calculan la clasificación del nivel de riesgo financiero.

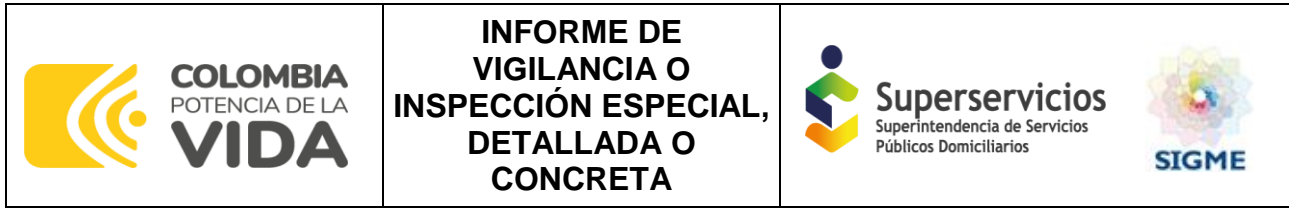


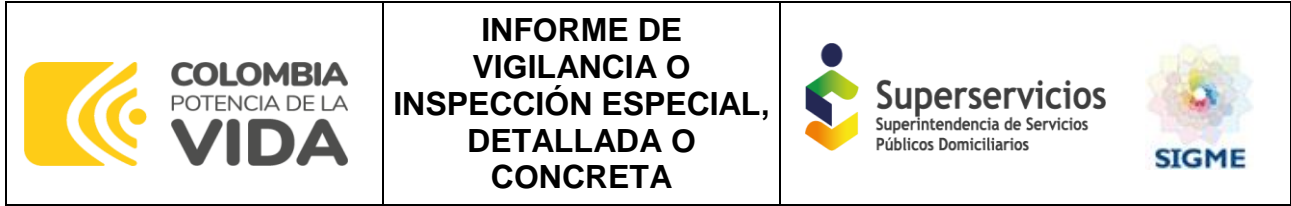
Tabla 5 Indicadores Financieros Modelo Logit 2023

Indicadores Modelo Logit 2023	Resultado	Puntaje de Riesgo
Capital de Trabajo sobre Activos	2,83%	$P(Y_i = m) = \frac{e^{zmi}}{1 + \sum_{m=2}^m e^{zmi}}$
Rotación de Cuentas por Cobrar	43	
Rotación de Cuentas por Pagar	39	
Servicio de la Deuda sobre Patrimonio	14,54%	$P(y = 0) = 72,55$
Margen Operacional	61,88%	$P(y = 1) = 63,58$
Rotación de Activos Fijos	8,34	$P(y = 2) = 54,18$
Periodo de Pago a de Pasivo a largo plazo	7,71	$P(y = 3) = 15,48$
Flujo de Caja sobre Servio de la Deuda	40,02%	

Fuente: Elaboración DTGGC. Basada en datos SUI

Los resultados obtenidos con la ejecución de dicho modelo, indican que la probabilidad de que la empresa se clasifique en nivel de riesgo BAJO (0) es del 72,55 %, lo cual supone que PROMIGAS S.A. E.S.P. debe continuar ejecutando acciones administrativas y financieras enfocadas en mitigar toda clase de riesgos que puedan interferir en la óptima prestación del servicio público domiciliario.

Así las cosas, y de acuerdo con lo informado durante la visita, se observó que la compañía, previendo una posible iliquidez del mercado y un alza venidera en las tasas de interés, implementó como estrategia de financiación el anticipo de créditos en diciembre 2022 para cubrir los vencimientos de deuda y necesidades de capital de trabajo, de acuerdo con lo requerido para garantizar la prestación del servicio para los años 2023 y 2024. Esto provocó el aumento de la deuda y del gasto financiero durante el 2023. Así mismo, el desembolso de aproximadamente 1 Billón COP, asociado a la estrategia mencionada, llevó a que la comparación entre la caja generada en el año 2023 respecto a la generada en el año 2022 se vea considerablemente disminuida. Vale aclarar que, en la gestión adelantada durante el año 2024, se ha dado cumplimiento a los pagos de este endeudamiento, de acuerdo con los vencimientos respectivos.



Ahora bien, antes de iniciar con el análisis respectivo, se aclara que el mismo se realizó con la información financiera del año 2023, reportada y certificada por PROMIGAS S.A. E.S.P. en el SUI a través de la Taxonomía XBRL 2023, el 15 de mayo de 2024 y la recopilada y revisada con el prestador durante la visita realizada los días 15, 16 y 17 de mayo de 2024; información que se encuentra certificada y dictaminada por el Representante Legal, el Contador Público y el Revisor Fiscal de la empresa.

Así las cosas, a continuación, se realiza el análisis sobre los resultados financieros del año 2023, haciendo un comparativo con las cifras del año 2022, con el fin de exponer la gestión financiera realizada por la empresa, identificando las partidas que se consideran de importancia relevante en los resultados de PROMIGAS S.A. E.S.P.

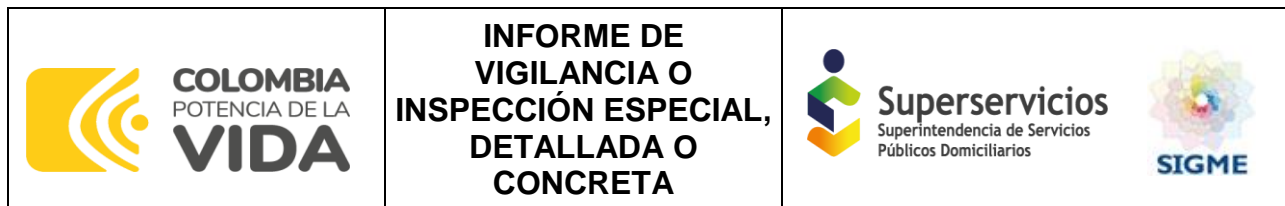
4.5.2.1. Estado de Situación Financiera (ESF)

En el ESF del año 2023, se evidencia que los activos totales de PROMIGAS S.A. E.S.P., estuvieron financiados principalmente, con recursos externos; es decir, se observa que la empresa usó recursos de fuente externa, para el financiamiento de sus inversiones (Tabla 6), lo cual estuvo en la misma línea de lo sucedido en el año 2022.

Tabla 6 ESF Comparativo Servicio de Gas Combustible por Redes 2023 – 2022

Estado de situación financiera por servicio [partidas]	Gas combustible por redes				
	Año 2023	Part. %	Año 2022	Part. %	% 2021-2020
Activos [resumen]					
Activos corrientes [resumen]					
Efectivo y equivalentes al efectivo	218.509.437.000,00 COP	2,00%	862.339.231.000,00 COP	7,76%	-74,66%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	110.275.638.000,00 COP	1,01%	73.550.199.000,00 COP	0,66%	49,93%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	9.929.782.000,00 COP	0,09%	2.620.809.000,00 COP	0,02%	278,88%
Otras cuentas por cobrar corrientes	82.973.657.000,00 COP	0,76%	40.041.561.000,00 COP	0,36%	107,22%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	203.179.077.000,00 COP	1,86%	116.212.569.000,00 COP	1,05%	74,83%
Inventarios corrientes	28.440.091.000,00 COP	0,26%	23.816.749.000,00 COP	0,21%	19,41%
Activo por impuestos corrientes	56.904.794.000,00 COP	0,52%	1.776.087.000,00 COP	0,02%	3103,94%
Otros activos financieros corrientes	112.585.336.000,00 COP	1,03%	107.578.978.000,00 COP	0,97%	4,65%
Otros activos no financieros corrientes	40.366.662.000,00 COP	0,37%	27.456.676.000,00 COP	0,25%	47,02%
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	0,00 COP	0,00%	1.001.490.000,00 COP	0,01%	-100,00%
Activos corrientes totales	659.985.397.000,00 COP	6,04%	1.140.181.780.000,00 COP	10,26%	-42,12%
Activos no corrientes [resumen]					
Propiedades, planta y equipo	110.346.309.000,00 COP	1,01%	97.744.503.000,00 COP	0,88%	12,89%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	2.015.919.438.000,00 COP	18,45%	2.006.353.547.000,00 COP	18,06%	0,48%
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas [resumen]					
Inversiones en Asociadas	964.150.799.000,00 COP	8,82%	1.103.834.057.000,00 COP	9,94%	-12,65%
Inversiones en subsidiarias	3.471.080.682.000,00 COP	31,77%	3.448.086.109.000,00 COP	31,04%	0,67%
Total de Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.435.231.481.000,00 COP	40,59%	4.551.920.166.000,00 COP	40,97%	-2,56%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes [Resumen]					
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas no corrientes	772.684.047.000,00 COP	7,07%	581.209.327.000,00 COP	5,23%	32,94%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	2.914.477.137.000,00 COP	26,67%	2.713.406.059.000,00 COP	24,42%	7,41%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.687.161.184.000,00 COP	33,74%	3.294.615.386.000,00 COP	5,23%	11,91%
Otros activos financieros no corrientes	7.005.354.000,00 COP	0,06%	6.218.656.000,00 COP	0,06%	12,65%
Otros activos no financieros no corrientes	11.314.239.000,00 COP	0,10%	12.253.733.000,00 COP	0,11%	-7,67%
Total de activos no corrientes	10.266.978.005.000,00 COP	93,96%	9.969.105.991.000,00 COP	89,74%	2,99%
Total de activos	10.926.963.402.000,00 COP	100%	11.109.287.771.000,00 COP	100%	-1,64%
Patrimonio y pasivos [resumen]					
Pasivos [resumen]					
Pasivos corrientes [resumen]					
Disposiciones actuales [resumen]					
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	11.362.293.000,00 COP	0,10%	9.877.403.000,00 COP	0,18%	15,03%
Otras provisiones corrientes	24.343.572.000,00 COP	0,22%	28.805.917.000,00 COP	0,51%	-15,49%
Total provisiones corrientes	35.705.865.000,00 COP	0,33%	38.683.320.000,00 COP	0,69%	-7,70%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	39.152.817.000,00 COP	0,36%	47.074.672.000,00 COP	0,42%	-16,83%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	46.958.226.000,00 COP	0,43%	33.253.907.000,00 COP	0,30%	41,21%
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	33.818.543.000,00 COP	0,31%	110.548.592.000,00 COP	1,00%	-69,41%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	119.929.586.000,00 COP	1,10%	190.877.171.000,00 COP	1,72%	-37,17%
Obligaciones financieras corrientes	418.004.879.000,00 COP	3,83%	195.047.279.000,00 COP	1,76%	114,31%
Otros pasivos financieros corrientes	194.813.456.000,00 COP	1,78%	181.674.402.000,00 COP	1,64%	7,23%
Otros pasivos no financieros corrientes	39.720.809.000,00 COP	0,36%	23.056.202.000,00 COP	0,21%	72,28%
Pasivos corrientes totales	808.174.595.000,00 COP	7,40%	629.338.374.000,00 COP	5,66%	28,42%
Pasivos no corrientes [resumen]					
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.223.785.000,00 COP	0,01%	658.228.000,00 COP	0,01%	85,92%
Otras provisiones no corrientes	107.187.551.000,00 COP	0,98%	88.125.864.000,00 COP	0,79%	21,63%
Pasivo por impuestos diferidos	608.560.779.000,00 COP	5,57%	503.293.559.000,00 COP	4,53%	20,92%
Obligaciones financieras no corrientes	1.256.196.055.000,00 COP	11,50%	1.462.920.505.000,00 COP	13,17%	-14,13%
Otros pasivos financieros no corrientes	2.469.932.673.000,00 COP	22,60%	2.805.507.219.000,00 COP	25,25%	-11,96%
Total de pasivos no corrientes	4.443.100.843.000,00 COP	40,66%	4.860.505.375.000,00 COP	43,75%	-8,59%
Total pasivos	5.251.275.438.000,00 COP	48,06%	5.489.843.749.000,00 COP	49,42%	-4,35%
Patrimonio [sinopsis]					
Capital emitido	113.491.861.000,00 COP	1,04%	113.491.861.000,00 COP	1,02%	0,00%
Prima de emisión	322.822.817.000,00 COP	2,95%	322.822.817.000,00 COP	2,91%	0,00%
Ganancias acumuladas	3.665.196.299.000,00 COP	33,54%	3.407.206.608.000,00 COP	30,67%	7,57%
Efectos por adopción NIF	1.475.475.373.000,00 COP	13,50%	1.475.475.373.000,00 COP	13,28%	0,00%
Otras participaciones en el patrimonio (No ORI)	-11.550.144.000,00 COP	-0,11%	-11.550.411.000,00 COP	-0,10%	0,00%
Reserva legal	65.623.121.000,00 COP	0,60%	65.623.121.000,00 COP	0,59%	0,00%
Otras reservas	1.276.861.182.000,00 COP	11,69%	1.160.844.159.000,00 COP	10,45%	9,99%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	243.242.828.000,00 COP	2,23%	561.005.867.000,00 COP	5,05%	-56,64%
Patrimonio total	5.675.687.964.000,00 COP	51,94%	5.619.444.022.000,00 COP	50,58%	1,00%
Total de patrimonio y pasivos	10.926.963.402.000,00 COP	100,00%	11.109.287.771.000,00 COP	100,00%	-1,64%

Fuente: Elaboración propia, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.



4.5.2.1.1. Activos

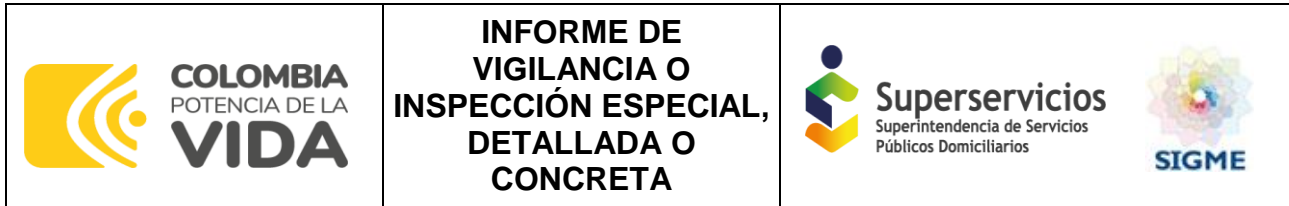
Los activos para la prestación del servicio público de gas combustible por redes de PROMIGAS S.A. E.S.P., en su mayor proporción se encuentran concentrados en el largo plazo; es decir, concentran el 93,96% de la inversión total de la empresa para el año 2023 y el 89,74% para el año 2022. Los principales activos del servicio público para el año 2023, en orden de importancia material están representados por los siguientes conceptos: “Inversiones en subsidiarias” que agrupa el 31,77% correspondiente a 3.4 billones COP, seguido de las “Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes”, las cuales representan el 26,67% alcanzando los 2.9 billones COP y finalmente los “Activos intangibles distintos de la plusvalía” los cuales representan el 18,45% del total del activo y equivalen a 2.01 billones COP.

Aunado a lo anterior, en la Tabla 7, se detallan los saldos y, porcentajes de las inversiones en subsidiarias, concepto que constituye el principal activo asociado a la empresa, así:

Tabla 7 Inversiones en Subsidiarias servicio público de Gas Combustible por Redes año 2023

Compañías	Actividad Económica	País de Residencia	% de Acciones Poseído	Valor en Libros	% de Part.
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución y Comercialización de Gas	Colombia	99,99%	925.349.620.000,00 COP	26,66%
Gases del Norte del Perú S.A.C.	Distribución de Gas	Perú	99,09%	577.553.366.000,00 COP	16,64%
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	Distribución de Gas	Colombia	94,43%	518.677.941.000,00 COP	14,94%
Gases del Pacífico S.A.C.	Distribución de Gas	Perú	96,35%	412.363.132.000,00 COP	11,88%
Promioriente S.A. E.S.P.	Transporte de Gas	Colombia	73,27%	374.281.311.000,00 COP	10,78%
Transportadora de Metano S.A. E.S.P.	Transporte de Gas	Colombia	99,67%	274.838.069.000,00 COP	7,92%
Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P.	Regasificación GNL	Colombia	51,00%	178.892.345.000,00 COP	5,15%
Promisol S.A.S.	Servicios	Colombia	100,00%	85.981.796.000,00 COP	2,48%
Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P.	Distribución de Energía	Colombia	49,00%	49.996.359.000,00 COP	1,44%
Promigas Perú S.A.	Distribución de Gas	Perú	100,00%	42.422.982.000,00 COP	1,22%
Enlace Servicios Empresariales Globales S.A.S.	Servicios	Colombia	100,00%	19.564.577.000,00 COP	0,56%
Transoccidente S.A. E.S.P.	Transporte de Gas	Colombia	79,00%	10.984.396.000,00 COP	0,32%
Promigas Brasil Ltda.	Distribución de Gas	Brasil	100,00%	167.170.000,00 COP	0,005%
Promigas Panamá Corporation	Distribución de Gas	Panamá	100,00%	7.618.000,00 COP	0,0002%
Total Inversiones en Subsidiadas				3.471.080.682.000,00 COP	100%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.

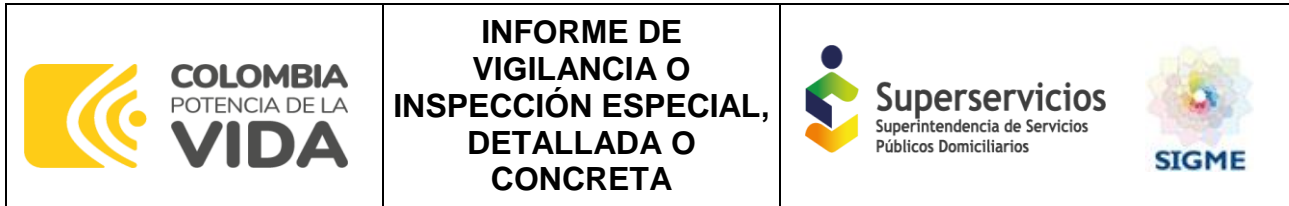


Tal como se observa en la Tabla 7, PROMIGAS S.A. E.S.P. tiene inversiones en 14 empresas, de las cuales 9 son colombianas y 5 extranjeras. Para el año 2023, los saldos de las subsidiarias con mayor representación en el activo son el de Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 925.349 millones COP equivalente al 26,66% del total del rubro de inversiones en subsidiarias, seguida de Gases del Norte del Perú con el 16,64% equivalente a 577.533 millones COP.

El segundo concepto, en orden de importancia dentro de la composición del activo, está representado por las otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes, las cuales están conformadas principalmente por los activos financieros a valor razonable, cuyo principal activo con importancia relativa son los contratos de concesión, los cuales según lo revelado en el numeral 4 de la nota 8 a los EEFF corresponden a: *“la obligación de vender las redes y gasoductos concesionados al Estado Colombiano a la fecha de finalización de los contratos”*. Al respecto, se hace necesario precisar que PROMIGAS S.A. E.S.P., en sus estados financieros, reconoce y revela estos activos de conformidad con lo establecido en la CINIIF12: Acuerdos de Concesiones.

Por su parte, los activos intangibles diferentes a la plusvalía ocupan el tercer lugar en importancia dentro de la composición del activo y están constituidos principalmente por la infraestructura en concesión la cual está conformada por: Terrenos, construcciones en curso, gasoductos y redes, maquinaria y equipo, edificios y mejoras en propiedades ajenas; siendo los gasoductos y redes el activo con mayor representación, puesto que equivalen a 1.4 billones COP.

Finalmente, se evidenció que el activo total de la empresa experimentó una disminución del 1,64% con respecto al año 2022.



4.5.2.1.2. Pasivos

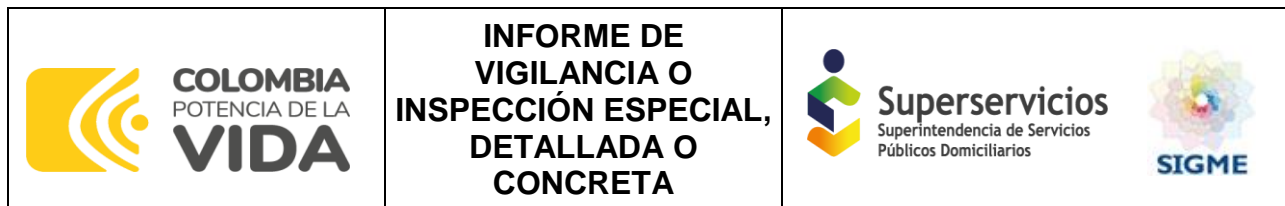
Los pasivos de la empresa, financiaron el 48,06% de los activos de PROMIGAS S.A. E.S.P., y mostraron una disminución del 4,35%, respecto al año 2022 equivalente a 238.568 millones COP, lo cual se deriva principalmente, de las variaciones ocurridas en las “Obligaciones Financieras no corrientes” y los “Otros pasivos financieros no corrientes” que tiene relación directa con la gestión que ha realizado la empresa para mitigar y dar cumplimiento a los créditos obtenidos en moneda nacional y los bonos en circulación, en la vigencia analizada. A su vez, es importante anotar que los pasivos de PROMIGAS S.A. E.S.P. según su estructura financiera, no tienen un alto grado de exigibilidad, debido a que, la empresa concentra el 40,66 % de sus obligaciones en el largo plazo.

La principal fuente de financiación externa de PROMIGAS S.A. E.S.P., tanto en el año 2023 como en el año 2022 fueron los “Pasivos financieros no corrientes”, los cuales para el año 2023 constituyeron el 22,60% del total del activo de la empresa equivalentes a 2.4 billones COP y constituyeron el 47,03% del total del pasivo. Según lo revelado en la nota 19 a los EEFF este concepto está constituido por los bonos en circulación emitidos en el mercado internacional y fijados a largo plazo.

El segundo pasivo en importancia está constituido por el concepto: “Obligaciones financieras no corrientes”, las cuales para el año 2023 financiaron en 1.2 billones COP el activo de la compañía representando el 11,50 % del total de estos. De igual manera, representaron el 23,92 % del total del pasivo de la empresa. Según lo revelado en la nota 18 a los EEFF este concepto estuvo constituido por las obligaciones financieras (créditos) adquiridas con entidades financieras de índole nacional.

4.5.2.1.3. Patrimonio

El patrimonio de PROMIGAS S.A. E.S.P. relacionado con el servicio público de Gas Combustible por Redes, financió a través de recursos propios la generación interna de recursos, en el 51,94% de los activos asociados



al servicio público, tal como se puede apreciar en la tabla 6. De igual manera, se observó que la composición patrimonial de PROMIGAS S.A. E.S.P., al cierre del año 2023 experimentó un incremento del 1% equivalente a 56.243 millones COP con respecto al año 2022 y se evidenció el incremento del 9,99% del rubro de “Otras reservas”.

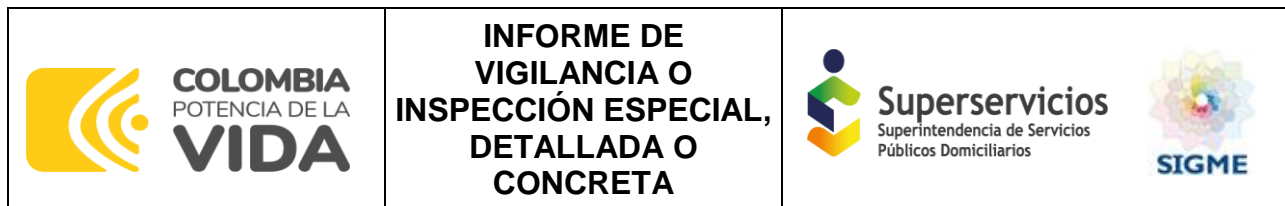
Por otra parte, se hace necesario resaltar que el patrimonio de PROMIGAS S.A. E.S.P., estuvo conformado en primer lugar por el concepto de “Ganancias acumuladas” el cual representó el 64,58% del total del patrimonio y, en segundo lugar, por el concepto “Otras reservas” el cual representó el 22,50% del total de este. Tal como se observa en la tabla 8.

Tabla 8 Composición Patrimonial del servicio público de Gas Combustible por Redes año 2023

	Gas combustible por redes [miembro]				
	Año 2023	Part. %	Año 2022	Part. %	Δ% 2023-2022
Patrimonio					
Capital emitido	113.491.861.000,00 COP	2,00%	113.491.861.000,00 COP	2,02%	0,00%
Prima de emisión	322.822.817.000,00 COP	5,69%	322.822.817.000,00 COP	5,74%	0,00%
Ganancias acumuladas	3.665.196.299.000,00 COP	64,58%	3.407.206.608.000,00 COP	60,63%	7,57%
Otras participaciones en el patrimonio (No Ori)	-11.550.143.000,00 COP	-0,20%	-11.550.411.000,00 COP	-0,21%	0,00%
Reserva legal	65.623.121.000,00 COP	1,16%	65.623.121.000,00 COP	1,17%	0,00%
Otras reservas	1.276.861.182.000,00 COP	22,50%	1.160.844.159.000,00 COP	20,66%	9,99%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	243.242.828.000,00 COP	4,29%	561.005.867.000,00 COP	9,98%	-56,64%
Patrimonio total	5.675.687.965.000,00 COP	100,00%	5.619.444.022.000,00 COP	100,00%	1,00%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.

Finalmente, según lo revelado por PROMIGAS S.A. E.S.P., en la nota 24 a los EEFF, las “Otras reservas” corresponden a “reservas constituidas por el reconocimiento del activo financiero generado mediante la obligación de vender los activos generados dentro del contrato de concesión con el Estado Colombiano”.



4.5.2.2. Estado de Resultados Integral (ERI)

Conforme a lo reportado por la empresa en el ERI (Tabla 9) se concluye que, los ingresos de actividades ordinarias presentaron un incremento del 3,92% equivalente a 34.760 millones COP; a su vez, el costo de ventas experimentó un aumento del 16,79 %, correspondiente a 51.487 millones COP, lo cual produjo una disminución del 2,89% en la ganancia bruta, traducida en una pérdida por valor de 16.726 millones COP.

Tabla 9 ERI Comparativo servicio de Gas Combustible por Redes 2023-2022.

	Gas Combustible por Redes					
	Año 2023	Part. % (Ingresos)	Año 2022	Part. % (Ingresos)	Δ% 2022-2021	Δ COP 2022-2021
Estado de resultados por servicio [partidas]						
Ganancia (pérdida) [resumen]						
Ingresos de actividades ordinarias	920.757.483.000,00 COP	100	885.996.875.000,00 COP	100	3,92%	34.760.608.000,00 COP
Costo de ventas	358.225.896.000,00 COP	38,91%	306.738.765.000,00 COP	34,62%	16,79%	51.487.131.000,00 COP
Ganancia bruta	562.531.587.000,00 COP	0,61	579.258.110.000,00 COP	0,65	-2,89%	-16.726.523.000,00 COP
Otros ingresos	10.375.383.000,00 COP	1,13%	4.594.684.000,00 COP	0,52%	125,81%	5.780.699.000,00 COP
Gastos de administración	224.178.387.000,00 COP	24,35%	175.924.013.000,00 COP	19,86%	27,43%	48.254.374.000,00 COP
Otros gastos	24.863.891.000,00 COP	2,70%	22.985.559.000,00 COP	2,59%	8,17%	1.878.332.000,00 COP
Ingresos financieros	246.970.637.000,00 COP	26,82%	137.463.177.000,00 COP	15,52%	79,66%	109.507.460.000,00 COP
Costos financieros	630.723.398.000,00 COP	68,50%	424.190.939.000,00 COP	47,88%	48,69%	206.532.459.000,00 COP
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	1.624.000,00 COP	0,0002%	88.655.000,00 COP	0,01%	-98,17%	-87.031.000,00 COP
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-59.889.693.000,00 COP	-6,50%	98.126.805.000,00 COP	11,08%	-161,03%	-158.016.498.000,00 COP
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	0,00 COP	0,00%	81.820.601.000,00 COP	9,23%	-100,00%	-81.820.601.000,00 COP
Ganancia (pérdida)	-59.889.693.000,00 COP	-6,50%	16.306.204.000,00 COP	1,84%	-467,28%	-76.195.897.000,00 COP

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.

Los ingresos por actividades ordinarias, percibidos por PROMIGAS S.A. E.S.P. por la prestación del servicio público de Gas Combustible por Redes en la vigencia 2023, alcanzaron los 920.757 millones COP y de acuerdo con la segregación que hace la empresa en el Formulario FC02-Complementario de ingresos de la Taxonomía XBRL 2023, se evidenció que dichos ingresos estuvieron concentrados principalmente en la actividad de Transporte representando el 97,65% equivalente a 899.091 millones COP; por su parte, la actividad de Distribución representó el 2,35% del total de los ingresos, equivalente a 21.666 millones COP, tal como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10 Composición de los ingresos por actividad inscrita en el RUPS año 2023

	Ingresos de actividades ordinarias	Part. %
Transporte [resumen]		
Contrato de Transporte Firme	899.091.307.000,00 COP	97,65%
Subtotal Transporte	899.091.307.000,00 COP	97,65%
Distribución [resumen]		
Ingresos por Distribución de Gas Natural	21.666.176.000,00 COP	2,35%
Subtotal Distribución	21.666.176.000,00 COP	2,35%
Subtotal Gas Combustible por Redes	920.757.483.000,00 COP	100,00%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.

Finalmente, en la información entregada por el prestador relacionada con los EEFF del año 2023, se pudo evidenciar los resultados financieros de la vigencia analizada por cada una de las actividades inscritas y vigentes en RUPS (Tabla 11), dentro de los cuales se identificó que, la actividad de Transporte fue la que mayor pérdida generó para el año 2023, alcanzando los 38.325 millones COP que, sumado a las pérdidas generadas en la actividad de Distribución 21.564 millones COP, consolidaron los resultados negativos de la empresa para la vigencia analizada en un total de 59.889 millones COP en relación con la prestación del servicio público de gas combustible por redes; pérdida, producto del incremento en los costos financieros.

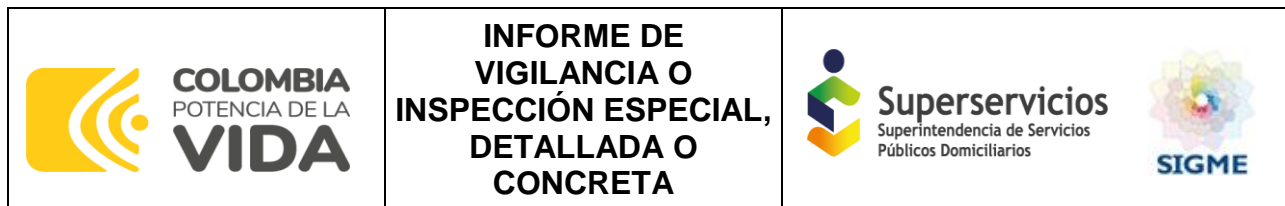


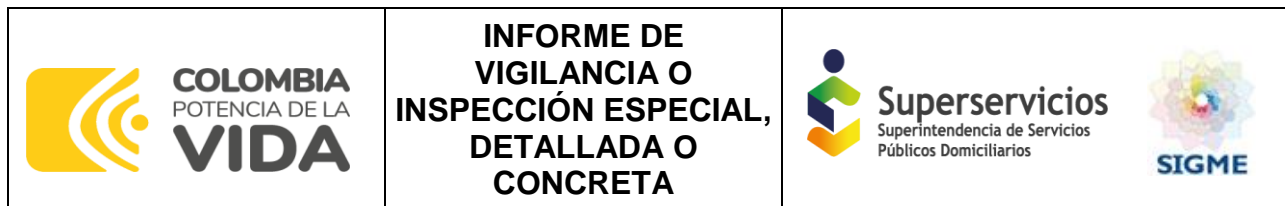
Tabla 11 Resultados Financieros por actividad inscrita en el RUPS año 2023

	Transporte	Distribución	Total
Ingresos de Actividades Ordinarias	899.091.307.482,00 COP	21.666.176.388,00 COP	920.757.483.870,00 COP
Costo de ventas	351.827.080.465,00 COP	6.398.815.599,00 COP	358.225.896.064,00 COP
Ganancia bruta	547.264.227.017,00 COP	15.267.360.789,00 COP	562.531.587.806,00 COP
Gastos Administrativos y otros gastos	186.842.217.751,00 COP	37.336.169.537,00 COP	224.178.387.288,00 COP
Otros Ingresos	10.374.058.169,00 COP	1.324.880,00 COP	10.375.383.049,00 COP
Otros Gastos	24.863.672.252,00 COP	219.027,00 COP	24.863.891.279,00 COP
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	345.932.395.183,00 COP	-22.067.702.895,00 COP	323.864.692.288,00 COP
Ingresos Financieros	246.448.843.771,00 COP	521.793.673,00 COP	246.970.637.444,00 COP
Gastos Financieros	630.704.666.272,00 COP	18.731.512,00 COP	630.723.397.784,00 COP
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado	1.624.000,00 COP	0,00 COP	1.624.000,00 COP
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-38.325.051.318,00 COP	-21.564.640.734,00 COP	-59.889.692.052,00 COP
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	0,00 COP	0,00 COP	0,00 COP
Ganancia (pérdida)	-38.325.051.318,00 COP	-21.564.640.734,00 COP	-59.889.692.052,00 COP

Fuente: Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.

Por otra parte, se observó que el costo de ventas del servicio público de gas combustible por redes representó el 38,91% del ingreso de actividades ordinarias, el cual está compuesto esencialmente, por el costo asociado a la amortización, el cual al cierre del año 2023 alcanzó los 173.956 millones COP. A su vez, es importante señalar que el mayor gasto asociado a la prestación del servicio público fue el relacionado con los costos financieros, el cual representa el 68,50% del total de los ingresos y equivale a 630.723 millones COP.

Aunado a lo anterior, en la clasificación que hace el prestador en el formulario FC01-5 Gastos de servicios públicos - Gas combustible por redes, se evidencia que el total de los gastos administrativos representa el 71,06% mientras que los gastos operativos representan el 28,94% del total de costos y gastos. Así las cosas, el principal gasto administrativo de PROMIGAS S.A. E.S.P., está representado principalmente por el concepto: “Financieros” el cual constituye el 64,61% del total del gasto administrativo y equivale a 568.389 millones COP, los cuales representaron un incremento del 48,69% con respecto al año 2022 que equivale a 206.532 millones COP. De acuerdo con lo revelado en la Nota 30 a los EEFF Gastos Financieros, el



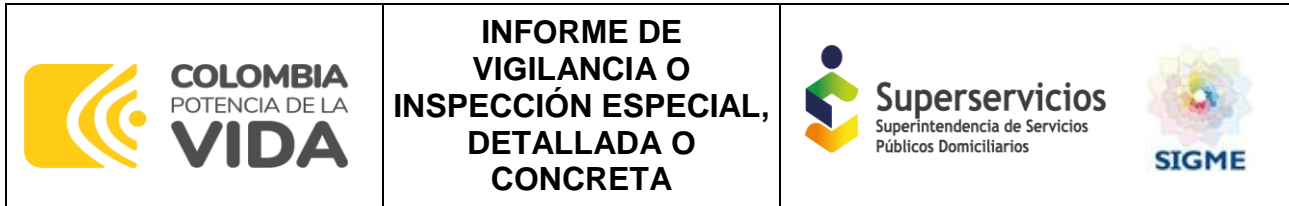
prestador da a conocer que: “El aumento en los intereses obedece principalmente al incremento en el factor variable, principalmente el Valor de la Unidad Real (UVR) de los bonos emitidos a nivel nacional y al DTF en el caso de las obligaciones financieras.”

En la tabla 12, se observa la composición de los costos y gastos de la empresa, de acuerdo con la información reportada y certificada en el SUI a través del formulario FC01-5 Gastos de servicios públicos - Gas combustible por redes.

Tabla 12 Composición de Costos y Gastos del servicio público de gas combustible por redes año 2023

	Gasto administrativo	Part. % (Costos)	Gasto operativo	Part. % (Gastos)
Beneficios a empleados	69.004.668.000,00 COP	7,84%	37.240.093.000,00 COP	10,40%
Honorarios	34.123.730.000,00 COP	3,88%	3.438.352.000,00 COP	0,96%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	24.629.368.000,00 COP	2,80%	25.206.115.000,00 COP	7,04%
Generales	70.241.430.000,00 COP	7,98%	9.588.351.000,00 COP	2,68%
Deterioro	1.624.000,00 COP	0,00%	0,00 COP	0,00%
Depreciación	5.434.986.000,00 COP	0,62%	2.969.736.000,00 COP	0,83%
Amortización	6.731.463.000,00 COP	0,77%	173.956.756.000,00 COP	48,56%
Litigios y demandas	13.407.601.000,00 COP	1,52%	0,00 COP	0,00%
Arrendamientos	605.142.000,00 COP	0,07%	6.609.378.000,00 COP	1,85%
Ajuste por diferencia en cambio	62.333.975.000,00 COP	7,09%	0,00 COP	0,00%
Financieros	568.389.423.000,00 COP	64,61%	0,00 COP	0,00%
Gastos diversos	14.565.149.000,00 COP	1,66%	0,00 COP	0,00%
Donaciones	10.298.741.000,00 COP	1,17%	0,00 COP	0,00%
Otros gastos bienes y servicios públicos para la venta		0,00%	605.915.000,00 COP	0,17%
Licencia De Operación Del Servicio		0,00%	1.741.789.000,00 COP	0,49%
Gas Combustible		0,00%	7.196.297.000,00 COP	2,01%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones		0,00%	36.624.645.000,00 COP	10,22%
Servicios públicos		0,00%	3.018.554.000,00 COP	0,84%
Materiales y otros gastos de operación		0,00%	6.703.979.000,00 COP	1,87%
Seguros		0,00%	35.720.374.000,00 COP	9,97%
Órdenes y contratos por otros servicios		0,00%	7.605.562.000,00 COP	2,12%
Total Gastos del Servicio público	879.767.300.000,00 COP	100,00%	358.225.896.000,00 COP	100,00%
% de Participación de los Gastos del Servicio público	71,06%		28,94%	

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI y los suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.



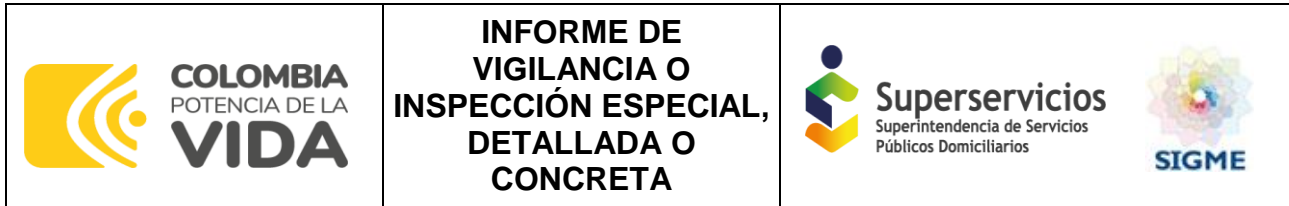
Finalmente, en el ERI para el servicio de gas combustible por redes, se observó que PROMIGAS S.A. E.S.P. al cierre de la vigencia 2023 generó pérdidas por valor de 59.889 millones COP, pérdida debida principalmente al incremento de los costos financieros, por las razones reveladas en la nota 30 a los EEFF, tal como se explicó en uno de los párrafos precedentes. Para la vigencia 2023 las otras actividades no vigiladas solventaron la pérdida del servicio público, ya que generaron una utilidad correspondiente a 1.139 billones COP, lo que ha permitido garantizar la óptima prestación del servicio público de gas combustible por redes.

Adicionalmente y producto de la información financiera correspondiente al bimestre enero – febrero de 2024, requerida por la SSPD a PROMIGAS S.A. E.S.P, con el objetivo de conocer el comportamiento de la empresa en los dos (2) primeros meses del año 2024 en relación con la prestación del servicio público de gas combustible por redes, se realizó un análisis de los resultados financieros del prestador, los cuales permiten observar la gestión financiera realizada por la compañía en los primeros meses del año en curso, tal como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13 Resultados Financieros del servicio público de gas combustible por redes enero - febrero 2024.

	Transporte	Distribución
Ingresos de Actividades Ordinarias	165.050.585.106,00 COP	3.682.347.781,00 COP
Costo de ventas	55.341.201.061,00 COP	1.406.176.394,00 COP
Ganancia bruta	109.709.384.045,00 COP	2.276.171.387,00 COP
Gastos Administrativos y otros gastos	29.371.772.382,00 COP	4.631.837.803,00 COP
Otros Ingresos	1.036.328.385,00 COP	0,00 COP
Otros Gastos	2.142.500.681,00 COP	0,00 COP
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	79.231.439.367,00 COP	-2.355.666.416,00 COP
Ingresos Financieros	20.952.528.537,00 COP	35.181.656,00 COP
Gastos Financieros	85.393.919.081,00 COP	51.231.359,00 COP
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	14.790.048.823,00 COP	-2.371.716.119,00 COP

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.



Lo anterior indica que, las gestiones realizadas por PROMIGAS S.A. E.S.P., le han permitido generar resultados positivos para el periodo enero – febrero de 2024 y a su vez, se evidencia la generación de utilidades antes de impuestos, a diferencia de lo ocurrido al cierre de la vigencia 2023.

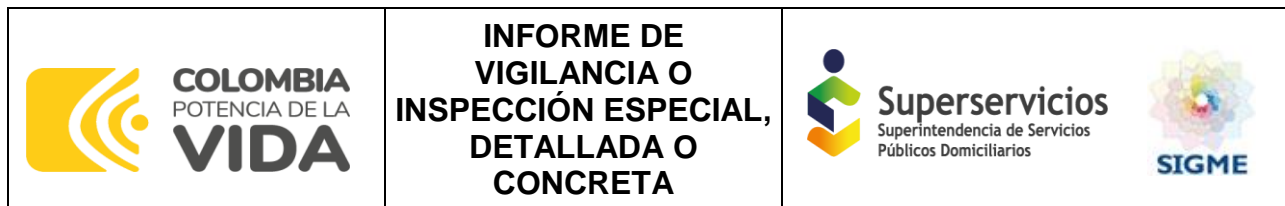
4.5.2.3. Flujos de Efectivo (EFE)

El EFE del año 2023, que se muestra en la Tabla 14, permite observar que la empresa tuvo un comportamiento deficiente en el movimiento de efectivo durante el año 2023, en las partidas operacionales, de inversión y de financiación, mostrando una disminución del 182% equivalente a 1.428 billones COP frente al total del efectivo generado para el año 2022.

Tabla 14 EFE del servicio público de gas combustible por redes 2023-2022.

	Año 2023	Año 2022	Δ% 2023-2022
Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]			
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [resumen]			
Clases de cobros por actividades de operación [resumen]			
Ganancia (pérdida)	-41.669.760.000,00 COP	16.306.204.000,00 COP	-356%
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación [resumen]			
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	-18.219.933.000,00 COP	81.820.601.000,00 COP	-122%
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	-14.590.840.000,00 COP	-17.506.214.000,00 COP	-17%
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-20.739.229.000,00 COP	53.244.899.000,00 COP	-139%
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	-10.221.194.000,00 COP	16.776.067.000,00 COP	-161%
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	151.020.733.000,00 COP	167.996.383.000,00 COP	-10%
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-2.694.604.000,00 COP	-2.791.662.000,00 COP	-3%
Ajustes por provisiones	22.848.319.000,00 COP	7.256.450.000,00 COP	215%
Ajustes por pérdidas (ganancias) del valor razonable	-245.529.663.000,00 COP	-217.985.133.000,00 COP	13%
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	13.997.856.000,00 COP	13.689.446.000,00 COP	2%
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-461.848.334.000,00 COP	-605.512.128.000,00 COP	-24%
Total Ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-585.976.889.000,00 COP	-503.011.291.000,00 COP	16%
Intereses pagados	518.854.869.000,00 COP	256.235.871.000,00 COP	102%
Intereses recibidos	84.526.377.000,00 COP	32.015.945.000,00 COP	164%
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	27.738.646.000,00 COP	49.488.769.000,00 COP	-44%
Otras entradas (salidas) de efectivo	585.338.212.000,00 COP	494.666.848.000,00 COP	18%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-504.375.575.000,00 COP	-265.746.934.000,00 COP	90%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [resumen]			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	60.000.000.000,00 COP	0,00 COP	100%
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	50.322.860.000,00 COP	0,00 COP	100%
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	114.200.000,00 COP	0,00 COP	100%
Compras de propiedades, planta y equipo	71.231.015.000,00 COP	25.927.920.000,00 COP	175%
Compras de activos intangibles	31.922.533.000,00 COP	21.499.759.000,00 COP	48%
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	170.105.581.000,00 COP	0,00 COP	100%
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	8.169.728.000,00 COP	0,00 COP	100%
Otras entradas (salidas) de efectivo	359.584.764.000,00 COP	309.610.763.000,00 COP	16%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	104.286.703.000,00 COP	262.183.084.000,00 COP	-60%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación [resumen]			
Importes procedentes de préstamos	601.231.000.000,00 COP	967.500.000.000,00 COP	-38%
Reembolsos de préstamos	588.734.727.000,00 COP	18.053.020.000,00 COP	3161%
Dividendos pagados	9.647.956.000,00 COP	43.429.581.000,00 COP	-78%
Otras entradas (salidas) de efectivo	-243.931.141.000,00 COP	-120.000.000.000,00 COP	103%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-241.082.824.000,00 COP	786.017.399.000,00 COP	-131%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-641.171.696.000,00 COP	782.453.549.000,00 COP	-182%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-2.658.098.000,00 COP	2.674.184.000,00 COP	-199%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-643.829.794.000,00 COP	785.127.733.000,00 COP	-182%
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del periodo	862.339.231.000,00 COP	77.211.498.000,00 COP	1017%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	218.509.437.000,00 COP	862.339.231.000,00 COP	-75%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos suministrados por PROMIGAS S.A. E.S.P.



Finalmente, con el fin de conocer los resultados de los indicadores financieros de riesgo 2023, señalados en la Resolución SSPD N°. 20211000555175 del 5 de octubre de 2021, los cuales fueron certificados en el SUI trimestralmente por el Auditor Externo de Gestión de Resultados (AEGR), en este caso por la firma auditora DELOITTE ASESORES Y CONSULTORES S.A.S., la DTGGC realizó el ejercicio de verificación de los mismos, tomando como insumo principal lo certificado trimestralmente en el SUI a través de las Taxonomías XBRL 2023 – Información Financiera Especial (IFE), encontrando diferencias significativas frente a lo reportado por el AEGR en los 5 indicadores: Rotación de Cartera, Nivel de inversiones, comportamiento patrimonial, Endeudamiento Total y Endeudamiento con partes relacionadas, para lo cual se hace necesario que el prestador y el AEGR revisen internamente lo mencionado, para que no se afecte en ningún momento el ejercicio de inspección, vigilancia y control (IVC) que realiza la DTGGC. Adicionalmente, el AEGR, debe tener en cuenta que el cálculo de estos se realiza exclusivamente con la información del servicio público de gas combustible por redes y no con los valores totales de la empresa.

4.6. Aspectos técnicos – operativos

4.6.1. Infraestructura de transporte

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), en ocasión de sus funciones de inspección, vigilancia y control está adelantando una captación masiva de información sobre la infraestructura para verificar las condiciones de operación de la infraestructura de distribución y la operación de infraestructura de transporte del servicio de Gas Combustible.

En ese sentido, para el sistema de transporte de la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P se obtuvieron datos de dos fuentes de información, por un lado, se solicitó a la CREG mediante Radicado SSPD No. 20232312703211, la información de inventarios de los activos y por otro, se requirió a PROMIGAS S.A. E.S.P. mediante el Radicado SSPD No 20222313484911, con el propósito de identificar el estado de la infraestructura en cuanto a su operación, mantenimiento y Vida útil Normativa.

En la información que reportó PROMIGAS S.A. E.S.P, indica que cuenta con un sistema de transporte de gas conformado por siete tramos regulatorios, con gasoductos que oscilan entre 2 pulgadas y 32 pulgadas de diámetro, que se clasifican según el tipo de sistema (Regional – Troncal) conforme a la resolución CREG 175 de 2022, de los cuales se detallan a continuación su fecha de entrada en operación y longitud:

Tabla 15 Características de los gasoductos – Longitud y diámetro de cada tramo.

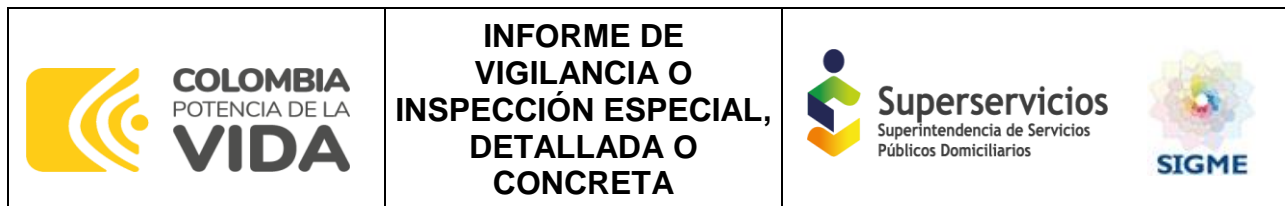
Gasoducto	Año de entrada en operación	Tramo	Tipo de sistema de transporte	Diámetro" (pulgadas)	Longitud km (kilómetros)
BALLENA- LA MAMI	1977	Ballena-Barranquilla	Troncal	20	144,807
	1985	Loop I (Ballena-Dibulla)	Troncal	20	94,642
	1996	Loop IV (Dibulla-Palomino)	Troncal	24	25,884
	2014	Mini Loop La Diva - La Mami	Troncal	24	6,766
	1993	Camarones	Regional	1	0,35
	1994	Dibulla	Regional	1	4,277
	2009	El Pajaro	Regional	2	6,695
	2002	Las Flores	Regional	2	0,211
	1994	Manaure	Regional	2	4,907
	1994	Manaure-Uribia	Regional	2	45,695
	1993	Palomino	Regional	1	0,56
	2003	Punta de Los Remedios 1	Regional	3	5,38
	2003	Punta de Los Remedios 2	Regional	2	3,427
	2002	Rio Ancho	Regional	2	0,329
2019	Albania - Maicao (Promisol)	Regional	6	53,476	
BARRANQUILLA- CARTAGENA	1977	Barranquilla-Cartagena	Troncal	20	95,759
	1982	Conexión Heroica-Mamonal	Troncal	20	7,298
	2020	Mamonal - Paiva 20"	Troncal	20	26,296
	2020	Mamonal - Paiva 24"	Troncal	24	26,275
	2020	PAIVA - CARACOLI	Troncal	20	83,054
	2003	Aguada de Pablo	Regional	3	7,795
	1997	Arroyo de Piedra	Regional	2	0,363
	1989	Baranoa	Regional	2	0,209
	2004	Baranoa-Sibarco	Regional	2	5,972
	2003	Bayunca-Pontezuela	Regional	6	10,872
1998	Campeche	Regional	2	3,688	

Gasoducto	Año de entrada en operación	Tramo	Tipo de sistema de transporte	Diámetro" (pulgadas)	Longitud km (kilómetros)
	1997	Caracoli	Regional	2	0,473
	2003	Cascajal-Retirada-Martillo 1	Regional	3	7,91
	2003	Cascajal-Retirada-Martillo 2	Regional	2	3,3
	1997	Clemencia	Regional	2	2,184
	2003	Colombia	Regional	4	4,1
	2003	El Morro	Regional	3	6,97
	2003	Felicidad-Los Limites	Regional	2	8,823
	1990	Galapa	Regional	3	8,539
	2003	Hibacharo-Felicidad-Las Tablas 1	Regional	3	9,547
	2003	Hibacharo-Felicidad-Las Tablas 2	Regional	2	16,674
	2003	Hibacharo-Piojo	Regional	3	5,214
	1997	Isabel Lopez	Regional	2	0,001
	2002	Juan de Acosta-Santa Veronica	Regional	4	27,851
	2003	La Peña	Regional	4	8,684
	2003	La Puntica	Regional	3	3,953
	1990	Luruaco	Regional	2	0,024
	1997	Molineros	Regional	2	0,001
	1997	Pendales	Regional	2	0,733
	2003	Piojo-Aguas Vivas	Regional	3	5,68
	2003	Chorrera	Regional	2	0,22
	1994	Polonuevo	Regional	2	4,974
	1998	Repelon	Regional	2	11,841
	2003	Repelon-Rotinet	Regional	3	8,5
	2003	Repelon-Villa Rosa	Regional	3	10,622
	1982	Sabanalarga	Regional	3	9,15
	2003	Saco	Regional	3	8,111
	2003	San Pablo	Regional	3	11,422
	1997	Santa Catalina	Regional	2	2,24
	1997	Santa Rosa	Regional	2	3,95
	2003	Tubara	Regional	3	8,29
	1991	Turbaco	Regional	3	0,723
	1991	Turbaco-Arjona	Regional	4	18,302
	1996	Usiacuri	Regional	2	2,478
	2003	VILLANUEVA - BOLIVAR	Regional	4	11,303

Gasoducto	Año de entrada en operación	Tramo	Tipo de sistema de transporte	Diámetro" (pulgadas)	Longitud km (kilómetros)
CARTAGENA-SINCELEJO	1965	Cartagena-Jobo	Troncal	10	121,981
	2016	Loop San Mateo - Mamonal	Troncal	16	112,389
	2019	LOOP SAN MATEO - MAMONAL (CANAL DEL DIQUE)	Troncal	16	3,6
	2003	Baru 1	Regional	4	2,607
	2003	Baru 2	Regional	4	0,31
	2003	Baru 3	Regional	6	21,89
	2003	Baru 4	Regional	2	2,9
	1997	Betulia	Regional	2	0,004
	1994	Buenavista	Regional	2	2,25
	1994	Camilo Torres	Regional	2	2,538
	2003	Cascajal	Regional	3	7,562
	2003	Chocho 1	Regional	4	0,256
	2003	Chocho 2	Regional	3	5,17
	2003	Chocho 3	Regional	2	0,387
	1994	Cicuco-Mompox	Regional	2	29,196
	1996	Corozal-San Juan 1	Regional	6	58,533
	1996	Corozal-San Juan 2	Regional	2	0,014
	1996	Corozal-San Juan 3	Regional	4	11,138
	1996	Corozal-San Juan 4	Regional	3	13,432
	2003	Coveñas 1	Regional	6	2,232
	2003	Coveñas 2	Regional	4	10,05
	2003	Coveñas 3	Regional	3	9,777
	2003	Coveñas 4	Regional	2	0,473
	1997	El Limon	Regional	2	0,062
	1998	El Retiro	Regional	2	0,465
	2003	Galeras	Regional	4	15,132
	2003	Granada	Regional	2	8,745
	1994	Guepaje-Magangue	Regional	4	36,76
	1994	Juan Arias	Regional	2	1,153
	2003	Los Palmitos	Regional	3	4,475
	1998	Magangue-Cicuco 1	Regional	6	12,971
	1998	Magangue-Cicuco 2	Regional	4	14,798
1998	Maria La Baja	Regional	2	13,324	
1991	San Onofre	Regional	2	7,562	

Gasoducto	Año de entrada en operación	Tramo	Tipo de sistema de transporte	Diámetro" (pulgadas)	Longitud km (kilómetros)
	1993	San Pedro	Regional	2	5,1
	1994	Since	Regional	2	0,092
	1997	Talaigua Nuevo	Regional	2	2,235
	1993	Tolu	Regional	3	15,83
	1993	Toluviejo	Regional	2	1,283
	1997	Turbana	Regional	2	2,715
LA CRECIENTE-SINCELEJO	2016	Loop San Mateo - Mamonal	Troncal	16	56,455
	2008	Bremen-Sincelejo 6"	Regional	6	12,63
	1992	Bremen-Sincelejo 8"	Regional	8	9,81
	1992	Corozal	Regional	2	1,603
	1992	Piñalito - Bremen 6"	Regional	6	4,154
	2008	San Mateo - Bremen 6" (La Creciente)	Regional	6	39,132
	1993	San Mateo - Bremen 8"	Regional	8	40,87
1993	San Mateo - Guepaje	Regional	8	8,274	
LA MAMI-BARRANQUILLA	1977	Ballena-Barranquilla	Troncal	20	136,069
	2002	Cabica-Arenosa	Troncal	18	2,8
	1992	Loop II (Bureche-Palermo)	Troncal	24	81,703
	1993	Loop III (La Mami-Bureche)	Troncal	24	55,685
	2013	Palermo-Arenosa	Troncal	32	4,267
	2002	Palermo-Caracoli	Troncal	32	19,83
	2012	Variante Cabica	Troncal	20	2,746
	1995	Aracataca	Regional	2	1,815
	1995	Aracataca-Fundacion	Regional	3	17,601
	1998	Bohorquez	Regional	2	0,003
	1998	Buenos Aires	Regional	2	0,004
	2003	Calamar	Regional	2	8,655
	1998	Campo de la Cruz	Regional	2	0,001
	1998	Candelaria	Regional	2	4,865
	1998	Carreto	Regional	2	3,442
	2003	El Reten	Regional	4	10,21
	1998	Guacamayal	Regional	2	3,44
	1998	La Gran Via	Regional	2	0,001
1993	Malambo-Santa Rita 1	Regional	8	17,624	
1993	Malambo-Santa Rita 2	Regional	12	10,699	

Gasoducto	Año de entrada en operación	Tramo	Tipo de sistema de transporte	Diámetro" (pulgadas)	Longitud km (kilómetros)
	2003	Manati	Regional	4	4,806
	1998	Orihueca	Regional	2	4,064
	2002	Palermo	Regional	2	0,04
	2002	Palermo-Salamina 32"	Regional	32	4,3
	1998	Ponedera	Regional	2	0,809
	2003	Pueblo Viejo	Regional	2	0,46
	1993	Puente Doctor-Tucurinca	Regional	10	49,647
	1993	Puente Doctor-Tucurinca	Regional	8	0,5
	1991	Puerto Colombia 1	Regional	6	3,935
	1991	Puerto Colombia 2	Regional	4	3,935
	1991	Puerto Colombia 3	Regional	3	5,075
	1998	Puerto Giraldo	Regional	2	0,223
	1998	Rio Frio	Regional	2	1,64
	1998	Santa Lucia	Regional	2	8,17
	1998	Santa Rita-Suan	Regional	4	32,534
	2002	Santo Tomas	Regional	4	1,529
	1998	Sevilla	Regional	2	4,027
	1998	Suan	Regional	2	0,001
	2003	Taganga	Regional	3	2,69
	2003	Tasajera	Regional	2	0,014
	2003	Termoflores 1	Regional	20	7,118
	2003	Termoflores 2	Regional	24	13,839
2003	Termoflores 3	Regional	18	9,506	
2003	Tucurinca	Regional	4	7,39	
SINCELEJO-JOBO	1965	Cartagena-Jobo	Troncal	10	69,898
	2020	Jobo - Majaguas	Troncal	20	84,694
	2004	Ayapel	Regional	3	42,295
	2004	Buenavista Cordoba	Regional	2	0,547
	2004	Caucasia	Regional	4	29,641
	1990	Cerete	Regional	3	2,322
	1997	Chima	Regional	2	8,06
	1990	Chinu	Regional	2	1,636
	1997	Chinu-Lorica 1	Regional	6	11,95
1997	Chinu-Lorica 2	Regional	4	35,688	

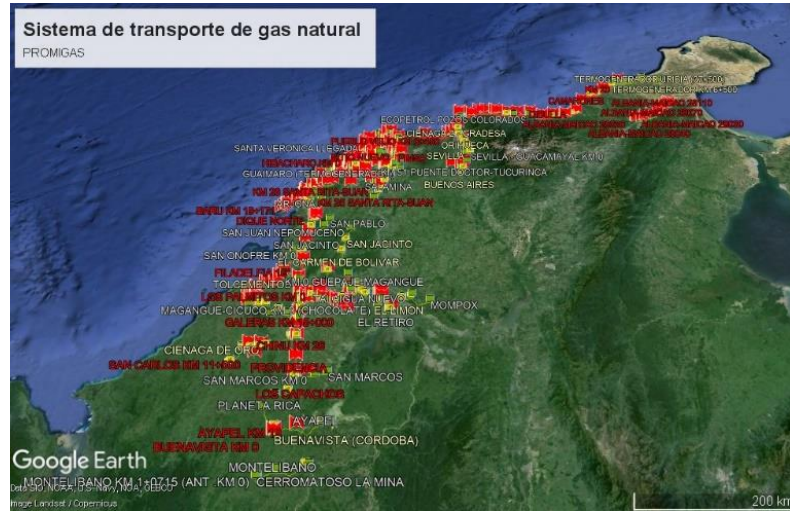


Gasoducto	Año de entrada en operación	Tramo	Tipo de sistema de transporte	Diámetro" (pulgadas)	Longitud km (kilómetros)
	1990	Cienaga de Oro	Regional	2	0,778
	1976	Jobo-El Llano 1	Regional	4	1,182
	1976	Jobo-El Llano 2	Regional	6	15,897
	1997	Momil	Regional	2	0,163
	1992	Montelibano	Regional	4	16,046
	1994	Planeta Rica	Regional	3	20,355
	1998	Pueblo Nuevo	Regional	2	10,108
	1997	Purísima	Regional	2	0,019
	1990	Sahagun	Regional	2	1,313
	1990	Sahagun-Monteria	Regional	10	62,065
	1990	Sampues	Regional	3	3,244
	1997	San Andres Sotavento	Regional	2	0,062
	2003	San Antero	Regional	4	17,823
	2004	San Carlos	Regional	3	11,436
	1993	San Marcos	Regional	3	10,212
SRT Mamonal	2016	Loop SRT Mamonal 1	Regional	12	1,347
	2016	Loop SRT Mamonal 2	Regional	4	3,22
	1965	Sistema Regional Transporte Mamonal 1	Regional	10	7,68
	1965	Sistema Regional Transporte Mamonal 2	Regional	8	1
	1965	Sistema Regional Transporte Mamonal 3	Regional	6	1
	1965	Sistema Regional Transporte Mamonal 4	Regional	4	2,2

Fuente: Elaboración DTGGC – con información suministrada por Promigas

El sistema de transporte de PROMIGAS S.A. E.S.P entrega a los remitentes de la zona norte de Colombia, así mismo, los campos de los que recibe gas se tiene Ballena y Chuchupa en la Guajira, Bonga y Bremen en Sucre, Tucurínca en Magdalena, Arianna en Córdoba, Bullerengue en Atlántico. Además, el sistema cuenta con la interconexión entre Promigas y TGI en La Guajira, y el punto de entrada del Terminal Portuario de Regasificación en Bolívar.

Imagen 2 Visualización del Trazado de gasoductos PROMIGAS S.A. E.S.P en Google Earth



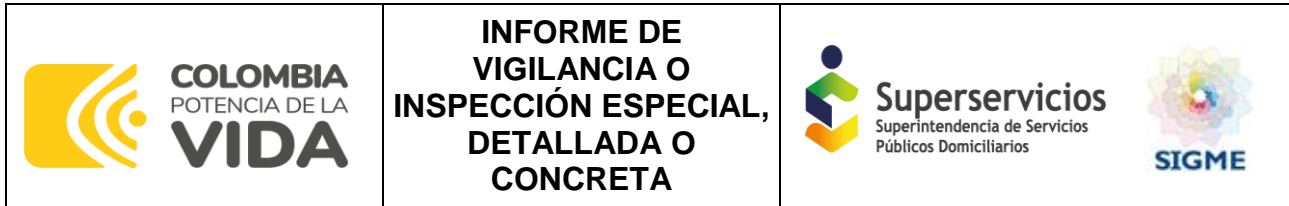
Fuente: Elaboración DTGGC – con información suministrada por PROMIGAS S.A. E.S.P.

Adicional a lo anterior, conforme a la información recibida de la CREG, PROMIGAS S.A. E.S.P es responsable de la operación de 34 estaciones que se relacionan a continuación y donde se muestra también su año de entrada en operación:

Tabla 16 Gasoductos y sus estaciones

Tipo de Gasoducto al cual se encuentra conectado	Nombre Estación	Año de entrada en operación
BALLENA -LA MAMI	CUESTECITAS	1989
	DIBULLA	1994
	LAS FLORES	2002
	MANAURE	1994
	MINGUEO	1993
	PALOMINO	1997
	RIO ANCHO	2002
	URIBIA	1994
	EL PÁJARO	2009
BARRANQUILLA- CARTAGENA	ARROYO DE PIEDRA	1997
	CAMPECHE	1998
	CARACOLÍ	1997
	CHORRERA	2003
	ISABEL LOPEZ	1997
	JUAN DE ACOSTA	2002
	MOLINERO	1997
	PENDALES	1997
	REPELÓN	1998
	SANTA VERONICA	2002
USIACURI	1996	
LA MAMI-BARRANQUILLA	BUENOS AIRES	1998
	CALAMAR	2003
	CAMARONES	1993
	CANDELARIA	1998
	CARRETO	1998
	GUACAMAYAL	1998
	LA GRAN VIA	1998
	ORIHUECA	1998
	PALERMO	2002
	PUERTO GIRALDO - SUAN	1998
	RIO FRIO	1998
	SANTA LUCIA	1998
	SEVILLA	1998
TASAJERA	2003	

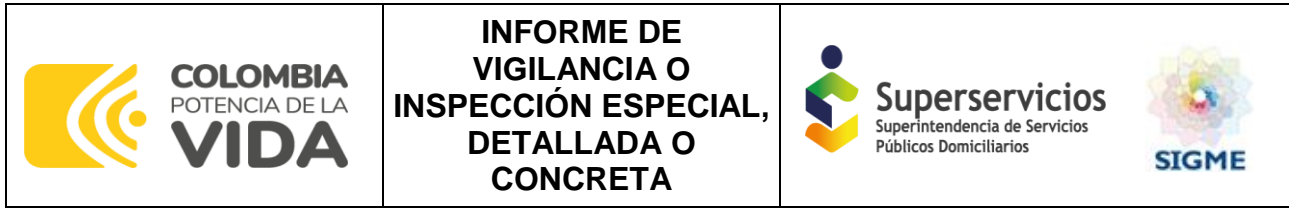
Fuente: Elaboración DTGGC – con información suministrada por la GREG.



Tal como se muestra en la tabla anterior, se evidencia que algunas estaciones y tramos de la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P. tienen más de 20 años de fecha de puesta en operación, es decir, ya cumplieron su ciclo de vida útil normativa. En ese sentido, el seguimiento a realizar por parte de la SSPD está relacionado con la ejecución del mantenimiento y al estado óptimo de esta infraestructura, para propender el suministro del gas.

Adicionalmente, la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P. desde los años 70 se encuentra adelantando la actividad de distribución con una infraestructura de 78 kilómetros de red de tubería de acero con una tarifa de distribución compartida con la empresa Gases del Caribe S.A E.S.P., quien cobra en calidad de comercializador el componente “D” de la tarifa y le traslada a PROMIGAS S.A. E.S.P., el valor porcentual correspondiente.

En el año 2001, la CREG reconoce los activos denominados “Red de Distribución de Barranquilla” operados por PROMIGAS S.A. E.S.P. como activos de Distribución. Actualmente, PROMIGAS S.A. E.S.P. comparte el mercado relevante con Gases del Caribe S.A E.S.P., de acuerdo con lo definido en las Resoluciones CREG 198 de 2017 y CREG 018 de 2018.” En el desarrollo de la actividad de distribución, PROMIGAS S.A. E.S.P., realiza suspensión del servicio a los usuarios en los casos en que no se cumplen los requisitos establecidos en la revisión periódica de las instalaciones internas. Todos los clientes en el sistema de distribución son usuarios no regulados y el desarrollo de la actividad se enmarca en la regulación vigente como “Distribuidor puro”, entre las cuales se encuentran: la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de distribución), Resolución CREG 100 de 2003 sobre indicadores de calidad del servicio, Resolución CREG 059 de 2012, Resolución CREG 202 de 2013 y todas aquellas Normas Técnicas Colombianas e Internacionales relacionadas en las mismas. Vale la pena señalar que, el servicio de distribución se presta a usuarios no regulados, sin ejercer la actividad de Comercialización.



De otra parte, es importante mencionar que la empresa dispone de los certificados de conformidad de las instalaciones de los clientes de la red de Distribución, así como el reporte del seguimiento a los índices de odorización y de las presiones de entrega a estos, sobre los cuales se hacen las siguientes precisiones: La empresa transportadora dispone de la información de las condiciones operacionales de cada punto de salida de los clientes que se encuentran conectados a la red de distribución de Barranquilla de PROMIGAS S.A. E.S.P. con parámetros tales como: volumen, rata de flujo, presión y temperatura promedio.

PROMIGAS S.A. E.S.P. aporta información de los 41 clientes conectados a la red de distribución de Barranquilla donde se referencian los valores de presión promedio de cada punto de salida para los meses de noviembre y diciembre de 2023. En dicha información se evidencia que la presión promedio más baja (225 psig) ha sido superior a la presión contractual más alta que se tiene para los usuarios conectados a esta red (200 psig), por lo que se encuentra dentro del compromiso contractual. Así mismo, se indica la presión contractual y la ubicación donde se encuentra el punto de medición de la presión (alta o baja).

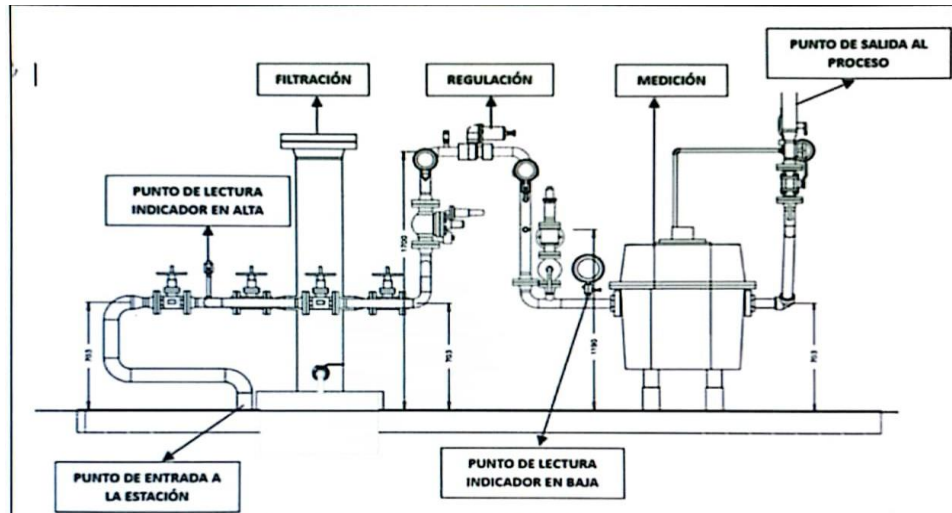
Tabla 17 Puntos de control de presión en Barranquilla

No.	PUNTO DE CONTROL	PRESIÓN PROMEDIO NOVIEMBRE [PSIG]	PRESIÓN PROMEDIO DICIEMBRE [PSIG]
1	CALLE 30	245	242
2	CARRERA 46	237	235
3	TERMOFLORES RDB L10	235	233
4	TERMOFLORES RDB L12	235	233
5	VÍA 40	238	235
6	GRANABASTOS	244	241
7	INTERCONEXIÓN VÍA 40	226	225

Fuente: Información suministrada por Promigas S.A. E.S.P.

A continuación, se presenta el perfil básico de una estación con sus diferentes procesos y puntos de lectura:

Imagen 3 Perfil básico de estación de regulación



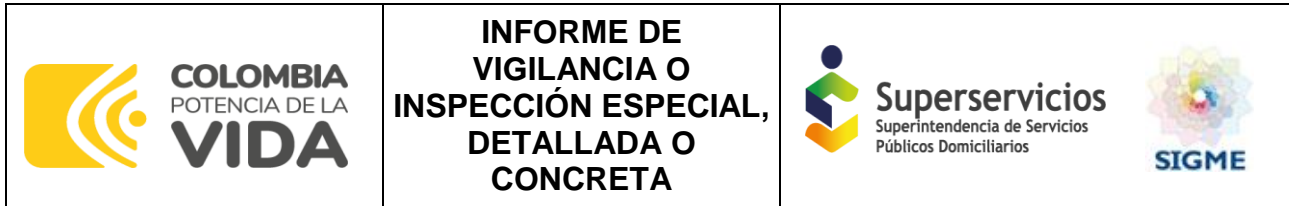
Fuente: Información suministrada por Promigas S.A. E.S.P.

4.6.2. Estabilidad operativa de gasoductos y desbalances de gas natural

Es importante mencionar que mediante la resolución CREG 163 de 2017 artículo 2¹ se define la estabilidad operativa como: *“Una agrupación de gasoductos estará en estado de estabilidad operativa cuando las presiones en todos sus puntos de referencia se encuentran dentro de los valores que permiten al transportador cumplir a sus remitentes el programa de transporte del día de gas”*.

De otra parte, en el artículo 3 de la Resolución CREG 186 de 2020 se establecen los conceptos de desbalance de energía positivo y negativo como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas, la cual cuando es mayor a cero se presenta desbalance positivo y cuando la diferencia es menor a cero se presenta desbalance negativo.

¹ Por la cual se adopta el protocolo de estabilidad operativa del sistema nacional de transporte de gas natural



La gestión de las cuentas de balance, variaciones de salida y desbalances acumulados, PROMIGAS S.A. E.S.P. las realiza de manera automática a través del software NTGAS 2.0, considerando los contratos celebrados con los remitentes y registrados en SEGAS, lo cual le permite al transportador conocer la energía nominada, la capacidad aprobada, las cuentas de balance positiva y negativa, según cada movimiento, discriminando por punto de salida, totalizando diariamente de acuerdo a la regulación y con la adaptabilidad necesaria para los diferentes perfiles de remitentes. Con el aplicativo NTGAS 2.0 PROMIGAS S.A. E.S.P. controla que no se venda capacidad de transporte de gas natural por encima de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo - CMMP.

La estabilidad operativa de los gasoductos queda adicionalmente inmersa dentro de un rango de presiones que debe establecer el transportador y que de acuerdo a la regulación vigente se debe enmarcar en lo siguiente de acuerdo con el artículo 3 de la resolución CREG 163 de 2017:

“Rangos de presiones. Para cada punto de referencia el transportador establecerá los siguientes rangos de presiones:

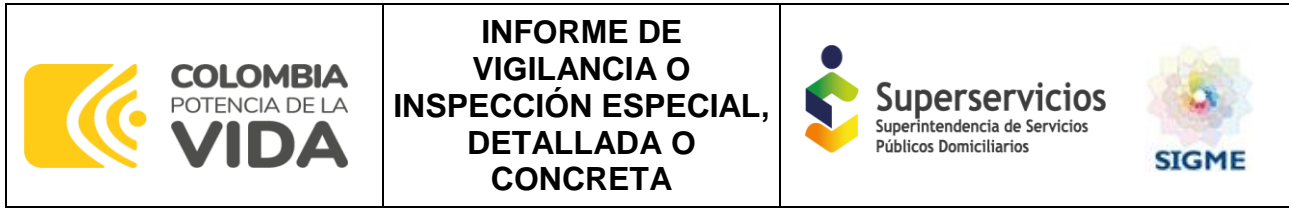
Rango 1: *Presiones mayores a la máxima presión de operación efectiva definida por el transportador según la NTC 3838 y hasta la máxima presión de operación permisible (MPOP).*

Rango 2: *Presiones mayores a la presión de operación promedio del punto de referencia y hasta la máxima presión de operación efectiva definida por el transportador según la NTC 3838.*

Rango 3: *Presiones mayores o iguales a la presión contractual o de proceso de operación requerida en el punto de referencia, y hasta la presión de operación promedio del punto de referencia. En este rango de presiones el sistema requiere que se controlen las variaciones de salida negativas, para evitar un estado de inestabilidad operativa del sistema.*

Rango 4: *Presiones menores a la presión contractual o de proceso de operación requerida en el punto de referencia. En este rango de presiones el sistema está en estado de inestabilidad operativa.”*

En los casos particulares de PROMIGAS S.A. E.S.P., cuando se presentan variaciones de salida negativas con los remitentes, se realiza un control de las variaciones mediante el envío de correos electrónicos informándoles que el sistema se encuentra dentro del rango 3 de operación y al mismo tiempo le solicitan



que tomen las medidas del caso para eliminar la probabilidad de que el sistema alcance el estado de inestabilidad operativa. De otra parte, se resalta que a través del Consejo Nacional de Operación de Gas – CNO Gas PROMIGAS S.A. E.S.P. se informa de cualquier posible inestabilidad operativa si se llegase a presentar, para que se tomen las medidas del caso de parte de los remitentes.

4.6.3. Organización Distritos y Coordinaciones en mantenimiento de la infraestructura del sistema de gasoductos.

PROMIGAS S.A. E.S.P dispone de una organización de 4 Distritos para la integridad de la infraestructura de gas natural, mediante la ejecución de programas de mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, con el objeto de garantizar eficiencia, seguridad y confiabilidad en el transporte y la distribución del gas natural al usuario final.

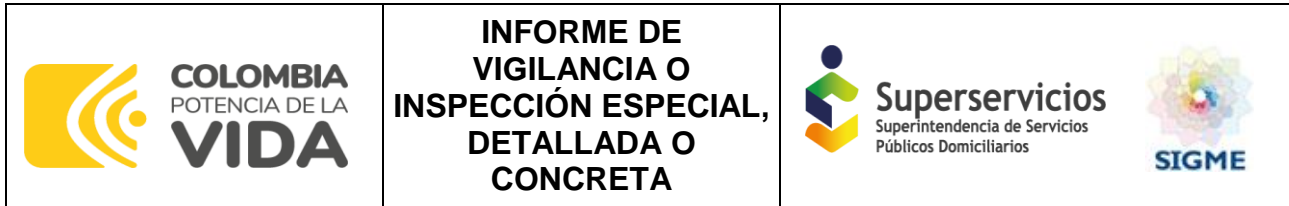
4.6.3.1. Distrito Riohacha:

A continuación, se presentan los diferentes gasoductos troncales, gasoductos regionales y ramales que cubre el Distrito Riohacha:

Imagen 4 Distrito Riohacha



Fuente: Información suministrada por Promigas S.A. E.S.P.

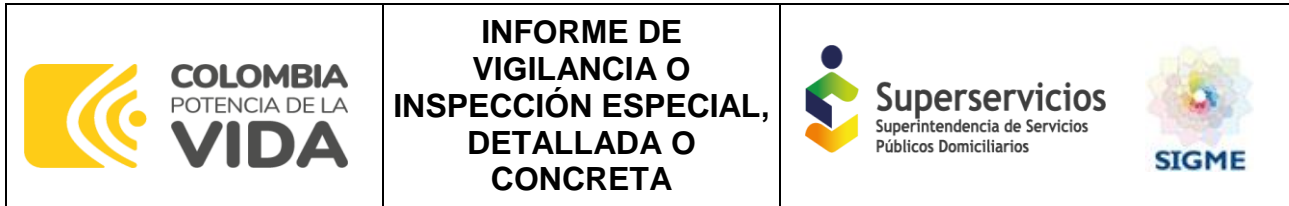


El Distrito de Riohacha tiene a su cargo los siguientes gasoductos troncales:

- ESTACION BALLENA
- GASODUCTO BALLENA-PALOMINO
- GASODUCTO PALOMINO - BURECHE 20B (Responsabilidad hasta la válvula la Diva, sin incluir la estación)
- GASODUCTO BALLENA-DIBULLA
- GASODUCTO DIBULLA-PALOMINO

Respecto a los gasoductos regionales y ramales que cubre el Distrito se encuentran:

- GASODUCTO ALBANIA MAICAO (CUESTECITA 6");
- RAMAL EL PAJARO (BALLENA-TERMOBALLENA);
- RAMAL CAMARONES;
- RAMAL DIBULLA;
- RAMAL EL EBANAL;
- REGIONAL LAS FLORES;
- RAMAL MANAURE;
- RAMAL MANAURE URIBIA;
- RAMAL MINGUEO;
- RAMAL PALOMINO;
- REGIONAL LA PUNTA DE LOS REMEDIOS;
- GASODUCTO RAMAL RIOHACHA – MAICAO;
- REGIONAL RIOANCHO



El Distrito dentro de su cobertura tiene 20 estaciones City Gate propias y de clientes y la ESTACIÓN COMPRESORA PALOMINO (Zona de recibo y envío y Válvulas de seccionamiento).

4.6.3.2. Distrito Magdalena

A continuación, se presentan los diferentes gasoductos troncales, gasoductos regionales y ramales que cubre el Distrito Magdalena:

Imagen 5 Distrito Magdalena.



Fuente: Información suministrada por Promigas S.A. E.S.P.

El distrito en mención, abarca los siguientes gasoductos troncales:

- GASODUCTO PALOMINO-BURECHE 20B (Desde La Válvula La Diva, inclusive);
- MINI LOOP LA DIVA – LA MAMI 24”;
- GASODUCTO LA MAMI-BURECHE (24B);

- GASODUCTO BURECHE- PALERMO (20C);
- GASODUCTO BURECHE-PALERMO (24C);
- GASODUCTO PALERMO ARENOSA (C. SUBFLUVIAL) (32B);
- GASODUCTO ARENOSA - CABICA (18A);
- VARIANTE CABICA 20" (20G);
- GASODUCTO CABICA – CARACOLI (32a)

En los gasoductos regionales y ramales que cubre el Distrito se encuentran:

- REGIONAL LA DIVA;
- REGIONAL BURITACA (MOPT)
- REGIONAL TAGANGA;
- REGIONAL CIÉNAGA;
- REG ZONA BANANERA;
- REGIONAL RIO FRIO;
- REGIONAL SEVILLA;
- REGIONAL GUACAMAYAL;
- REGIONAL ORIHUECA;
- REGIONAL EL RETEN;
- REGIONAL TUCURINCA;
- REGIONAL ARACATACA – FUNDACIÓN;
- REGIONAL ARACATACA;
- REGIONAL BUENOS AIRES
- RAMAL TERMOGENERADOR TASAJERA;
- REGIONAL PUEBLO VIEJO (TASAJERA)
- GASODUCTO PALERMO SALAMINA
- REGIONAL PALERMO;

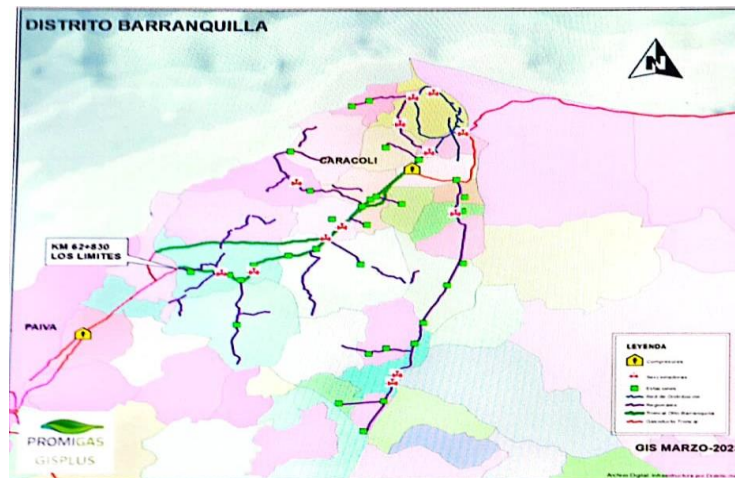
- REGIONAL SITIONUEVO
- REGIONAL REMOLINO;
- REMAL TERMOGENERADOR GUAIMARO;
- ESTACIÓN COMPRESORA CARACOLÍ.

El Distrito dentro de su cobertura tiene 17 estaciones City Gate propias y 12 de Gases del Caribe S.A. E.S.P.

4.6.3.3 Distrito Barranquilla

A continuación, se presentan los diferentes gasoductos regionales y ramales que cubre el Distrito Barranquilla:

Imagen 6 Distrito Barranquilla



Fuente: Información suministrada por Promigas S.A. E.S.P.

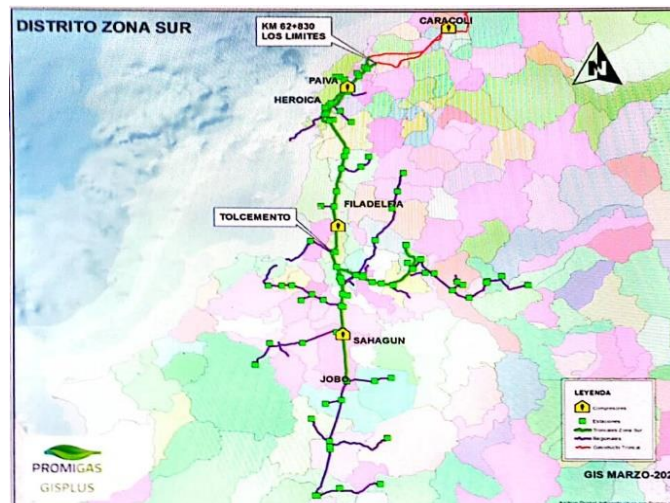
Cubre la siguiente infraestructura:

- RED DE DISTRIBUCIÓN DE BARRANQUILLA.
- ACOMETIDAS Y ESTACIONES DE CLIENTES INDUSTRIALES.;
- ACOMETIDAS Y ESTACIONES DE PROMIGAS Y CLIENTES INDUSTRIALES.
- ESTACIÓN ARENOSA (EDIFICACIONES, CITY-GATE ARENOSA);
- GASODUCTO CARACOLÍ – HEROICA 20D;
- GASODUCTO PAIVA - CARACOLÍ 20J.

4.6.3.4 Distrito Zona Sur

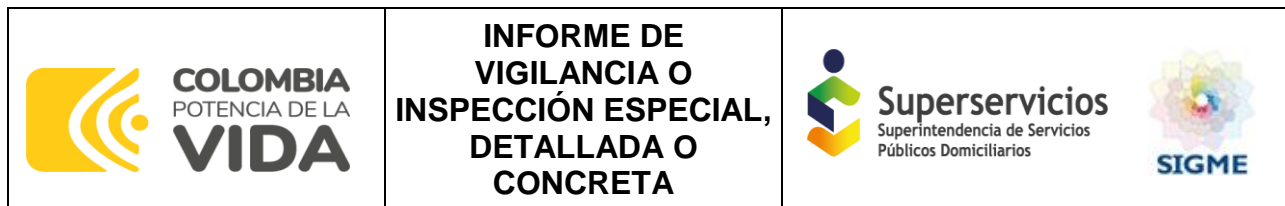
A continuación, se presentan los diferentes gasoductos troncales, regionales y ramales que cubre el Distrito Zona Sur con sus 2 zonas:

Imagen 7 Distrito Zona sur



Fuente: Información suministrada por Promigas S.A. E.S.P

El distrito zona sur consta de la zona Cartagena y la zona Sincelejo con sus diferentes gasoductos troncales y regionales, así como las respectivas estaciones de regulación que las comprenden, y para una mayor claridad se presentan a continuación los gasoductos de cada zona de forma separada:



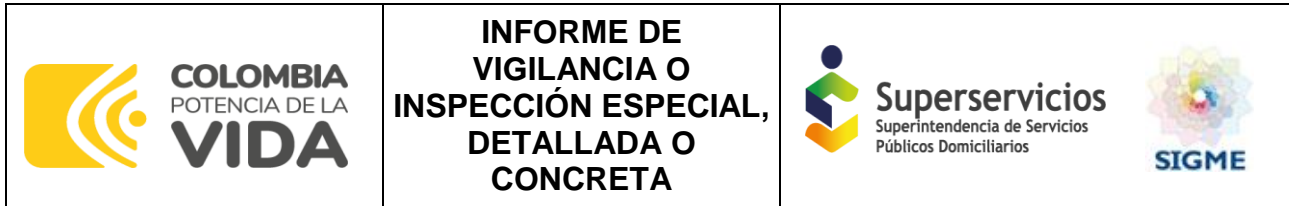
Zona Cartagena

Para mayor ilustración se presentan los gasoductos troncales, interconexión y gasoductos regionales que abarca la zona de Cartagena:

- GASODUCTO CARACOLÍ – HEROICA 20D;
- INTERCONEXION HEROICA MAMONAL;
- SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE DE MAMONAL.;
- GASODUCTO LAS MAJAGUAS MAMONAL 16" (DESDE TOLUVIEJO HASTA MAMONAL);
- MAMONAL-SINCELEJO (KM 123);
- GASODUCTO MAMONAL PAIVA 20";
- GASODUCTO PAIVA CARACOLI 20" 20J;
- GASODUCTO MAMONAL PAIVA 24"

Gasoductos regionales:

- REGIONAL BAYUNCA PONTEZUELA;
- REGIONAL CLEMENCIA;
- REGIONAL GNC DOÑA MANUELA;
- GASODUCTO BARÚ (POLIETILENO);
- RAMAL ZONA FRANCA - LA CANDELARIA;
- REGIONAL SANTA ROSA;
- RAMAL VILLANUEVA (POLIETILENO);
- REGIONAL SANTA CATALINA
- BY PASS CANAL DEL DIQUE 8";
- REGIONAL GNC TERNERA;
- REGIONAL TURBACO-ARJONA;
- REGIONAL MARIA LA BAJA;



- REGIONAL SAN PABLO;
- REGIONAL SAN ONOFRE;
- REGIONAL TURBANA.

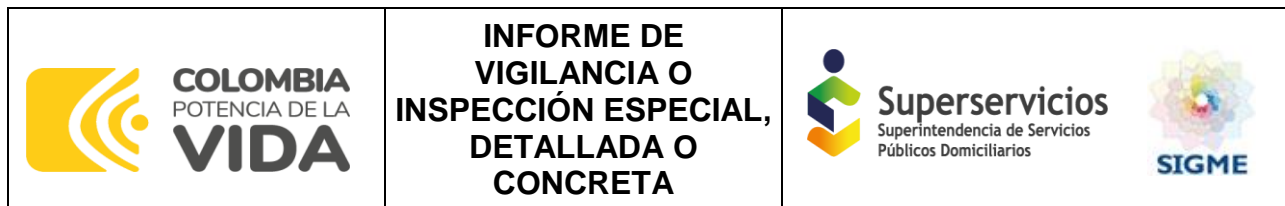
La zona dentro de su cobertura tiene 21 estaciones City Gate propias y 55 de clientes del sistema de distribución.

Zona Sincelejo

Con el objeto de presentar la cobertura de la zona Sincelejo a continuación se relación los gasoductos troncales y regionales que abarca la zona de Sincelejo:

GASODUCTO JOBO-MAJAGUAS 20"
GASODUCTO SAN MATEO-LAS MAJAGUAS 16";
GASODUCTO HOCOL- SAN MATEO 16"
GASODUCTO LAS MAJAGUAS -MAMONAL 16" (DESDE MAJAGUAS HASTA TOLUVIEJO);
GASODUCTO SAHAGUN-JOBO;
GASODUCTO SINCELEJO-SAHAGUN;
MAMONAL-SINCELEJO.

La zona Sincelejo cubre 53 gasoductos regionales y ramales con aproximadamente 101 estaciones propias y de clientes.



4.6.3.5 Condiciones técnicas operativas del gasoducto Albania-Maicao

Las condiciones técnicas operativas del gasoducto se enmarcan de acuerdo con los parámetros técnicos para transporte, las especificaciones técnicas y la normativa con lo cual se definieron los diseños y los planes de mantenimiento.

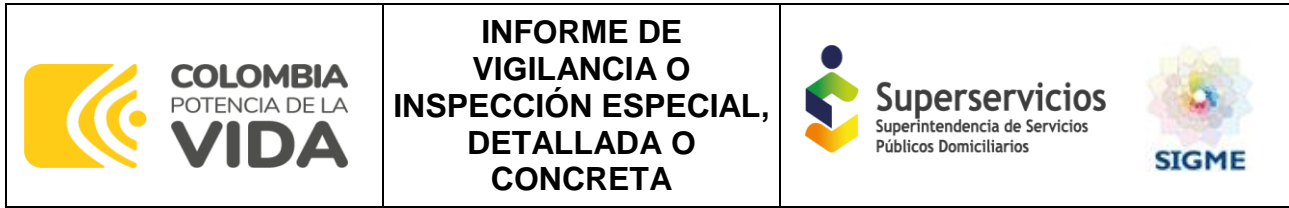
Las condiciones del diseño y construcción, son las siguientes:

Tabla 18 Condiciones de diseño y construcción gasoducto Albania-Maicao

CONCEPTO	DATO
GASODUCTO	ALBANIA-MAICAO
LONGITUD (KM)	53,476
DIAMETRO (")	6
TIPO GASODUCTO	REGIONAL
MATERIAL	POLIETILENO
MPOP (PSI)	145
CANTIDAD VÁLVULAS SECCIONADORAS	11

Fuente: Promigas S.A. E.S.P.

Se resalta que la información de condiciones de diseño y construcción del gasoducto Albania-Maicao no se encuentra contenida dentro de la tabla 15 en razón a que su fecha de inicio de operación se encuentra pendiente.



Las condiciones técnicas operativas gasoducto Albania-Maicao seran las siguientes:

Tabla 19 Condiciones operativas gasoducto Albania-Maicao

Variables Operativas	Valor	Unidades
Flujo Promedio	454	KPCD
Presión Promedio	127	psig
Temperatura promedio	90.77	°F

Fuente: Promigas S.A. E.S.P.

4.6.3.6 Agrupaciones de gasoductos y sus puntos de referencia en el 2023

Considerando que la Resolución CREG 114 de 2017 en el anexo 11 sobre la estabilidad operativa del Sistema Nacional de Transporte – SNT menciona que los transportadores de gas natural deben publicar en su Boletín Electrónico de Operaciones – BEO las agrupaciones de gasoductos y sus respectivos puntos de referencia, se tiene que en el BEO de PROMIGAS S.A. E.S.P. la agrupación con puntos de referencia es la siguiente:

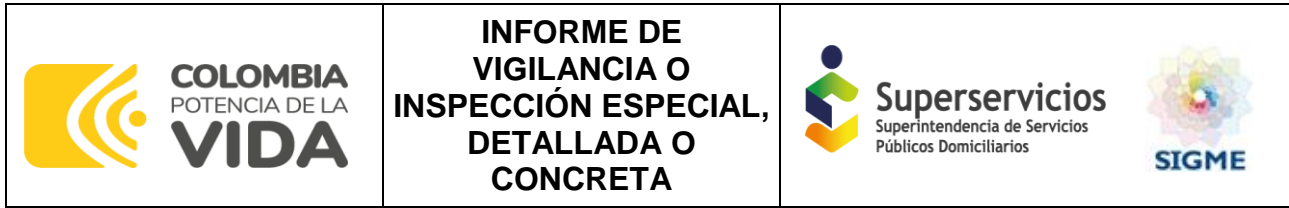


Imagen 8 Agrupación de gasoductos y puntos de referencia 2023

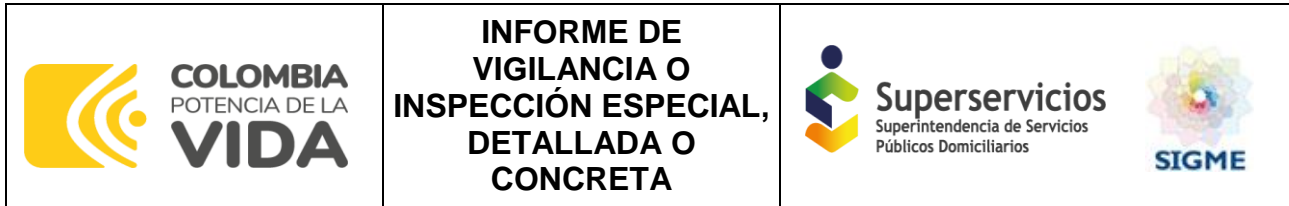
Empresa	Agrupación de gasoductos		Puntos de referencia
	Grupo	Tramos regulatorios	
Promigas	Gasoducto Ballena - Jobo	Ballena - La Mami;	Palomino
		La Mami - Barranquilla;	Arenosa
		Barranquilla - Cartagena;	Caracolí
		Cartagena - Sincelejo; La Creciente - Sincelejo; Sincelejo - Jobo; SRT Mamonal	Mamonal

Fuente: BEO Promigas 2024

4.6.3.7 Las inspecciones ILI en los gasoductos troncales

La Inspección en Línea – ILI se ha convertido en la metodología más utilizada para identificar anomalías de diferentes naturalezas de manera segura y confiable, o que complementen los otros métodos de evaluación de integridad de los gasoductos.

La limpieza interna de los gasoductos se realiza con una herramienta llamada Raspa tubo o "Marrano". Esta herramienta se envía desde una trampa de envío y es desplazada por el diferencial de presión a través del tramo sometido a limpieza, mientras limpia las paredes internas del tubo.



Para esta labor se dispone de trampas de envío y de recibo ubicadas a lo largo del gasoducto, que también se pueden emplear para el envío y recibo de "marranos inteligentes", una herramienta electrónica de inspección del estado de la tubería.

La limpieza de la tubería se realiza basada en el plan de mantenimiento de infraestructura de transporte de PROMIGAS S.A. E.S.P., con base en los procedimientos internos documentados en el sistema de gestión de calidad de la empresa.

De acuerdo a las frecuencias de las inspecciones ILI en los gasoductos troncales, durante los años 2022 y 2023 fue llevado a cabo las corridas de las herramientas instrumentadas ILI, en el año 2022 se inspeccionó 685 km correspondientes al 55% y 559 km en el 2023 correspondientes al 45% restante.

Es importante precisar que, para la inspección de las líneas de gasoductos, PROMIGAS S.A. E.S.P. contrata con un tercero (Baker Hughes), la labor de la existencia de presuntas anomalías críticas en la integridad de los tubos y que en algunos casos se toma en consideración como criterios preliminares utilizados. Particularmente en el análisis realizado por Baker Hughes para el gasoducto Ballena – Cartagena – Jobo se consideraron los siguientes criterios:

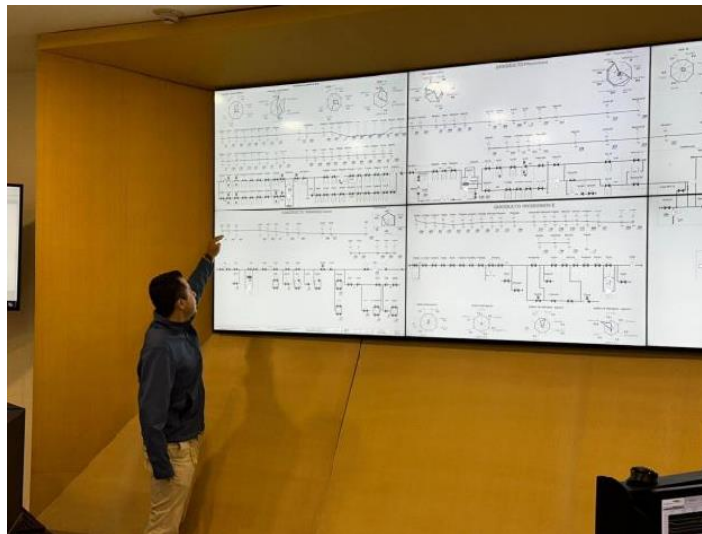
- Anomalías con factores estimados de reparación (ERF) ≥ 0.9 .
- Anomalías con pérdida de metal $\geq 40\%$. Abolladuras asociadas a corrosión
- Abolladuras que afectan los cordones circunferenciales o longitudinales

Del informe preliminar 2 para el gasoducto Palermo a Arenosa de 32 pulgadas presentado por Baker Hughes donde el análisis preliminar de los datos recolectados se realizó mediante la herramienta New MagneScan™ de alta resolución se destaca lo siguiente: “Si alguna anomalía adicional o deformación, de particular relevancia es detectada antes de la entrega del informe final, Baker Hughes notifica inmediatamente a PROMIGAS S.A. E.S.P el momento en el que se identifica la anomalía”,.

4.6.3.8 Centro Principal de Control – CPC

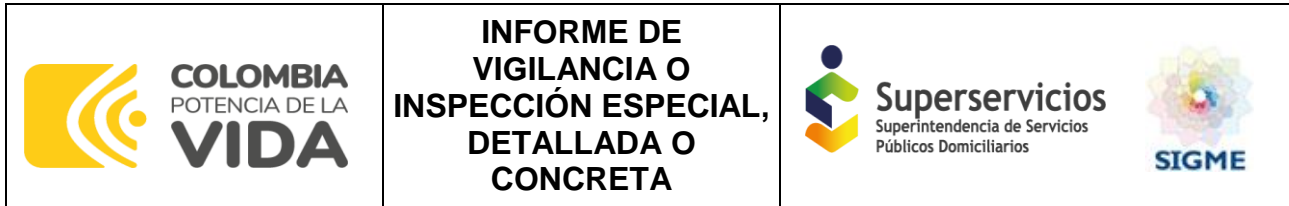
En el Centro Principal de control CPC de PROMIGAS S.A. E.S.P, se recibió información sobre el sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) mediante el cual la empresa controla y opera los diferentes aspectos técnicos y/o de seguridad de los gasoductos a su cargo, de manera que en un momento dado que pudiese ocurrir un evento determinado en tiempo real la empresa puede actuar para controlar la situación de tal forma que se mantenga la integridad del sistema y se contenga el gas dentro del mismo.

Imagen 9 Centro Principal de Control



Fuente: Foto del CPC en Promigas – Visita de inspección SSPD

Desde el CPC se puede observar y controlar los diferentes parámetros contentivos en el RUT y adicionalmente desde allí, se prestan los servicios de control para los gasoductos de: Promioriente, Transmetano y Transoccidente.



4.6.3.9 Plan de mantenimiento en el sistema de distribución - 2023

Entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de 2023 se generaron un total de 1.163 órdenes de trabajo programadas para la atención del mantenimiento de la infraestructura del sistema de distribución en PROMIGAS S.A. E.S.P., de las cuales 1.149 fueron ejecutadas con un cumplimiento del 98,8%.

De la información aportada se puede observar que aproximadamente el 80% de los registros de la información de las actividades ejecutadas en el mantenimiento, corresponden en un 36% a inspecciones remotas, de válvulas, tramos aéreos, protección catódica y otras, un 29% a mantenimientos de válvulas de bloqueo, estaciones, registros rangos 1, compresores y finalmente un 15% al mantenimiento e inspección de válvulas.

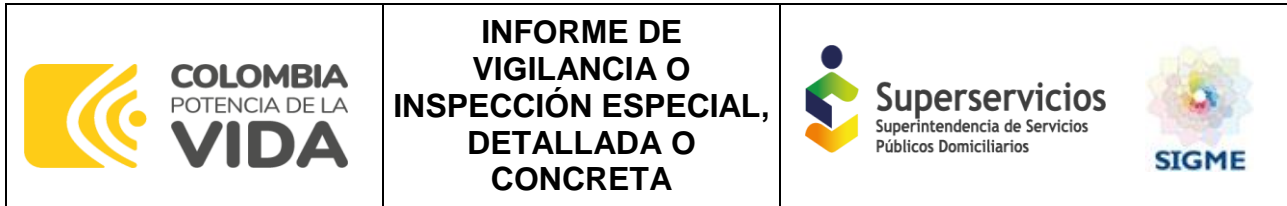
4.6.3.10 Listado de normas regulatorias en la actividad de Distribución.

PROMIGAS S.A. E.S.P. aporta el listado de normas regulatorias propias del servicio de distribución de gas por redes las cuales aplica y se relacionan a continuación:

Tabla 20 Relación de normas regulatorias actividad de distribución

Autoridad	Legislación	Año de Emisión	Descripción
Congreso de la República	Ley 142	1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones
CREG	Resolución 067	1995	Por la cual se establece el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.
CREG	Resolución 057	1996	Por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.
CREG	Resolución 071	1999	Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT
CREG	Resolución 100	2003	Por la cual se adoptan los estándares de calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en sistemas de distribución por redes de tubería
CREG	Resolución 041	2008	Por la cual se modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT
CREG	Resolución 169	2011	Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT
CREG	Resolución 171	2011	Por la cual se modifica el numeral 2.1.1 del RUT
CREG	Resolución 059	2012	Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995, el parágrafo del artículo 108 de la Resolución CREG 057 de 1996 y el artículo 108.2 de la Resolución CREG 057 de 1996 y se establecen otras disposiciones
CREG	Resolución 202	2013	Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 90902	2013	Por medio de la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible
Ministerio de Minas y Energía	Decreto 1073	2015	Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía
Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	Decreto 1595	2015	Por la cual se dictan normas relativas al Subsistema Nacional de la Calidad y se modifica el capítulo 7 y la sección 1 del capítulo 8 del título 1 de la parte 2 del libro 2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, Decreto 1074 de 2015, y se dictan otras disposiciones
CREG	Resolución 198	2017	Por la cual se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por municipios de los departamentos de Atlántico, Magdalena, Cesar y Bolívar, según solicitud tarifaria presentada por Gases del Caribe S.A. E.S.P. y Promigas S.A. E.S.P.
CREG	Resolución 018	2018	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Gases del Caribe a la Resolución 198 de 2017
CREG	Resolución 008	2018	Por la cual se modifica el numeral 4.5.1.1 del RUT
CREG	Resolución 080	2019	Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible
CREG	Resolución 102-002	2022	Por la cual se modifica el Artículo 4 de la Resolución CREG 096 de 2015 del valor de la tasa de descuento para la actividad de distribución de gas combustible, la cual a partir del 2022 será del 12,65%
SSPD	Resolución 20221000665435	2022	Por la cual unifican los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de gas combustible por redes de tubería




Fuente: Promigas S.A. E.S.P.



4.6.3.11 Acuerdo de entendimiento de distribución y comercialización Promigas – Gases del Caribe

PROMIGAS S.A. E.S.P. aporta copia del acuerdo de entendimiento de distribución y comercialización con Gases del Caribe donde entre otras y de manera relevante se resaltan algunas de las obligaciones, así:

1. Atender las inquietudes de los usuarios regulados y no regulados atendidos por Gases del Caribe en asuntos relacionados con la distribución.
2. La administración, operación y mantenimiento de la red de distribución de su propiedad.
3. Asumir las funciones de carácter operativo respecto de los usuarios conectados a la red de distribución de su propiedad.
4. Dar cumplimiento a lo dispuesto en la resolución CREG 100 de 2003 respecto a la red de distribución de su propiedad y a los usuarios conectados a la red de su propiedad.
5. Verificar los requisitos establecidos por el Código de Distribución relacionados con las conexiones e instalaciones internas de los usuarios conectados a la red de distribución de PROMIGAS S.A. E.S.P.
6. Ejecutar los mantenimientos correctivos de la acometida y de la estación de regulación y medición cuando el usuario regulado y no regulado atendido por Gases del Caribe lo solicite.
7. Inspeccionar las instalaciones y conexiones de los usuarios regulados y no regulados atendidos por Gases del Caribe que se encuentren conectados directamente a la red de PROMIGAS S.A. E.S.P., a intervalos no superiores a 5 años, o a solicitud de los mencionados usuarios atendidos por Gases del Caribe o de Gases del Caribe.
8. Verificar la calibración y ajustar los equipos que conforman el sistema de medición de Gases del Caribe y de los usuarios regulados y no regulados atendidos en los puntos de salida.
9. Coordinar los mantenimientos programados del sistema de distribución.
10. Exigir que las instalaciones, conexiones, instalaciones internas, y aparatos receptores de Gases del Caribe y de los usuarios regulados atendidos por Gases del Caribe reúnan las condiciones técnicas y de construcción legalmente establecidas.

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA		
---	--	--	---

4.6.3.12 Visita a la estación “La Arenosa”

La estación recibe gas del gasoducto C/gena –Barranquilla y gas de los campos de La Guajira, con ductos de tubería de diámetro de 32” de Guajira y 18” de C/gena, con presiones que oscilan entre 550 y 700 Psig aprox.

En la estación La Arenosa se tienen sistemas de medición, regulación de presión y odorización del gas. La estación dispone de tuberías de salidas de gas hacia el cliente Termo Barranquilla y a la red de distribución de B/quilla, la cual a su vez suministra el combustible a Gases del Caribe para la distribución - comercialización de sus mercados.

Imagen 10 Estación la Arenosa - Barranquilla



Fuente: Foto visita de SSPD a Estación Arenosa

Respecto a la odorización del gas, PROMIGAS S.A. E.S.P. utiliza el odorante denominado “SCENTINEL® S-20 Gas Odorant” el cual tiene como composición la siguiente:

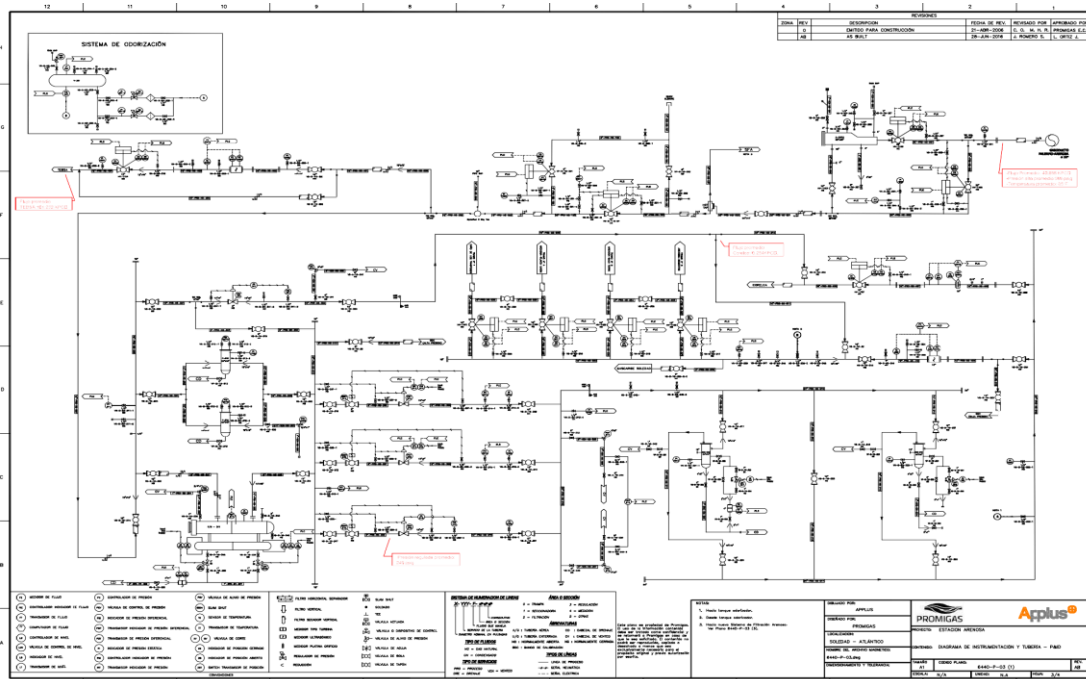
Tabla 21 Composición química del odorante del gas

Nombre químico	Concentración [wt%]
t-Butyl Mercaptan	76 - 80
Methyl Ethyl Sulfide	20 - 24

Fuente: Promigas S.A. E.S.P

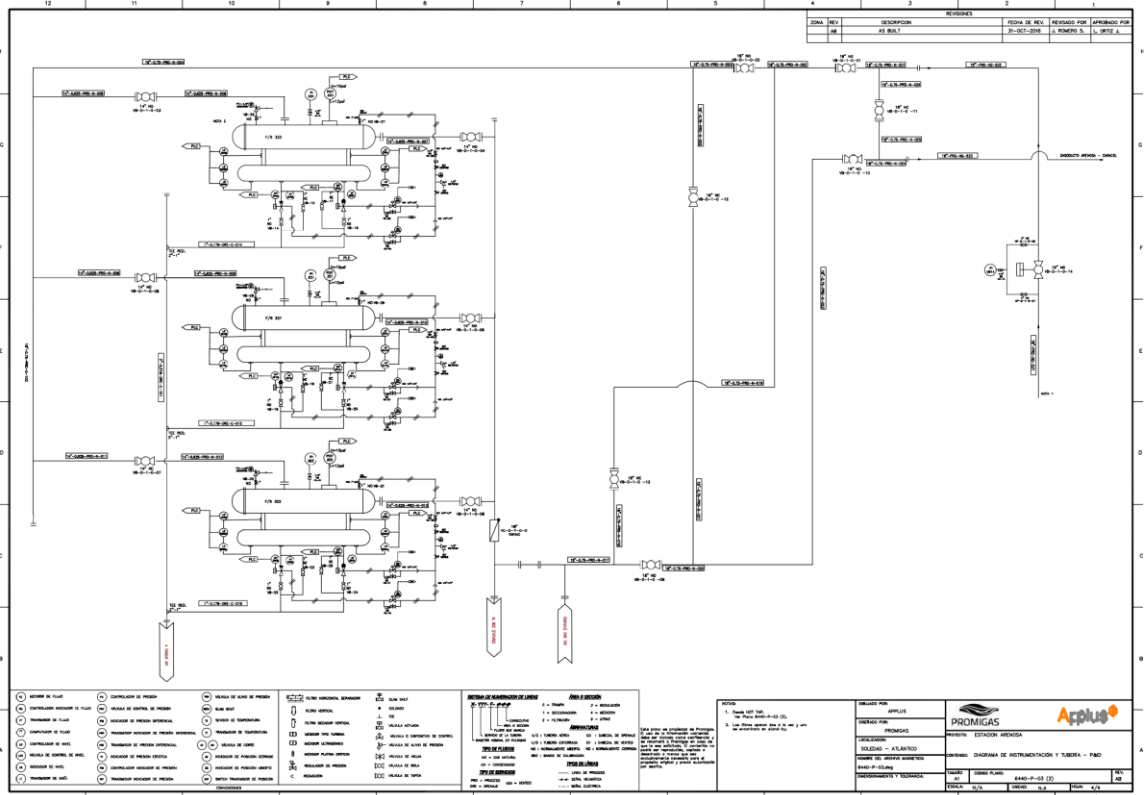
Finalmente, para una mayor ilustración de la distribución de los equipos en la Estación la Arenosa, se presentan los diagramas de instrumentación y tubería (P&ID)

Imagen 11 Diagrama de instrumentación y tubería Estación Arenosa-1



Fuente: Promigas S.A. E.S.P

Imagen 12 Diagrama de instrumentación y tubería Estación Arenosa-2



Fuente: Promigas S.A. E.S.P

4.6.4 Gestión del Riesgo de Desastres

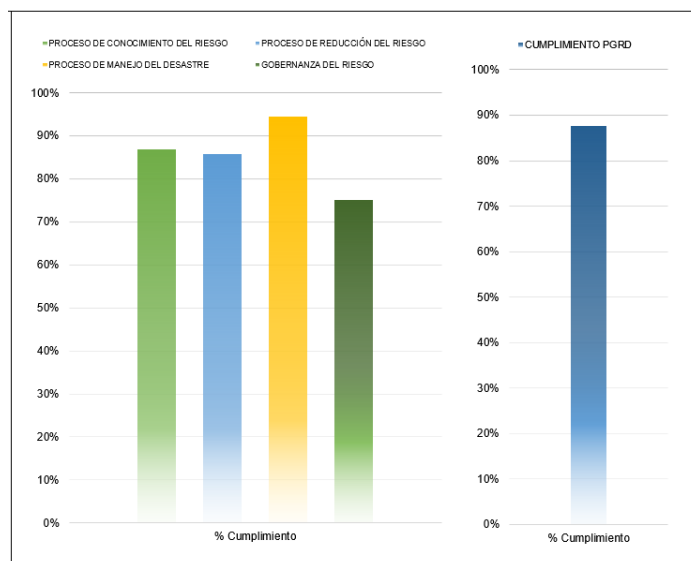
La Ley 1523 de 2012 como la política Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres a nivel nacional, dispuso que la gestión del riesgo de desastres compete a todos los ciudadanos como a las empresas de servicios públicos; por tal motivo, se reglamentó su artículo 42 mediante el Decreto 2157 de 2017, en el cual se describieron los procesos principales para la gestión del riesgo y los contenidos mínimos que deben tener las empresas dentro de sus planes organizacionales.

En vista de lo anterior, la SSPD se encarga de la verificación e implementación del plan de gestión del riesgo de desastre en función de estas normas, así como del cumplimiento a la resolución CREG 080 de 2019, que dicta las normas de comportamiento y en sus artículos 22 y 24 indica que las empresas de energía eléctrica y gas combustible deben gestionar los riesgos dentro de la empresa.

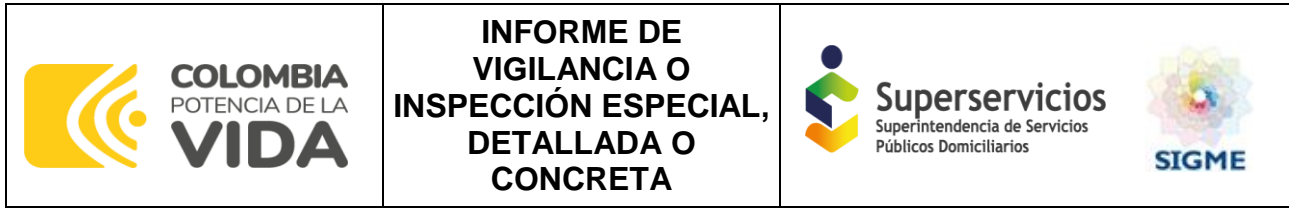
Teniendo en cuenta la validación de los contenidos mínimos establecidos por el Decreto 2157 de 2017 para los planes de gestión del riesgo de desastres de las empresas públicas y privadas, fue evaluado el **PLAN DE GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL OPERADO POR PROMIGAS- 2023.**

En la siguiente gráfica se presenta el resumen de los resultados de la validación del cumplimiento de los contenidos mínimos de los planes de gestión del riesgo revisados, según lo establecido por la normatividad vigente:

Gráfica 1 Resultados de la validación del cumplimiento del PGRD de PROMIGAS



Fuente: Elaboración DTGGC, basado en datos de PROMIGAS



De la gráfica es posible observar que el proceso de conocimiento del riesgo tiene un cumplimiento del 86,76%, el proceso de reducción del riesgo presenta un cumplimiento del 85,71%, para el proceso de manejo de desastres se observa un cumplimiento del 94.44% y para gobernanza del riesgo se evidencia un cumplimiento del 75%. De lo anterior es posible concluir que los contenidos mínimos establecidos por la normatividad vigente para la formulación del PGRD presentan un cumplimiento total del 87,69%.

4.7 Aspectos comerciales



4.7.3 Contratos de transporte

Al consultar el sistema de información del Gestor (SEGAS), se verificó que PROMIGAS S.A. E.S.P., se encuentra registrado e hizo efectivo el mencionado registro con fecha de vinculación 27 de mayo de 2015 y fecha de actualización el 21 de marzo de 2024.

Adicionalmente, la empresa registró 461 contratos de transporte de gas natural, con fecha de negociación y fecha de inicio durante la vigencia 2023. En la siguiente tabla, se muestra un resumen de la información, según la modalidad contractual:

Tabla 22 Registro de Contratos SEGAS

Modalidad Contractual	Punto Entrega/Ruta	Capacidad de Transporte (kpcd)
Con Interrupciones	BALLENA - CARTAGENA	10.672
	BALLENA - LA MAMI	692.250
	BARRANQUILLA - CARTAGENA	347.036
	BARRANQUILLA - LA MAMI	294.772
	CARTAGENA - BARRANQUILLA	265.016
	CARTAGENA - MAMONAL	489.418
	CARTAGENA - SINCELEJO	34.643
	JOBOS - SINCELEJO	146.124
	LA CRECIENTE - CARTAGENA	60
	LA CRECIENTE - SINCELEJO	207.063
	LA MAMI - BALLENA	156.558
	LA MAMI - BARRANQUILLA	522.096

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

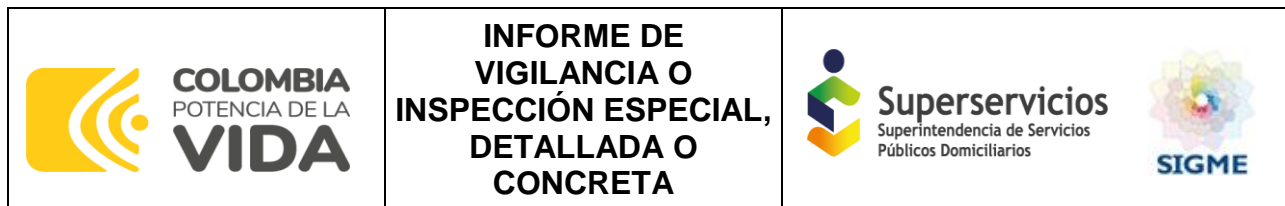
Modalidad Contractual	Punto Entrega/Ruta	Capacidad de Transporte (kpcd)
	SINCELEJO - CARTAGENA	200.397
	SINCELEJO - JOBO	27.083
Firme de capacidades trimestrales	BALLENA - CARTAGENA	5.882
	BALLENA - LA MAMI	1.586
	BARRANQUILLA - CARTAGENA	20.431
	BARRANQUILLA - LA MAMI	8.960
	CARTAGENA - BARRANQUILLA	8.060
	CARTAGENA - LA MAMI	2.700
	CARTAGENA - MAMONAL	39.679
	CARTAGENA - SINCELEJO	10.000
	JOBO - SINCELEJO	1.500
	LA CRECIENTE - CARTAGENA	15
	LA CRECIENTE - SINCELEJO	13.229
	LA MAMI - BALLENA	1.500
	LA MAMI - BARRANQUILLA	1.386
	SINCELEJO - CARTAGENA	12.076
	SINCELEJO - JOBO	10.000
Opción de Compra	BALLENA - CARTAGENA	20.000
	CARTAGENA - BALLENA	21.400
	JOBO - CARTAGENA	30.000

Fuente Sistema Electrónico de Gas – Segas

Asimismo, se tomó una muestra de los contratos enviados por la empresa y se encontró que estos coinciden con lo reportado en el SEGAS en cuanto al nombre del comprador, fechas de inicio y fin, los puntos de entrega y las capacidades contratadas en kpcd.

4.7.1. Proceso de facturación

De acuerdo con lo manifestado por la empresa en la visita de inspección, la facturación es elaborada a partir de la información de los contratos suscritos con los remitentes, las tarifas aplicadas, las cantidades nominadas y cualquier cantidad adicional que pueda ser tomada del sistema de transporte por parte de cada remitente.



Aunado a lo anterior, PROMIGAS S.A. E.S.P., cuenta con un sistema de nominaciones (NTGAS 2.0), el cual incluye una opción denominada "volumen de facturación". En este aplicativo, se genera un reporte de la cantidad de energía autorizada (CEA) en MBTU (se convierten a unidades de volumen kpcd) para cada remitente, la cual es descargada, analizada y reportada en las hojas críticas de facturación (archivo Excel protegido que diseña la empresa), donde se realiza la liquidación del servicio de transporte correspondiente, la cual es revisada y aprobada según el procedimiento interno.

Posteriormente, esta información es contabilizada en el software SAP y se lleva a cabo el proceso de emisión, revisión y aprobación de la factura del servicio de transporte. Finalmente, la factura es remitida a la DIAN y enviada a los clientes a través de la plataforma electrónica.

Ahora bien, una vez revisada la información certificada en el SUI durante la vigencia 2023, la empresa a través del Formato *GRC2. Información comercial de suministro, transporte, distribución y comercialización*, reportó que durante febrero a diciembre transportó un volumen 165.324.678 kpc, con un valor total facturado a todos sus clientes de 888.687 millones COP, de los cuales según el reporte 36.474 millones COP corresponden al valor facturado por concepto de contribución a cada uno de los sectores de consumo. La información del mes de enero de 2023, fue reportada como no aplica.

Tabla 23 Volumen transportado facturado en el periodo, dado en Kpc

Sector	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Comercial	7.704.201	8.102.496	8.154.174	5.898.714	7.046.685	6.777.468	7.370.240	8.333.115	8.111.460	8.463.447	6.617.531
Comercializadoras	2.960.932	2.868.136	3.151.482	5.058.800	5.429.266	5.212.238	5.474.422	5.408.131	5.410.095	5.411.529	5.022.109
Industrial	56.062	14.342	39.483	15.430	82.143	162.069	157.184	338.900	1.926.480	1.802.740	544.054
Termoeléctrico	1.883.702	1.776.658	2.208.718	1.826.965	2.054.361	2.276.128	2.017.084	1.668.771	3.285.598	4.008.279	3.192.856
Total	12.604.897	12.761.632	13.553.857	12.799.909	14.612.455	14.427.903	15.018.930	15.748.917	18.733.633	19.685.995	15.376.550

Fuente: Elaboración DTGGC, a partir de información SUI

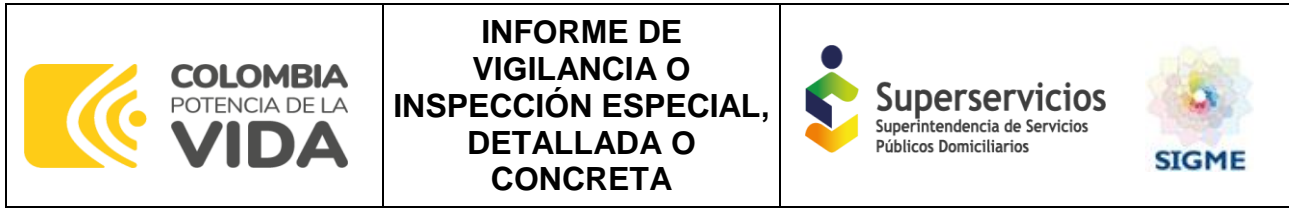


Tabla 24 Valor de contribución y total facturado por sector de consumo

Sector	Valor contribución	Valor tal facturado
Comercial	24.616.253.965	558.606.087.824
Comercializadoras	8.460.909.062	210.098.832.876
Industrial	725.678.079	26.104.546.034
Termoeléctrico	2.671.575.331	93.878.062.084
Total	36.474.416.437	888.687.528.818

Fuente: Elaboración propia, a partir de información SUI

Es importante mencionar que la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., a través del Radicado SSPD No. 20245291178542 del 19/03/2024, informó que no cuenta con usuarios exentos de contribución con corte a diciembre del 2023, sin embargo, mediante el *Formato GRC8. Información de Usuarios Industriales Exentos de Contribución*, durante la vigencia 2023, reportó que cuenta con un (1) usuario exento.

Ahora bien, en la columna 4 del *Formato GRC2. Información comercial de suministro, transporte, distribución y comercialización*, de acuerdo con lo definido en la Resolución No. SSPD - 20221000665435 del 18/07/2022, la empresa debió reportar la actividad que desarrolla el comprador/cliente, por ejemplo: un usuario no regulado, un comercializador, un distribuidor-comercializador, etc. Sin embargo, el reporte de todas las facturas para la vigencia 2023, son como si todos los clientes hubiesen sido transportadores.

4.7.2. Requisitos mínimos de la factura de transporte

Conforme a lo establecido en el párrafo 3 del artículo 18 de la Resolución CREG 123 de 2023, se verificaron los contenidos mínimos que el transportador debe incluir en la factura, teniendo como resultado la información que se detalla en la siguiente tabla:



	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

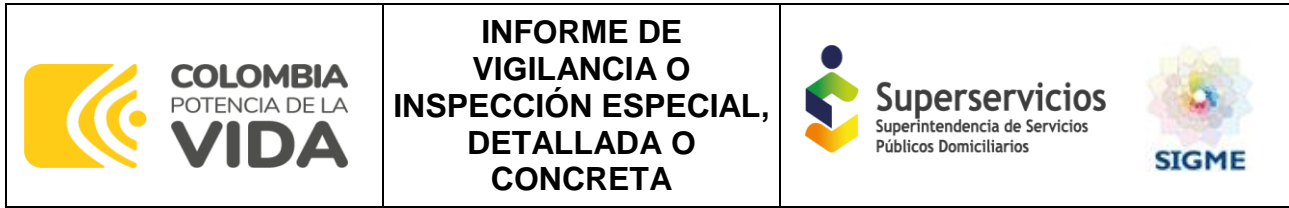
Tabla 25 Requisitos mínimos de la factura de transporte

CRITERIOS	CUMPLE		OBSERVACIONES
	SI	NO	
1. Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	X		
2. Nombre del remitente y puntos de inicio del servicio y puntos de terminación del servicio.		X	Para las facturas del año 2023 que fueron revisadas aleatoriamente, no se encuentran diligenciados estos campos Ptos. Entrada y Ptos. Salida.
3. NIU del usuario conectado directamente al sistema de transporte atendido por el comercializador y para el cual se factura el servicio.	X		
4. Período de facturación por el cual se cobra el servicio de transporte.	X		
5. El equivalente volumétrico de la cantidad de energía autorizada en el punto de inicio del servicio referido a condiciones estándar.	X		
6. Poder calorífico del gas natural.	X		
7. Fecha máxima de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio.	X		
8. Valor total de la factura.	X		
9. Los cargos autorizados por la Comisión.	X		
10. Valor de las deudas atrasadas.	X		

Fuente: Elaboración DTGGC, a partir de información aportada por la empresa PROMIGAS S.A E.S.P.

4.7.3. Peticiones, quejas y reclamaciones – PQRs

La empresa dispone de un proceso de Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR), el cual, mediante un registro de Solicitudes de Administración del Servicio (SAS), permite atender directamente las peticiones de los remitentes y llevar un control de la asignación y los tiempos de respuesta. En el desarrollo de la visita de



inspección realizada del 15 al 17 de mayo de 2024, la empresa informó que, durante el año 2023, fueron recibidas ocho (8) quejas.

No obstante, de acuerdo con el reporte de información al SUI del Formato Reclamaciones del Servicio de Gas Natural, se observó que PROMIGAS S.A. E.S.P., durante el 2023, certificó al SUI haber recibido 3 reclamaciones, relacionadas con la causal “*INCONFORMIDAD CON LA MEDICIÓN DEL CONSUMO O PRODUCCIÓN FACTURADO*”.

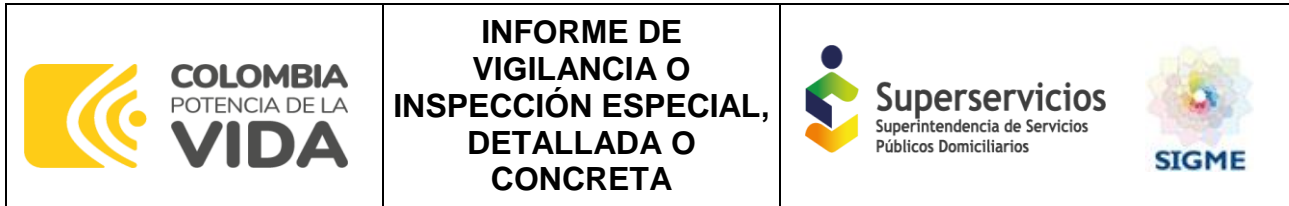
Tabla 26 Peticiones, Quejas y Reclamos, reportadas al SUI Año 2023

CAUSAL	DETALLE	2023
FACTURACIÓN	INCONFORMIDAD CON LA MEDICIÓN DEL CONSUMO O PRODUCCIÓN FACTURADO	3

Fuente: Elaboración DTGGC, datos reportados en SUI SUI_RECLAMACIONES_Fecha de Consulta 10/06/2024

Ahora bien, una vez revisadas las respuestas dadas por la empresa a las reclamaciones recibidas por los usuarios no regulados, se identificó que en estas no se incorporan las disposiciones en el capítulo VII, de la Ley 142 de 1994, relacionado con la defensa de los usuarios en sede de la empresa; particularmente en lo que tiene que ver con los artículos 154 a 158 de la Ley 142 de 1994.

En los casos en que se presente una inconformidad, de acuerdo con los artículos 154 y 158 de la Ley 142 de 1994, el usuario puede interponer un recurso para obligar a la empresa a revisar ciertas decisiones que afectan la prestación del servicio o el contrato, para lo cual, cuenta con cinco (5) días hábiles siguientes de conocer la respuesta de la empresa. Dicho recurso se presenta ante la empresa, quien cuenta con 15 días hábiles para resolverlo. Luego de notificar la respuesta al usuario no regulado, la empresa procederá a remitir el expediente completo a la SSPD.



4.8. Aspectos tarifarios

En esta sección se presenta la revisión efectuada por parte de la Superintendencia con relación a los aspectos tarifarios, particularmente del servicio de transporte, propios de PROMIGAS S.A. E.S.P., y su cumplimiento regulatorio, teniendo en cuenta lo establecido en la resolución CREG 175 de 2021.

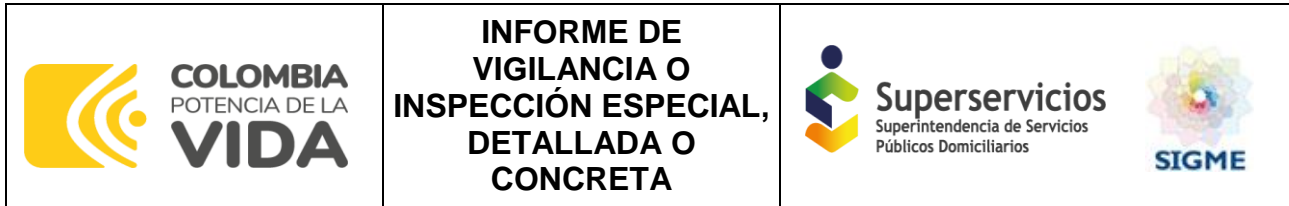
4.8.1. Metodología de remuneración de transporte de gas natural

La remuneración de la actividad de transporte del gas natural en Colombia está reglamentada bajo la resolución CREG 175 de 2021. Según el artículo 5 de esta resolución:

«(...) la remuneración de la actividad de transporte de gas natural que establece esta resolución es un conjunto de variables y unos procedimientos de cálculo para determinar los cargos correspondientes. Las variables más relevantes son las inversiones, los gastos AOM, la proyección de la demanda a 20 años y la tasa de descuento.»

Adicionalmente, el literal a del artículo 6 de la misma resolución establece los procedimientos para actualizar los cargos con la tasa de costo de capital y la moneda de los cargos (pesos colombianos). Para esto:

- i) El literal a establece el procedimiento para calcular los valores base de activos en dólares americanos de 31 de diciembre del año 2021.
- ii) El literal b permite obtener los valores base de activos en pesos colombianos de 31 de diciembre del año 2021.
- iii) El literal c establece el procedimiento para calcular los valores de AOM en pesos colombianos de 31 de diciembre del año 2021.



iv) El literal d establece el procedimiento para la estimación de cargos a 31 de diciembre del año 2021. Este literal señala como calcular los cargos fijos, cargos variables y cargos de AOM involucrando la tasa de descuento vigente.

Estos valores, así como su actualización, dependen tanto de los valores de las inversiones, así como de variables macroeconómicas, como los índices de precios al consumidor y productor de Colombia y de Estados Unidos, y la Tasa Representativa del Mercado (TRM)

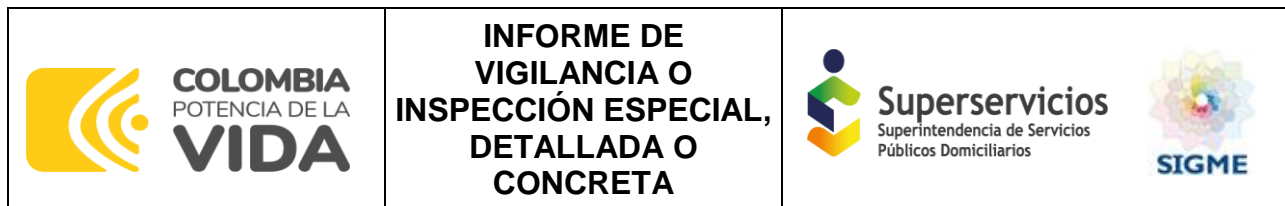
4.8.2. Actualización de la pareja de cargos de inversión (Reporte de información SUI)

Se definen como el conjunto de cargos aplicables al servicio de transporte en contratos firmes, que remuneran los costos de inversión reconocidos por la CREG, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones, y los cuales son establecidos para cada tramo reconocido por la CREG, mediante las resoluciones vigentes.

Con corte a diciembre del año 2023 PROMIGAS S.A. E.S.P. contó con un total de 8 tramos en los cuales transporta gas natural. Las resoluciones vigentes para la remuneración de esta actividad de la empresa son:

- Resolución CREG 502-025 de 2022, para el componente de inversiones y Resolución CREG 040 de 2015 para las IAC aprobadas en el Tramo SRT Mamonal y en el Tramo Cartagena - Sincelejo.
- Resolución CREG 122 de 2012, para los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM- y Resolución CREG 068 de 2013 para el Tramo Cartagena – Sincelejo.
- Resolución CREG 122 de 2012, para la Demanda Esperada de Capacidad -DEC- y Demanda Esperada de Volumen -DEV- y Resolución CREG 068 de 2013 para el Tramo Cartagena – Sincelejo.

A partir de la información contenida en estas resoluciones, y la remitida por el prestador mediante el requerimiento de información para la evaluación integral, desde esta Superintendencia se realizó una revisión



de los cálculos efectuados por la empresa sobre la pareja de cargos de inversión, encontrando los siguientes resultados para el año 2023:

Tabla 27 Pareja de cargos regulados

Tramo	CF	CV
Ballena - La Mami	704,81	1.154,07
La Mami - Barranquilla	1.246,35	1.921,36
Barranquilla - Cartagena	708,04	818,57
Cartagena - Sincelejo	2.007,04	2.400,55
Sincelejo - Jobo	1.610,36	1.705,41
La Creciente - Sincelejo	863,72	865,47
SRT Mamonal	137,92	152,73
Gasoductos Regionales	783,83	1.152,35

Fuente: Cálculos DTGGC a partir de la información del prestador

4.9. Resolución CREG 080 de 2019

Se revisó el cumplimiento de la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., en relación con lo definido en la Resolución CREG 080 de 2019, “*Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible*”, encontrando que la empresa tiene publicado en su portal web, un acceso directo para consulta de los procedimientos relacionados con la prestación del servicio, como se muestra a continuación:

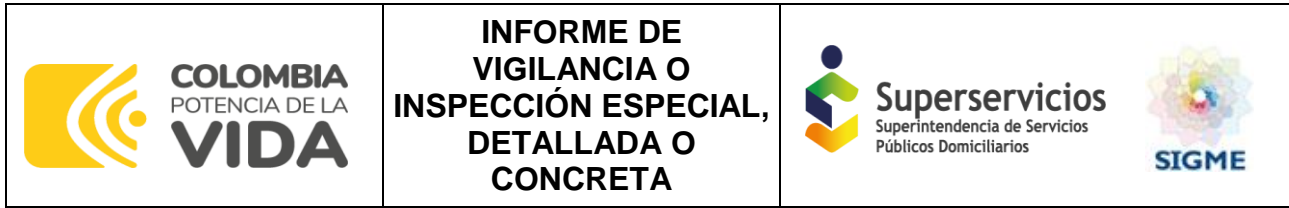
Tabla 28 Lista de chequeo cumplimiento procedimientos Resolución CREG 080 de 2019

ITEM	ART. APLICABLE	CUMPLIMIENTO		OBSERVACIÓN
		SI	NO	
Cuenta con portal Web activo de la empresa	Art. 9.1	X		

ITEM	ART. APLICABLE	CUMPLIMIENTO		OBSERVACIÓN
		SI	NO	
Cuenta con enlace directo en la página principal hacia la información pertinente de la CREG 080 de 2019	Art. 9.1	X		
Cuenta la web con acceso en la página de inicio a los procedimientos relacionados con el acceso a un bien esencial empleado para la organización y la prestación de servicio por parte de usuarios o empresas (plazos y requisitos)	Art. 9.1	X		
Cuenta la web con acceso en la página de inicio a los procedimientos relacionados con el cambio de prestador por parte de los usuarios o empresas (plazos y requisitos)	Art. 9.2	X		
Los procedimientos publicados corresponden a la última versión expedida por la empresa	Art. 9.3	X		
Provee información a los usuarios respecto a PRODUCTOS Y SERVICIOS OFRECIDOS	Art. 15.2	X		
Provee información a los usuarios respecto a DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS	Art. 15.2			N/A
Provee información a los usuarios respecto a PRECIOS COBRADOS POR PRODUCTOS Y SERVICIOS	Art. 15.2	X		
Provee información a los usuarios respecto a ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN EN EL MERCADO	Art. 15.2	X		
Provee información a los usuarios respecto a MECANISMOS DE PROTECCIÓN DE DEFENSA DE SUS DERECHOS	Art. 15.2			N/A
Se encuentra publicada en la web oficial una declaración del representante legal de adhesión y cumplimiento de las reglas de comportamiento de la CREG 080 de 2019	Art. 25	X		

Fuente: DTGGC a partir de la información del prestador

Asimismo, a través del Radicado SSPD No. 20205290295072 del 13/03/2020, envió a la SSPD una copia de los procedimientos vigentes de los que trata el artículo 9 de la Resolución CREG 080 de 2019, para que esta los mantenga a disposición de quienes los soliciten.



4.10. Aspectos SUI

4.10.1. Calidad y reporte de la información al SUI

4.10.1.1. Estado general reporte de información en el SUI

En los días 4 de abril y 14 de junio de 2024, la DTGGC procedió a consultar y verificar el reporte de información de la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), para el período del año 2023, vigencia objeto de la presente evaluación integral. Derivado de esto se pudo constatar que la empresa registra un porcentaje (%) de cargue general de información en el SUI del noventa y siete por ciento (97%), con un número de reportes radicados de ochenta y cinco (85) y dos reportes (2) pendientes, para un total de ochenta y siete (87) reportes durante la vigencia 2023. En relación con los 85 reportes radicados, la empresa reporta en el SUI, cuarenta y cuatro (44) reportes radicados certificados y cuarenta y uno (41) reportes radicados como no aplica. Así mismo, se constató que la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., ha certificado información en el SUI de forma extemporánea, es decir fuera de los términos establecidos en el acto administrativo Resolución No. SSPD - 20221000665435 DEL 18/07/2022 *“Por la cual unifican los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de gas combustible por redes de tubería”*.

4.10.1.2. Formatos y Formularios reportados de forma extemporánea en el SUI

En la siguiente tabla, se relacionan los formatos certificados en el SUI extemporáneamente, los cuales no cumplen con los términos establecidos en la normatividad vigente.





	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

Tabla 29 Formatos y Formularios reportados de forma extemporánea en el SUI

TÓPICO	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN	LÍMITE PARA REPORTE RESOLUCIÓN N. 20221000665435 DEL 18/07/2022
Técnico operativo	Anual	GRTT1. Proyecto de Inversión	Certificado	31/01/2024	Hasta el día 30 de enero del año siguiente al reporte.
Técnico operativo	Anual	GRTG1. Gestión de Riesgos	Certificado	05/05/2023	Anual. Desde el día 1 del mes de febrero - Hasta el último día del mes de febrero
Comercial y de Gestión	FEBRERO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	30/11/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	MARZO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	30/11/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	ABRIL	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	11/12/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	MAYO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	11/12/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	JUNIO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	11/12/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	JULIO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	11/12/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	SEPTIEMBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	11/12/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	AGOSTO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	11/12/2023	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	OCTUBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	31/01/2024	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	NOVIEMBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	31/01/2024	Hasta el último día del mes siguiente al reporte
Comercial y de Gestión	Trimestre 1	GRC8. Información de Usuarios Industriales Exentos de Contribución	Certificado	18/01/2024	Trimestral vencido. Hasta el día 20 del mes siguiente al reporte.

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

TÓPICO	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN	LÍMITE PARA REPORTE RESOLUCIÓN N. 20221000665435 DEL 18/07/2022
Comercial y de Gestión	Trimestre 3	GRC8. Información de Usuarios Industriales Exentos de Contribución	Certificado	18/01/2024	Trimestral vencido. Hasta el día 20 del mes siguiente al reporte.
Comercial y de Gestión	Trimestre 2	GRC8. Información de Usuarios Industriales Exentos de Contribución	Certificado	22/01/2024	Trimestral vencido. Hasta el día 20 del mes siguiente al reporte.
Técnico operativo	ENERO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado	14/03/2023	Hasta el día 10 del mes siguiente al mes a reportar
Técnico operativo	Trimestre 1	GRP1. Fugas en Redes	Certificado	05/07/2023	Trimestral vencido. Hasta el día 15 del mes siguiente al trimestre



**Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en Datos del SUI Link_ <http://sui.superservicios.gov.co/> <https://wa-reportsui.azurewebsites.net/home/report/1312ac12-b666-44d3-a0b5-42bd4fdd08d4>
Fecha Consulta: 14/06/2024**

4.10.2. Formatos reportados en estado No Aplica en el SUI



En la siguiente tabla, se detallan los formatos certificados en el SUI como No Aplica para la vigencia 2023.

Tabla 30 Formatos reportados en estado No Aplica en el SUI



TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Comercial y de Gestión	ENERO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	09/02/2023
Comercial y de Gestión	FEBRERO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	14/03/2023

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

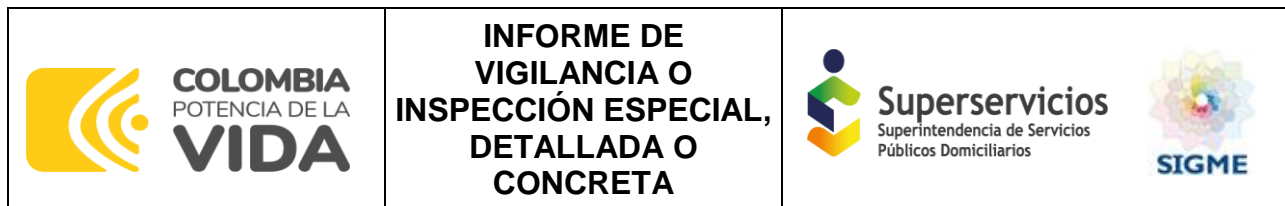
TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Comercial y de Gestión	MARZO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	03/04/2023
Comercial y de Gestión	JUNIO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	13/07/2023
Comercial y de Gestión	JULIO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	10/08/2023
Comercial y de Gestión	AGOSTO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	12/09/2023
Comercial y de Gestión	SEPTIEMBRE	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	10/10/2023
Comercial y de Gestión	OCTUBRE	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	17/11/2023
Comercial y de Gestión	NOVIEMBRE	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	14/12/2023
Comercial y de Gestión	DICIEMBRE	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado No Aplica	12/01/2024
Técnico operativo	FEBRERO	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	08/03/2023
Técnico operativo	MARZO	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	08/03/2023
Técnico operativo	ABRIL	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	02/05/2023
Técnico operativo	MAYO	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	02/05/2023
Técnico operativo	JUNIO	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	30/05/2023
Técnico operativo	JULIO	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	30/06/2023
Técnico operativo	AGOSTO	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	28/07/2023

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Técnico operativo	SEPTIEMBRE	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	31/08/2023
Técnico operativo	OCTUBRE	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	29/09/2023
Técnico operativo	NOVIEMBRE	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	30/10/2023
Técnico operativo	DICIEMBRE	1919	GRCS5. Mantenimientos a efectuar que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	30/11/2023
Comercial y de Gestión	ENERO	1924	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado No Aplica	31/01/2024
Comercial y de Gestión	ABRIL	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	20/10/2023
Comercial y de Gestión	MAYO	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	20/10/2023
Comercial y de Gestión	JUNIO	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	20/10/2023
Comercial y de Gestión	JULIO	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	20/10/2023
Comercial y de Gestión	SEPTIEMBRE	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	20/10/2023
Comercial y de Gestión	OCTUBRE	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	29/11/2023
Comercial y de Gestión	DICIEMBRE	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	31/01/2024
Comercial y de Gestión	NOVIEMBRE	1927	GRC4. Servicios Adicionales	Certificado No Aplica	31/01/2024
Técnico operativo	FEBRERO	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	08/03/2023

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Técnico operativo	MARZO	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/04/2023
Técnico operativo	ABRIL	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	11/05/2023
Técnico operativo	MAYO	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	13/06/2023
Técnico operativo	JUNIO	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/07/2023
Técnico operativo	JULIO	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/08/2023
Técnico operativo	AGOSTO	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/09/2023
Técnico operativo	SEPTIEMBRE	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/10/2023
Técnico operativo	OCTUBRE	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/11/2023



TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Técnico operativo	NOVIEMBRE	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	12/12/2023
Técnico operativo	DICIEMBRE	1944	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	Certificado No Aplica	10/01/2024

**Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en Datos del SUI Link <http://sui.superservicios.gov.co/> <https://wa-reportsui.azurewebsites.net/home/report/1312ac12-b666-44d3-a0b5-42bd4fdd08d4>
Fecha Consulta: 14/06/2024**

4.10.3. Formatos pendientes de cargue en el SUI

En la siguiente tabla, se detallan los formatos pendientes de cargue en el SUI para la vigencia 2023. Es preciso mencionar que la empresa referente al formato GRC7 tiene pendientes dos reportes correspondientes a los semestres 1 y 2 de la vigencia 2023. Así mismo y derivado de las obligaciones que tiene la empresa de realizar la revisión de los formatos que habilita el SUI, en relación con el formato GRC7 debe verificar la habilitación para el reporte del segundo semestre de la vigencia 2023.

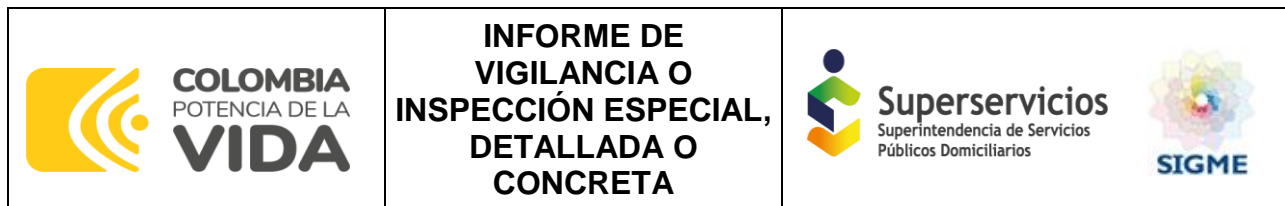




Tabla 31 Formatos pendientes de cargue en el SUI

TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	APLICACIÓN	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN	LÍMITE PARA REPORTE RESOLUCIÓN N. 20221000665435 DEL 18/07/2022
Comercial y de Gestión	Semestres 1 y 2 del año 2023.	1934	GRC7. Concurso Económico	Cargue Masivo	Pendiente		El primer semestre de cada año se deberá reportar hasta el 30 de abril del año de reporte. El segundo semestre se deberá reportar hasta el 31 octubre del año de reporte.

**Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en Datos del SUI Link <http://sui.superservicios.gov.co/> <https://wa-reportsui.azurewebsites.net/home/report/1312ac12-b666-44d3-a0b5-42bd4fdd08d4>
Fecha Consulta: 14/06/2024**

En relación con lo detallado en el numeral 4.10.3. Formatos pendientes de cargue en el SUI, la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., solicitó su des habilitación a través de las comunicaciones con radicados SSPD N.20245293074602 del 18 de julio de 2024 y radicado N.20245293115292 del 19 de julio de 2024, así mismo mediante radicado N.20242032747531 del 25 de julio de 2024, la SSPD consideró procedente el retiro del formato GRC7. Concurso Económico, ya que conforme a lo establecido en la Resolución SSPD 20221000665435 del 18 de julio de 2022, Anexo A, Capítulo Transversal – Comercial, dicho formato aplica para la actividad “Distribuidor-Comercializador de GN por Red” y “Distribuidor Comercializador de GLP por Red” y no para las actividades registradas por la empresa en el RUPS como transporte y distribución.



	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

5. **EVALUACIONES REALIZADAS:** Evaluación integral del año 2018, realizada en el 2019.

6. HALLAZGOS

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
<p><i>Aspecto comercial</i></p> <p>Artículos 154, 156 y 158 de la Ley 142 de 1994</p>	<p>Ley 142 de 1994, artículo 153 y siguientes. Resolución 20188000076635 del 22 de junio de 2018</p>	<p>La empresa debe allegar copia del procedimiento interno que utiliza para atender las PQR. Este procedimiento debe incorporar lo contemplado en los artículos 154, 156 y 158 de la Ley 142 de 1994 en lo que tiene que ver con los usuarios no regulados.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses, contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>
<p><i>Aspecto Comercial</i></p> <p><i>Formato Reclamaciones</i></p>	<p>Resolución 20188000076635 22/06/2018</p>	<p>La información de reclamaciones reportada en el SUI no coincide con el número de reclamaciones entregada en la visita de inspección.</p> <p>La empresa deberá revisar la información certificada en el SUI, y de ser necesario, solicitar la reversión de información, cumpliendo con todos los requisitos señalados en la Resolución SSPD No. 20171000204125 del 18 de octubre de 2017.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses, contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
<p><i>Aspecto Comercial</i> <i>Formato GRC2</i></p>	<p>Resolución No. SSPD - 20221000665435 del 18/07/2022</p>	<p>Dentro del Formato GRC2, el reporte de las facturas para la vigencia 2023, establece que todos los clientes son transportadores.</p> <p>La empresa deberá revisar la información certificada en el SUI, y de ser necesario, solicitar la reversión de información, cumpliendo con todos los requisitos señalados en la Resolución SSPD No. 20171000204125 del 18 de octubre de 2017.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses, contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>
<p><i>Aspecto Comercial</i> <i>Formato GRC8</i></p>	<p>Resolución No. SSPD - 20221000665435 del 18/07/2022</p>	<p>Dentro del Formato GRC8, la empresa reportó uno (1) usuario exento de contribución, sin embargo, a través del Radicado SSPD No. 20245291178542 del 19/03/2024, informó que no contaba con usuarios exentos.</p> <p>La empresa deberá revisar la información certificada en el SUI, y de ser necesario, solicitar la reversión de información, cumpliendo con todos los requisitos señalados en la Resolución SSPD No. 20171000204125 del 18 de octubre de 2017.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses, contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>

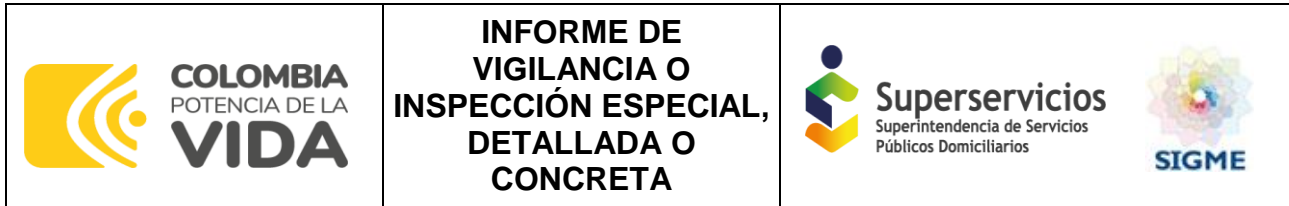
	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
<i>Aspecto Comercial</i> <i>Facturas</i>	Parágrafo 3 del artículo 18 de la Resolución CREG 123 de 2023	<p>Para las facturas del año 2023 que fueron revisadas aleatoriamente, no se encuentran diligenciados los campos <i>Ptos. Entrada y Ptos. Salida</i>.</p> <p>La empresa deberá empezar a diligenciar estos campos en las nuevas facturas que emita y allegará copia de una muestra de facturas del mes.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses, contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>

7. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

7.1. Aspectos comerciales

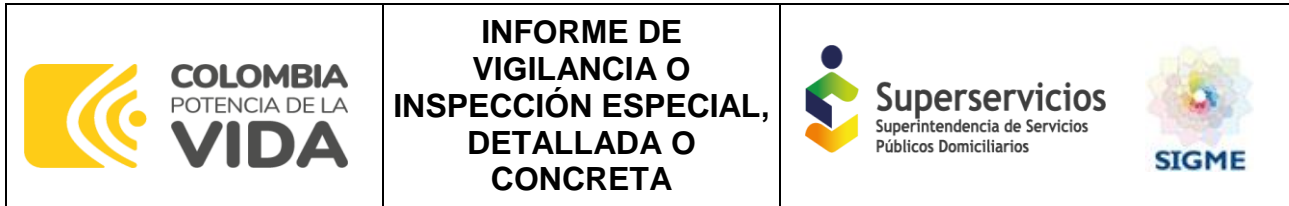
- Incorporar dentro de sus procesos de atención de las PQRs, lo relacionado con la Defensa de los Usuarios en Sede de la Empresa, particularmente en lo que tiene que ver con los Artículos 154, 156 y 158 de la Ley 142 de 1994 y de las Resoluciones expedidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y aplicable a las empresas vigiladas por la entidad.
- Cumplir con todos los requisitos mínimos que deben contener las facturas, conforme a los establecido en el parágrafo 3 del artículo 18 de la Resolución CREG 123 de 2023.



8. CONCLUSIONES

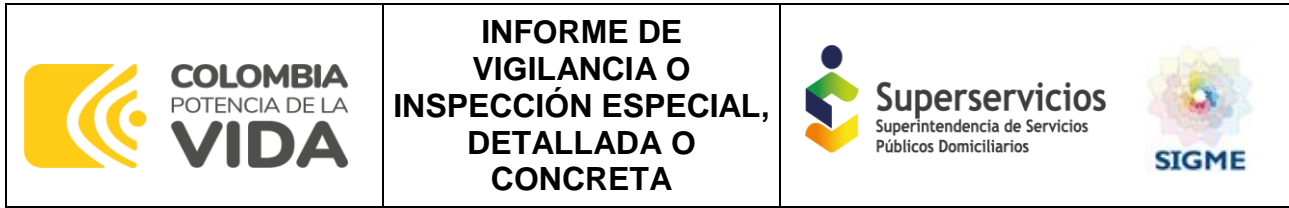
Realizada la evaluación integral a la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., en cuanto concierne a los aspectos financieros, administrativos, técnicos, comerciales y el reporte de información al SUI, se presentan las siguientes conclusiones:

- PROMIGAS S.A. E.S.P. para la vigencia 2023, tuvo una estructura financiera sólida y definida, lo cual permitió garantizar la prestación del servicio público de gas combustible por redes; esto, de acuerdo con la información reportada en su ESF; sin embargo, la empresa debe evaluar mecanismos que le permitan reducir la deuda que tiene con terceros tanto a nivel nacional como internacional, a través de los créditos y bonos en circulación, los cuales tienen representación considerable en el pasivo no corriente. Asimismo, se observó que el pasivo a largo plazo concentra más del 40% del total de activos y más del 84 % del total de pasivos de la empresa. Esto, supondría un riesgo de liquidez para las siguientes vigencias.
- De acuerdo con lo observado en la información financiera de 2023 certificada en el SUI, en lo que corresponde a los resultados financieros, se pudo observar que PROMIGAS S.A. E.S.P. registró pérdidas del ejercicio frente al año 2022, las cuales equivalen a 59.889 millones COP, principalmente, por el incremento de los costos financieros, los cuales están relacionados con el aumento en los intereses de bonos emitidos y obligaciones financieras.
- La actividad de Transporte representó la mayor participación en los ingresos de actividades ordinarias, con una representación del 97,65% del total de ingresos.
- A la fecha de publicación de este informe, el reporte de la información financiera vigencia 2023, en aplicación del marco técnico normativo NIIF PLENAS para Grupo 1, se encuentra cargado y



certificado en el SUI en los tiempos establecidos en la Resolución SSPD N°. 20241000125835 del 26 de marzo de 2024, específicamente el 15 de mayo de 2024.

- Las utilidades obtenidas, en el Estado de Resultados producto de los movimientos ejecutados por PROMIGAS S.A. E.S.P., en desarrollo de “Otras actividades no vigiladas por la SSPD”, permitieron que la empresa cumpliera con sus obligaciones sin afectar la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes.
- Luego de realizar la validación de los contenidos mínimos del plan de gestión del riesgo de desastres de la empresa, es posible concluir que cumple con la calificación establecida por la Superintendencia y se recomienda realizar ajustes para mejorar la herramienta.
- La empresa realizó de manera oportuna el cargue del formato GRTG1- Plan de Gestión del Riesgo, en el sistema único de información SUI.
- La empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., no ha reportado en el SUI el cien por ciento (100%) de la información. Se evidenció que la empresa registra un porcentaje (%) de cargue general de información en el SUI del noventa y siete por ciento (97%), para un total de ochenta y siete (87) reportes durante la vigencia 2023.
- La información reportada al SUI a través de algunos formatos comerciales, presentan diferencias frente a la documentación soporte entregada in situ y/o la revisada a partir de diferentes cruces de datos; por lo anterior, se recomienda a la empresa revisar los criterios de reporte de toda la información comercial.
- Después de analizar y revisar la información técnica operativa aportada, así como la verificada en las instalaciones de la empresa, se encuentra que PROMIGAS S.A. E.S.P., está enmarcada dentro de



los parámetros y requisitos que se exigen en la normatividad técnica y de operación de los gasoductos de transporte de gas natural expedida por la autoridad regulatoria.

- La empresa PROMIGAS S.A. E.S.P. adelanta la actividad de distribución con una infraestructura de 78 kilómetros de red de tubería de acero con una tarifa de distribución compartida con la empresa Gases del Caribe S.A E.S.P., quien cobra en calidad de comercializador el componente “D” de la tarifa y le traslada a PROMIGAS S.A. E.S.P., el valor porcentual correspondiente.



En la actividad de distribución, PROMIGAS S.A. E.S.P., realiza suspensión del servicio a los usuarios en los casos en que no se cumple los requisitos establecidos en la revisión periódica de las instalaciones internas. Todos los clientes en el sistema de distribución son usuarios no regulados y el desarrollo de la actividad se enmarca en la regulación vigente.

9. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

- Se hace necesario que PROMIGAS S.A. E.S.P. en conjunto con el AEGR revisen los resultados de los indicadores financieros de riesgo 2023, con el fin de tener claro los insumos que se utilizan y/o utilizaron para el cálculo de estos, y así no se presenten diferencias frente a lo revisado y analizado por la DTGGC.
- Plan de gestión del riesgo de desastres

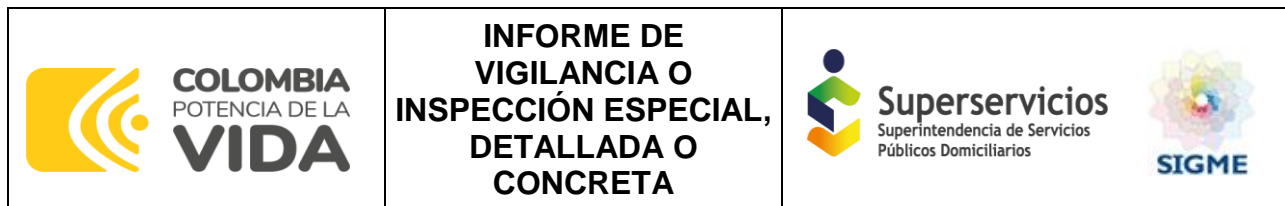
En general el documento cumple con los requerimientos establecidos en la normatividad vigente, sin embargo, fueron realizadas las siguientes observaciones con el fin de complementar el PGRD:

- En el contexto externo, la empresa debe incluir la identificación de los riesgos identificados por la entidades nacionales y territoriales de acuerdo con los planes de gestión de riesgo de desastres municipales o departamentales al igual que los planes de ordenamiento territorial. La información contenida en dichos planes va a permitir la identificación de los riesgos a los

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

que puede estar expuesto el municipio y el nivel de criticidad del riesgo para la toma de medidas de reducción para ser incluidas dentro del plan de gestión del riesgo de la empresa.

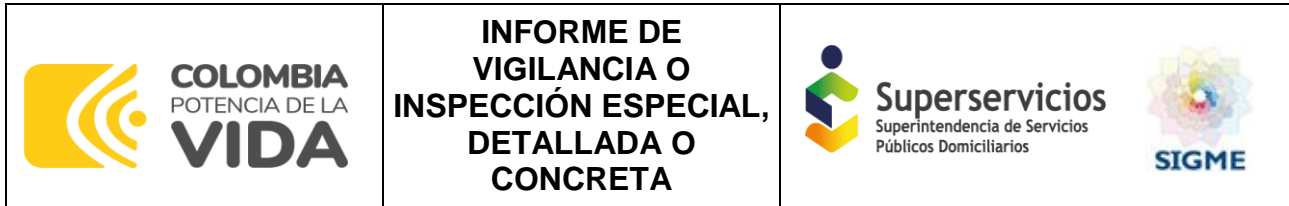
- Es necesario mencionar las amenazas y escenarios de riesgo existentes en los municipios donde se realiza la prestación del servicio.
- El PGRD debe contar con un capítulo con las lecciones aprendidas y experiencias capitalizadas después de la materialización de un evento, como es el caso de erosión costera en el municipio de Ciénaga, Magdalena.
- En el numeral 2.2.1.1 Identificación de amenazas no fueron incluidas las amenazas atmosféricas como los ciclones tropicales teniendo en cuenta que son eventos recurrentes en la costa caribe donde la empresa cuenta con su mayor infraestructura, tampoco fue tomada en cuenta la erosión costera que ya ha generado afectación en algunos gasoductos, únicamente se menciona este evento en el capítulo de reducción y monitoreo del riesgo.
- En el contenido relacionado con las medidas de protección financiera es necesario incluir los nombres de las aseguradoras.
- El plan debe contemplar los mecanismos de interacción y articulación con los consejos municipales y departamentales de gestión del riesgo de desastres.
- Es necesario que el plan cuente con una estrategia de comunicación interna y externa descrita en el documento.
- El PGRD dentro del plan de inversiones debe incluir la programación de cada una de las acciones de intervención que deben desarrollarse para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre, para el corto, mediano y largo plazo.
- Se recomienda realizar los ajustes sugeridos anteriormente para complementar el plan de gestión del riesgo de modo que para el reporte realizado en el formato GRTG1 de la próxima vigencia se encuentre más completo.
- Es necesario incluir el tema de erosión costera dentro de las amenazas a las que está expuesta la infraestructura, al igual que las medidas correctivas que se han implementado para la mitigación de esta.



- Es necesario que la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., en las siguientes vigencias, realice el cargue de información de manera oportuna en el SUI y cumpla estrictamente con los términos establecidos en la Resolución N. SSPD – 20221000665435 del 18/07/2022 y demás normatividad vigente y aplicable al reporte y certificación de información en el SUI.
- La empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., debe reportar la totalidad de la información en el Sistema Único de Información (SUI), detallada en cada uno de los formatos y formularios establecidos en la Resolución N. SSPD – 20221000665435 del 18/07/2022 y demás normatividad vigente y aplicable al reporte y certificación de información en el SUI.
- Se recomienda a la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., realizar la revisión de los formatos que le habilita el SUI para los periodos a reportar en cada uno de los formatos y formularios que le aplican a la empresa de acuerdo a las actividades que desarrolla y de esta manera contar con la totalidad de la información que debe reposar en el SUI.
- PROMIGAS S.A. E.S.P., tiene como su actividad principal el transporte de gas natural por tubería, sin embargo, se observa que también realiza la actividad de distribución bajo la figura que para efecto de esta evaluación integral se ha denominado “distribuidor puro”. Al respecto es pertinente recomendar que PROMIGAS S.A. E.S.P., mediante solicitud de concepto a la Comisión de Regulación de Gas – CREG refuerce y profundice el alcance y obligatoriedad del cumplimiento de la normatividad vigente sobre la actividad de distribución de gas por red que le aplica bajo su responsabilidad al estar registrada dicha actividad en el sistema de registro único de prestadores – RUPS de la SSPD.

10. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

10.1. Responsable General



Revisó: Tatiana Alejandra Quintero Barrera – Coordinadora del Grupo de Gas por Redes de Tubería

Aprobó: Eliana Paola Bohórquez Rodríguez - Directora Técnica de Gestión de Gas Combustible

10.2. Equipo de Evaluación

Rosario del Carmen Delgado Pinchao – Profesional Especializado DTGGC

Diana Cecilia Adarve Vargas – Contratista DTGGC

Manuel Gustavo Vergara Murillo – Profesional Especializado DTGGC

Luis Alberto Esguerra Amaya – Profesional Especializado DTGGC

Jorge Leonardo Rendón Tolentino – Profesional Especializado DTGGC

Aurora Cruz Ardila – Profesional Especializado DTGGC

11. ANEXOS

N/A