

1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

- 1.1. Nombre o razón social: CNEOG COLOMBIA SUCURSAL COLOMBIA - CNEOG
- 1.2. Nit: 900276770 - 2
- 1.3. ID (SUI - RUPS): 66239
- 1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Gas Combustible por Redes
- 1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Productor Comercializador
- 1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 01/01/2023

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: Calle 113 No. 7 – 45 Torre b Of 1501, Bogotá

3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

- Administrativos y Financieros
- Técnicos-Operativos
- Aspectos Comerciales
- Aspectos SUI

El objetivo de la presente evaluación integral es verificar el cumplimiento regulatorio, con base en el régimen de servicios públicos y demás normas aplicables a la empresa CNEOG, para el año 2023, a saber:

- Ley 142 de 1994.
- Resolución CREG 072 de 2002 y sus modificatorias.
- Resolución SSPD No.20051300033635 de 2005.
- Ley 1314 de 2009.
- Resolución CREG 080 de 2019.

- Resolución CREG 186 de 2020.
- Resolución SSPD 20221000665435 de 2022.
- Resolución SSPD No. 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 administrativos y financieros, técnicos - operativos, comerciales y tarifarios, plan de gestión de riesgos de desastres (PGRD) y sistema único de información (SUI).

Los criterios de priorización para adelantar evaluación integral a CNEOG, se fundamentan en el resultado que obtuvo la empresa luego de ponderar los siguientes aspectos:

- Alta Dirección, aprobación de las empresas propuestas para aplicar el programa de IVC en la vigencia 2024.
- Antecedentes relacionados con información Financiera, Comercial y Técnica, de AEGR y estado de Cargue al SUI.
- Aspecto Financiero: Es una empresa clasificada en Grupo 1, de acuerdo con el nuevo marco normativo internacional financiero (NIF); para la vigencia 2023, presentó un nivel de riesgo medio-alto, presentando alertas en indicadores financieros de rentabilidad, liquidez y solvencia. En lo relacionado con el cargue y certificación de las Taxonomías XBRL¹ 2023, a la fecha se encuentra al día.
- Aspecto Comercial: CNEOG ha registrado de forma incorrecta, ante el GM, la modalidad de algunos contratos de suministro durante 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 evaluación integral es la reportada por la empresa en los formatos del Sistema Único de Información (SUI), para la vigencia del año 2023. Así mismo, la información remitida como respuesta al Radicado SSPD No. 20242313097791 del 09 de agosto de 2024, mediante Radicado SSPD No. 20245294014832 del 09 de septiembre de 2024 y la entregada en la visita y remitida mediante los Radicados SSPD No. 20245294281752 del 24 de septiembre de 2024 y SSPD No. 20245294347402 del 30 de septiembre de 2024.

¹ eXtensible Business Reporting Language

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) y el estado de respuesta por parte de CNEOG.

Tabla 1. Requerimientos al prestador.

NÚMERO DE RADICADO SSPD	FECHA	OBSERVACIÓN	ESTADO DE RESPUESTA
20232311355461	18 de abril de 2023	Procedimientos asociados a la prestación del servicio de gas combustible de conformidad con el artículo 9 de la Resolución CREG 080 de 2019.	Atendido con Radicado No. SSPD 20235291706092 de 10 de mayo de 2023
20232313603451	25 de septiembre de 2023	Traslado por competencia del punto 8 y 9 del cuestionario de la Proposición No. 72 de 2023 de la Comisión Quinta del Senado Permanente, relacionado con el Derecho de Petición identificado con Radicado SSPD No. 20235293519702 del 20 de septiembre de 2023.	Atendido con Radicado No. SSPD 20235293777782 de 09 de octubre de 2023.
20232314223441	31 de octubre de 2023	Requerimiento Radicado SSPD No. 20235293234382 - Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural en el punto de entrega Estación Jobo.	Atendido con Radicado No. SSPD 20235294557542 de 28 de noviembre de 2023
20232315118601	26 de diciembre de 2023	Solicitud de Información Financiera y contable año 2023.	El prestador atendió lo requerido por la DTGGC a través de los Radicados SSPD No. 20245290192122 y 20245290191002 del 16 de enero de 2024.
20232315118971	26 de diciembre de 2023	Requerimiento de cargue de Información Financiera Especial (IFE) Taxonomía XBRL 2023.	El prestador atendió lo requerido y certificó la información financiera de los tres primeros trimestres de la vigencia 2023, a través de la Taxonomía XBRL – Información Financiera Especial (IFE)..

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 CNEOG, se constituyó en el año 2009 y se encuentra inscrita en el RUPS, desde el 1 de enero de 2023. En la vigencia 2023, desarrolló la actividad de Productor-Comercializador del servicio público de gas combustible por redes, conforme lo señala para dicha vigencia el último RUPS certificado con imprimible No. 2023166239417890 del 26 de enero de 2023.

El capital asignado a la empresa en su calidad de sucursal extranjera corresponde a 10.000 USD (38 millones COP²), como se señala en el certificado de Cámara de Comercio de Bogotá del 12 de agosto de 2024. En la tabla 2, se recopilan los datos generales del prestador.

Tabla 2 Datos Generales

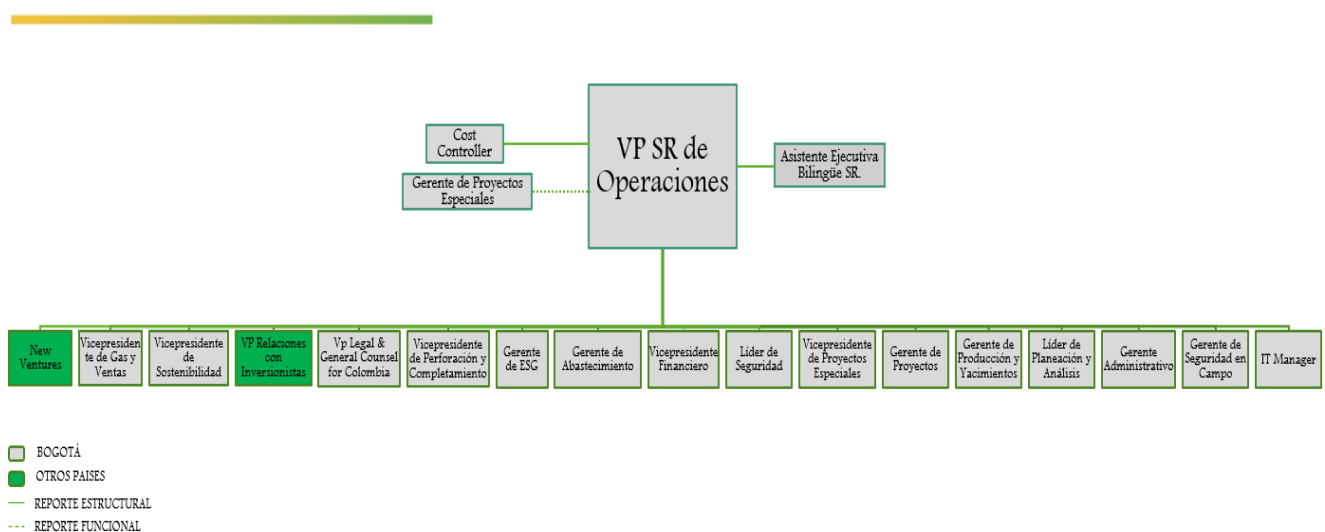
Tipo de Sociedad	Sucursal de Sociedad Extranjera
Razón Social	CNEOG COLOMBIA SUCURSAL COLOMBIA
Representante Legal	Andrés Valenzuela Pachón
Actividades Desarrolladas	PRODUCTOR - COMERCIALIZADOR
Año de inicio de operaciones	2023
Auditor – AEGR	GESTION FUTURA AUDITORES S.A.S.
Servicios	Gas Combustible por Redes
Fecha última actualización del RUPS	30 de enero de 2024

Fuente: Elaboración DTGGC, Basado en datos SUI

4.4.1. Estructura de la empresa

De acuerdo con la información entregada por CNEOG, a través del Radicado SSPD N°. 20245294014832, el prestador cuenta con una estructura corporativa, tal y como lo muestra la Imagen 1.

Imagen 1 Estructura organizacional Canacol Energy – Vicepresidencia CNEOG



² TRM 3.822,05 COP - 31/12/2023 <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm> (1.1.1.TCM_Serie histórica IQY)

Fuente: Elaboración DTGGC, Basado en datos de CNEOG

Teniendo en cuenta lo esbozado en la Imagen 1, así como lo explicado por CNEOG en la visita realizada los días 23, 24 y 25 de septiembre de 2024, se puede concluir que de la Vicepresidencia Senior de Operaciones para Colombia dependen 17 áreas transversales para todas las empresas que conforman la organización CANACOL ENERGY, las cuales están enfocadas en garantizar la prestación del servicio público de gas combustible por redes.

4.5. Aspectos administrativos y financieros

4.5.1. Administrativos

CNEOG, es una sociedad colombiana, privada, de tipo Sucursal de Sociedad Extranjera, cuyo domicilio principal es Bogotá D.C. En el desarrollo de la actividad de Productor-Comercializador durante el año 2023, suscribió contratos de suministro de gas natural, con las siguientes empresas:

- GLOBAL GAS DEL CARIBE S.A.S. E.S.P.
- ECOPETROL S.A.
- CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
- HOLYGAS S.A.S. E.S.P.
- SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.

La empresa para el desarrollo de su negocio contó con una planta de personal, para la vigencia 2023, de 179 empleados (directos e indirectos), los cuales se encontraban asignados a las áreas administrativa y operativa, de acuerdo con la información entregada por el prestador en la visita realizada; se resalta que el 71 % de su fuerza de personal está concentrada en el Área Operativa, como se observa en la Tabla 3

Tabla 3 Número de Empleados (Directos e Indirectos) 2023

Área	2023	%
Administrativa	52	29%
Operativa	127	71%
Total	179	100%

Fuente: Elaboración DTGGC, Basado en datos de CNEOG.

Adicional a esto, se encontró que la empresa fue auditada, aprobada y certificada para la “(...) EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. ESTACIÓN PLANTA DE PROCESAMIENTO Y TRATAMIENTO DE GAS NATURAL JOBO Y ESTACIONES SATÉLITES DE PRODUCCIÓN DE GAS A NIVEL NACIONAL. (...)” de conformidad con las siguientes normas expedidas por el ICONTEC, así:

- ISO 9001:2015 (Sistema de Gestión de Calidad), certificación la cual fue otorgada el 30 de noviembre de 2022 y tiene validez hasta el 29 de noviembre de 2025.

- ISO 14001:2015 (Sistema de Gestión Ambiental), certificación la cual fue otorgada el 30 de noviembre de 2022 y tiene validez hasta el 29 de noviembre de 2025.
- ISO 45001:2018 (Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional), certificación la cual fue otorgada el 30 de noviembre de 2022 y tiene validez hasta el 29 de noviembre de 2025.

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 de riesgo financiero, 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 al año 2023 y comparativo (2022). Cabe resaltar que, CNEOG 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 2023, dentro de las fechas estipuladas en la Resolución SSPD No. 20241000125835 del 26 de marzo de 2024, exactamente, el 15 de mayo de 2024.

En síntesis y con base en los indicadores calculados bajo la norma de información financiera (NIF), la clasificación inicial de riesgo, está consolidada en la Tabla 4

Tabla 4 Clasificación inicial año 2023

GRUPO	INDICADOR	AÑO 2023
RENTABILIDAD	Rentabilidad sobre Activos	13,2%
	Rentabilidad sobre Patrimonio	24,5%
	Flujo de Caja sobre Activos	35,3%
LIQUIDEZ	Ciclo Operacional (días)	34,6
	Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	15,0
	Razón Corriente (veces)	0,8
SOLIDEZ	Patrimonio sobre Activo	87,0%
	Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	85,3%
	Activo Corriente sobre Activo Total	8,7%
CLASIFICACIÓN INICIAL		3

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos SUI

De acuerdo con los resultados de la metodología regulatoria expuesta en la Tabla 4, CNEOG para la vigencia 2023, presentó una clasificación inicial de 3 (**ALTO**), respecto al grupo en el que fue evaluado. Las alertas más significativas se presentan en los indicadores de: Flujo de caja sobre activos, Ciclo operacional, Razón corriente, Pasivo corriente sobre Pasivo total y Activo corriente sobre activo total. Los indicadores referenciados concentran el 58 % de la ponderación al momento de hacer los cálculos para

la clasificación inicial del riesgo y las variables utilizadas constituyen una parte importante del desarrollo del negocio.

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	-1,2%	$P(Y_i = m) = \frac{e^{zmi}}{1 + \sum_{m=2}^m e^{zmi}}$
Rotación de Cuentas por Cobrar	84	
Rotación de Cuentas por Pagar	50	
Servicio de la Deuda sobre Patrimonio	1,0%	$P(y = 0) = 0.432$
Margen Operacional	82,9%	$P(y = 1) = 0.711$
Rotación de Activos Fijos	0,2	$P(y = 2) = 0.781$
Periodo de Pago de Pasivo a Largo Plazo	0,1	$P(y = 3) = 0.129$
Flujo de Caja sobre Servicio de la Deuda	3997%	

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos SUI

Los resultados arrojados con la ejecución de dicho modelo, indican que la probabilidad de que la empresa se clasifique en nivel de riesgo 2 (**MEDIO-ALTO**) es del 78,1 %, lo cual supone que CNEOG, deba continuar con las acciones administrativas correspondientes para mitigar toda clase de riesgos que puedan interferir en la óptima prestación del servicio público domiciliario.

En este sentido y 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 el prestador en el SUI a través de la Taxonomía XBRL 2023, la entregada a través del Radicado SSPD No. 20245294014832, así como también, la recopilada en la visita realizada; lo anterior, se encuentra dictaminado por el Representante Legal, el Contador Público y el Revisor Fiscal de la empresa.

Así las cosas, a continuación, se realiza un 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 CNEOG.

4.5.3. Estado de Situación Financiera (ESF)

En el ESF del año 2023, se evidencia que los activos totales de CNEOG, estuvieron financiados principalmente, con recursos internos, es decir, preliminarmente se observó que la empresa usó en cierta medida, recursos de fuente interna, 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. % (Activo)	Año 2022	Part. % (Activo)	Δ% 2023-2022
Activos [sinopsis]					
Activos corrientes [sinopsis]					
Efectivo y equivalentes al efectivo	17.451.006.000 COP	0,5%	3.277.363.000 COP	0,1%	432,5%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	129.982.552.000 COP	3,5%	36.632.381.000 COP	1,0%	254,8%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	129.982.552.000 COP	3,5%	36.632.381.000 COP	1,0%	254,8%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	108.057.187.000 COP	2,9%	362.123.000 COP	0,0%	29739,9%
Otras cuentas por cobrar corrientes	27.887.208.000 COP	0,8%	11.382.592.000 COP	0,3%	145,0%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	265.926.947.000 COP	7,3%	48.377.096.000 COP	1,3%	449,7%
Activos por impuestos corrientes	32.026.376.000 COP	0,9%	618.322.000 COP	0,0%	5079,6%
Otros activos financieros corrientes	3.440.729.000 COP	0,1%	0 COP	0,0%	100,0%
Total de activos corrientes	318.845.058.000 COP	8,7%	52.272.781.000 COP	1,4%	510,0%
Activos no corrientes [sinopsis]					
Propiedades, planta y equipo	2.983.451.399.000 COP	81,4%	3.730.295.112.000 COP	97,7%	-20,0%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes [Resumen]					
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas no corrientes	21.000.000.000 COP	0,6%	0 COP	0,0%	100,0%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	782.513.000 COP	0,0%	0 COP	0,0%	100,0%
Total cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	21.782.513.000 COP	0,6%	0 COP	0,0%	100,0%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	21.782.513.000 COP	0,6%	0 COP	0,0%	100,0%
Activos por impuestos diferidos	341.160.554.000 COP	9,3%	36.079.039.000 COP	0,9%	845,6%
Total de activos no corrientes	3.346.394.466.000 COP	91,3%	3.766.374.151.000 COP	98,6%	-11,2%
Total de activos	3.665.239.524.000 COP	100,0%	3.818.646.932.000 COP	100,0%	-4,0%
Patrimonio y pasivos [resumen]					
Pasivos [resumen]					
Pasivos corrientes [resumen]					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes [Resumen]					
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	61.538.278.000 COP	1,7%	4.207.961.000 COP	0,1%	1362,4%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	280.495.116.000 COP	7,7%	24.447.006.000 COP	0,6%	1047,4%
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	1.824.367.000 COP	0,0%	37.679.000 COP	0,0%	100,0%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	343.857.761.000 COP	9,4%	28.692.646.000 COP	0,8%	1098,4%
Otros pasivos financieros corrientes	18.357.068.000 COP	0,5%	767.884.000 COP	0,0%	2290,6%
Otros pasivos no financieros corrientes	44.364.982.000 COP	1,2%	1.693.215.000 COP	0,0%	2520,2%
Total pasivos corrientes	406.579.811.000 COP	11,1%	31.153.745.000 COP	0,8%	1205,1%
Pasivos no corrientes [resumen]					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes [Resumen]					
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas no corrientes	3.631.057.000 COP	0,1%	3.904.802.000 COP	0,1%	-7,0%
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	489.514.000 COP	0,0%	0 COP	0,0%	100,0%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	4.120.571.000 COP	0,1%	3.904.802.000 COP	0,1%	5,5%
Otros pasivos financieros no corrientes	65.931.789.000 COP	1,8%	62.215.446.000,00 COP	1,6%	6,0%
Total pasivos no corrientes	70.052.360.000 COP	1,9%	66.120.248.000 COP	1,7%	5,9%
Total pasivos	476.632.171.000 COP	13,0%	97.273.993.000 COP	2,5%	390,0%
Patrimonio [resumen]					
Capital emitido	19.431.000 COP	0,0%	19.431.000,00 COP	0,0%	0,0%
Inversión suplementaria al capital asignado	3.628.523.025.000 COP	99,0%	3.755.627.579.000,00 COP	98,3%	-3,4%
Ganancias acumuladas	302.448.985.000 COP	8,3%	-80.340.171.000,00 COP	-2,1%	276,5%
Efectos por adopción NIF	0 COP	0,0%	0 COP	0,0%	0,0%
Otras participaciones en el patrimonio (No ORI)	0 COP	0,0%	46.066.100.000 COP	1,2%	-100,0%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	-742.384.088.000 COP	-20,3%	0,00 COP	0,0%	100,0%
Total patrimonio	3.188.607.353.000 COP	87,0%	3.721.372.939.000 COP	97,5%	-14,3%
Total de patrimonio y pasivos	3.665.239.524.000 COP	100,0%	3.818.646.932.000 COP	100,0%	-4,0%

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos SUI y los suministrados por CNEOG

4.5.3.1.1. Activos

Los activos para la prestación del servicio público de gas combustible por redes de CNEOG, en su mayor proporción, se encuentran concentrados en el largo plazo, con un 91,3 % de la inversión total de la empresa. Los principales activos de dicho servicio público son la “Propiedad, planta y equipo”, que agrupa el 81,4 %, correspondiente a 2,9 billones COP, seguido de los “Activos por impuestos diferidos” con un 9,3 %, alcanzando los 341.161 millones COP y las “Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes”, que concentran el 3,5 %, equivalente a los 129.983 millones COP.

Aunado a lo anterior, a continuación, se esboza en la Tabla 7, el principal activo de la empresa, el cual contempla los activos asociados a la propiedad, planta y equipo utilizados para la prestación del servicio público de gas combustible por redes, los cuales permitieron desarrollar la actividad de Producción-Comercialización, así:

Tabla 7 Propiedad, Planta y Equipo año 2023

Información a revelar detallada sobre propiedades, planta y equipo [partidas]	Terenos y construcciones [miembro]	Maquinaria [miembro]	Vehículos [miembro]	Enseres y accesorios [miembro]	Equipo de oficina [miembro]	Equipos informáticos [miembro]	Información complementaria [miembro]	Otras propiedades, planta y equipo [miembro]	
	Terenos [miembro]						Ductos [miembro]		
Método de depreciación, propiedades, planta y equipo		Línea recta	Línea recta	Línea recta	Línea recta	Línea recta	UNIDADES TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN TASA PRODUCCIÓN SOBRE RESERVAS	UNIDADES TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN TASA PRODUCCIÓN SOBRE RESERVAS	
Vidas útiles o tasas de depreciación, propiedades, planta y equipo		10 AÑOS	10 AÑOS	10 AÑOS	5 AÑOS	5 AÑOS			
Conciliación de cambios en propiedades, planta y equipo [sinopsis]									
Propiedades, planta y equipo al comienzo del periodo	1.297.023.000 COP	0 COP	501.133.000 COP	493.327.000 COP	0 COP	2.116.431.000 COP	136.632.943.000 COP	3.589.254.255.000 COP	3.730.295.112.000 COP
Cambios en propiedades, planta y equipo [sinopsis]									
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios, propiedades, planta y equipo	0 COP	379.075.000 COP	859.629.000 COP	96.573.000 COP	263.291.000 COP	2.167.383.000 COP	925.861.000 COP	395.823.445.000 COP	400.515.257.000 COP
Depreciación, propiedades, planta y equipo	0 COP	212.623.000 COP	83.238.000 COP	55.679.000 COP	356.000 COP	509.507.000 COP	11.972.522.000 COP	360.191.252.000 COP	373.025.177.000 COP
Disposiciones y retiros de servicio, propiedades, planta y equipo	0 COP	0 COP	49.583.000 COP	0 COP	0 COP	0 COP	0 COP	16.200.632.000 COP	16.250.215.000 COP
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, propiedades, planta y equipo	-266.445.000 COP	-55.483.000 COP	-220.142.000 COP	-93.264.000 COP	-6.955.000 COP	-561.022.000 COP	-26.047.422.000 COP	-730.832.845.000 COP	-758.083.578.000 COP
Total incremento (disminución) en propiedades, planta y equipo	-266.445.000 COP	110.969.000 COP	506.666.000 COP	-52.370.000 COP	255.980.000 COP	1.096.854.000 COP	-37.034.083.000 COP	-711.401.284.000 COP	-746.843.713.000 COP
Propiedades, planta y equipo al final del periodo	1.030.578.000 COP	110.969.000 COP	1.007.799.000 COP	440.957.000 COP	255.980.000 COP	3.213.285.000 COP	99.538.860.000 COP	2.877.852.971.000 COP	2.983.451.399.000 COP

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos SUI y los suministrados por CNEOG

Como se desprende de la Tabla 7, los rubros que mayor participación tienen en la propiedad, planta y equipo de la empresa, están clasificados en los conceptos: “Otras propiedades, planta y equipo”, representando el 96,5 % del total del grupo y los “Ductos” con una participación del 3,3 % del grupo mencionado; cabe resaltar que, en estos conceptos está todo lo relacionado con los pozos, las plantas de procesamiento, las líneas de flujo, las obras civiles en campo y las plantas de tratamiento de agua que tiene y utiliza CNEOG para el desarrollo de la actividad de Producción-Comercialización del servicio público de gas combustible por redes.

Finalmente, el activo total de la empresa experimentó una disminución del 4 %, explicado principalmente, por variaciones ocurridas en la “Propiedades, planta y equipo”, que está relacionado directamente con las depreciaciones y amortizaciones de los Bloques Esperanza y VIM³-21, así como también por los efectos causados por la TRM, los cuales generaron devaluación en la moneda de presentación (COP).

³ Valle Inferior Magdalena

4.5.3.1.2. Pasivos

Los pasivos de la empresa financiaron el 13 % de los activos de CNEOG, y mostraron un incremento del 390 %, respecto al año 2022, equivalente a 379.358 millones COP, lo cual se deriva principalmente, de las variaciones ocurridas en las “Cuentas por pagar a partes relacionadas y asociadas corrientes”, que tiene relación directa con los contratos de mandato celebrados entre Canacol Energy Colombia S.A.S. y CNEOG por el arriendo de la línea de flujo sabanas, la venta de gas, asistencia técnica y administrativa, así como también, por el transporte de gas y venta de materiales, lo anterior, se generó por la adquisición de los Bloques Esperanza y VIM-21. A su vez, es importante anotar que los pasivos de CNEOG según su estructura financiera, reflejan un alto grado de exigibilidad, debido a que, la empresa concentra el 85,3 % de sus obligaciones en el corto plazo.

La principal fuente de financiación externa de CNEOG, fueron las “Cuentas por pagar a partes relacionadas y asociadas corrientes, las cuales, financiaron el 7,7 % del total de los activos de la compañía y constituyeron el 59,4 % del total del pasivo de la empresa. Según la nota N°. 23 a los EEFF del año 2023, y lo informado por CNEOG en la visita realizada por la DTGGC, este concepto está asociado principalmente a los compromisos por la adquisición y entrada en operación de los Bloques Esperanza y VIM-21.

Adicionalmente, se resalta el pasivo asociado a los “Otros pasivos financieros no corrientes”, los cuales, financiaron el 1,8 % del total de activos de la compañía y constituyeron el 14,3 % del total del pasivo de la empresa.

4.5.3.1.3. Patrimonio

El patrimonio de CNEOG relacionado con el servicio público de gas combustible por redes, financió a través de recursos propios o generación interna de recursos, el 87 % de los activos asociados al mencionado servicio público, disminuyendo en un 14,3 %, respecto a lo observado en la estructura de financiamiento del año 2022; aquí se precisa que, dicha disminución se derivó principalmente por un menor reconocimiento de los Bloques Esperanza y VIM-21 en la inversión suplementaria al capital asignado en la vigencia 2023, derivado de los costos y gastos asumidos por CNEOG, en especial lo relacionado con la depreciación de dicha propiedad, planta y equipo.

En la Tabla 6, se puede apreciar la composición patrimonial de CNEOG para el servicio público de gas combustible por redes, en donde se encontró que el principal componente, es la “Inversión suplementaria al capital asignado”, lo cual es el 100 % del patrimonio, producto de la inyección de recursos económicos por parte de la Casa Matriz para la operación normal de la empresa y el 99 % del total del activo; así como también, se destacó la participación en el patrimonio de las “Ganancias acumuladas”, que constituyeron

el 9,5 % del total del patrimonio del servicio público de gas combustible por redes, conformando el 8,3 % del total del activo de dicho servicio público.

4.5.4. Estado de Resultados Integral (ERI)

Conforme a lo reportado por la empresa en el ERI (Tabla 8), se puede decir que, los ingresos de actividades ordinarias, presentaron un incremento del 2.086 %, equivalente a 536.683 millones COP; a su vez, al igual que en el ingreso, el costo de ventas experimentó un aumento del 986 %, correspondiente a 409.630 millones COP, lo cual ocasionó que la compañía generará un incremento del 602 %, traducido en 127.053 millones COP, en su ganancia bruta.

Tabla 8 ERI Comparativo servicio de Gas Combustible por Redes 2023-2022

	Gas Combustible por Redes				
	Año 2023	Part. % (Ingresos)	Año 2022	Part. % (Ingresos)	Δ% 2023-2022
Estado de Resultados Integral por Servicio [partidas]					
Ganancia (pérdida) [sinopsis]					
Ingresos de actividades ordinarias	562.405.846.000 COP	100%	25.723.243.000 COP	100%	2086,4%
Costo de ventas	451.187.359.000 COP	80,2%	41.557.773.000 COP	161,6%	985,7%
Ganancia bruta	111.218.487.000 COP	19,8%	-15.834.530.000 COP	-61,6%	602,4%
Otros ingresos	22.451.334.000 COP	4,0%	727.302.000 COP	2,8%	2986,9%
Gastos de administración	6.472.614.000 COP	1,2%	18.009.000 COP	0,1%	35841,0%
Otros gastos	14.279.120.000 COP	2,5%	1.029.558.000 COP	4,0%	1286,9%
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	111.153.236.000 COP	19,8%	-16.154.795.000 COP	-62,8%	588,1%
Ganancias (pérdidas) que surgen de la baja en cuentas de activos financieros medidos al costo amortizado		0,0%	-81.441.468.000 COP	316,6%	-100,0%
Ingresos financieros	31.992.037.000 COP	5,7%	2.038.000 COP	0,0%	1569676,1%
Costos financieros	32.384.329.000 COP	5,8%	1.142.105.000 COP	4,4%	2735,5%
Otros ingresos (gastos) procedentes de subsidiarias, entidades controladas de forma conjunta y asociadas	-56.408.151.000 COP	-10,0%	-3.512.517.000 COP	13,7%	1505,9%
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	54.352.793.000 COP	9,7%	-102.248.847.000 COP	-397,5%	-46,8%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias corriente	10.838.804.000 COP	1,9%	0 COP	0,0%	100,0%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias diferido	-339.275.167.000 COP	-60,3%	-37.106.385.000 COP	144,3%	100,0%
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	382.789.156.000 COP	68,1%	-65.142.462.000 COP	253,2%	487,6%
Ganancia (pérdida)	382.789.156.000 COP	68,1%	-65.142.462.000 COP	253,2%	487,6%

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos SUI y los suministrados por CNEOG

Los ingresos percibidos por CNEOG asociados al servicio público de gas combustible por redes en la vigencia 2023, alcanzaron los 562.406 millones COP, producto del desarrollo de la actividad de Producción-Comercialización; dichos ingresos dependieron principalmente de la venta de gas a sus clientes lo cual esta coligado a la entrada en operación de los bloques Esperanza y VIM-21.

Finalmente, en la información entregada por el prestador relacionada con los EEFF del año 2023, se pudo evidenciar la gestión realizada por CNEOG para que los resultados financieros de la vigencia analizada sean positivos, alcanzando los 382.789 millones COP, lo cual generó un aumento considerable frente a los resultados financieros observados en la vigencia 2022 (65.142 millones COP); estos resultados, son producto principalmente de la puesta en marcha de los bloques Esperanza y VIM-21.

Por otro lado, se observó que, el costo de ventas del servicio público de gas combustible por redes, representó el 80,2 % del ingreso de actividades ordinarias, el cual está compuesto esencialmente, por el costo asociado a la depreciación asociada a los bloques Esperanza y VIM-21 y alcanzó los 451.187 millones COP. A su vez, los gastos operativos en los que incurrió la empresa en el año 2023, sin tener en cuenta, los relacionados con la depreciación, representaron el 13,9 % del total de los ingresos percibidos por la empresa en el desarrollo de sus actividades para la prestación del servicio público de gas combustible por redes.

Aunado a lo anterior, se resalta que uno de los principales gastos operativos de CNEOG, de acuerdo a la información entregada por la empresa para el desarrollo de esta evaluación integral, estuvo asociado a los “Gastos de distribución y/o comercialización de gas combustible por redes”, dentro de lo cual se encuentra todo lo relacionado con los gastos del servicio de transporte de gas a través del Gasoducto de la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., al igual que con los costos del arrendamiento de la línea de flujo de gas Sabanas, el cual es utilizado para transportar gas a los clientes de CNEOG. A su vez, también se incluye el servicio de compresión de gas en las estaciones La Unión y San Luis, localizadas en el departamento de Córdoba, entre otros aspectos. En la Tabla 9, se puede observar la composición de los gastos operativos de la empresa sin tener en cuenta lo asociado a las depreciaciones.

Tabla 9 Composición gastos operativos del servicio público de gas combustible por redes año 2023

	Gasto operativo [miembro]	%
Gastos [resumen]		
Beneficios a empleados	10.325.144.000 COP	13,2%
Generales	5.538.871.000 COP	7,1%
Arrendamientos	3.781.038.000 COP	4,8%
Bienes y servicios públicos para la venta [resumen]		
Gastos de distribución y/o comercialización de gas combustible por redes	19.588.398.000 COP	25,1%
Contrato de explotación	4.263.000 COP	0,0%
Otros gastos bienes y servicios públicos para la venta	6.272.358.000 COP	8,0%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	13.361.541.000 COP	17,1%
Materiales y otros gastos de operación	8.404.172.000 COP	10,8%
Órdenes y contratos por otros servicios	10.886.398.000 COP	13,9%
Total gastos	78.162.183.000 COP	100%

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos SUI y los suministrados por CNEOG

La información plasmada en la Tabla 9, fue elaborada a partir de la información reportada y certificada por CNEOG a través de la Taxonomía XBRL 2023, lo cual coincide con lo registrado en el ERI; no obstante, es importante señalar que, la SSPD puede hacer revisión a dicha clasificación, con el fin de garantizar la calidad de la información en el SUI.

En consecuencia, el incremento en la ganancia operacional del servicio público de gas combustible por redes frente al año 2022, equivalente a 127.308 millones COP, fue impactada principalmente por el incremento de los ingresos por actividades ordinarias, lo cual provoco junto a otros aspectos, que el

resultado del ejercicio aumentara en un 488 %, frente al año 2022, impactando positivamente la gestión realizada por CNEOG en la vigencia 2023.

Adicionalmente, y producto de la información entregada a través del Radicado SSPD N°. 20245294014832, cuyo objetivo es conocer el comportamiento de la empresa en los seis primeros meses del año 2024, relacionado con la prestación del servicio público de gas combustible por redes, se realizó un análisis de los resultados financieros de CNEOG, los cuales permiten observar lo realizado por la compañía a la fecha de corte, así:

Tabla 10 Resultados Financieros del servicio público de gas combustible por redes – junio 2024⁴

	Diciembre de 2023	Junio de 2024
Ingresos de gas natural, netos de regalías	562.406 COP	260.232 COP
Gastos de producción y transporte	78.158 COP	29.291 COP
Utilidad operacional	484.248 COP	230.940 COP
Costos de exploración y previos a la licencia	4 COP	0 COP
Generales y administrativos	6.473 COP	3.148 COP
Cargos administrativos partes relacionadas, neto	56.408 COP	15.899 COP
Agotamiento y depreciación	373.025 COP	148.278 COP
Otros ingresos (gastos), neto	8.172 COP	5.680 COP
Pérdida en venta de propiedades, planta y equipo	1.122 COP	1.239 COP
Pérdida por baja de activos	643 COP	26 COP
Gastos financieros, neto	392 COP	11.014 COP
Utilidad antes de la provisión de impuesto sobre la renta y diferido	54.353 COP	57.017 COP
Provisión impuesto sobre las ganancias corrientes	10.839 COP	9.983 COP
Provisión impuesto diferido	-339.275 COP	105.911 COP
Utilidad (pérdida) neta	382.789 COP	-58.877 COP

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos suministrados por CNEOG

Lo anterior indica que, las gestiones realizadas por CNEOG a la fecha de corte, aún no les ha permitido mantener la tendencia de resultados positivos observados en la vigencia 2023, toda vez que, a junio de 2024, se reportan pérdidas, por lo que se espera que la empresa busque las alternativas necesarias para superar dicha situación y seguir garantizado la óptima prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes, en lo que resta de la vigencia 2024.

4.5.5. Flujos de Efectivo (EFE)

El EFE del año 2023, el cual se muestra en la Tabla 11, indica que la empresa tuvo un comportamiento satisfactorio en el movimiento de efectivo del año 2023, en los flujos de efectivo procedentes de actividades operacionales, de inversión y de financiación, lo que permitió gestionar de manera eficiente el efectivo necesario para seguir garantizando la prestación del servicio público de gas combustible por redes, alcanzando los 17.451 millones COP, cifra la cual superó en 14.174 millones COP el efectivo con el que CNEOG inició la operación en la vigencia 2023.

⁴ Cifras expresadas en millones COP.

Tabla 11 EFE del servicio público de gas combustible por redes 2023-2022

Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]	Gas Combustible por Redes	
	Año 2023	Año 2022
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [sinopsis]		
Ganancia (pérdida)	32.893.938.000 COP	37.763.994.000 COP
Ajustes para conciliar la ganancia (pérdida) [resumen]		
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	25.245.883.000 COP	19.767.288.000 COP
Ajustes por costos financieros	370.643.000 COP	14.790.908.000 COP
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	23.644.107.000 COP	-3.464.964.000 COP
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-32.497.808.000 COP	-13.406.755.000 COP
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	0 COP	1.037.038.000 COP
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	6.767.693.000 COP	6.139.157.000 COP
Ajustes por provisiones	0 COP	476.235.000 COP
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	0 COP	2.065.000 COP
Otros ajustes para los que los efectos sobre el efectivo son flujos de efectivo de inversión o financiación	14.756.216.000 COP	-40.312.269.000 COP
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	0 COP	-86.047.000 COP
Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	38.286.734.000 COP	-15.057.344.000 COP
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	71.180.672.000 COP	22.706.650.000 COP
Intereses pagados	23.263.475.000 COP	10.085.812.000 COP
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	5.279.198.000 COP	0 COP
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	42.637.999.000 COP	12.620.838.000 COP
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [sinopsis]		
Compras de propiedades, planta y equipo	33.444.099.000 COP	22.136.021.000 COP
Compras de activos intangibles	198.462.000 COP	0 COP
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-33.642.561.000 COP	-22.136.021.000 COP
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación [sinopsis]		
Importes procedentes de préstamos	28.259.264.000 COP	48.783.098.000 COP
Reembolsos de préstamos	617.879.000 COP	1.524.193.000 COP
Pagos de pasivos por arrendamiento	1.255.890.000 COP	1.151.385.000 COP
Dividendos pagados	37.918.528.000 COP	28.901.696.000 COP
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-11.533.033.000 COP	17.205.824.000 COP
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-2.537.595.000 COP	7.690.641.000 COP
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo [sinopsis]		
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-2.537.595.000 COP	7.690.641.000 COP
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	9.769.659.000 COP	2.079.018.000 COP
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7.232.064.000 COP	9.769.659.000 COP

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos suministrados por CNEOG

Por último, y con el fin de conocer los resultados de los indicadores financieros de riesgo de 2023, señalados en la Resolución SSPD No. 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 GESTIÓN FUTURA AUDITORES S.A.S., la DTGGC realizó un 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 siguientes indicadores: Rotación de Cartera, Nivel de Inversiones Comportamiento patrimonial y Endeudamiento Total.

4.6. Aspectos Técnicos Operativos

4.6.1. Infraestructura

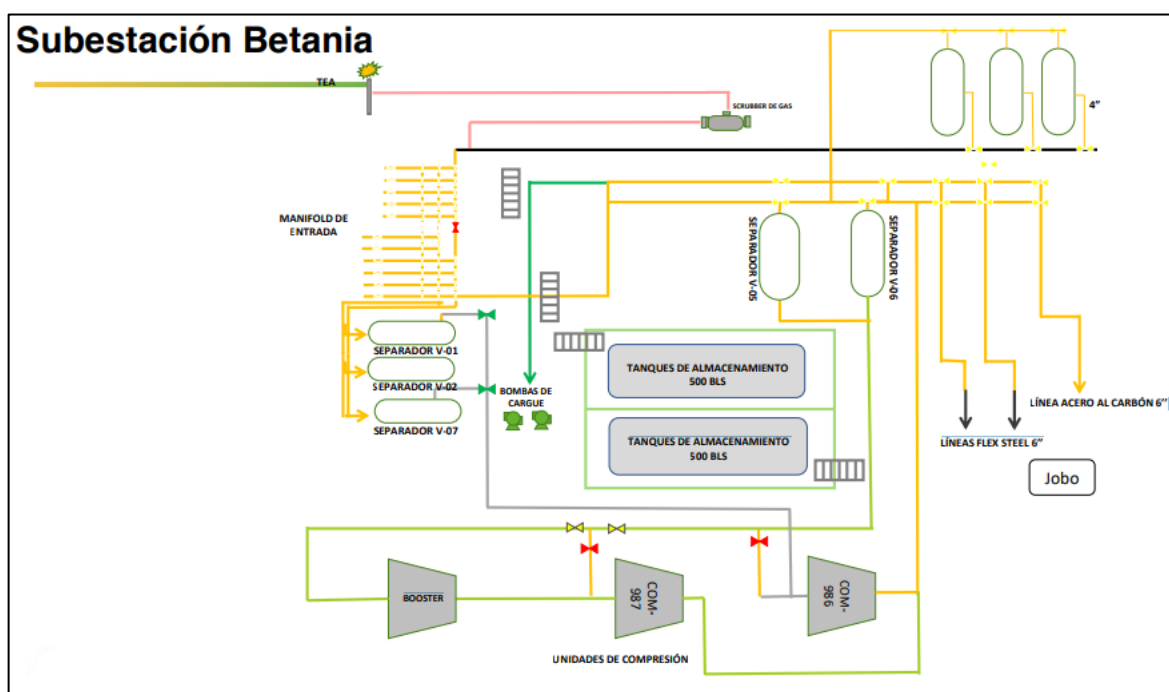
El complejo de tratamiento y procesamiento de gas natural de la Estación Jobo, se compone de la planta 1A y 1B (plantas pequeñas) y de la planta 2 y 3 (plantas grandes). Adicionalmente, cada planta a excepción de la 1A, tiene compresores de entrada y de salida y uno de repuesto. Cabe la pena mencionar que los compresores de salida aumentan la presión del gas a la presión requerida de 1.200 psi para la entrada a las líneas de venta (puntos de entrega del SNT).

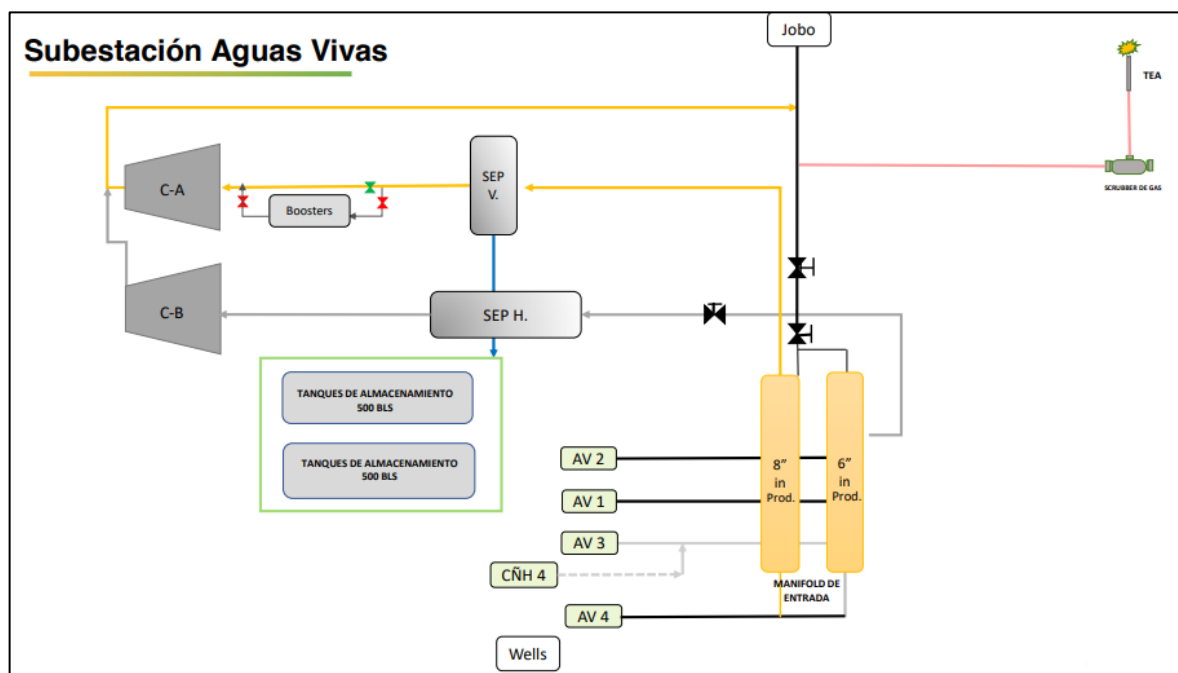
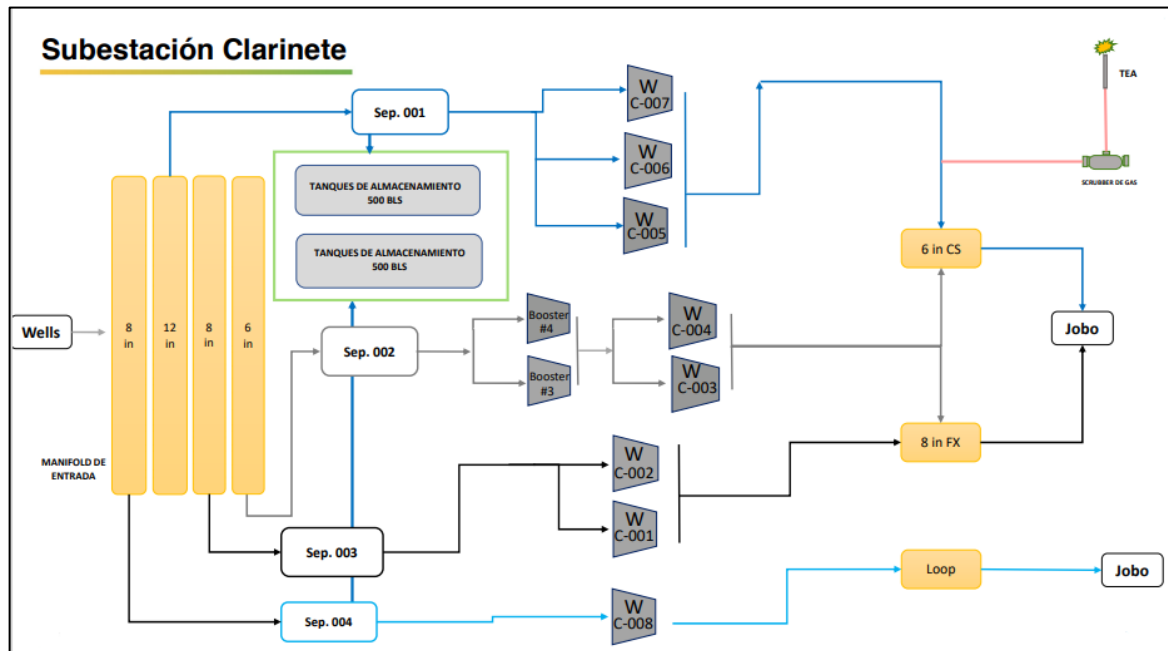
En el tratamiento del gas natural, las plantas quitan la humedad del gas para lograr las condiciones de venta, condiciones RUT y de esta manera despachar a los clientes.

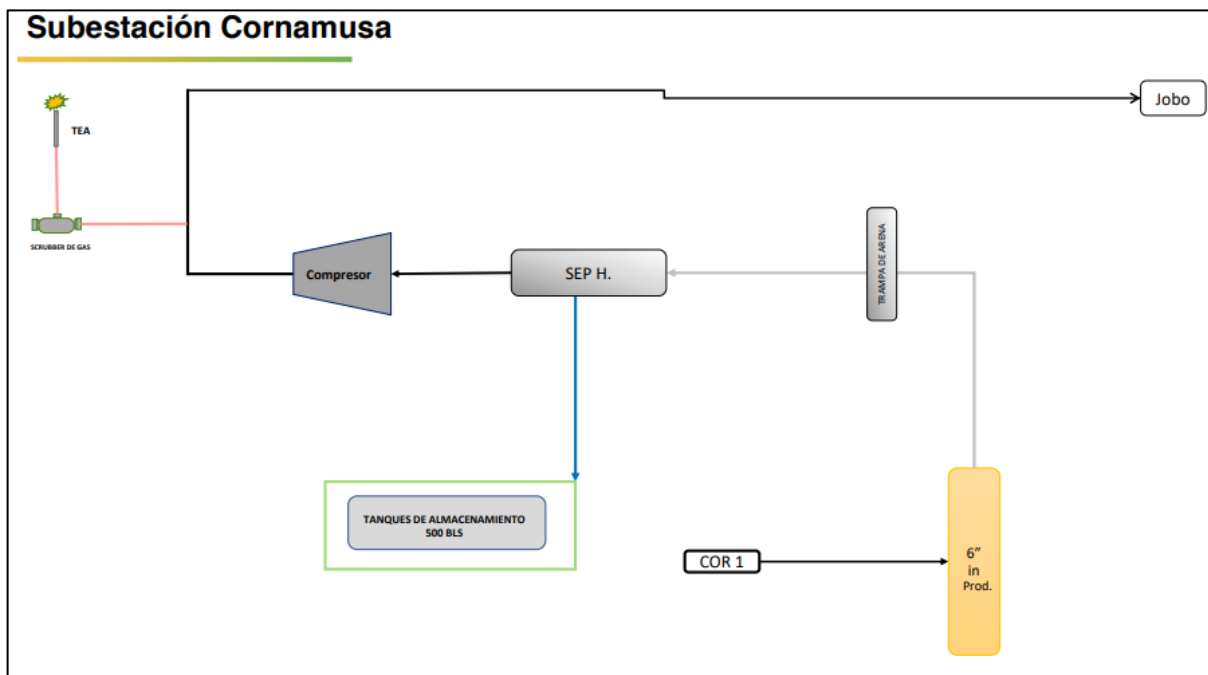
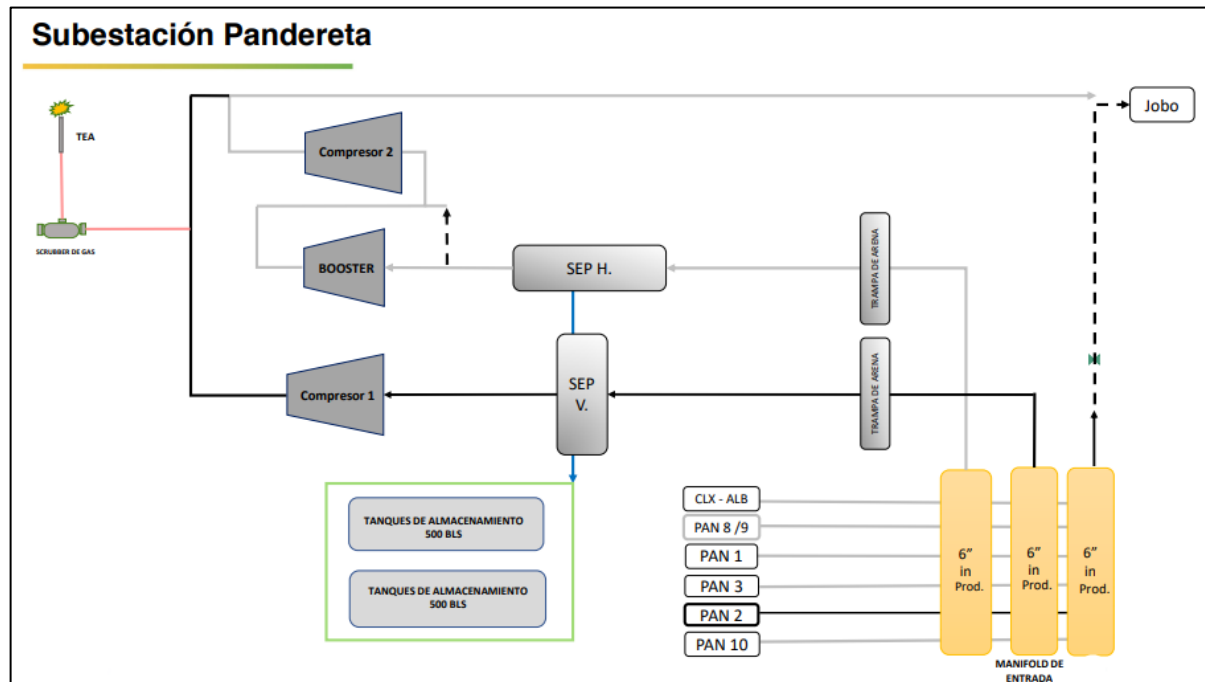
Los campos de gas, de la empresa están conectados con la instalación central de tratamiento y procesamiento de gas de Jobo mediante más de 169 kilómetros de líneas de flujo, las cuales son principalmente de acero flexible.

Ahora bien, la empresa presentó a través del sistema de información geográfica las subestaciones Betania, Clarinete, Aguas Vivas, Pandereta, y Cornamusa, las cuales se muestran en la siguiente imagen:

Imagen 2 Infraestructura: Subestaciones de CNEOG







Fuente: CNEOG

4.6.2. Plan de Operación y Mantenimiento

La empresa refirió que el plan de operación corresponde a los programas de trabajo de explotación que se envía anualmente a la ANH y que, en este caso, corresponden a nueve (9) campos, para el Bloque Esperanza y el Bloque VIM-21, los cuales son:

- Arianna

- Cañaflecha
- Cañahuate
- Katana
- Nelson
- Níspero
- Palmer
- Breva
- Toronja.

Con relación al mantenimiento, CNEOG informó que todo el mantenimiento se parametriza en el sistema de información “Máximo”, y esta configuración está basada según la cantidad de horas estipuladas en las que se debe hacer el mantenimiento de cada equipo, antes de cumplir con las horas establecidas, el sistema informa a través de alarmas. Adicionalmente, la parametrización del sistema la realizan los planeadores de mantenimiento.

Cabe la pena indicar, que el mantenimiento se contrata a través de la empresa Enerflex Compression Services Colombia SAS, dedicada a compresión, quien acorde a lo remitido por la empresa, entregó informes de fallas y reparaciones de cada planta y/o subestación.

El plan de mantenimiento de los equipos por planta y/o subestación, se visualiza así:

Imagen 3 Plan de Mantenimiento

PLANTA 2

MP	Descripción	Ubicación	Activo	Prioridad	Planta	Frecuencia	Unidades de frecuencia	Última fecha de finalización	Última fecha de inicio
1034	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE PRESION(PT/PIT) PIT1601		1220	3	E&P	1	YEARS	20/08/23	16/09/23
1035	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE PRESION(PT/PIT) PIT1000		1199	3	E&P	1	YEARS	21/08/23	16/09/23
1036	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE PRESION(PT/PIT) PIT1000A		1927	3	E&P	1	YEARS	21/08/23	16/08/23
1037	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE PRESION(PT/PIT) PIT1400		3928	3	E&P	1	YEARS	21/08/23	17/09/23
1038	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE PRESION(PT/PIT) PIT1500		2928	3	E&P	1	YEARS	21/08/23	17/09/23
1039	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE TEMPERATURA(TT/TIT) TIT1000		3849	3	E&P	1	YEARS	20/08/23	17/09/23
1040	PLAN DE MANTENIMIENTO TRASMISOR DE TEMPERATURA(TT/TIT) TIT1500		1328	3	E&P	1	YEARS	20/08/23	18/09/23
MP1016	PM JOP PLAN COMPUTADORES SCADA OPERACIÓN E INGENIERIA ANUAL PCOPP2-01		3786	3	E&P	1	YEARS	27/01/23	28/10/23
MP1017	PM JOP PLAN COMPUTADORES SCADA OPERACIÓN E INGENIERIA ANUAL PCOPP2-02		3787	3	E&P	1	YEARS	28/01/23	28/10/23
MP1022	PM JOB PLAN UNIDAD REGENERADORA DE GLICOL TRIMESTRAL FS3120B		1437	3	E&P	3	MONTHS	5/02/23	28/08/24

PANDERETA

MP	Descripción	Ubicación	Activo	Prioridad	Frecuencia	Unidades de frecuencia	Última fecha de finalización	Última fecha de inicio
1508	PLAN DE MANTENIMIENTO MOTOR A GAS CAT G3412 CE77557 SAN MARCOS		8133	3	0	DAYS	8/01/24	5/04/24
1517	PLAN MANTENIMIENTO COMPRESOR ARIEL CO77557 SAN MARCOS		8135	3	0	DAYS	8/01/24	2/12/23

Fuente: CNEOG

En adición, fue allegado el cronograma del plan de mantenimiento, con el porcentaje de cumplimiento de cada equipo, evidenciando el 100% del mismo, como se muestra en la siguiente imagen:

Imagen 4 Cumplimiento Cronograma Mantenimiento

UBICACIÓN	TAG	DESCRIPCION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
PLANTA 2	CE-2100	MOTOR A GAS WAUKESHA UNIDAD ZZZ-2100	2000 Hrs 27-ene 100%			2000 Hrs 18-abr 100%		8000 Hrs 05-jun 100%
PLANTA 2	CO-2100	COMPRESOR ARIEL UNIDAD ZZZ-2100						8000 Hrs 05-jun 100%
PLANTA 2	CE-2200	MOTOR A GAS WAUKESHA UNIDAD ZZZ-2200		2000 Hrs 03-feb 100%				8000 Hrs 09-jun 100%
PLANTA 3	CE320-01	MOTOR A GAS WAUKESHA UNIDAD C320-01	4000 Hrs 03-ene 100%			2000 Hrs 18-abr 100%	Limpeza de cooler	8000 Hrs 24-jun 100%
PLANTA 3	CO320-01	COMPRESOR ARIEL UNIDAD C320-01						8000 Hrs 24-jun 100%
PLANTA 1A	PUCE-006	BOMBA CENTRIFUGA AGUA ENFRIAMIENTO P-006				26/04/2023 100%		
PLANTA 1A	PUCE-007	BOMBA CENTRIFUGA AGUA ENFRIAMIENTO P-007				26/04/2023 100%		
PLANTA 1A	01-DR--P-001	BOMBA RECIPROCANTE GLICOL RICO/GLICOL POBRE				14/04/2023 100%		
PLANTA 1A	01-DR--P-002	BOMBA RECIPROCANTE GLICOL RICO/GLICOL POBRE						30/06/2023 100%
PLANTA 1A	01-DR--P-003	BOMBA RECIPROCANTE GLICOL RICO/GLICOL POBRE						
PLANTA 1A	P1A-PG-E-001	CHILLER YORK 350T P1A YVAA 050 0FCF 46	16/01/2023 100%	16/02/2023 100%	16/03/2023 100%	16/04/2023 100%	16/05/2023 100%	16/06/2023 100%
PLANTA 1B	PU-005	BOMBA CENTRIFUGA P1B-PU-01A	04/01/2023 100%			04/04/2023 100%		
PLANTA 1B	PU-006	BOMBA CENTRIFUGA P1A-PU-01B	04/01/2023 100%			04/04/2023 100%		
PLANTA 1B	UE-001	CHILLER YORK 150 T P1B (R-134a)	23/01/2023 100%	23/02/2023 100%	23/03/2023 100%	23/04/2023 100%	23/05/2023 100%	23/06/2023 100%
BETANIA	CE-16-987	MOTOR WAUKESHA L5794LT CE16-987 BETANIA	2000 Hrs 26-ener 100%				8000 Hrs 06-Mayr 100%	
BETANIA	CO-16-987	COMPRESOR ARIEL CO16-987 BETANIA					8000 Hrs 06-Mayr 100%	
BETANIA	CE-16-987	MOTOR WAUKESHA L5794LT CE16-986 BETANIA					8000 Hrs 06-Mayr 100%	
AGUAS VIVAS	CE31-2167B	MOTOR A GAS CAT G3516 CE31-2167B AGUAS VIVAS					2000 Hrs 01-May 100%	
AGUAS VIVAS	CO312167B	COMPRESOR ARIEL CO312167B AGUAS VIVAS						
CORNAMUSA	CE810035	MOTOR WAUKESHA CE810035 CORNAMUSA				2500 Hrs 30-abr 100%		
CORNAMUSA	CO810035	COMPRESOR ARIEL CO810035 CORNAMUSA						
PANDERETA	CE77557	MOTOR A GAS CAT G3412 CE77557 (ANTIGUO SAN MARCOS)			4000 Hrs 08-Mar 100%			2000 Hrs 15-jun 100%
PANDERETA	CO77557	COMPRESOR ARIEL CO77557 (ANTIGUO SAN MARCOS)			4000 Hrs 08-Mar 100%			
CLARINETE	CE77762	MOTOR A GAS CAT G3516 CE77762 CLARINETE			2000 Hrs 11-Mar 100%			4000 Hrs 18-jun 100%
CLARINETE	CO77762	COMPRESOR ARIEL CO77762 CLARINETE						4000 Hrs 18-jun 100%
CLARINETE	CE77745	MOTOR A GAS CAT G3516 CE77745 CLARINETE			2000 Hrs 19-Mar 100%			4000 Hrs 27-jun 100%

Fuente: Elaboración DTGGC. Basado en datos suministrados por CNEOG

4.6.3. Información técnica reportada al SUI

De acuerdo con lo establecido en la resolución SSPD No 20221000665435 del 18 de julio de 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”, las empresas

que registran alguna de las actividades relacionadas con el servicio de Gas Combustible por Redes de Tubería deben reportar, entre otros, el formato GRCS6 “*Seguimiento de eventos y/o mantenimientos realizados (programados y no programados) que generaron afectación a la demanda*”.

Se evidenció que dicho formato, fue certificado como no aplica, y se debe realizar el proceso de reversión y reporte al SUI de cada período, de acuerdo a la descripción de dicho formato y al procedimiento actual de reversiones.

4.6.4. Evento en las zonas productoras

CNEOG informó que el evento catalogado por la empresa como fuerza mayor ocurrido en agosto de 2023, se debió al influjo inusual de acuíferos en las zonas productoras en los pozos Lulo, Aguas Vivas, Oboe y Nelson principalmente y al incremento de temperatura en la Planta 3 de Jobo, ocasionando una restricción del suministro de gas natural a los clientes de la empresa. Las subestaciones afectadas fueron Pandereta, Aguas Vivas y Betania.

Dicho evento fue informado el 8 de agosto de 2023, mediante la comunicación remitida al Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios y el Centro Nacional de Operación de Gas, en donde se declara la Insalvable Restricción de la Oferta de Gas Natural en el punto de entrega de la Estación Jobo, con una afectación parcial en la producción total disponible para la venta de 23.600 MBTUD.

Seguido de esto, el 11 de agosto, mediante Radicado SSPD 20235292958612, la compañía explicó que se presentó una desviación en el sistema de tratamiento de gas de la Estación Jobo, debido a los problemas presentados en los equipos de enfriamiento que afectó la eficiencia de la Planta 3, y que, a su vez, es la planta que trata aproximadamente el 55% de la totalidad del gas de las Compañías. (CNEOG y CNEO OIL AND GAS)

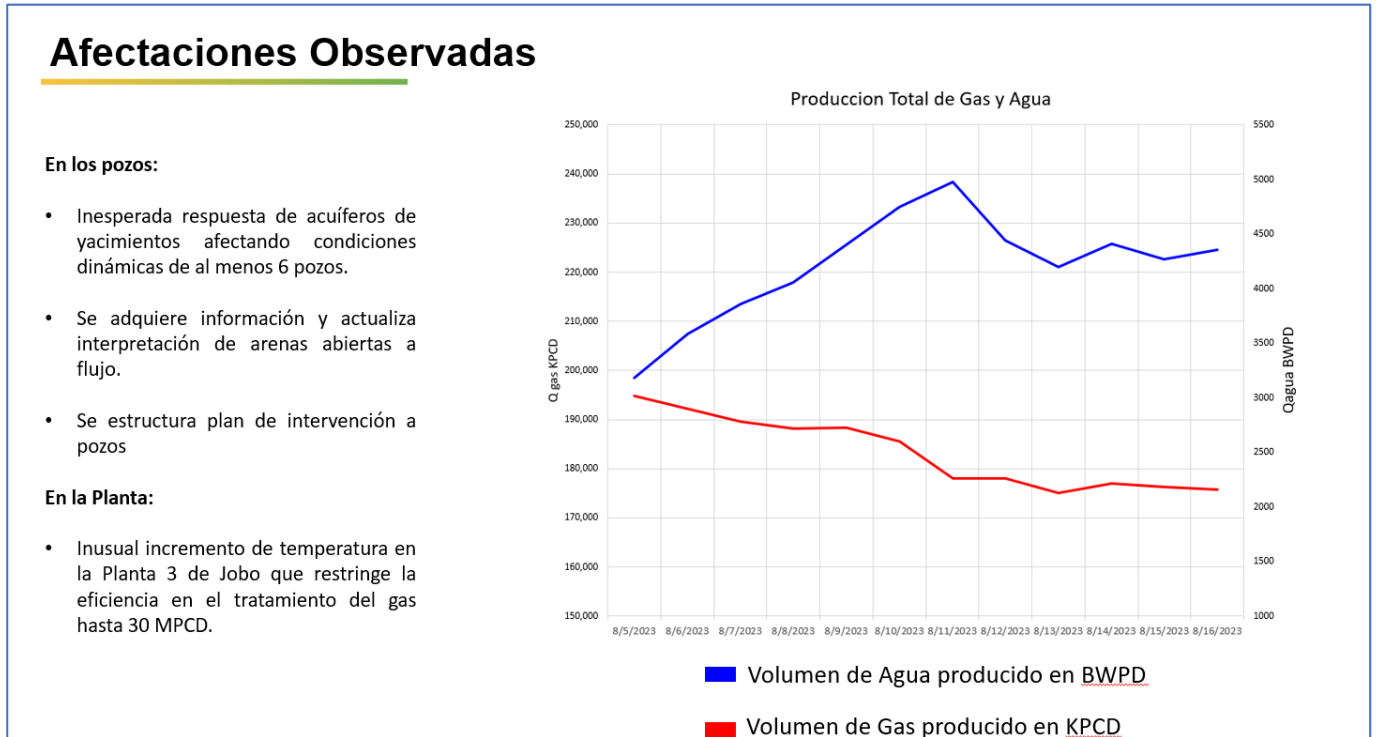
En complemento, afirmó:

“Adicional a los daños presentados en los equipos de superficie, se experimentó un influjo inusual e inesperado de acuíferos en las zonas productoras en algunos de los pozos, lo que ocasionó una disminución en la producción continua de gas a las tasas que se venían verificando. Por tal motivo, la capacidad de producción se ha afectado de manera drástica y significativa en los últimos días.

En específico, para Pandereta-8, Lulo-1, Lulo-2, Aguas Vivas-3 y Nelson-7 y Nelson-9, pozos dentro de los Contrato E&P de titularidad de las Compañías, se experimentó un incremento exponencial e inusual de producción de PAPD (Barriles de Agua por Día) contra la producción del pozo, razón que ha afectado de manera significativa la capacidad de producción de la Compañía”

Lo anteriormente descrito se observa en la siguiente imagen:

Imagen 5 Afectaciones Evento Fuerzo Mayor



Fuente: CNEOG

El 17 de agosto de 2023, CNEOG, informó acerca de una afectación adicional en la producción total disponible de 11.000 MBTUD, para un total de 34.600 MBTUD.

El 22 de agosto, la empresa notificó que el incremento anteriormente mencionado, se debió a la necesidad de realizar los trabajos de reacondicionamiento en los pozos que fueron afectados. Dicha medida ocasionó el cierre definitivo y temporal de algunos pozos. Así mismo, se informó que se presentaron intermitencias en la producción debido a fallas en el compresor de la Subestación Clarinete.

El 30 de agosto de 2023, se emitió una nueva comunicación, porque la aplicación de los productos a la Planta 3 para mejorar su capacidad de tratamiento, no presentaron resultados positivos, originando una reducción en los volúmenes de procesamiento, lo cual afectó las entregas de gas natural en firme en una cantidad adicional de 7.000 MBTUD, para un total de 37.599 MBTUD.

Por último, el 7 de septiembre de 2023, la empresa informó que dada la coyuntura en el Canal de Panamá y los consecuentes problemas logísticos que ello generó, el proveedor de equipos de compresión notificó que las unidades solicitadas presentaron demoras imprevistas, por lo cual se aumentó la restricción hasta 85.599 MBTUD.

La empresa afirmó en el marco de la visita de esta evaluación integral, que aún se continúa en evaluación de los pozos, implementación de nuevas tecnologías para el mejoramiento y optimización de la producción afectada a raíz del evento.

4.7. Gestión del Riesgo de Desastres

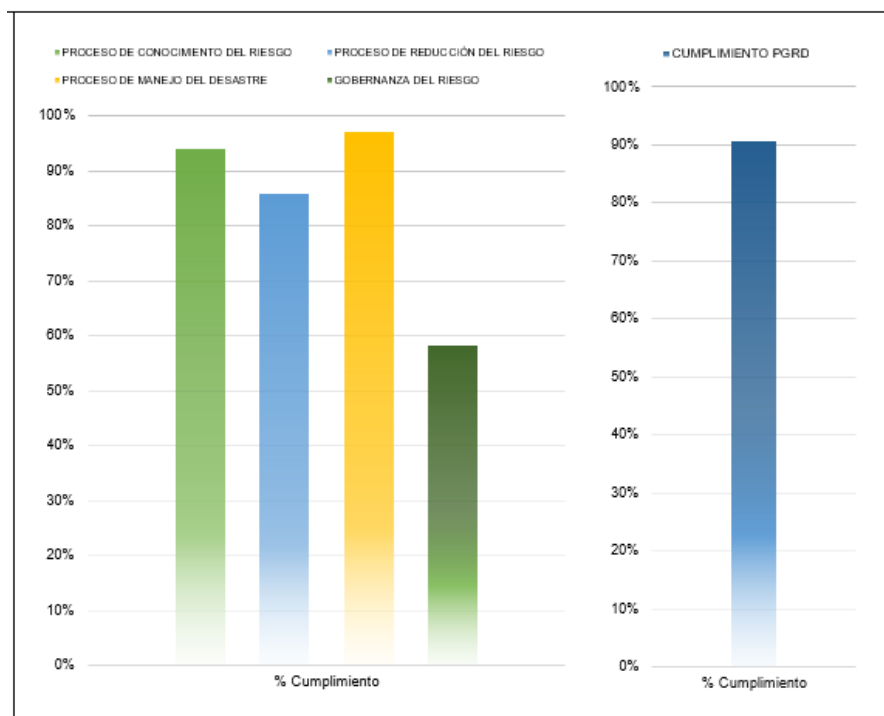
La Ley 1523 de 2012 como la Política Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres a nivel nacional, dispuso que la gestión del riesgo de desastres compete a todos los ciudadanos como a las empresas de servicios públicos; por tal motivo, se reglamentó su artículo 42 mediante el Decreto 2157 de 2017, 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 desastres - PGRD, 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 lo anterior se realizó la validación de los contenidos mínimos establecidos por el decreto mencionado en el documento entregado por la empresa denominado “Plan de Gestión del Riesgos de Desastres para los proyectos del Valle Inferior del Magdalena”.

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

Imagen 6 Resultados de la validación consolidada del cumplimiento del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la infraestructura de CNEOG SUCURSAL COLOMBIA



Fuente: Elaboración DTGGC, basado en datos del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres

De la anterior imagen se observó que el proceso de conocimiento del riesgo tuvo un porcentaje de cumplimiento del 94.12 %, el proceso de reducción del riesgo tuvo un porcentaje de cumplimiento del 85.71%, el proceso de manejo de desastres con un cumplimiento de 97.22% y gobernanza del riesgo con un porcentaje de cumplimiento del 58.33 %. Se evidenció además que los PGRD analizados presentaron un cumplimiento de sus contenidos que corresponde al 90.77 %. Este resultado evidencia que la empresa cumple con lo requerido por la normatividad vigente relacionado con este aspecto.

Durante el mes de agosto de 2023 la empresa manifestó al Ministerio de Minas y Energía, el CNO Gas y la SPPD la declaratoria de insalvable restricción de la oferta de gas natural asociado a la ocurrencia de inlfujos inusuales e inesperados de acuíferos en pozos productivos y problemas en los sistemas de enfriamiento, dicha situación desencadenó restricciones en las cantidades de gas natural asociadas a ocho (8) contratos de suministro en firme de demanda no esencial.

Teniendo en cuenta lo anterior, fue posible verificar que en el plan de gestión del riesgo de desastres se encuentra incluido el escenario por falla de maquinaria y equipos, sin embargo, las consecuencias asociadas a los inlfujos de agua inesperados de los acuíferos no se mencionan en el documento.

4.7.1. Información de gestión de riesgo de desastres reportada al SUI

La empresa no realizó el cargue del formato GRTG1- Plan de Gestión del Riesgo, en el SUI.

4.8. Aspectos Comerciales

En esta sección se presentan los análisis realizados sobre los aspectos de tipo comercial de CNEOG, incluyendo una revisión de los contratos de suministro suscritos y vigentes en el año gas 2023, la capacidad de producción y puntos de entrega del gas natural, la energía suministrada por cliente y la declaración de producción para las vigencias 2023 a 2032.

4.8.1. Infraestructura de gas natural y registro ante el gestor del mercado

De acuerdo con la información remitida por CNEOG en el marco de la evaluación integral, para la vigencia del año gas 2023, la infraestructura y puntos para la entrega del gas natural en el Sistema Nacional de Transporte se compone de un total de 10 puntos de transferencia y 16 puntos estándares de entrega. Además, 5 se catalogan como campos menores y 3 como campos mayores. Esta información se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 12. Puntos transferencia y entrega del gas natural de CNEOG

CÓDIGO PUNTO SNT	DESCRIPCIÓN	PUNTO DE TRANSFERENCIA	PUNTO ESTÁNDAR DE ENTREGA	TIPO DE CAMPO
1	BARRANCABERMEJA	X	X	Campo Menor
36	SEBASTOPOL	X	X	
2	VASCONIA		X	
3	MARIQUITA		X	Campo Mayor
12	CUSIANA		X	Campo Menor
19	GIBRALTAR		X	
39	BALLENA		X	Campo Menor
40	LA CRECIENTE		X	Campo Mayor
45	JOBO		X	Campo Mayor
46	MAMONAL		X	
77	CARAMELO		X	
81	SERAFIN		X	Campo Menor
88	TUCURINCA		X	
233	BULLERENGUE		X	
237	CORRALES		X	
243	HOCOL		X	
17	YOPAL	X		
24	PRADERA	X		Campo Menor
28	BUENOS AIRES	X		
30	CHICORAL	X		
31	TANE/CACOTA	X		
35	YUMBO/CALI	X		
438	PROMIGAS_E	X		
474	TRANSFERENCIA FLANDES	X		

Fuente: DTGGC a partir de la información del prestador

Teniendo en cuenta que CNEOG es una empresa dedicada a la producción-comercialización del gas natural, y que participa como vendedora en el mercado primario, desde esta Superintendencia se realizó

una revisión del cumplimiento de los requisitos de los contratos de capacidad de suministro registrados ante el gestor del mercado por medio de la plataforma del Sistema Electrónico de Gas – SEGAS- para el año gas 2023, en el marco de lo establecido en el anexo 1 de la resolución CREG 186 de 2020. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 13. Lista de chequeo de los requisitos de los contratos registrados. Resolución CREG 186 de 2020

ITEM	CUMPLIMIENTO		OBSERVACIÓN
	SI	NO	
Número del contrato.	X		
Fecha de suscripción del contrato.	X		
Nombre de cada una de las partes.	X		Los contratos fueron inicialmente pactados con CANACOL ENERGY como vendedor, sin embargo, por medio de <i>otro sí</i> se realiza la cesión a CNEOG
Tipo de demanda.	X		
Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.	X		
Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, a la fecha de suscripción del contrato.	X		
Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).	X		
Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).	X		
Garantías.	X		
Plazo para realizar el pago.	X		
La demás información que determine la CREG.	X		

Fuente: DTGGC a partir de la información del prestador y la plataforma SEGAS

Con respecto a lo que se presenta en la tabla anterior es importante resaltar que, los contratos suscritos durante el año gas 2023 fueron pactados con la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA SAS, y posteriormente fueron cedidos a CNEOG.

En la siguiente sección se presenta una revisión de los contratos registrados ante el SEGAS, en contraste con la información contractual remitida por el prestador en el marco de la evaluación integral.

4.8.2. Revisión de contratos

A partir de la información entregada por CNEOG en el marco de la visita de la evaluación integral, se procedió a hacer una revisión de los contratos de suministro del gas, en conjunto con lo que la empresa registró ante el Gestor del Mercado. El resultado obtenido es que se identifican contratos en los que se establece la modalidad de “otros”, pero las cláusulas permiten entender que se trata de contratos en firme.

Por ejemplo, se encuentra:

“El objeto del presente Contrato es el suministro por parte del VENDEDOR al COMPRADOR de la cantidad de energía en forma de gas natural que se indique en el Numeral IV de las Condiciones Particulares, bajo la modalidad con “Responsabilidades de Entrega y de Pago Obligatorias”, sin interrupciones, durante el periodo que se indique en el Numeral VII en las Condiciones Particulares, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas y cuando se presenten las condiciones estipuladas en la cláusula de Precio y Cantidades, y el pago de dichas cantidades por parte del COMPRADOR”.

Al respecto el artículo 3 de la resolución CREG 186 de 2020 establece que para la definición de contrato en firme se tomará el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073⁵ de 2015, según el cual:

“Contrato Firme o que Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico.”

Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que, aunque en el gestor del mercado se registran contratos bajo la modalidad de “otros”, aquellos que incluyen cláusulas como la señalada en esta sección, corresponden con la definición de un *contrato firme o que garantiza firmeza*.

4.8.3. Información comercial reportada al SUI

De acuerdo con lo establecido en la resolución SSPD No 20221000665435 del 18 de julio de 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”*, las empresas que registran alguna de las actividades relacionadas con el servicio de Gas Combustible por Redes de

⁵ *“Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.”*

Tubería deben reportar, entre otros, el formato GRC2 “*Información comercial de suministro, transporte, distribución y comercialización*”.

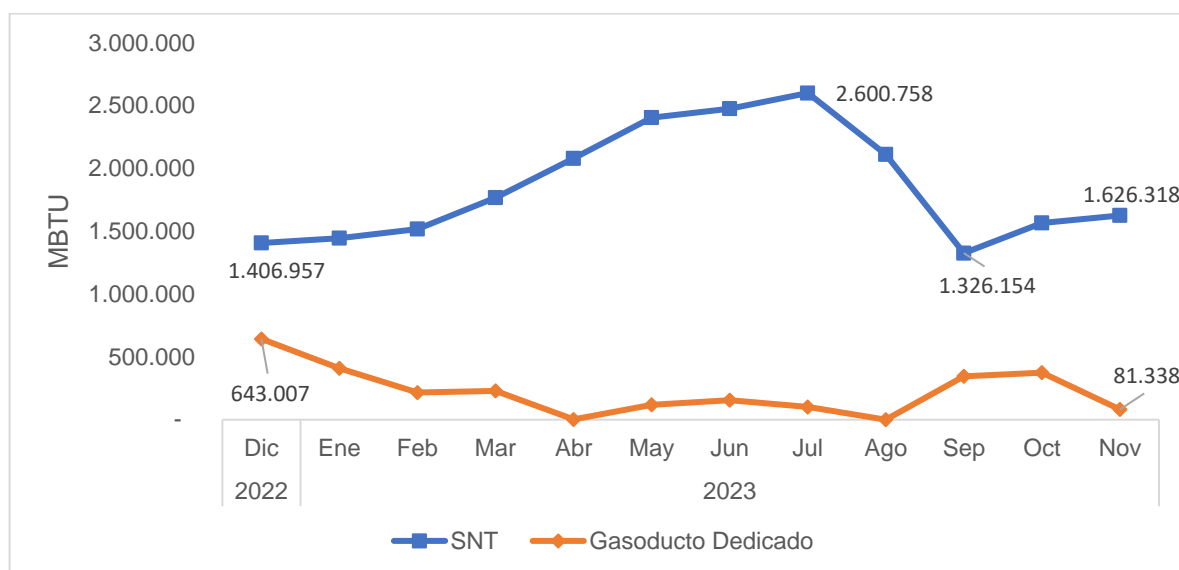
En lo que respecta a CNEOG, debe realizar el cargue correspondiente con los componentes de suministro y comercialización, dadas las actividades que registra en el RUPS. Teniendo en cuenta lo anterior, se realizó un contraste de la información reportada frente a lo que la empresa registra en el SEGAS, encontrando que:

- La información cargada al SUI para la vigencia 2023 presenta un único valor en el campo 48 “*Número de operación en Segas*”. Esto constituye una presunta inconsistencia por cuanto no se hace la discriminación para cada uno de los contratos de suministro y su número único de operación en la plataforma de SEGAS.
- La información de la cantidad suministrada es consistente con los valores presentados por la empresa en la visita de evaluación integral. En particular, para el mes de agosto de 2023 se presenta una disminución en esta cantidad suministrada, que es consistente con lo que se detallará en la sección de energía inyectada.

4.8.4. Energía inyectada

A partir de la información entregada por CNEOG en el marco de la evaluación integral, se presenta el siguiente gráfico, que muestra la evolución mensual de la energía inyectada durante el año de gas 2023.

Gráfica 1. Energía inyectada por mes durante el año de gas 2023



Fuente: DTGGC a partir de la información del prestador

En el año de gas 2023, CNEOG inyectó un total de 25.005.666 MBTU, de las cuales el 89,30% fueron con destino al SNT, el porcentaje de gas restante se inyecta a los clientes Tesorito, Cerromatoso y Petromil (Como se menciona en la gráfica anterior, estos tres últimos corresponden al gasoducto dedicado). Además, entre diciembre de 2022 y agosto de 2023 se presentó una tendencia creciente, particularmente para el SNT, que pasó de 1.406.957 a 2.600.758 MBTU, que representa un crecimiento total del 84,85%. Sin embargo, para los meses de agosto y septiembre la energía inyectada se redujo hasta 1.326.154 MBTU, que se traduce en una variación negativa del 49,01%.

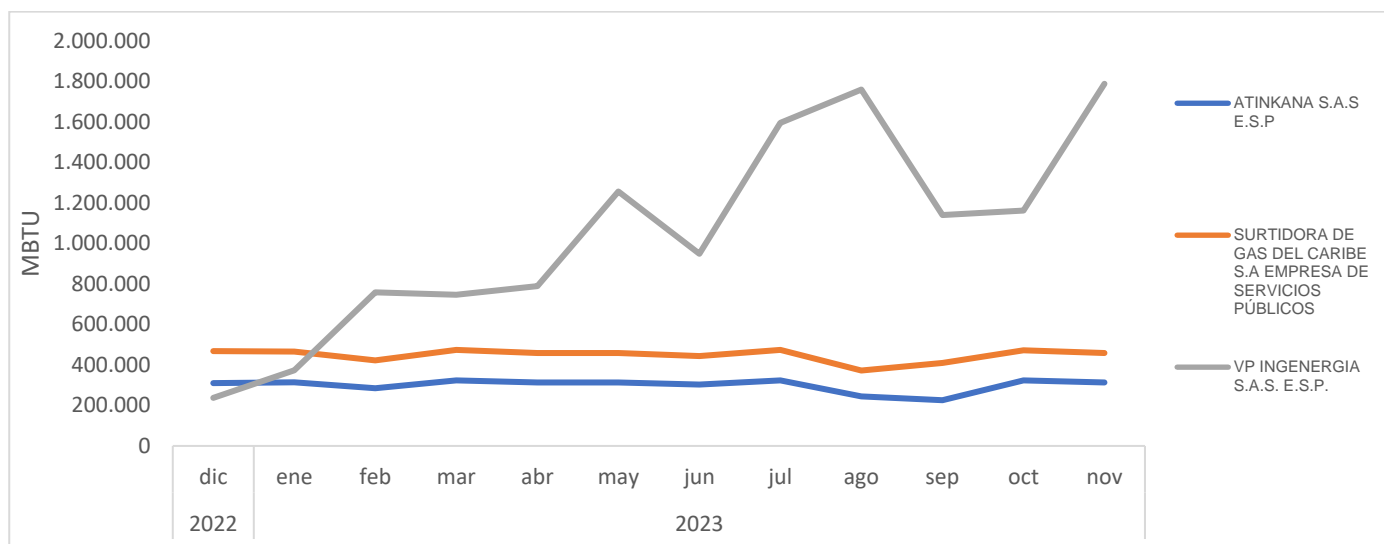
Sobre la reducción en la energía inyectada que se presenta a partir de agosto de 2023, CNEOG manifestó, durante la visita de evaluación integral, que el hecho se ocasiona debido a que el día 08 de agosto de 2023 reportó un evento de fuerza mayor, que llevó a declarar la insalvable restricción de oferta de gas no transitoria. Este evento fue resultado de problemas para la operación de algunos campos de producción, debido a que se presentaron influjos de agua que afectaron la capacidad de extracción del gas, tal como se desarrolló en el capítulo técnico de esta evaluación integral.

La problemática descrita ocasionó una reducción en la eficiencia para la producción de gas que, según la empresa, redujo la cantidad producida de 180 MPCD a, aproximadamente, 160 MPCD de forma gradual y hasta el mes de octubre de 2023. Además, CNEOG indica que, ante esta reducción en la producción, se procedió a realizar una priorización de la demanda, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1073 de 2015

4.8.5. Cantidad suministrada por cliente

De acuerdo con la información remitida por CNEOG, para el año de gas 2023 se suministró energía a un total de 10 empresas (ATINKANA S.A.S E.S.P, CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., ECOPETROL S.A., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A., E.S.P., GLOBAL GAS DEL CARIBE S.A.S E.S.P, PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P., PROELÉCTRICA S.A.S. E.S.P., SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS Y VP INGENERIA S.A.S. E.S.P) de las cuales 3 tuvieron una participación del 80,4%, y su comportamiento se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica 2. Energía suministrada a los principales clientes



Fuente: DTGGC a partir de la información del prestador

De acuerdo con lo que se presenta en la gráfica anterior, el comportamiento de la energía inyectada durante el año de gas 2023 estuvo influenciado, principalmente, por el comportamiento de los tres principales clientes. En particular, el gas suministrado a VP INGENERIA S.A.S. E.S.P presentó un comportamiento creciente, con un incremento del 653% entre diciembre del 2022 y noviembre del 2023. Sobre lo anterior es importante mencionar que, de acuerdo con la información aportada por CNEOG en la visita de evaluación integral, esta empresa, que compró la energía para posteriormente ser entregada a empresas térmicas, presentó un presunto incumplimiento de pagos, así como de problemas en las garantías establecidas para la compra del gas combustible. Esto repercutió en la finalización de las relaciones contractuales entre las partes involucradas, y la consecuente suspensión del suministro del gas.

4.8.6. Declaración de producción

En la siguiente tabla se presenta la información de la declaración de producción realizada por CNEOG ante el Ministerio de Minas y Energía, en el marco de lo establecido en el decreto 1073 de 2015. Se muestran los valores agregados para las vigencias 2024 a 2032, declarados con corte al 28 de diciembre del 2023 y el 03 de julio de 2024, a modo de comparación.

Tabla 14. Comparación de los valores declarados en 2023 y 2024 para las vigencias 2024 a 2032

Campo	Vigencias 2024 a 2032						Diferencia Porcentual (PP)
	Potencial de producción (PP)		Producción contratada (PC)		Producción Total Disponible para la Venta (PTDV)		
	Declaración 2023	Declaración 2024	Declaración 2023	Declaración 2024	Declaración 2023	Declaración 2024	
NELSON	3.380.519	3.398.347	2.904.784	1.314.666	259.388	2.083.686	0,53%
AGUAS VIVAS	769.650	990.178	701.533	663.628	18.845	326.547	28,65%
BREVA	297.794	363.282	234.127	98.766	44.594	264.541	21,99%
CAÑANDONGA	230.150	303.153	215.425	158.828	-	144.319	31,72%
CAÑAHUATE	292.822	185.612	265.802	61.704	8.281	123.928	-36,61%
SAN MARCOS		152.192		25.149		127.026	
TORONJA	161.161	136.912	129.009	94.212	21.842	42.695	-15,05%
PALMER	728.644	135.281	636.886	57.145	45.143	78.064	-81,43%
CORNAMUSA	6.012	118.736	2.639	118.692	2.989	22	1874,98%
ARANDALA	153.080	115.124	130.723	30.066	12.563	85.058	-24,79%
LULO		114.602		90.061		24.532	
NISPERO	92.080	108.052	31.874	82.663	54.306	25.387	17,35%
CAÑAFLECHA	5.356	93.200	-	-	5.018	93.200	1640,10%
FRESA		41.910		41.908		-	
ARIANNA	6.173		-		5.777		-100,00%
KATANA	4.908		-		4.596		-100,00%
TOTAL	6.128.349	6.256.581	5.252.802	2.837.488	483.342	3.419.005	2,09%

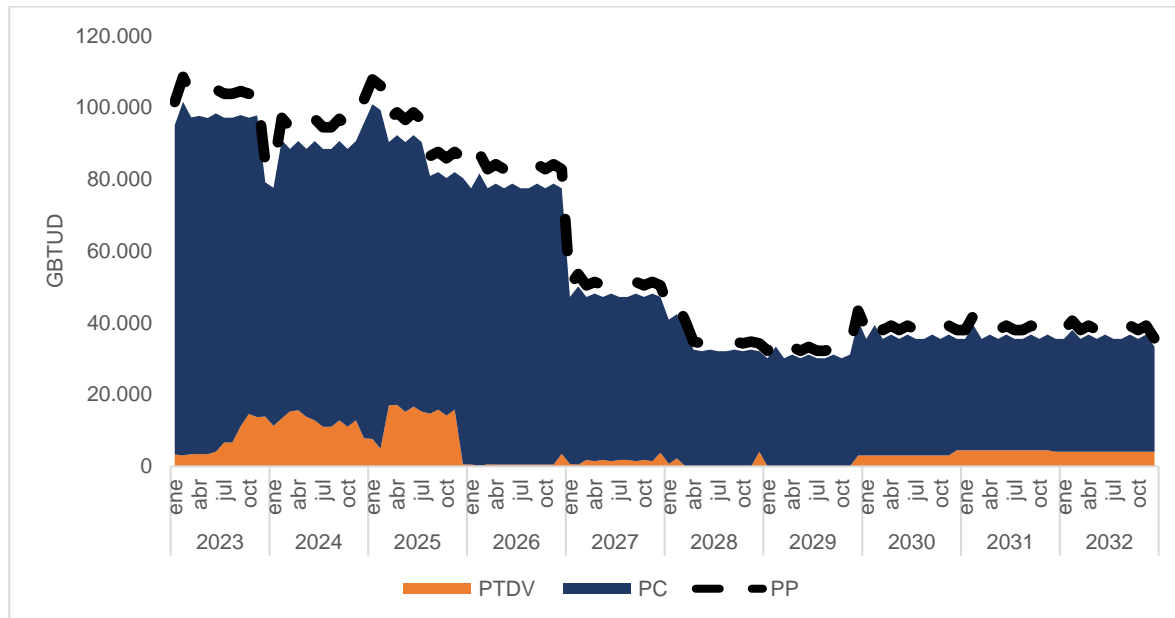
Fuente: DTGGC a partir de la declaración de producción ante el Ministerio de Minas y Energía

La primera columna de la tabla anterior muestra los campos en los que CNEOG se encuentra como operador, la segunda y tercera presenta los valores del Potencial de Producción (PP) por campo, según fue declarado en el 2023 o 2024. De forma similar, las columnas cuatro y cinco muestran la Producción Contratada (PC) por campo, la seis y siete la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y, por último, la columna ocho muestra la diferencia porcentual en el Potencial de Producción de cada campo, según el momento de declaración.

De la información presentada, se encuentra que el total del PP acumulado para las vigencias 2024 a 2032 se incrementó un 2,09% entre lo declarado en el 2023 y el 2024. No obstante, en la producción contratada y la PTDV se encontraron movimientos importantes, donde la primera se vio reducida en un 45,98%, y la segunda presentó un incremento del 607,37%.

En el siguiente gráfico se muestra, a partir de la declaración de producción realizada en diciembre de 2023, la evolución mensual de la PP, PC y PTDV de CNEOG, para el año 2023 y los valores proyectados al 2032, para la totalidad de sus campos operados. Con esta gráfica se busca entender el comportamiento de mediano plazo de la capacidad de producción y sus cantidades disponibles para la venta.

Gráfica 3. Declaración de producción CNEOG – 2023 a 2032



Fuente: DTGGC a partir de cifras del Ministerio de Minas y Energía

Para el año 2023, CNEOG alcanzó un Potencial de Producción mensual de 102.682 GBTU en promedio, mientras que su PTDV se situó en un valor aproximado de 7.287 GBTU. Esto refleja que, para el año 2023 y, de hecho, para la totalidad del periodo declarado, el Potencial de producción se encuentra en su inmensa mayoría comprometido.

Además de lo señalado en el párrafo anterior, la empresa muestra que su PP se reduce gradualmente entre los años 2023 al 2026. Para el año 2027 su potencial presenta la reducción proporcional más marcada, en donde alcanza valores de 51.023 GBTU mensual promedio.

4.9. Resolución CREG 080 de 2019

Se revisó el cumplimiento de CNEOG 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 15. Lista de chequeo cumplimiento procedimientos Resolución CREG 080 de 2019

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	X		
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. 20235291706092 del 10 de octubre de 2023, remitió 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. Estado de cargue en el SUI

La empresa CNEOG COLOMBIA SUCURSAL COLOMBIA, identificada con ID 66239 en el RUPS, realizó su inscripción en el año 2023, la cual fue admitida por la SSPD con certificado imprimible Radicado N.2023166239417890 del 26 de enero de 2023, paralelo a esto y una vez consultado lo registrado en el RUPS, se pudo evidenciar que la empresa presta el servicio de gas por redes, desarrollando la actividad de Productor Comercializador con inicio de actividades el día 01 de enero de 2023.

Consecuente con lo anterior, se procedió a consultar y verificar el reporte de información de la empresa en el SUI, para el período del año 2023, vigencia objeto de la presente evaluación integral. Derivado se observó que la empresa registra un porcentaje de cargue de información del cien por ciento (100%), con un número de reportes de cuarenta y nueve (49) y cero (0) número de reportes pendientes en el SUI. De los 49 reportes, veinte y cuatro (24) se encuentran en estado certificado y veinte cinco (25) reportes en estado certificado en el SUI como No Aplica.

4.10.1 Formatos Cargados 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 en la normatividad vigente y aplicable a la vigencia del año 2023.

Tabla 16. Formatos cargados de forma extemporánea en el SUI

ID	TOPICO	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN	FECHA LÍMITE REPORTE SUI
66239	Comercial y de Gestión	FEBRERO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 7:09:20 PM	31/03/2023
66239	Comercial y de Gestión	MARZO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 7:55:39 PM	30/04/2023
66239	Comercial y de Gestión	ABRIL	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:12:28 PM	31/05/2023
66239	Comercial y de Gestión	MAYO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:18:03 PM	30/06/2023

ID	TOPICO	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN	FECHA LÍMITE REPORTE SUI
66239	Comercial y de Gestión	JUNIO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:22:54 PM	31/07/2023
66239	Comercial y de Gestión	JULIO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:28:25 PM	31/08/2023
66239	Comercial y de Gestión	AGOSTO	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:53:07 PM	30/09/2023
66239	Comercial y de Gestión	SEPTIEMBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:54:12 PM	31/10/2023
66239	Comercial y de Gestión	OCTUBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:55:07 PM	30/11/2023
66239	Comercial y de Gestión	NOVIEMBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	12/28/2023 8:56:00 PM	31/12/2023
66239	Comercial y de Gestión	DICIEMBRE	GRC2. Información Comercial Suministro	Certificado	8/27/2024 9:46:25 AM	31/01/2024

**Fuente: Elaboración DTGGC.
Basado en Datos del SUI**

Link_ <http://sui.superservicios.gov.co/https://wareportsui.azurewebsites.net//home/report1312ac12-b666-44d3-a0b5-42bd4fdd08d4> Fecha Consulta: 25/10/2024

4.10.2. Formatos Cargados 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 año 2023.

Tabla 17. Formatos cargados como no aplica en el SUI

ID	TOPICO	PERIODICIDAD	PERIODO	FORMATO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FEBRERO	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	8/31/2023 2:50:11 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	MARZO	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	8/31/2023 2:50:48 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	ABRIL	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	8/31/2023 2:51:24 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	MAYO	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	8/31/2023 2:51:59 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	JUNIO	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	8/31/2023 2:52:26 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	JULIO	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	8/31/2023 2:52:56 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	AGOSTO	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	9/12/2023 11:00:39 AM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	SEPTIEMBRE	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	10/9/2023 1:19:37 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	OCTUBRE	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	11/9/2023 10:37:19 AM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	NOVIEMBRE	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	12/11/2023 10:40:06 AM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	DICIEMBRE	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	1/8/2024 2:36:29 PM
66239	Técnico operativo	ANUAL	Anual	GRTG1. Gestión de Riesgos	12/28/2023 7:10:12 PM
66239	Comercial y de Gestión	MENSUAL	ENERO	GRC2. Información Comercial Suministro	12/28/2023 6:55:43 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	ENERO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:10:57 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	FEBRERO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:11:18 PM

ID	TOPICO	PERIODICIDAD	PERIODO	FORMATO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
66239	Técnico operativo	MENSUAL	MARZO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:11:36 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	ABRIL	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:11:52 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	MAYO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:12:18 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	JUNIO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:12:38 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	JULIO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:12:58 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	SEPTIEMBRE	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:13:30 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	OCTUBRE	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que	12/28/2023 7:13:50 PM

ID	TOPICO	PERIODICIDAD	PERIODO	FORMATO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
				generan afectación a la demanda	
66239	Técnico operativo	MENSUAL	NOVIEMBRE	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	12/28/2023 7:14:08 PM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	AGOSTO	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	8/27/2024 9:47:36 AM
66239	Técnico operativo	MENSUAL	DICIEMBRE	GRCS6 seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda	8/27/2024 9:48:13 AM

**Fuente: Elaboración DTGGC.
Basado en Datos del SUI**

Link_ <http://sui.superservicios.gov.co/https://wareportsui.azurewebsites.net/home/report1312ac12-b666-44d3-a0b5-42bd4fdd08d4> Fecha Consulta: 25/10/2024

No obstante, una vez consultados los lineamientos y la normatividad que aplica para el cargue de información en el SUI, se pudo constatar que el registro de cargue de información en el SUI del 100% realizado por la empresa, no cumple con lo establecido en el acto administrativo Resolución No. SSSPD – 20221000665435 del 18 de julio de 2022, ya que la empresa reportó información fuera de los términos establecidos es decir de forma extemporánea, así mismo se evidenció que algunos formatos y periodos certificados por la empresa en el SUI como no aplica, si les aplica, es decir que la empresa tiene pendiente el cargue de información en el SUI de algunos formatos.

De la revisión de los formatos detallados como no aplica, se identificó que aplica el cargue de los formatos Reclamaciones del Servicio de Gas Natural, formato GRTG1. Gestión de Riesgos, GRC2. Información Comercial de Suministro para el mes de enero de 2023 y formato GRCS6. Seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda.

En relación con los formatos GRCS4. Plan Anual de Mantenimiento y Detección de Fugas y el formato GRCS5. Mantenimiento a efectuar que generan afectación a la demanda, se evidenció que la empresa tiene pendiente el cargue de información de estos formatos.

5. EVALUACIONES REALIZADAS

La empresa no ha sido evaluada anteriormente

6. HALLAZGOS

Tabla 18. Hallazgos Evaluación Integral CNEOG

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1.	Aspecto Comercial	Resolución CREG 186 de 2020	La empresa registra en SEGAS los contratos de suministro bajo la modalidad de "otros". Sin embargo, se establecen cláusulas que permiten entender que se trata de contratos en firme. Se debe realizar la corrección correspondiente ante el Gestor del Mercado.	<p>Estado: No Cumple</p> <p>Plazo de Cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>
2.	Aspecto Comercial	Resolución SSPD 20221000665435 del 18 de julio de 2022	En el formato GRC2 "Información comercial de suministro, transporte, distribución y comercialización", en el campo 48, la empresa no registra el número de operación de SEGAS de cada contrato de suministro, y en su lugar coloca un único valor para todos. Se debe solicitar la reversión de esta información y cargar de forma que sea	<p>Estado: No Cumple</p> <p>Plazo de Cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>

			consistente con lo reportado en la plataforma del SEGAS.	
3.	Aspecto Comercial	Resolución SSPD 20221000665435 del 18 de julio de 2022	El formato GRC2 "Información comercial de suministro, transporte, distribución y comercialización", se encuentra como "Certificado No Aplica" en enero de 2023. Se debe solicitar reversión y cargar la información correspondiente.	<p>Estado: No Cumple</p> <p>Plazo de Cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>
4.	Aspecto Comercial	Resolución SSPD 20221000665435 del 18 de julio de 2022	El prestador reporta el formato de Reclamaciones del Servicio de Gas Natural como "Certificado No Aplica". Sin embargo, desde esta Superintendencia se tiene conocimiento de reclamaciones presentadas por usuarios. El prestador debe solicitar reversión y llenar la información correspondiente	<p>Estado: No Cumple</p> <p>Plazo de Cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>
5.	Aspecto Comercial	<p>Ley 142 de 1994</p> <p><i>Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.</i></p> <p>Resolución CREG 80 de 2019.</p> <p><i>Por la cual se establecen reglas generales de</i></p>	La empresa no remitió información relacionada con los contratos de GNL, que de acuerdo al radicado SSPD No. 20245295431902, el prestador comunicó que la planta de GNL es propiedad de la compañía.	<p>Estado: No Cumple</p> <p>Plazo de Cumplimiento:</p> <p>Hasta un (1) mes contado a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>

		<i>comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.</i>		
6.	<p>Aspecto SUI Formatos GRCS4. Plan Anual de Mantenimiento y Detección de Fugas y GRCS5. Mantenimiento a efectuar que generan afectación a la demanda</p>	<p>Resolución No. SSSPD – 20221000665435 del 18 de julio de 2022 “Por la cual unifican 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”.</p>	<p>La empresa no ha reportado el formato en el Sistema Único de Información.</p>	<p>Estado: No cumple Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>
7.	<p>Aspecto Técnico Formato GRSC6 Seguimiento de eventos y mantenimientos realizados (programados y no programados) que generan afectación a la demanda</p>	<p>Resolución No. SSSPD – 20221000665435 del 18 de julio de 2022 “Por la cual unifican 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”.</p>	<p>La empresa reportó y certificó en el SUI el formato GRCS6 como no aplica, no obstante, de acuerdo a la normatividad vigente si aplica, por lo cual se debe realizar el proceso de reversión y reporte, de acuerdo a la descripción de dicho formato, de acuerdo al procedimiento actual de reversiones para cada periodo.</p>	<p>Estado: No cumple Plazo de cumplimiento: Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral.</p>
8.	<p>Aspecto Técnico</p>	<p>Ley 142 de 1994 <i>Por la cual se establece el régimen de los servicios</i></p>	<p>La empresa no remitió información relacionada con la infraestructura, operación y</p>	<p>Estado: No Cumple</p>

		<p><i>públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.</i></p> <p>Resolución CREG 80 de 2019.</p> <p><i>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.</i></p>	<p>mantenimiento, de la planta de GNL, que de acuerdo al radicado SSPD No. 20245295431902, el prestador comunicó que la planta de GNL es propiedad de la compañía.</p>	<p>Plazo de Cumplimiento:</p> <p>Hasta un (1) mes contado a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>
9.	<p>Aspecto Gestión del Riesgo de Desastres</p> <p>Formato GRTG1. Gestión de Riesgos</p>	<p>Resolución No. SSSPD – 20221000665435 del 18 de julio de 2022 “Por la cual unifican 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”.</p>	<p>La empresa reportó y certificó en el SUI el formato GRTG1 como no aplica, no obstante, de acuerdo a la normatividad vigente si aplica a la empresa realizar el correspondiente reporte. La empresa debe reversar la información y cargar la información del PGDR.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>
10.	<p>Aspecto Gestión del Riesgo de Desastres</p> <p>Aspecto Técnico Plan de Gestión del Riesgo de Desastres</p>	<p>Decreto 2157 de 2017</p> <p><i>Por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco</i></p>	<p>La empresa debe actualizar su plan de gestión del riesgo de desastres incorporando las experiencias y lecciones aprendidas posterior a la declaratoria de emergencia por</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>

		<i>del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012.</i>	insalvable restricción de la oferta de gas natural.	
11.	<p>Aspecto Gestión del Riesgo de Desastres</p> <p>Riesgo en la Prestación del Servicio</p>	<p>Resolución CREG 80 de 2019.</p> <p><i>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.</i></p>	<p>La empresa debe enviar el plan de contingencia implementado y el informe de cierre del evento de emergencia por insalvable restricción de la oferta de gas natural.</p>	<p>Estado: No cumple</p> <p>Plazo de cumplimiento:</p> <p>Hasta tres (3) meses contados a partir de la publicación de la presente evaluación integral</p>

7. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

Aspectos Comerciales

- La empresa debe reportar la información del formato GRC2 de acuerdo con los lineamientos de cargue establecidos en la resolución SSPD 20221000665435 del 18 de julio de 2022.
- La empresa debe cargar la información correspondiente al formato GRC2, periodo de enero de 2024.
- La empresa debe reportar en el SUI la información correspondiente al formato de Reclamaciones del Servicio de Gas Combustible.
- La empresa debe reportar ante el GM, por medio de la plataforma del SEGAS la información de los contratos validando que las cláusulas establecidas sean acordes con el tipo de contrato.
- La empresa debe remitir la información correspondiente a los contratos de GNL suscritos en el presente año de gas, así como las modificaciones contractuales de los contratos de GNL vigentes.

Aspectos Técnicos

- La empresa debe realizar el proceso de reversión y reporte en el SUI de formato GRCS6 para cada periodo del año 2023.
- La empresa debe remitir la información correspondiente a la infraestructura, operación y mantenimiento de la planta de GNL.

Aspectos Gestión del Riesgo de Desastres

- La empresa debe actualizar su plan de gestión del riesgo de desastres incluyendo en sus capítulos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de desastres las experiencias, lecciones aprendidas, monitoreo del riesgo, planes de contingencia entre otros, a partir de la declaratoria de emergencia por insalvable restricción de la oferta de gas natural.

- La empresa debe realizar el cargue en SUI del formato GRTG1 que corresponde al plan de gestión del riesgo de desastres.
- La empresa debe enviar el plan de contingencia implementado para superar la situación de insalvable restricción de la oferta de gas natural y los informes del cierre del evento donde se evidencia que la emergencia fue superada.

Aspectos Estado de Cargue en el SUI

- La empresa debe reportar y certificar en el SUI, los formatos GRCS4. Plan Anual de Mantenimiento y Detección de Fugas y el formato GRCS5. Mantenimiento a efectuar que generan afectación a la demanda. Es importante que el prestador realice una revisión exhaustiva de la responsabilidad de reportar y certificar la totalidad de la información en el SUI, teniendo en cuenta la normatividad vigente que aplica para los prestadores del servicio de gas por redes que desarrollan la actividad de Productor-Comercializador.

8. CONCLUSIONES

Realizada la evaluación integral a la empresa CNEOG, en cuanto concierne a los aspectos financieros, administrativos, técnicos, comerciales, gestión del riesgo de desastres y el reporte de información al SUI, se presentan las siguientes conclusiones:

- CNEOG para la vigencia 2023, tuvo una estructura de financiamiento sólida y bien definida, lo cual ha permitido garantizar la prestación del servicio público de gas combustible por redes; esto, de acuerdo con la información reportada en su ESF; sin embargo, esto no quiere decir que la empresa no deba evaluar mecanismos que le permitan reducir las obligaciones que tiene con terceros (partes relacionadas), en especial las del corto plazo, toda vez que las mismas, concentran más del 11 % del total de activos y más del 85 % del total de pasivos de la empresa. Esto, de no ser bien gestionado, podría suponer un riesgo de liquidez para las siguientes vigencias, que podría llegar a afectar la correcta prestación del servicio público de gas combustible por redes.
- En lo que corresponde a los resultados financieros, se pudo observar que CNEOG mantuvo una tendencia al alza en sus utilidades frente al año 2022, en un 488 %, equivalente a 382.789 millones COP, principalmente, por el incremento de los ingresos de actividades ordinarias, los cuales están relacionados con la venta de gas a sus clientes lo cual esta coligado a la entrada en operación de los bloques Esperanza y VIM-21, entre otros aspectos.
- 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.

- Los recursos obtenidos producto de los movimientos en efectivo ejecutados por CNEOG, permitieron que la empresa cumpliera con las obligaciones obtenidas con partes relacionadas, así como también, la adquisición de activos fijos para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes.
- El evento declarado en agosto de 2023, según lo indicado por la empresa, tuvo como causa el influjo inusual de acuíferos en las zonas productoras y problemas en los equipos de enfriamiento afectando la eficiencia de la Planta 3, lo cual trajo como consecuencia una restricción final de 85.599 MBTUD. Actualmente, la empresa, realiza revisión constante y evaluación de los pozos e implementación de nuevas tecnologías, con el fin de intensificar la producción.
- La evaluación del plan de gestión del riesgo de desastres de la empresa ha sido satisfactoria en términos de cumplimiento de los requisitos de calificación establecidos por la SSPD. Para optimizar aún más este instrumento, se requiere fortalecer el capítulo de contexto externo mediante la inclusión del análisis de las amenazas y escenarios de riesgo existentes en los instrumentos de planificación. Adicionalmente, se recomienda incorporar en el documento los mecanismos de articulación con los comités locales y regionales de gestión del riesgo, a fin de garantizar una gestión más efectiva y alineada con las necesidades del territorio donde opera la empresa
- Durante la declaratoria de emergencia por insalvable restricción de la oferta de gas natural la empresa menciona que implemento los planes de contingencia que le permitieron gestionar la situación de manera diligente, sin embargo, no se conoce el informe asociado al cierre del evento.
- Desde los aspectos comerciales, y particularmente en el suministro se resalta que, de acuerdo con la declaración de producción reportada al Ministerio de Minas y Energía, CNEOG tiene una baja PTDV y la mayor parte de su Potencial de Producción se encuentra contratada, aplicando esto para las vigencias 2023 a 2032.
- En el año 2023, la mayor parte del gas suministrado fue con destino a usuarios no regulados, particularmente para la generación de energía térmica.
- Una vez realizada la respectiva verificación en el SUI, se pudo evidenciar que la empresa no cumple con la totalidad del cargue de información, es decir que tiene dos (2) formatos pendientes de certificación, consecuente con esto se sugiere las acciones correctivas definidas de acuerdo a los hallazgos detallados en los aspectos del tópico SUI.

9. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

- Previo al cargue y a la certificación de la información financiera en el SUI a través de la Taxonomía XBRL, es importante que el prestador haga una revisión rigurosa de las cifras a reportar, para que las mismas sean claras y no conlleven a interpretaciones distintas, toda vez que, dicha información es la que utiliza la SSPD para ejercer sus funciones de inspección, vigilancia y control (IVC).

- En el contexto externo, la empresa debe incluir los riesgos identificados por las 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 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.
- En el documento se deben incluir los mecanismos de interacción y de articulación con los comités locales y regionales de gestión de riesgo de la zona donde opera la empresa.
- Es necesario que la empresa CNEOG, en las siguientes vigencias, realice el cargue de la totalidad de la información de manera oportuna en el SUI y cumpla estrictamente con los términos establecidos en la Resolución N. SSPD – 20221000665435 del 18 de julio de 2022 y demás normatividad vigente y aplicable al reporte y certificación de información en el SUI.

10. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

10.1. Responsable General

Revisó: Jesús Edgardo Chaparro Fonseca – Asesor DTGGC.

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

Julián Oswaldo Enríquez Yagüé – Profesional Especializado DTGGC

Lucía Viviana Miranda Rodríguez - Profesional Especializado DTGGC

Manuel Gustavo Vergara Murillo - Profesional Especializado DTGGC

Diana Cecilia Adarve – Contratista DTGGC

Aurora Cruz Ardila – Profesional Especializado DTGGC

11. ANEXOS:

N/A