

1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1. Nombre o razón social: EMPRESA DE ENERGIA DEL CASANARE S.A. E.S.P. (ENERCA S.A. E.S.P.)

1.2. Nit: 84400457 - 6

1.3. ID (SUI - RUPS): 3370

1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestador objeto de la vigilancia o inspección:

- Gas combustible por redes de tubería

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección:

- Comercialización de Gas Natural
- Distribución de Gas Natural

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

- Comercialización de Gas Natural: 22/11/2004
- Distribución de Gas Natural: 22/11/2004

2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

2.1. Año del programa al que pertenece la acción:

2026

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:

- Sede principal del prestador indicada en el Registro Único de Prestadores de Servicios (RUPS) ubicado en la Carrera 19 No 6-100 Edificio Emiro Sossa, Yopal (Casanare).
- City gate GNV La Virgen – Aguazul (Casanare)
- City gate Aguazul Rural – Aguazul (Casanare)
- City gate Compartida – Yopal (Casanare)
- City gate La Virgen – Aguazul (Casanare)
- Visita 4 Cruces aéreos

3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

La evaluación se desarrolló a partir del requerimiento de información formulado al prestador, los soportes suministrados, las aclaraciones realizadas durante la visita integral y la revisión de consistencia entre documentos contractuales, comerciales y tarifarios.

Marco normativo específico:

- Ley 142 de 1994
- Ley 1523 de 2012
- Ley 1314 de 2009
- Decreto 1073 de 2015
- Decreto 2157 de 2017
- Resolución CREG 067 de 1995 Código de Distribución
- Resolución CREG 072 de 2002 y sus modificatorias
- Resolución CREG 100 de 2003
- Resolución CREG 059 de 2012
- Resolución CREG 137 de 2013
- Resolución CREG 112 de 2007
- Resolución CREG 080 de 2019
- Resolución CREG 048 de 2020
- Resolución CREG 186 de 2020
- Resolución CREG 102 015 de 2025
- Resolución MME 90902 de 2013
- Resolución MME 41385 de 2017
- Resolución SSPD No. 20188000076635 de 2018
- Resolución SSPD No. 20221000665435 de 2022
- Resolución SSPD No. 20251000216935 de 2025
- Resolución SSPD No. 20261000382725 de 2026

La empresa fue seleccionada para evaluación integral con la información del año 2025, con el objetivo de validar su cumplimiento regulatorio en los aspectos administrativos y financieros, técnicos, comerciales, tarifarios, estado Sistema Único de Información (SUI), así como validar si las actividades ejecutadas por el prestador están sujetas al cumplimiento del régimen del servicio público que aplique a cada una de ellas.

Los criterios de priorización para adelantar evaluación integral a ENERCA S.A. E.S.P. 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 Inspección, Vigilancia y Control (IVC) en la vigencia 2025.
- Antecedentes relacionados con información Financiera, Comercial y Técnica y estado de Cargue al SUI.
- Reporte de reclamaciones certificadas en SUI de la vigencia 2025; respecto de este criterio, se tiene en cuenta diferentes causales que son objeto de reclamaciones por parte de los usuarios.

Adicionalmente, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

Técnico

- Se presentaron quejas sobre solicitudes de conexión del servicio de gas natural, rechazadas en primera instancia y realizadas posteriormente, o, que se encuentran pendientes de algún trámite por parte del usuario.

Comercial y tarifario:

- Aspectos comerciales: usuarios regulados y no regulados, gestión de cartera, edades de vencimiento, recuperación de cartera, recaudo corriente, subsidios y contribuciones, y controles de publicación tarifaria.
- Aspectos tarifarios: memorias de cálculo, componentes G, T, D y C; CUv y CUf; opción tarifaria; gradualidad del componente D; factor de corrección; pérdidas reconocidas; publicación y republicación mensual de tarifas.
- Aspectos contractuales y de abastecimiento: contratos de suministro y transporte, facturas asociadas, acuerdos o cobros por acceso de terceros a redes —ATR— y trazabilidad de los costos trasladados a la tarifa.
- Aspectos SUI: correspondencia entre soportes, formatos certificados y reportes corregidos. El trámite de reversión del formato GRT1 – Estructura tarifaria de gas combustible por redes, código 1045, periodicidad mensual, para los periodos de enero a diciembre de 2025, fue culminado exitosamente. En consecuencia, este componente deja de estar pendiente y se incorpora como soporte de cierre de la evaluación.

3.2. Marco temporal de evaluación:

Año 2025

En el componente Comercial y tarifario comprende la vigencia 2025 y lo corrido de 2026, según la información requerida y remitida. La verificación detallada de los componentes tarifarios se concentró en septiembre de 2025, periodo para el cual se aportaron memoria de cálculo, facturas de suministro, transporte y ATR, y resoluciones de aprobación de cargos. Para cartera, recaudo, publicaciones, subsidios, usuarios y contratos se emplearon los periodos contenidos en los respectivos anexos entregados por ENERCA S.A. E.S.P.

4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

4.1. Información fuente usada:

La fuente utilizada para el análisis de la información de esta evaluación integral corresponde a la reportada por parte de la empresa en los formatos del SUI y el expediente virtual que reposa en el sistema de gestión documental de la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios (SSPD), para la vigencia del año 2025. Así mismo, toda la información suministrada en los siguientes radicados:

- La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible (DTGGC), mediante el Radicado SSPD No. 20262312161931 del 14 de mayo 2026, requirió al prestador allegar información administrativa, gestión del riesgo, financiera, comercial, tarifaria, atención al usuario técnicos – operativos y aspectos SUI.
- La información solicitada a ENERCA S.A. E.S.P., fue atendida con el Radicado SSPD No. 20265292294122 del 29 de mayo 2026.

4.2. Requerimientos realizados:

A continuación, en la Tabla 1 se relacionan los requerimientos realizados por la DTGGC en la vigencia 2025 y el estado de respuesta por parte de la empresa ENERCA S.A. E.S.P.

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

Tabla 1 Requerimientos al prestador

NÚMERO DE RADICADO SSPD	FECHA	ASUNTO	RESPUESTA A LA SSPD
20252313641811	14/11/2025	Requerimiento de información - Radicado SSPD No 20255294312632 Gobernaciones del Meta y del Casanare	La empresa atendió al requerimiento bajo Radicado SSPD No. 20255294844952 del 20/11/2025.
20252313960611	01/12/2025	Requerimiento de información de contratos, aclaración sobre incrementos tarifarios e información financiera y contable vigencias 2024 y 2025.	La empresa atendió al requerimiento bajo Radicado SSPD No. 20255295141212 del 09/12/2025.
20252311877761	01/04/2025	Respuesta radicado SSPD No. 20255291246942	La empresa atendió al requerimiento del Radicado SSPD No. 20255291246942 del 13/06/2025.
20252311312151	30/04/2025	Presunta intervención de redes de gas de Enerca S.A. E.S.P. Radicado 20255291316392.	La empresa atendió al requerimiento bajo Radicado SSPD No. 20255295141212 del 15/05/2025.
20252313706071	19/11/2025	Requerimiento de información - Radicado 20255293703602 del 09 de septiembre del 2025	La empresa atendió al requerimiento bajo Radicado SSPD No. 20255291570152 del 20/12/2025.

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. Evaluaciones realizadas

La empresa ENERCA S.A. E.S.P. ha sido objeto de evaluación integral por parte de la DTGGC en los siguientes periodos (Figura 1).

Figura 1 Evaluaciones Integrales ENERCA S.A. E.S.P.

Nombre del documento	Periodo de evaluación
Evaluación integral de prestadores Empresa de Energía de Casanare	2021
Evaluación integral de prestadores Empresa de Energía de Casanare	2015
Diagnóstico de la prestación del servicio de gas natural Empresa de Energía de Casanare	2014 - 2015
Evaluación integral de prestadores Empresa de Energía de Casanare	2014
Evaluación integral de prestadores Empresa de Energía de Casanare	2013
Informe de gestión Empresa de Energía de Casanare	2012
Informe de gestión Empresa de Energía de Casanare	2011
Informe de gestión Empresa de Energía de Casanare	2010
Informe de gestión Empresa de Energía de Casanare	2006 y 2008

Fuente: [Evaluación de prestadores | Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios](#)

4.5. Descripción General de la Empresa

ENERCA S.A. E.S.P., se constituyó el 30 de octubre de 2003, conforme consta en el Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Cámara de Comercio del Casanare del 14 de mayo de 2026. Asimismo, se encuentra inscrita en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) desde el 22 de noviembre de 2004, registro mediante el cual se habilita como prestador de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por redes.

De acuerdo con el certificado con imprimible No. 202653370463995 del 29 de mayo de 2026, durante la vigencia 2025 el prestador desarrolló las actividades de Distribución y Comercialización del servicio público domiciliario de gas combustible por redes.

Con corte al 31 de diciembre de 2025, el capital suscrito y pagado ascendió a 102.152 millones COP; cifra certificada en el Estado de Situación Financiera y que se mantiene vigente de acuerdo con el Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Cámara de Comercio de Casanare el 14 de mayo de 2026.

En la siguiente tabla se presentan los principales datos generales del prestador obtenidos a partir de la información registrada en el RUPS

Tabla 2 Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
Representante Legal	Wilson Alirio Rodríguez García
Servicio	Gas Combustible por Redes
Actividades desarrolladas	Distribución Comercialización
Año de inicio de operaciones	2004
Auditor Externo de Gestión y Resultados - AEGR	Ernesto Cruz Muñoz E.U.
Fecha última actualización del RUPS	29 de mayo de 2026

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

4.5.1. Estructura de la Empresa

De acuerdo con la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P. mediante el Radicado SSPD No. 20265292294122 del 27 de mayo de 2026 y la información complementaria presentada durante las reuniones de trabajo realizadas los días 17, 18 y 19 de junio de 2026, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible (DTGGC), evidenció que el prestador cuenta con una estructura organizacional formalmente definida, soportada en un organigrama que establece los niveles de dirección, administración y operación, así como las relaciones jerárquicas y funcionales entre las diferentes dependencias.

Como se observa en la

Figura 2, la estructura organizacional está encabezada por la Asamblea General de Accionistas, como máximo órgano de dirección, seguida por la Junta Directiva, encargada de definir las políticas y lineamientos estratégicos de la organización. Asimismo, la empresa cuenta con Revisor Fiscal.

La administración de la empresa se encuentra a cargo de la Gerencia General, de la cual dependen las Gerencias Comercial, Administrativa, Financiera y de Distribución, responsables de la ejecución de los procesos estratégicos, misionales y de apoyo necesarios para la prestación de los servicios públicos a cargo del prestador. De igual forma, la estructura contempla las funciones de Control Interno y Control Interno Disciplinario, orientadas al fortalecimiento del sistema de control interno, la evaluación independiente de la gestión institucional y el seguimiento al cumplimiento de la normatividad vigente.

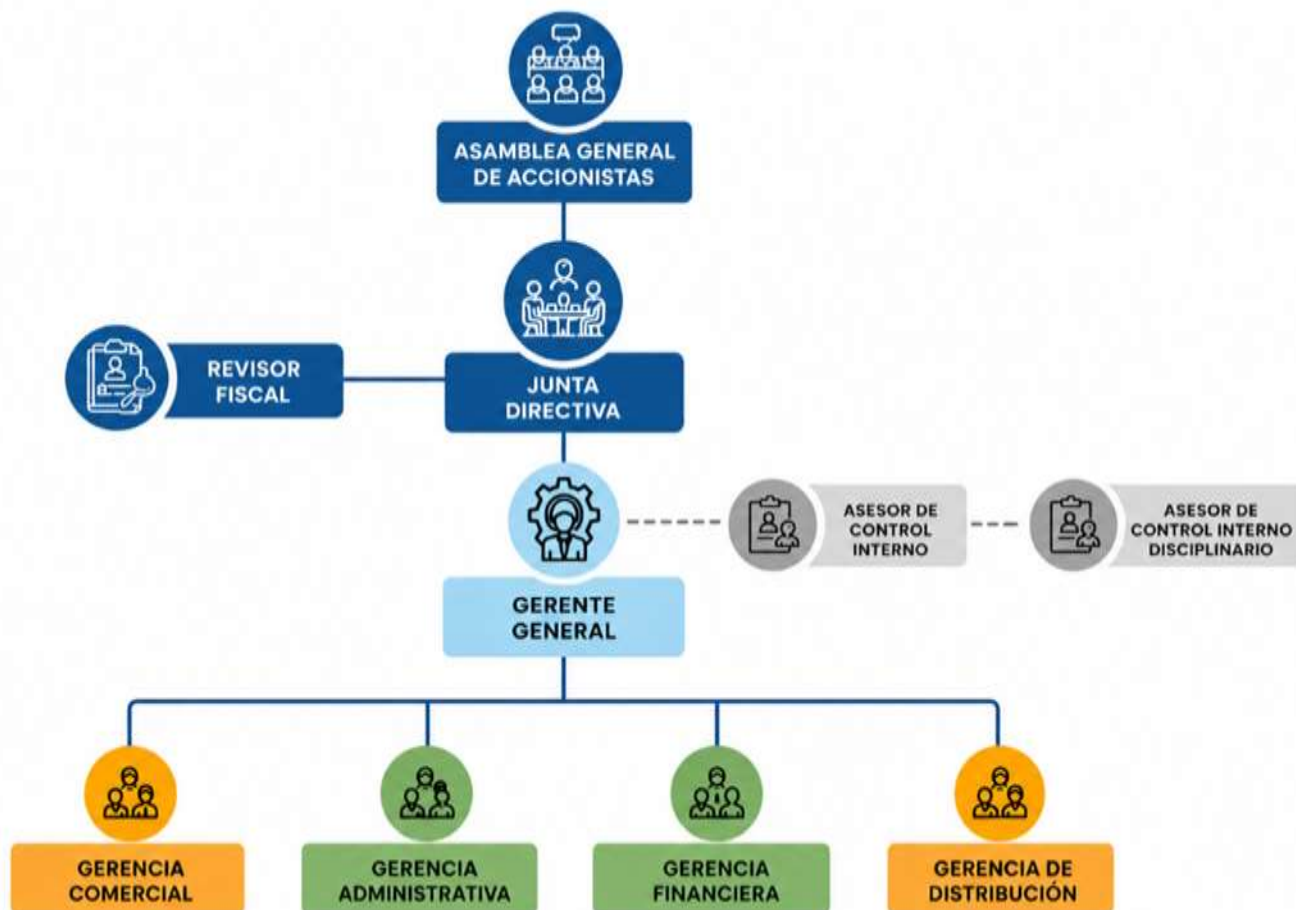
Del análisis del organigrama se observa una distribución funcional de responsabilidades que diferencia las actividades de dirección, apoyo administrativo, gestión financiera, comercialización y operación técnica del servicio. En particular, la Gerencia de Distribución concentra las dependencias relacionadas con la operación, mantenimiento y expansión de la infraestructura del servicio de gas combustible por redes, mientras que la Gerencia Comercial agrupa los procesos asociados con la atención de usuarios, facturación, recaudo y comercialización. Esta segregación de funciones constituye un elemento favorable para el

desarrollo de las actividades misionales del prestador y facilita la definición de responsabilidades dentro de la organización.

En concordancia con lo anterior, la

Figura 2 presenta un esquema resumido de los principales niveles jerárquicos y funcionales de ENERCA S.A. E.S.P., evidenciando la distribución de las responsabilidades entre los órganos de dirección, las áreas de apoyo y las gerencias encargadas de la prestación del servicio público de gas combustible por redes.

Figura 2. Estructura Organizacional de ENERCA S.A. E.S.P.



Fuente: Elaboración de la DTGGC, basada en la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P.

4.6. Aspectos Administrativos y financieros

4.6.1. Aspectos Administrativos

ENERCA S.A. E.S.P. es una sociedad colombiana de naturaleza mixta del orden departamental privado, constituida como Empresa de Servicios Públicos (E.S.P.) bajo la modalidad de Sociedad Anónima. Su domicilio principal se encuentra ubicado en el municipio de Yopal, departamento de Casanare y desarrolla, entre otras, las actividades de distribución y comercialización del servicio público domiciliario de gas combustible por redes. De acuerdo con la información suministrada por el prestador, durante la vigencia 2025 la empresa contó con una planta de personal integrada por 295 trabajadores vinculados mediante contrato laboral.

Con el propósito de analizar la estructura del talento humano del prestador, la

Tabla 3 presenta la distribución del personal vinculado durante la vigencia 2025, diferenciando el número de empleados que desempeñan funciones administrativas y operativas, así como su participación porcentual respecto del total de la planta de personal.

Tabla 3 Distribución del personal por área funcional año 2025

Área	Número de empleados	% Participación
Administrativa	43	15%
Operativa	252	85%
Total personal vinculado	295	100%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos entregados por ENERCA S.A. E.S.P.

Como se observa en la

Tabla 3, la estructura del talento humano presenta una marcada orientación hacia las actividades misionales de la empresa, toda vez que 252 colaboradores (85%) desempeñan funciones operativas, mientras que 43 trabajadores (15%) desarrollan actividades administrativas y de apoyo.

En cuanto a la distribución del personal según la línea de negocio, la empresa informó que parte de sus colaboradores se encuentran dedicados exclusivamente a la prestación del servicio público de gas combustible por redes, otra parte al servicio de energía eléctrica y un grupo desarrolla funciones transversales que apoyan simultáneamente ambos servicios. La

Tabla 4 presenta la distribución del personal de acuerdo con esta clasificación.

Tabla 4 Distribución del personal por servicio público prestado año 2025

Servicio	Número de empleados	Participación
Gas Combustible por Redes	32	11%
Energía Eléctrica	154	52%
Personal transversal	109	37%
Total personal vinculado	295	100%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos entregados por ENERCA S.A. E.S.P.

De acuerdo con lo expuesto en la

Tabla 4, se evidencia que 32 trabajadores se encuentran dedicados exclusivamente a la prestación del servicio público de gas combustible por redes, 154 empleados desarrollan actividades asociadas exclusivamente al servicio público de energía eléctrica y 109 colaboradores cumplen funciones transversales que apoyan simultáneamente la operación de ambos servicios.

Por otra parte, se observa que la totalidad del personal administrativo corresponde a cargos de carácter transversal, mientras que, dentro del personal operativo (252 trabajadores), el 13% está asignado exclusivamente al servicio de gas combustible por redes, el 61% al servicio de energía eléctrica y el 26% restante presta apoyo operativo a ambas líneas de negocio.

Lo anterior evidencia que la empresa concentra la mayor parte de su capacidad operativa en el servicio de energía eléctrica, mientras que el servicio de gas combustible por redes dispone de una estructura de personal significativamente menor, complementada por colaboradores transversales que apoyan la ejecución de actividades comunes. Esta distribución resulta consistente con la naturaleza multipropósito del prestador.

Adicionalmente, de acuerdo con la información suministrada por el prestador durante la visita, ENERCA S.A. E.S.P. durante el año 2025 contó con 209 personas vinculadas mediante contratos

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

de prestación de servicios, de las cuales 38 desarrollaron actividades relacionadas directamente con la prestación del servicio público de gas combustible por redes. Asimismo, la empresa informó que, a través de contratos celebrados con terceros, disponía de 613 personas para el desarrollo de actividades operativas y de apoyo, de las cuales 33 se encontraban asignadas exclusivamente a la prestación del servicio de gas combustible por redes.

Lo anterior evidencia que, además del personal vinculado mediante contrato laboral, el prestador complementa su capacidad operativa mediante esquemas de contratación por prestación de servicios y tercerización, destinando parte de estos recursos al desarrollo de las actividades asociadas al servicio público de gas combustible por redes.

Complementariamente, la DTGGC evidenció que ENERCA S.A. E.S.P. ha implementado diferentes sistemas de gestión orientados al fortalecimiento de sus procesos administrativos, operativos y de control, los cuales constituyen herramientas para promover el mejoramiento continuo, la estandarización de procesos y el cumplimiento de los requisitos aplicables a la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

En este sentido, la empresa informó que fue evaluada y certificada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), en cumplimiento de los requisitos establecidos para el alcance "Distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural". Al respecto, cuenta con la siguiente certificación:

- ISO 9001:2015 – Sistema de Gestión de la Calidad, certificación otorgada el 19 de agosto de 2015, con vigencia hasta el 28 de agosto de 2027.

Asimismo, el prestador indicó que dispone de certificación bajo la norma ISO 55001:2014, relacionada con el Sistema de Gestión de Activos, y que actualmente adelanta el proceso de implementación de la norma ISO 27001:2022, orientada a fortalecer la gestión de la seguridad de la información y la ciberseguridad.

4.6.1.1. Aspectos Financieros Servicio Público de Gas Combustible por Redes

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible (DTGGC), realizó el cálculo de la clasificación inicial del nivel del riesgo financiero de ENERCA S.A. E.S.P., de conformidad con la metodología establecida en la Resolución CREG 072 de 2002, modificada por la Resolución CREG 034 de 2004. Para ello, se empleó la información financiera más reciente certificada por el prestador en el Sistema Único de Información (SUI), correspondiente a las vigencias 2025 y 2024.

Se verificó que ENERCA S.A. E.S.P. prepara y presenta sus estados financieros bajo el marco normativo establecido en la Resolución 414 de 2014 de la Contaduría General de la Nación, aplicable a las empresas sujetas a dicho régimen contable. Asimismo, se evidenció que el prestador reportó oportunamente los Estados Financieros (EEFF) de la vigencia 2025 en formato XBRL, dando cumplimiento a los plazos establecidos en la Resolución SSPD No. 20261000382725 del 7 de mayo de 2026, efectuando el cargue el día 23 de mayo de 2026.

Con fundamento en la información financiera reportada y certificada por el prestador en el Sistema Único de Información (SUI), la DTGGC efectuó el cálculo de los indicadores financieros previstos en la metodología de clasificación del nivel de riesgo financiero establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los resultados obtenidos para la vigencia 2025 se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5 Clasificación inicial del riesgo financiero del Servicio público de gas combustible por redes año 2025

Grupo	Indicador	Año
		2025
RENTABILIDAD	Rentabilidad sobre Activos	-104,0%
	Rentabilidad Sobre Patrimonio	23,0%
	Flujo de Caja sobre Activos	-132,0%
LIQUIDEZ	Ciclo operacional	65,0
	Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	-16,0
	Razón Corriente (veces)	3,5
SOLIDEZ	Patrimonio sobre Activo	-503,0%
	Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	4,0%

Activo Corriente sobre Activo Total	82,0%
RIESGO FINANCIERO	3

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

De acuerdo con la metodología regulatoria, ENERCA S.A. E.S.P. obtuvo una clasificación inicial de riesgo financiero nivel 3 (Alto). Esta clasificación obedece a que, al cierre de la vigencia 2025, el servicio público de gas combustible por redes presentó un patrimonio negativo, situación que, conforme a los criterios establecidos en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, conlleva automáticamente a la clasificación del prestador en el nivel de riesgo alto, independientemente del comportamiento de los demás indicadores financieros.

Por otra parte, aunque el indicador de Rentabilidad sobre el Patrimonio (ROE) presenta un resultado positivo, este no refleja una mejora en el desempeño financiero del servicio. Dicho resultado obedece al efecto matemático de la fórmula de cálculo, toda vez que el EBITDA y el patrimonio del servicio registran valores negativos; en consecuencia, al dividir un valor negativo entre otro negativo se obtiene un resultado positivo. Por lo tanto, este indicador debe interpretarse de manera conjunta con los demás indicadores financieros, especialmente considerando que el servicio presentó un patrimonio negativo al cierre de la vigencia 2025, situación que determinó su clasificación en riesgo financiero alto conforme a la metodología establecida en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004.

Una vez determinada la clasificación inicial, la DTGGC procedió a aplicar el modelo Logit multivariado, previsto en la misma metodología regulatoria, el cual incorpora un conjunto de variables financieras independientes con el propósito de complementar el análisis y fortalecer la evaluación del riesgo financiero del prestador. Los resultados obtenidos para cada uno de los indicadores que integran dicho modelo se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6 Indicadores Financieros Modelo Logit 2025 Servicio público de gas combustible por redes

Indicadores Modelo Logit 2025	Resultado
Capital de Trabajo sobre Activos	57,00%
Rotación de Cuentas por Cobrar	89
Rotación de Cuentas por Pagar	21
Servicio de la Deuda sobre Patrimonio	-1,26%
Margen Operacional	-39,00%
Rotación de Activos Fijos	20

Periodo de Pago a de Pasivos a largo plazo	-5,3
Flujo de Caja sobre Servicio de la Deuda	-2078%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

Los resultados del modelo Logit evidencian un comportamiento financiero consistente con la clasificación inicial obtenida. En particular, se observan indicadores desfavorables relacionados con la rentabilidad operacional, el servicio de la deuda y la generación de flujo de caja para atender las obligaciones financieras, reflejando limitaciones en la capacidad del servicio público de gas combustible por redes para generar recursos suficientes a partir de su operación.

No obstante, el indicador de capital de trabajo sobre activos presenta un resultado positivo, lo que evidencia la existencia de activos corrientes suficientes para atender las obligaciones de corto plazo; sin embargo, esta condición no logra compensar el efecto del patrimonio negativo, el cual constituye el principal determinante de la clasificación de riesgo financiero obtenida por el prestador.

Los resultados obtenidos mediante la metodología regulatoria permiten establecer una clasificación inicial del nivel de riesgo financiero del prestador; sin embargo, esta constituye una herramienta de alerta basada en indicadores específicos y no reemplaza el análisis integral de la información financiera. En consecuencia, resulta necesario examinar la composición y el comportamiento de las principales partidas de los estados financieros, con el fin de identificar los factores que incidieron en el desempeño económico y financiero del servicio público de gas combustible por redes durante la vigencia evaluada.

En este contexto, el análisis financiero que se presenta a continuación se elaboró con fundamento en la información financiera reportada y certificada por ENERCA S.A. E.S.P. en el Sistema Único de Información (SUI), así como en la información complementaria suministrada por el prestador durante las mesas de trabajo desarrolladas los días 17, 18 y 19 de junio de 2026. Es pertinente señalar que dicha información se encuentra certificada por el Representante Legal y el Contador Público de la empresa, y dictaminada por el Revisor Fiscal, conforme a la normatividad vigente.

Con base en lo anterior, se presenta el análisis de los resultados financieros correspondientes a la vigencia 2025, incorporando un análisis comparativo con la información de la vigencia 2024, con el propósito de evaluar la gestión financiera del servicio público de gas combustible por redes e identificar las principales variaciones y partidas de mayor relevancia que incidieron en la situación financiera y en los resultados obtenidos por ENERCA S.A. E.S.P.

Estado de Situación Financiera (ESF)

Con el propósito de evaluar la evolución de la situación financiera del servicio público de gas combustible por redes, la DTGGC realizó el análisis del Estado de Situación Financiera de ENERCA S.A. E.S.P. con corte al 31 de diciembre de 2025, tomando como base comparativa la información correspondiente a la vigencia 2024. Este análisis permite identificar las principales variaciones en la composición de los activos, pasivos y patrimonio, así como evaluar los cambios más representativos en la estructura financiera del servicio y los factores que incidieron en su comportamiento durante el período objeto de evaluación.

Como resultado de este análisis, se observa que, al cierre de la vigencia 2025, el servicio público de gas combustible por redes registró activos por 9.055 millones COP, lo que representa un incremento de 2.195 millones (32%) frente a la vigencia 2024. No obstante, este crecimiento no se tradujo en un fortalecimiento de la estructura financiera del servicio público, debido a que continúa financiándose principalmente con recursos de terceros, situación que se refleja en un pasivo de 54.574 millones COP, superior en más de seis veces al valor de los activos, generando un patrimonio negativo de 45.518 millones COP. Esta situación evidencia un importante desequilibrio patrimonial y explica la clasificación de riesgo financiero alto obtenida por el prestador conforme a la metodología establecida en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004.

Para identificar las principales variaciones registradas en la composición de los activos, pasivos y patrimonio, así como su incidencia en la situación financiera del servicio, la Tabla 7 presenta el análisis del Estado de Situación Financiera comparativo correspondiente a las vigencias 2025 y 2024.

Tabla 7 Análisis del ESF Comparativo del Servicio público de Gas Combustible por Redes, vigencias 2025 – 2024

		Gas Combustible por Redes				
		Año 2025	Part. %	Año 2024	Part. %	Δ% 2025-2024
Estado de situación financiera por servicio [partidas]						
Activos [resumen]						
Activos corrientes [resumen]						
	Efectivo y equivalentes al efectivo	172.618.000,00 COP	1,91%	23.799.000,00 COP	0,35%	625,32%
	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes [Resumen]					
	Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	1.415.570.000,00 COP	15,63%	912.455.000,00 COP	13,30%	55,14%
	Cuentas comerciales por cobrar corrientes del servicio público al Ministerio de Minas por concepto de subsidios	4.054.131.000,00 COP	44,77%	1.621.081.000,00 COP	23,63%	150,09%
	Otras cuentas por cobrar corrientes	954.031.000,00 COP	10,54%	749.239.000,00 COP	10,92%	27,33%
	Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6.423.732.000,00 COP	70,94%	3.282.775.000,00 COP	47,85%	95,68%
	Inventarios corrientes	323.446.000,00 COP	3,57%	254.348.000,00 COP	3,71%	27,17%
	Otros activos financieros corrientes	482.413.000,00 COP	5,33%	936.937.000,00 COP	13,66%	-48,51%
	Activos corrientes totales	7.402.209.000,00 COP	81,74%	4.497.859.000,00 COP	65,57%	64,57%
Activos no corrientes [resumen]						
	Propiedades, planta y equipo	1.241.238.000,00 COP	13,71%	1.276.009.000,00 COP	18,60%	-2,72%
	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes [Resumen]					
	Cuentas comerciales por cobrar no corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	165.164.000,00 COP	1,82%	190.226.000,00 COP	2,77%	-13,17%
	Cuentas comerciales por cobrar no corrientes del servicio público al Ministerio de Minas por concepto de subsidios	0,00 COP	0,00%	677.889.000,00 COP	9,88%	-100,00%
	Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	146.628.000,00 COP	1,62%	208.056.000,00 COP	3,03%	-29,52%
	Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	311.792.000,00 COP	3,44%	1.076.171.000,00 COP	15,69%	-71,03%
	Activos por impuestos diferidos	90.100.000,00 COP	0,99%	0,00 COP	0,00%	100,00%
	Activos intangibles	10.003.000,00 COP	0,11%	10.003.000,00 COP	0,15%	0,00%
	Total de activos no corrientes	1.653.133.000,00 COP	18,26%	2.362.183.000,00 COP	34,43%	-30,02%
	Total de activos	9.055.342.000,00 COP	100%	6.860.042.000,00 COP	100%	32,00%
Patrimonio y pasivos [resumen]						
Pasivos [resumen]						
Pasivos corrientes [resumen]						
Provisiones Corrientes [sinopsis]						
	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	41.454.000,00 COP	0,46%	33.266.000,00 COP	0,48%	24,61%
	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes [Resumen]					
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	1.841.566.000,00 COP	20,34%	1.901.954.000,00 COP	27,73%	-3,18%
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	217.871.000,00 COP	2,41%	0,00 COP	0,00%	100,00%
	Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	2.059.437.000,00 COP	22,74%	1.901.954.000,00 COP	27,73%	8,28%
	Pasivo por impuesto a las ganancias corriente	0,00 COP	0,00%	47.519.000,00 COP	0,69%	-100,00%
	Pasivos corrientes totales	2.100.891.000,00 COP	23,20%	1.982.739.000,00 COP	28,90%	5,96%
Pasivos no corrientes [resumen]						
	Otros pasivos financieros no corrientes	52.472.635.000,00 COP	579,47%	39.780.862.000,00 COP	579,89%	31,90%
	Total de pasivos no corrientes	52.472.635.000,00 COP	579,47%	39.780.862.000,00 COP	579,89%	31,90%
	Total pasivos	54.573.526.000,00 COP	602,67%	41.763.601.000,00 COP	608,80%	30,67%
Patrimonio [sinopsis]						
	Capital suscrito y pagado	1.294.495.000,00 COP	14,30%	1.294.495.000,00 COP	18,87%	0,00%
	Reserva legal	10.735.000,00 COP	0,12%	10.735.000,00 COP	0,16%	0,00%
	Ganancias acumuladas	-46.823.414.000,00 COP	-517,08%	-36.208.789.000,00 COP	-527,82%	29,32%
	Patrimonio total	-45.518.184.000,00 COP	-502,67%	-34.903.559.000,00 COP	-508,80%	30,41%
	Total de patrimonio y pasivos	9.055.342.000,00 COP	100,00%	6.860.042.000,00 COP	100,00%	32,00%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

Del análisis del Estado de Situación Financiera se identifican las principales variaciones registradas en los activos, pasivos y patrimonio del servicio público de gas combustible por redes durante la vigencia 2025. A continuación, se presenta el análisis de los rubros más representativos de cada uno de estos componentes, con el propósito de explicar las variaciones observadas, su participación dentro de la estructura financiera del servicio y su incidencia en la situación económica del prestador.

Activos

La estructura del activo evidencia una alta concentración en el activo corriente, el cual representa el 81,74% del total de los activos, mientras que el 18,26% corresponde a activos no corrientes. Esta composición refleja que los recursos del servicio público se encuentran principalmente representados en derechos de cobro de corto plazo, más que en activos destinados directamente a la operación.

El incremento del activo durante la vigencia 2025 estuvo explicado principalmente por el comportamiento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, las cuales aumentaron 95,68%, al pasar de 3.283 millones COP en 2024 a 6.424 millones COP en 2025. Dicho comportamiento obedece, principalmente, al incremento de las cuentas por cobrar al Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios, las cuales crecieron en 2.433 millones COP (150,09%), alcanzando un saldo de 4.054 millones, equivalente al 44,77% del total de los activos. Lo anterior evidencia una importante dependencia del servicio respecto del reconocimiento y pago de subsidios, constituyéndose en la principal partida del activo.

De igual forma, las cuentas comerciales por cobrar derivadas de la prestación del servicio público aumentaron 55,14%, mientras que las otras cuentas por cobrar crecieron 27,33%, reflejando un incremento generalizado en los derechos de cobro del prestador durante la vigencia.

Por su parte, el rubro de efectivo y equivalentes al efectivo presentó un crecimiento significativo del 625,32%, al pasar de 24 millones COP a 173 millones COP; sin embargo, pese al incremento porcentual, esta partida representa únicamente el 1,91% del total de los activos, por lo que su incidencia sobre la estructura financiera continúa siendo reducida.

En contraste, los otros activos financieros corrientes disminuyeron 48,51%, mientras que los activos no corrientes registraron una reducción del 30,02%, pasando de 2.362 millones COP a 1.653 millones COP. Esta disminución se explica principalmente por la reclasificación o recuperación de las cuentas por cobrar no corrientes al Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios, cuyo saldo pasó de 678 millones COP en 2024 a cero en 2025, así como por la reducción de otras cuentas por cobrar de largo plazo.

Dentro de los activos no corrientes, el rubro de “*Propiedades, planta y equipo*” registró un valor neto de 1.241 millones al cierre de la vigencia 2025, equivalente al 13,71% del total de los activos del servicio público de gas combustible por redes. Este rubro corresponde a los bienes destinados al desarrollo de las actividades de distribución y comercialización del servicio y se encuentra concentrado principalmente en las redes de alimentación de gas, las cuales representan 1.050 millones, equivalentes al 84,62% del total de las propiedades, planta y equipo.

La Tabla 8 presenta la composición de este rubro, evidenciando los principales activos que soportan la operación del servicio.

Tabla 8 Composición de las Propiedades, planta y equipo del servicio público de Gas Combustible por Redes año 2025

Propiedades, Plata y Equipo	Valor Neto	% de Part.
Redes de alimentación de gas	1.050.385.297,00 COP	84,62%
Maquinaria y Equipo	177.219.300,00 COP	14,28%
Equipos de comunicación y computación	12.994.232,00 COP	1,05%
Muebles y Enseres	639.121,00 COP	0,05%
Total propiedades, planta y equipo	1.241.237.950,00 COP	100%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

Como se observa en la Tabla 8, la infraestructura de redes de alimentación de gas constituye el principal activo operativo del servicio, concentrando más de cuatro quintas partes del valor de las propiedades, planta y equipo. Este comportamiento resulta consistente con la naturaleza de la actividad de distribución de gas combustible por redes, en donde la infraestructura física representa el principal recurso para garantizar la continuidad y calidad en la prestación del servicio. Por su parte, la maquinaria y equipo representa el 14,28% del rubro, mientras que los

equipos de comunicación y computación y los muebles y enseres tienen una participación poco significativa dentro de la estructura de estos activos.

Pasivos

El pasivo total alcanzó 54.574 millones COP, registrando un incremento del 30,67% respecto de la vigencia anterior. La estructura del pasivo evidencia una alta concentración en las obligaciones de largo plazo, las cuales representan aproximadamente el 96% del total del pasivo.

El principal componente corresponde a otros pasivos financieros no corrientes, cuyo saldo ascendió a 52.473 millones, con un incremento de 31,90% frente a 2024. Esta partida representa cerca del 96,2% del total del pasivo, evidenciando que la financiación del servicio depende principalmente de obligaciones financieras de largo plazo.

Por otra parte, los pasivos corrientes aumentaron 5,96%, alcanzando un saldo de 2.101 millones COP; dentro de este grupo sobresalen las cuentas por pagar por adquisición de servicios, que continúan representando la principal obligación de corto plazo, aunque registraron una disminución del 3,18% respecto del año anterior. Asimismo, durante la vigencia 2025 se reconocieron cuentas por pagar por adquisición de bienes por 218 millones COP, las cuales no presentaban saldo al cierre de 2024.

Patrimonio

Respecto al patrimonio, se observa que la empresa continúa presentando una situación financiera desfavorable. Al cierre de la vigencia 2025, el servicio registró un patrimonio negativo de 45.518 millones COP, superior en 30,41% al registrado en 2024.

Este comportamiento obedece principalmente al incremento de las ganancias acumuladas negativas, las cuales pasaron de -\$36.209 millones COP a -46.823 millones COP, aumentando en 10.615 millones COP. En contraste, tanto el capital suscrito y pagado como la reserva legal permanecieron sin variación durante el período analizado.

En consecuencia, el crecimiento de las pérdidas acumuladas continúa deteriorando la estructura patrimonial del servicio, situación que ocasiona que los pasivos excedan ampliamente el valor

de los activos y limita la capacidad financiera del prestador para respaldar sus obligaciones con recursos propios. Este comportamiento resulta consistente con la clasificación de riesgo financiero alto obtenida en la evaluación regulatoria.

Estado de Resultados Integral (ERI)

Con el propósito de evaluar el desempeño económico del servicio público de gas combustible por redes durante la vigencia 2025, la DTGGC realizó el análisis del Estado de Resultados Integral de ENERCA S.A. E.S.P., tomando como base comparativa la información correspondiente a la vigencia 2024. Este análisis permite identificar el comportamiento de los ingresos, costos, gastos y resultados del ejercicio, así como establecer los principales factores que incidieron en la generación de pérdidas del servicio durante el período evaluado.

Tabla 9 Análisis del ERI Comparativo del servicio público de gas combustible por redes 2025-2024

		Gas Combustible por Redes				
		Año 2025	Part. % (ingresos)	Año 2024	Part. % (ingresos)	Δ% 2025-2024
						Δ COP 2025-2024
Estado de resultados por servicio [partidas]						
Ganancia (pérdida) [resumen]						
Ingresos de actividades ordinarias		24.392.550.000,00 COP	100	15.084.788.000,00 COP	100	61,70%
Costo de ventas		31.524.493.000,00 COP	129,24%	22.710.044.000,00 COP	150,55%	38,81%
Ganancia bruta		-7.131.943.000,00 COP	-29,24%	-7.625.256.000,00 COP	-50,55%	-6,47%
Otros ingresos		824.000,00 COP	0,00%	361.000,00 COP	0,00%	128,25%
Gastos de administración, operación y ventas		2.353.940.000,00 COP	9,65%	2.089.034.000,00 COP	13,85%	12,68%
Ingresos financieros		603.000,00 COP	0,00%	1.069.000,00 COP	0,01%	-43,59%
Costos financieros		574.887.000,00 COP	2,36%	475.316.000,00 COP	3,15%	20,95%
Oros gastos		6.999.000,00 COP	0,03%	23.991.000,00 COP	0,16%	-70,83%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		-10.066.342.000,00 COP	-41,27%	-10.212.167.000,00 COP	-67,70%	-1,43%
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente		548.283.000,00 COP	2,25%	888.910.000,00 COP	5,89%	-38,32%
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido		0,00 COP	0,00%	-158.941.000,00 COP	-1,05%	-100,00%
Ganancia (pérdida)		-10.614.625.000,00 COP	-43,52%	-10.942.136.000,00 COP	-72,54%	-2,99%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

La información presentada en la Tabla 9 permite identificar las principales variaciones registradas en los ingresos, costos, gastos y resultados del servicio durante las vigencias analizadas. A continuación, se presenta el análisis de las partidas más representativas del Estado de Resultados, con el fin de explicar las variaciones observadas y evaluar su incidencia en el desempeño financiero del servicio público de gas combustible por redes.

Ingresos

Durante la vigencia 2025, los ingresos de actividades ordinarias ascendieron a 24.393 millones COP, registrando un incremento de 9.308 millones COP, equivalente al 61,70%, respecto de la vigencia 2024. Este comportamiento evidencia un crecimiento significativo de los ingresos asociados a la prestación del servicio de gas combustible por redes, reflejando una mayor actividad operacional durante el período evaluado.

De acuerdo con la información reportada por ENERCA S.A. E.S.P. en el Formulario “FC02 – Complementario de Ingresos”, correspondiente a la simulación y segregación de los ingresos por servicio y actividad, se evidenció que durante la vigencia 2025 la actividad de comercialización constituyó la principal fuente de ingresos del servicio público de gas combustible por redes, al representar el 81,75% del total de los ingresos de actividades ordinarias, equivalentes a 19.962 millones COP; por su parte, la actividad de distribución aportó el 18,25% restante, con ingresos por 4.457 millones COP. La composición de los ingresos se determina por cada una de las actividades inscritas en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) y se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10 Composición de los ingresos de actividades ordinarias del servicio público de gas combustible por redes por actividad inscrita en el RUPS año 2025

	Ingresos de actividades ordinarias	Part. %
Distribución	4.457.019.000,00 COP	18,25%
Comercialización	19.961.639.000,00 COP	81,75%
Subtotal Gas Combustible por Redes	24.418.658.000,00 COP	100,00%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

La estructura de los ingresos evidencia que la comercialización constituye la principal actividad generadora de recursos del servicio público de gas combustible por redes, concentrando más de cuatro quintas partes de los ingresos operacionales. En contraste, la actividad de distribución presenta una participación significativamente menor, comportamiento que resulta consistente con el modelo de prestación del servicio desarrollado por el prestador y que deberá considerarse en el análisis de los costos y la rentabilidad por actividad.

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

Finalmente, los otros ingresos y los ingresos financieros continuaron representando una participación poco significativa dentro de la estructura de ingresos del servicio, con participaciones inferiores al 0,1%, por lo que el desempeño financiero estuvo determinado principalmente por el comportamiento de los ingresos operacionales.

Una vez analizada la composición y el comportamiento de los ingresos del servicio público de gas combustible por redes, resulta pertinente evaluar la estructura de costos y gastos en que incurrió el prestador durante la vigencia 2025, con el fin de identificar los conceptos que tuvieron mayor incidencia en el resultado financiero del ejercicio.

Estructura de Costos y Gastos

La DTGGC analizó la información reportada y certificada por ENERCA S.A. E.S.P. en el Formulario “*FC01-5 – Gastos de Servicios Públicos – Gas Combustible por Redes*”, el cual contiene el detalle de los costos operativos asociados a la prestación del servicio y de los gastos administrativos registrados durante la vigencia evaluada.

En este sentido, la Tabla 11 presenta la composición de los costos de ventas y los gastos administrativos del servicio público de gas combustible por redes, permitiendo identificar los conceptos de mayor participación y su incidencia en el desempeño financiero del prestador.

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

Tabla 11 Composición del costo de ventas y gastos administrativos del servicio público de gas combustible por redes año 2025

	Gasto administrativo	Part. % (Gasto Administrativo)	Gasto operativo	Part. % (Gasto Operativo)
Beneficios a Empleados	392.144.000,00 COP	11,26%	929.652.000,00 COP	2,95%
Honorarios	86.633.000,00 COP	2,49%	1.089.347.000,00 COP	3,46%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	598.327.000,00 COP	17,17%	0,00 COP	0,00%
Generales	802.458.000,00 COP	23,03%	483.916.000,00 COP	1,54%
Deterioro	364.372.000,00 COP	10,46%	0,00 COP	0,00%
Depreciación	8.714.000,00 COP	0,25%	91.844.000,00 COP	0,29%
Litigios y Demandas	5.799.000,00 COP	0,17%	0,00 COP	0,00%
Arrendamientos	95.495.000,00 COP	2,74%	32.451.000,00 COP	0,10%
Comisiones	414.236.000,00 COP	11,89%	0,00 COP	0,00%
Financieros	160.649.000,00 COP	4,61%	0,00 COP	0,00%
Gastos diversos	6.999.000,00 COP	0,20%	0,00 COP	0,00%
Impuesto a las ganancias corrientes	548.283.000,00 COP	15,74%	0,00 COP	0,00%
Uso de redes líneas y ductos	0,00 COP	0,00%	2.489.230.000,00 COP	7,90%
Gastos de distribución y/o comercialización de gas combustible por redes	0,00 COP	0,00%	22.840.419.000,00 COP	72,45%
Manejo comercial y financiero del servicio	0,00 COP	0,00%	20.777.000,00 COP	0,07%
Comité De Estratificación –Ley 505 De 1999	0,00 COP		18.057.000,00 COP	0,06%
Otros Elementos de Consumo de Insumos Directos	0,00 COP	0,00%	0,00 COP	0,00%
Ordenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	0,00 COP	0,00%	715.342.000,00 COP	2,27%
Servicios públicos	0,00 COP	0,00%	31.796.000,00 COP	0,10%
Materiales y otros gastos de operación	0,00 COP	0,00%	27.670.000,00 COP	0,09%
Seguros	0,00 COP	0,00%	283.931.000,00 COP	0,90%
Órdenes y contratos por otros servicios	0,00 COP	0,00%	2.470.061.000,00 COP	7,84%
Total Gastos del Servicio público	3.484.109.000,00 COP	100,00%	31.524.493.000,00 COP	100,00%
% de Participación de los Gastos del Servicio público	9,95%		90,05%	

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

Como se observa en la Tabla 11, la estructura de egresos del servicio está conformada principalmente por los costos operativos, los cuales representan la mayor proporción de los recursos consumidos durante la prestación del servicio, mientras que los gastos administrativos tienen una participación significativamente menor. En consecuencia, el comportamiento del costo de ventas constituye el principal factor que explica el resultado operacional del servicio durante la vigencia 2025.

Del total de los costos operativos, equivalente a 31.524 millones, se observa una alta concentración en el concepto "*Gastos de distribución y/o comercialización de gas combustible por redes*", el cual representa el 72,45% del costo de ventas, seguido por el uso de redes, líneas y ductos con una participación del 7,90%, y las órdenes y contratos por otros servicios con el 7,84%. En conjunto, estos tres conceptos concentran cerca del 88% del costo operativo del servicio, evidenciando que la estructura de costos se encuentra determinada principalmente por las actividades propias de la prestación del servicio de gas combustible por redes.

Costo de Ventas

Tal como se evidencia en la Tabla 11, el costo de ventas alcanzó 31.524 millones COP, registrando un incremento de 8.814 millones (38,81%) respecto del año anterior. A pesar del crecimiento de los ingresos operacionales, los costos continuaron siendo superiores a los ingresos generados por el servicio, representando el 129,24% de los ingresos de actividades ordinarias.

Del análisis de la composición del costo de ventas se evidenció que el concepto "*Gastos de distribución y/o comercialización de gas combustible por redes*", por valor de 22.840 millones COP, corresponde principalmente a los costos asociados al suministro de gas natural, es decir, a la adquisición del energético que posteriormente es distribuido y comercializado a los usuarios finales; esta partida constituye el principal componente del costo de ventas, al representar el 72,45% del total, lo que evidencia que el resultado operacional del servicio depende en gran medida del costo de adquisición del gas.

De igual manera, el concepto "*Uso de redes, líneas y ductos*", por valor de 2.489 millones COP, corresponde a los costos asociados al servicio de transporte de gas natural, mediante el cual el gas es movilizado a través del Sistema Nacional de Transporte hasta los puntos de entrega para su posterior distribución. Este rubro representa el 7,90% del costo de ventas y constituye el segundo componente de mayor participación dentro de la estructura de costos del servicio.

En conjunto, los costos por suministro de gas y transporte ascienden a 25.329 millones, equivalentes aproximadamente al 80,35% del costo de ventas, lo que evidencia que la estructura de costos del servicio está determinada principalmente por la adquisición del energético y por el

acceso a la infraestructura de transporte requerida para garantizar la prestación del servicio público de gas combustible por redes.

En consecuencia, variaciones en los precios del gas natural o en las tarifas de transporte tienen un impacto directo sobre el costo de prestación del servicio y, por ende, sobre los resultados financieros del prestador.

Asimismo, el comportamiento financiero debe analizarse de manera conjunta con las pérdidas técnicas y no técnicas registradas en el sistema de distribución de gas combustible por redes; en este sentido, de acuerdo con la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P., durante la vigencia 2025 el sistema recibió un volumen de 27.649.447 m³ de gas natural y facturó 16.263.529 m³, registrando una diferencia operacional de 11.385.918 m³, equivalente a un índice global de pérdidas del 41,05%. Según el prestador, estas diferencias obedecen a factores técnicos inherentes a la operación del sistema, tales como incertidumbre metrológica, actividades de mantenimiento, purgas, venteos y consumo operacional, así como a factores no técnicos asociados, entre otros, a consumos no registrados, anomalías en la medición, conexiones no autorizadas y deficiencias en los procesos de facturación y control comercial.

De igual forma, de acuerdo con lo indicado en el informe de pérdidas técnicas y no técnicas elaborado por la empresa, se estimó que dichas pérdidas representaron un impacto económico de 14.670 millones COP durante la vigencia 2025, valor calculado con base en los volúmenes de gas no facturados y las tarifas aplicables en cada mercado atendido. Esta cuantificación evidencia la significativa incidencia que tienen las pérdidas técnicas y no técnicas sobre la estructura de costos del servicio, toda vez que representan un costo asociado al suministro y transporte del gas que no logra recuperarse mediante la facturación a los usuarios finales.

En este contexto, la DTGGC observa que el elevado nivel de pérdidas registrado durante la vigencia constituye uno de los principales factores que explica la pérdida bruta de 7.132 millones COP obtenida por el servicio público de gas combustible por redes. De acuerdo con la modelación financiera realizada por el prestador, en un escenario hipotético en el que el valor económico de las pérdidas hubiera sido recuperado mediante la facturación correspondiente, el servicio habría registrado ingresos de actividades ordinarias por aproximadamente 39.063

millones COP, un margen bruto positivo del 19,30% y una utilidad neta cercana a 4.056 millones COP, lo que evidencia el impacto determinante que las pérdidas técnicas y no técnicas ejercen sobre los resultados financieros del servicio.

Si bien el costo de ventas constituye el principal componente de los egresos del servicio y explica en gran medida el resultado bruto obtenido durante la vigencia 2025, resulta igualmente importante analizar el comportamiento de los gastos administrativos, los cuales corresponden a los recursos destinados al funcionamiento, dirección y apoyo de la operación del servicio público de gas combustible por redes. El análisis de estas partidas permite identificar su participación dentro de la estructura de gastos del servicio y evaluar su incidencia en el resultado operacional del prestador.

Gastos Administrativos

Como se observa en la Tabla 11, los gastos administrativos del servicio público de gas combustible por redes se encuentran conformados por las erogaciones necesarias para el direccionamiento, administración y apoyo de la operación. Al cierre de la vigencia, estos gastos ascendieron a 3.484 millones COP, concentrándose principalmente en los conceptos de gastos generales, impuestos, tasas y contribuciones, impuesto a las ganancias corrientes, comisiones, beneficios a empleados y deterioro, los cuales representan conjuntamente cerca del 89,54% del total de los gastos administrativos del servicio.

No obstante, para efectos del Estado de Resultados, los gastos de administración, operación y ventas ascendieron a 2.354 millones COP, registrando un incremento del 12,68% frente a la vigencia 2024. Sin embargo, su participación respecto de los ingresos de actividades ordinarias disminuyó del 13,85% al 9,65%, lo que evidencia que, aunque estos gastos presentaron un aumento en términos absolutos, el crecimiento de los ingresos operacionales fue proporcionalmente superior, mejorando su peso relativo dentro de la estructura de resultados del servicio.

Por otra parte, los gastos financieros alcanzaron 575 millones COP, registrando un incremento del 20,95% frente al año anterior, mientras que los otros gastos disminuyeron de 24 millones

COP a 7 millones COP, equivalente a una reducción del 70,83%. En consecuencia, se observa que el comportamiento de los gastos administrativos y financieros tuvo una incidencia menor sobre el resultado del ejercicio, en comparación con el impacto generado por el costo de ventas, el cual continúa siendo el principal factor que explica la pérdida operacional del servicio público de gas combustible por redes.

Una vez analizado el comportamiento de los ingresos, costos y gastos del servicio público de gas combustible por redes, se procede a evaluar el resultado del ejercicio, el cual refleja el efecto conjunto de las operaciones desarrolladas por el prestador durante la vigencia 2025 y permite determinar el desempeño económico alcanzado en el período.

Resultado del ejercicio

Como resultado del comportamiento de las partidas analizadas, ENERCA S.A. E.S.P. registró una pérdida neta de 10.615 millones COP durante la vigencia 2025, resultado que, aunque representa una ligera mejoría frente al año 2024, evidencia que los ingresos generados por la prestación del servicio no fueron suficientes para cubrir el costo de ventas, los gastos administrativos y los gastos financieros incurridos durante el período.

En este sentido, la principal causa del resultado negativo continúa siendo el elevado costo de prestación del servicio, particularmente el asociado al suministro y transporte de gas natural, así como el impacto de las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema de distribución, las cuales, de acuerdo con la valoración realizada por el prestador, representaron un impacto económico estimado de 14.670 millones COP durante la vigencia 2025; esta situación afectó significativamente la capacidad del servicio para generar resultados positivos y explica el deterioro patrimonial evidenciado en el Estado de Situación Financiera.

Estado de Flujos de Efectivo (EFE)

Con el propósito de evaluar la capacidad del servicio público de gas combustible por redes para generar efectivo y atender sus necesidades de operación, inversión y financiación, la DTGGC realizó el análisis del Estado de Flujo de Efectivo de ENERCA S.A. E.S.P. correspondiente a la

vigencia 2025, tomando como base comparativa la información reportada para el año 2024. Este análisis permite identificar el origen y la aplicación de los recursos monetarios durante el período, así como evaluar la liquidez generada por las actividades propias de la prestación del servicio.

Tabla 12 Análisis del EFE del servicio público de Gas Combustible por Redes 2025-2024

	Año 2025	Año 2024	Δ% 2025-2024
Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]			
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [resumen]			
Clases de cobros por actividades de operación [resumen]			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	34.988.200.000,00 COP	24.714.763.000,00 COP	42%
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	823.000,00 COP	361.000,00 COP	128%
Otros cobros por actividades de operación	46.224.000,00 COP	137.000,00 COP	33640%
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación [resumen]			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	30.461.236.000,00 COP	20.705.635.000,00 COP	47%
Pagos a y por cuenta de los empleados	1.313.608.000,00 COP	1.248.904.000,00 COP	5%
Pagos y devoluciones de impuestos sobre las ganancias (a menos que puedan clasificarse específicamente dentro de las actividades de inversión o financiación)	1.474.130.000,00 COP	1.609.944.000,00 COP	-8%
Otros pagos por actividades de operación	997.383.000,00 COP	750.041.000,00 COP	33%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de Operación	788.890.000,00 COP	400.737.000,00 COP	97%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [resumen]			
Pagos por la adquisición de propiedades, planta y equipo	65.788.000,00 COP	16.201.000,00 COP	306%
Intereses recibidos (solo para empresas no financieras)	603.000,00 COP	1.070.000,00 COP	-44%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de Inversión	-65.185.000,00 COP	-15.131.000,00 COP	331%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de Financiación [resumen]			
Intereses pagados (solo para empresas no financieras)	574.886.000,00 COP	475.317.000,00 COP	21%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de Financiación	-574.886.000,00 COP	-475.317.000,00 COP	21%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	148.819.000,00 COP	-89.711.000,00 COP	-266%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo [resumen]			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	148.819.000,00 COP	-89.711.000,00 COP	-266%
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del período	23.799.000,00 COP	113.510.000,00 COP	-79%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	172.618.000,00 COP	23.799.000,00 COP	625%

Fuente: Elaboración DTGGC, basada en datos SUI

El Estado de Flujo de Efectivo evidencia el comportamiento de los recursos generados y utilizados por el servicio durante la vigencia 2025, diferenciando los flujos provenientes de las actividades de operación, inversión y financiación. A continuación, se analizan las principales variaciones observadas en cada uno de estos componentes.

Las actividades de operación generaron un flujo neto positivo de 789 millones COP, superior al registrado en 2024, cuando el flujo ascendió a 401 millones COP; este comportamiento se explica principalmente por el incremento en los cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación

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

de servicios, los cuales aumentaron de 24.715 millones COP a 34.988 millones COP, equivalente a un crecimiento del 42%.

No obstante, el incremento en los recaudos estuvo acompañado por un aumento en los pagos efectuados a proveedores por el suministro de bienes y servicios, que pasaron de 20.706 millones COP a 30.461 millones COP, reflejando el mayor costo asociado a la prestación del servicio durante la vigencia. Asimismo, se registraron incrementos en los pagos al personal y en otros pagos por actividades de operación, mientras que los pagos por impuesto a las ganancias disminuyeron frente al año anterior.

En consecuencia, el servicio logró generar un flujo de efectivo operacional positivo, lo que evidencia que durante la vigencia 2025 la operación produjo recursos suficientes para atender los pagos corrientes asociados a la prestación del servicio, aun cuando el Estado de Resultados registró pérdidas al cierre del ejercicio.

Las actividades de inversión generaron una salida neta de efectivo cercana a 65 millones COP, originada principalmente por la adquisición de propiedades, planta y equipo, parcialmente compensada por los intereses recibidos durante la vigencia. Lo anterior, evidencia que las inversiones realizadas por el servicio fueron de baja magnitud y estuvieron orientadas al mantenimiento o fortalecimiento de la infraestructura existente.

Por su parte, las actividades de financiación registraron una salida de efectivo de 575 millones, correspondiente principalmente al pago de intereses asociados a obligaciones financieras. Este comportamiento refleja el cumplimiento de los compromisos financieros adquiridos por el prestador y evidencia que durante la vigencia no se registraron ingresos de efectivo provenientes de nuevas fuentes de financiación.

Como resultado del comportamiento conjunto de las actividades de operación, inversión y financiación, el efectivo y equivalentes al efectivo registraron un incremento neto de aproximadamente 149 millones COP durante la vigencia 2025, pasando de 24 millones COP al inicio del período a 173 millones COP al cierre del ejercicio.

Este comportamiento evidencia una mejora en la disponibilidad de efectivo del servicio respecto de la vigencia anterior, impulsada principalmente por el fortalecimiento del flujo de efectivo generado por las actividades de operación; no obstante, la DTGGC observa que el saldo final de efectivo continúa siendo reducido frente al volumen de operaciones desarrollado por el servicio y a las obligaciones registradas en el Estado de Situación Financiera, por lo que resulta conveniente que el prestador continúe fortaleciendo las estrategias orientadas a mejorar la generación de caja y la sostenibilidad financiera del servicio público de gas combustible por redes.

4.7. Aspectos técnicos – operativos

4.7.1. Infraestructura física

Según la información entregada por la empresa para la vigencia 2025, ENERCA S.A. E.S.P. desarrolló las actividades de distribución y comercialización de GN en cinco mercados relevantes con presencia en los municipios que se relacionan a continuación:

Tabla 13 Municipios que componen los mercados relevantes donde ENERCA S.A. E.S.P. realizó las actividades de distribución y comercialización de GN

Mercado relevante	Fecha entrada en operación	Municipio	Departamento
10 - Casanare Sur	15/01/2000	Aguazul Monterrey Villanueva	Casanare
14 - Yopal	13/11/2004	Yopal Orocúe	Casanare
025 - Tauramena	26/11/2025	Tauramena	Casanare
34 - Casanare Norte-Centro	10/07/2011	Trinidad San Luis de Palenque Maní Sabanalarga	Casanare
745 - Pajarito	21/08/2017	Pajarito	Boyacá

Fuente ENERCA S.A. E.S.P. Radicado SSPD No. 20265292294122 del 29 de mayo de 2026. Elaboración DTGGC

Para el caso de la actividad de distribución en la vigencia evaluada, la empresa operó su sistema de distribución conformado por: 96,512 km de redes en acero y 3.772,3 km de redes en polietileno, 2.004 válvulas de seccionamiento, 1 sistema de protección catódica, 28 cruces especiales y 65 Estaciones de Regulación de Presión (ERP) que se relacionan en la Tabla 14.

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

Tabla 14 ERP la red de distribución de ENERCA S.A. E.S.P. vigencia 2025.

City gate	Cantidad de estaciones	Municipio	Actividades realizadas en la estación
City Gate Compartido	5	Yopal	Filtración, medición, control, regulación de presión, odorización
City Gate Buena Vista	2	Yopal	
	5	Nunchia	
City Gate Compartido	1	Aguazul	Filtración y control
City Gate Gloria Norte	2	Yopal	
	1	Orocue	
City Gate Tocaria Taladro	2	Yopal	
City Gate Buena Vista	3	Tamara	
	3	Pore	
	4	Paz de Ariporo	
	5	Hato Corozal	
	1	Sacama	
	1	Salina	
City Gate Palmarito	1	Trinidad	
City Gate Trinidad Pozo	4	Trinidad	
	4	San Luis de Palenque	
City Gate Caño La Turua	1	Aguazul	
City Gate Aguazul TGI	9	Aguazul	
	1	Recetor	
	1	Chameza	
City Gate Curva Del Diablo	3	Mani	
City Gate Monterrey	1	Monterrey	
City Gate Aguacalara	2	Tauramena	
	1	Sabanalarga	
	2	Villanueva	

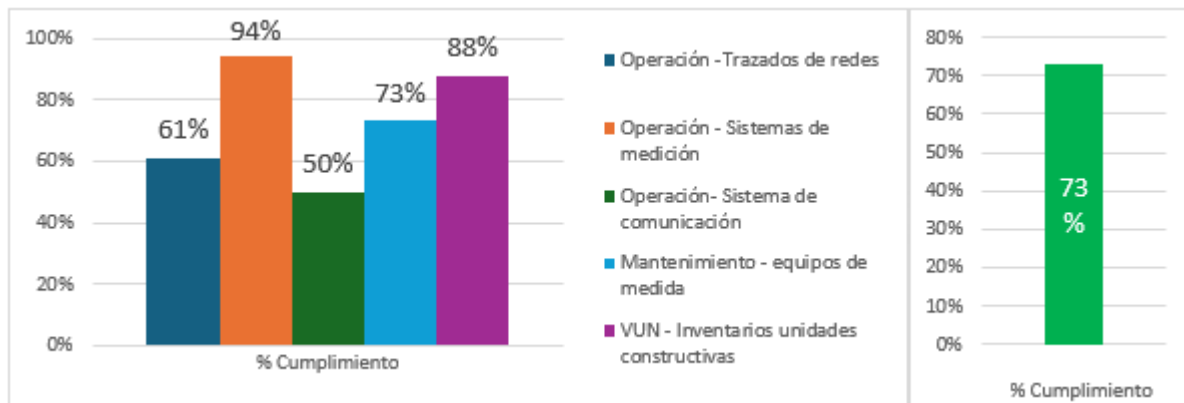
Nota: *ERP: Estación de Regulación de Presión.

Fuente ENERCA SA ESP. Radicado SSPD No. 20265292294122 del 29 de mayo de 2026. Elaboración DTGGC

Por su parte, la SSPD verificó de los aspectos de operación, el mantenimiento y la Vida Útil Normativa (VUN) de los activos de las redes de distribución, para lo cual diseñó los formatos “HR-GNR” y “3 ME-GNR” para el reporte y evaluación de datos de infraestructura respectivamente, mediante los cuales se verifica el cumplimiento de los aspectos conforme las Resoluciones CREG 67 de 1995; 127 de 2013; 202 de 2013 y sus complementarias.

En ese sentido, se requirió a ENERCA S.A. E.S.P. reporte de información de infraestructura mediante radicado SSPD No. 20262312161931 del 14 de mayo de 2026, que fue atendido mediante radicado SSPD No. 20265292294122 del 29 de mayo de 2026. Al revisar la información la empresa obtuvo un cumplimiento de 73 % en las disposiciones regulatorias, como se detalla a continuación:

Figura 3 Resultado general para ENERCA S.A. E.S.P. sobre datos de Operación, Mantenimiento y VUN reportados, para servicio GN



**Fuente Resultado en ME-GNR sobre los datos entregados en el radicado SSPD No 20265292294122 del 29/05/2026.
Elaboración DTGGC**

El tópico de sistemas de comunicación tuvo la menor ponderación (50 %) ya que el reporte entregado a la SSPD no indicó el protocolo de comunicación, sin embargo, indicó una frecuencia de revisión de 24 horas, situación que se aclara en el marco de la visita de inspección¹, en la cual se constata que la empresa está instalando los equipos necesarios para un Centro Principal de Control (CPC). El tópico de trazados tuvo la calificación de 61% debido a que los cruces subfluviales reportados no se evidenciaban sobre cuerpos de agua y algunos cruces aéreos no se lograron verificar desde el escritorio. En ese sentido, mediante radicado 20265292294122 del 29 de mayo de 2026, ENERCA S.A. E.S.P. remitió los trazados actualizados y los soportes donde se evidencian los cruces.

4.7.1.1. Visita desarrollada en el marco de la evaluación integral

En el marco de la evaluación integral se realizó la visita de campo el día 18 de junio de 2026 a la infraestructura; en cuanto a las estaciones, se evidenció que cada una cuenta con etapas de regulación, filtración y medición, bypass para mantenimiento de los reguladores y válvulas de actuación neumática por baja y alta presión, y alivio de presión con venteo, con sistema de odorización por arrastre, y están en un encerramiento en malla. A continuación, se presentan las particularidades de cada estación:

¹ Visita para la evaluación integral a ENERCA S.A. E.S.P. realizada del 17 al 19 de junio de 2026

City gate GNV la virgen

Este city gate se ubica en el municipio de Aguazul, está destinada para surtir a una estación de GNV de la empresa y un sistema de compresión pensado para la posible prestación en mercados con GNC.

En la visita se evidencia que el tanque de odorización se encuentra sin pintura y presenta óxido en la capa superficial y la llave del odorante está cerrada. Al respecto, la empresa, mediante radicado 20265292294122 del 29 de mayo de 2026, entregó la orden de trabajo “26MPO6121” con fecha “22-06-2026”.

Figura 4 Mantenimiento de tanque de odorante en City gate GNV la virgen de Enerca S.A. E.S.P.



Fuente: Documento “Punto 17 22-06-26 - Mantenimiento Sistema de Odorización - Aguazul – GNV” entregado por ENERCA SA ESP mediante radicado SSPD No. 20265292294122 del 29 de mayo de 2026.

En cuanto, la gestión de riesgo de desastres se verificó la carga vigente del extintor de bola presente en la estación y de los letreros de señalización, los cuales están en mal estado, por lo cual queda como compromiso de la visita, al igual que las evidencias del mantenimiento anunciado.

City gate Aguazul rural

Este city gate se ubica en el municipio de Aguazul y cuenta con una derivación para alimentar tanto la zona norte como la sur del municipio. Durante la visita, se evidenció que ambas salidas operan a una presión de distribución de 70 PSI. Al respecto, la empresa explicó que el sistema abastece a sectores rurales mediante una red con topología en "espina de pescado", por lo que regulan la presión a dicho valor desde el city gate para garantizar el suministro adecuado en los puntos terminales.

El sistema Aguazul Norte (que abarca veredas del municipio y los municipios de Recetor, Chámeza y Pajarito) cuenta con 116,595 km de redes principales y 107,225 km de redes secundarias en el punto más distante, suministrando gas a 2.212 usuarios. Por su parte, el

sistema Aguazul Sur (veredas del municipio) registra 50,272 km de redes principales y 146,786 km de secundarias en su punto extremo, con una cobertura de 1.708 usuarios. Como respaldo de estos datos, se entregó la información cartográfica y estadística en formatos KMZ y Excel. En cuanto al sistema contra incendios, esta estación comparte el compresor verificado en el city gate GNV La Virgen.

Figura 5 Visita técnica City gate GNV la virgen y Aguazul rural en Aguazul de Enerca S.A. E.S.P.



Fuente: Registro fotográfico - visita de campo 18 de junio de 2026

City gate Compartida

Este city gate se ubica en el municipio de Yopal, recibe el gas a 340 - 380 psi por parte de Coinogas quién tiene la estación contigua a la de ENERCA S.A. E.S.P., en el momento de la visita se evidenció sudoración en la tubería por la descompresión del gas y la pintura corrida o cuarteada, al respecto la empresa explicó que está coordinando realizar el mantenimiento el mismo día que la empresa transportadora tenga programado mantenimiento para disminuir el impacto en la prestación del servicio, particularmente, la válvula de sobrepresión tiene conectado un sistema sonoro mecánico para indicar la activación de dicha válvula que tiene un set de operación de 180/420 PSI. En esta estación se verificó el estado de operatividad de las poliválvulas a la salida de la estación.

En cuanto, a la gestión de riesgo la empresa explicó que en conjunto con el transportador Coinogas y la empresa Cusianagas que tienen sus estaciones contiguas, tienen un acuerdo de atención de emergencias conjunta, mediante el sistema contra incendios presente en la estación del transportador.

Figura 6 Visita técnica City gate Compartida en Yopal de ENERCA S.A. E.S.P.



Fuente: Registro fotográfico - visita de campo 18 de junio de 2026

City gate La 42

Este city gate se ubica en el municipio de Yopal. No se evidenció el respectivo extintor. La empresa explicó que no dispone de extintores dentro de la estación por temas de seguridad. Sin embargo, para la atención de emergencias, los carros de mantenimiento cuentan con extintores.

Figura 7 Visita técnica City gate La 42 en Yopal de ENERCA S.A. E.S.P.



Fuente: Registro fotográfico - visita de campo 18 de junio de 2026

Visita Cruces aéreos

Se visitaron 4 cruces aéreos, de los cuales se lograron verificar 3, sobre el faltante, la empresa explica que en la temporada de lluvias algunos cruces se ven afectados, por lo cual la empresa los pasa a subfluviales. Cabe mencionar que en el marco de la visita de inspección no se evidenció la señalización de los cruces. En ese sentido, mediante el radicado 20265292294122 del 26 de mayo de 2026, la empresa remitió los soportes en los que se evidencian los cruces y los trazados actualizados.

Figura 8 a) Visualización sobre mapa los cruces visitados; b) Ausencia de cruce



Fuente: Registro fotográfico - visita de campo 18 de junio de 2026

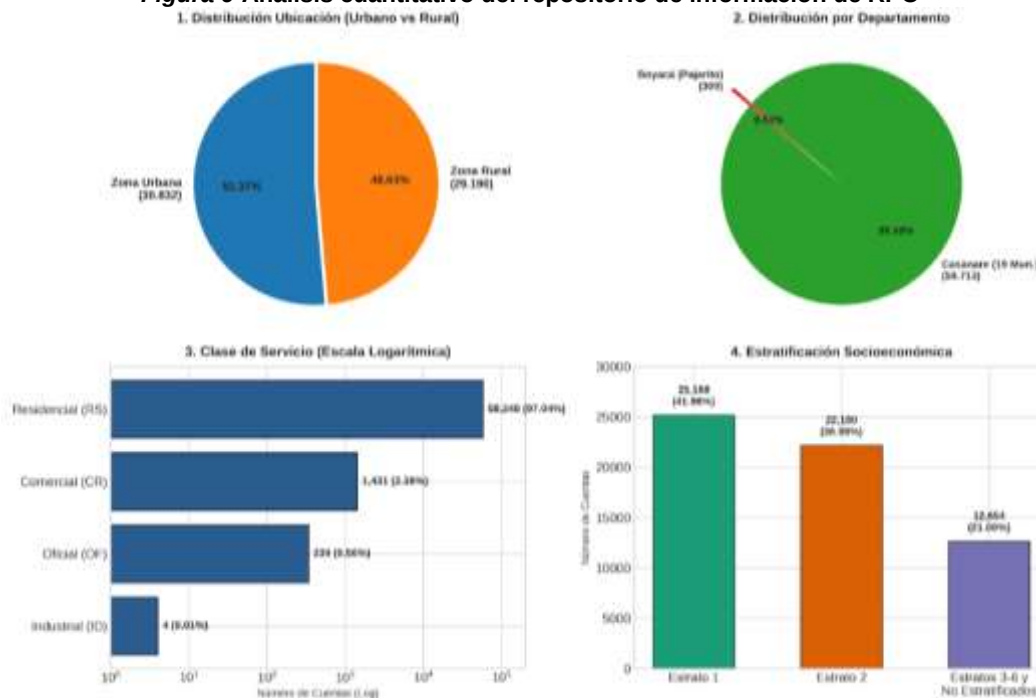
4.7.2. Revisiones Periódicas

El seguimiento técnico, regulatorio y comercial a la gestión del trámite de Revisiones Previas (RP) y Revisiones Periódicas Obligatorias (RPO) de las instalaciones internas de gas combustible por redes es indispensable para garantizar la seguridad de los usuarios y la continuidad del servicio.

A partir de los requerimientos de información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y durante la visita realizada a ENERCA S.A E.S.P. se evidenció que administra la totalidad de la información de las instalaciones internas de gas combustible a través del Sistema Integral de Información Comercial (SIEC), plataforma tecnológica centralizada que actúa como el repositorio oficial de la empresa.

El procesamiento del archivo oficial de la empresa evidencia un universo total de **60.022 cuentas de usuario** registradas y monitoreadas en tiempo real:

Figura 9 Análisis cuantitativo del repositorio de información de RPO



Fuente: Elaborado por la DTGGC basado en la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P.

El SIEC registra para cada una de las 60.022 cuentas los datos de identificación, fecha de matrícula, historial completo de inspecciones técnicas, identificación del Organismo de Inspección Acreditado (OIA), número de certificado, vigencias (fecha mínima y máxima de

certificación) y trazabilidad del protocolo de notificaciones PR-MDG-OSG-02 (alertas escritas emitidas a los 5 meses, 1 mes y 10 días previos al vencimiento)

Control de Acreditación ONAC y Transparencia

Producto de la verificación del procedimiento interno PR-MDG-OSG-02 (Versión 04), ENERCA S.A. E.S.P. realiza un control sobre los Organismos Evaluadores de la Conformidad:

- Verificación de Acreditación: Valida ante el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) la vigencia y alcance de cada OIA antes de autorizar el ingreso de sus certificados al SIEC.
- Publicación del Listado Oficial: Mantiene publicado en su página web institucional el directorio oficial y actualizado de los OIAs habilitados para garantizar el derecho de elección del usuario.
- Garantía de Libre Concurrencia: ENERCA S.A. E.S.P. confirmó formalmente que durante el año 2025 no se presentaron solicitudes de inscripción negadas a ningún OEC/OIA, asegurando la libre competencia.

DIFICULTADES, LIMITACIONES TERRITORIALES

Realizando el análisis de la información compartida por Enerca S.A. E.S.P. se puede recoger las principales barreras que afecta el esquema de RPO:

Tabla 15 Barreras por parte de ENERCA S.A. E.S.P. que afectan el esquema de RPO

Causal de Dificultad	Descripción Técnica y Factores Asociados	Impacto en la Base de Usuarios
Dispersión Geográfica y Orden Público	El 48,63% de los usuarios (29.190 cuentas) se encuentran en zonas rurales. Los OIAs manifiestan que desplazarse a veredas distantes para atender 1 o 2 inspecciones genera costos operativos no compensados por el recaudo. En ciertos sectores se presentan restricciones de acceso por situaciones de orden público.	Afecta principalmente a los municipios rurales extensos como Paz de Ariporo, Hato Corozal, Maní y Nunchía.

Causal de Dificultad	Descripción Técnica y Factores Asociados	Impacto en la Base de Usuarios
Resistencia y Negativa del Usuario	Negativa a permitir el ingreso del inspector o a aceptar la suspensión preventiva del servicio tras vencer el plazo. Solicitudes reiteradas de aplazamiento por falta de tiempo o discrepancias con la tarifa de inspección, llevando el trámite a condición de extemporaneidad.	Se refleja en 1.263 cuentas suspendidas (2,10%) y 330 cuentas con certificado vencido (0,55%) .

Fuente: Elaborado por la DTGGC basado en la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P.

Concluyendo el estudio en lo correspondiente a las revisiones periódicas Enerca S.A. E.S.P. da cumplimiento a los requerimientos realizados por la SSPD los cuales reposan en el SIEC, y la información del formato GRCS7 en el Sistema Único de Información (SUI). El cruce directo de los 60.022 registros demuestra una cobertura global de certificación vigente del **97,35%**, los datos confirman la efectividad en la administración del sistema al mantener un índice de vencimiento/ cumplimiento de certificación inferior al 2,65%

4.7.3. Índices de Calidad

Los índices de calidad miden características del producto entregado al usuario y temas relacionados con la capacidad técnico – operativa del prestador. La Resolución CREG 100 de 2003 estableció requisitos e indicó los parámetros de medida y valores de referencia admisibles para los estándares de calidad. Por su parte, la Resolución SSPD No. 20221000665435 del 2022, aportó formatos y medidas que los prestadores deben tener en cuenta para el reporte de información al SUI.

Es importante mencionar, que la SSPD verificó la información de los siguientes formatos cargados y certificados para la vigencia 2025:

- GRC3 Información de Compensaciones Sector Residencial y No Residencial Usuarios Regulados
- GRCS1 - Información de Respuesta a Servicio Técnico
- GRCS2 - Consolidación de Indicadores
- GRCS3 - Información de Presión en Líneas Individuales y Nivel de Odorización

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

Ahora bien, frente al análisis de cada índice se destaca lo que se indica en los numerales a continuación.

Duración Equivalente de Interrupción del Servicio (DES)

El numeral 3.1 del artículo 3 de la Resolución CREG 100 de 2003, dispone:

“(…) 3.1 DES - Duración Equivalente de Interrupción del Servicio:

Parámetro de medida: Tiempo de interrupción en horas.

Valor de referencia: Cero (0) interrupciones. Toda interrupción genera compensación al usuario, excepto aquellas originadas por las causales establecidas en los artículos 139, 140 y 141 de la Ley 142 de 1994 e interrupciones causadas por conexión de nuevos usuarios”.

Producto de la revisión de la información tanto en SUI como en la Evaluación Integral se concluye que ENERCA S.A. E.S.P. cumplió con el valor de referencia del índice DES para la vigencia 2025.

Se resalta que Enerca S.A. E.S.P. reforzó la prevención de daños de la red, controles internos para la apertura de válvulas, integridad con las actividades de mantenimiento, interacción con otras entidades de cada municipio donde prestó el servicio público domiciliario de gas natural y al patrullaje diario con la finalidad de identificar obras de infraestructura que se realizaron, con el apoyo en capacitación y la presencia de un inspector en el lugar de las obras.

Índice de Presión en Líneas Individuales e Índice de Odorización

Para la verificación del Índice de Presión en Líneas Individuales (IPLI) e Índice de Odorización (IO), se inició con la revisión de la cantidad de mediciones mensuales estimadas durante la vigencia 2025.

La cantidad total estimada de mediciones por realizar durante la vigencia 2025 se calculó como el producto del número de mediciones mensuales, número de ERP 2025 y número de meses del año, con resultado de 1.224 mediciones.

Tabla 16 Registros de medición a los niveles de presión y odorización por Enerca S.A. E.S.P. vigencia 2025

Mes	N.º de registros
Enero	102
Febrero	102
Marzo	102
Abril	102
Mayo	102
Junio	102
Julio	102
Agosto	102
Septiembre	102
Octubre	102
Noviembre	102
Diciembre	102
Total 2025	1.224

Fuente: Elaborado por la DTGGC basado en la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P.

Asimismo, el prestador suministró las mediciones realizadas para cada uno de los meses, las cuales coincidieron con las mediciones certificadas en el formato GRCS3 del SUI, para un total de 1224, tal como se indica en la Tabla 16. Como resultado se encontró que el total de mediciones certificadas se encontraban en el 100%.

En cuanto a los horarios de toma de las mediciones registrados en el SUI se verificó que la totalidad de las mediciones se realizaron en el rango comprendido entre las 6:00 a.m. y las 6:00 p.m.

De forma similar, se verificaron los rangos de la presión dinámica y la concentración de odorante del gas suministrado, los cuales estuvieron, para el caso del IPLI, presiones entre los 18 mbar y 23 mbar y para el caso del IO, mínimo de 8 mg/m3.

También se observó la consistencia en la calidad de la información entre los formatos GRCS3 y GRCS2 certificados en el SUI para la vigencia 2025.

De lo anterior se concluye que ENERCA S.A. E.S.P. cumplió con la totalidad de las mediciones, los horarios de toma de muestras, los rangos de las presiones dinámicas y concentración del odorante, y los valores de referencia de los índices IPLI e IO para la vigencia 2025 señalados en la Resolución CREG 100 de 2003.

En cuanto al proceso de odorización de gas para cada municipio, ENERCA S.A. E.S.P. ilustró que el tipo de odorante que se utilizó en el año 2025 fue SPOTLEAK® 1007 producto de la familia de los mercaptanos, distribuido por Arkema México S.A. de C.V.; dicho proceso lo realizó directamente la empresa por medio de su personal de planta. Respecto a la ficha técnica del odorante en mención, se verificó la ficha la cual indicó como fecha de revisión el 17/07/2026.

También se revisó el documento “Toma de Índice de Presión y Odorización en Líneas Individuales”, identificado con el código PR-MDG-CSG-01, Versión 04”, de fecha de revisión 17/07/2026, que contempla procedimientos para la toma de presión dinámica y nivel de odorización, mantenimiento, procedimientos de calibración y controles metrológicos, cálculo de factor de corrección de temperatura.

Por otra parte, se verificó que el prestador utilizó los equipos correspondientes para la medición de los indicadores mencionados anteriormente.

Índice de Respuesta de Servicio Técnico (IRST)

Con el índice IRST se busca determinar la capacidad de respuesta de la empresa ante los eventos que se deriven de la prestación de servicio de gas combustible por redes. En línea con lo anterior, el numeral 5.7 del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, estableció que el tiempo máximo permitido entre el reporte de una emergencia y la presencia del equipo de emergencias en el lugar, no debe ser superior a una hora.

Si bien las solicitudes se clasifican de acuerdo con los tipos de evento que fueron incluidos en el numeral 2.4 del artículo 2 de la Resolución CREG 100 de 2003: escape de gas, incendio, calidad de la llama e interrupción del servicio, no es posible establecer que todos estos son de emergencia y por ende tienen el mismo tiempo de respuesta del servicio técnico.

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

Por lo anterior para el análisis solo se tuvo en cuenta el segundo tipo de evento, **Incendio**, que se considera **un evento de emergencia** al cual es posible aplicarle el tiempo máximo permitido entre el reporte de la emergencia y la presencia del equipo de emergencia en el lugar de 1 hora

Para el análisis de este índice se tomaron como referencia los eventos que fueron catalogados como emergencias, “Incendio –IN” en el formato GRCS1 Respuesta de Servicio Técnico certificado en el SUI por ENERCA S.A. E.S.P., el cual contiene el reporte discriminado por tipo de evento. Tanto la información discriminada por tipo de solicitud como el cálculo del indicador por tipo de evento, desagregado a nivel mensual.

En relación a las interrupciones del servicio que generaron compensación a los usuarios para la vigencia 2025, Enerca S.A. E.S.P. indica que durante dicho período no se registraron interrupciones del servicio que hayan generado compensación a los usuarios, lo anterior se constató con información que reposa en el SUI.

Como resultado, se observó que la cantidad de solicitudes durante la vigencia 2025 fue de 1781 (18 eventos catalogados como IN) y los índices promedio mensual y anual IRST para los tipos de eventos, IN, fueron del 100%.

De lo anterior se concluye que ENERCA S.A. E.S.P. cumplió con el valor de referencia del índice IRST tipo de evento IN para la vigencia del 2025.

4.7.4. Permisos y/o licencias

Respecto de los permisos y/o licencias que debieron tramitarse al momento de instalar y mantener todo el sistema de tuberías y accesorios necesarios para el funcionamiento en condiciones normales de las redes primarias y secundarias que van por cada municipio atendido por ENERCA S.A. E.S.P, la SSPD tomó una muestra aleatoria de la información suministrada por el prestador.

Se evidenció que el prestador en mención aportó copia de las resoluciones por medio de las cuales las alcaldías de aguazul y Mani, concedieron permisos para la intervención y ocupación del espacio público, durante la vigencia 2025.

De esta manera, se verificó el cumplimiento de las licencias y/permisos para la utilización del espacio público de los municipios que atendió el prestador en la vigencia 2025 de acuerdo con lo establecido en artículos 22, 25 y 26 de la Ley 142 de 1994.

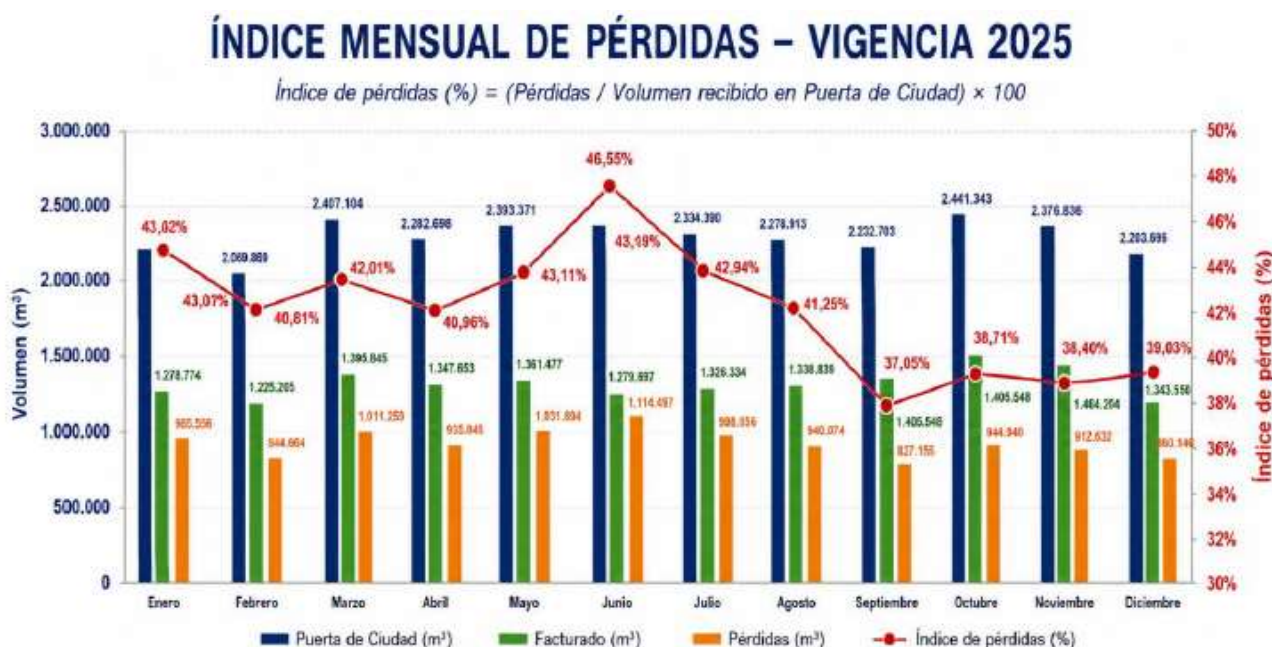
4.7.5. Pérdidas Técnicas

De acuerdo con la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P., se presenta un análisis de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas del Sistema de Distribución de Gas Natural – Vigencia 2025, para los mercados atendidos.

Resumen General y Porcentajes de Pérdidas

Durante la vigencia 2025, el balance operacional y comercial del sistema registró un ingreso de 27.649.447 m³ en Puertas de Ciudad y un consumo facturado de 16.263.529 m³, generando un volumen total perdido de 11.385.918 m³.

Figura 10 Comportamiento mensual del índice de pérdidas de distribución de gas combustible durante la vigencia 2025



Fuente: Enerca S.A. E.S.P. - Informe de Gestión y Valoración Económica de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas del Sistema de Distribución de Gas Natural – Vigencia 2025" de ENERCA S.A. E.S.P.

- Índice Global de Pérdidas (Anual): 41,05%.
- Comportamiento Mensual:
 - Índice Máximo: 46,55% (registrado en junio de 2025).
 - Índice Mínimo: 37,05% (registrado en septiembre de 2025).
 - Cierre del Año: 38,23% en diciembre, evidenciando una tendencia decreciente con una reducción de 8,32 puntos porcentuales respecto al pico de junio.

Causas de las Pérdidas

Las diferencias en el balance de gas se dividen en dos categorías principales:

Pérdidas Técnicas (Operacionales)

- Gas operacional de mantenimiento: Liberaciones y purgas en filtros, scrubbers, estaciones City Gate, estaciones de regulación/medición y redes de distribución.
- Empaquetamiento (Line Pack): Gas necesario para presurización y llenado al poner en servicio nuevas redes o proyectos de expansión.
- Incertidumbre Metrológica: Margen de error o imprecisión inherente a los equipos de medición en City Gates y centros de medición.
- Consumos operacionales y físicos: Gas utilizado por equipos neumáticos de instrumentación (reguladores, válvulas, controladores), formación de condensados en estrangulamiento de presión y fugas operacionales por desgaste en uniones, acometidas o válvulas.
- Eventos externos: Venteos de seguridad y eventos de fuerza mayor (incendios forestales, derrumbes, inundaciones, fugas por afectaciones a las redes por terceros).

Pérdidas No Técnicas (Comerciales y de Medición)

- Fraudes y conexiones ilegales: Acometidas no autorizadas, derivaciones clandestinas y reconexiones fraudulentas tras suspensión por mora.
- Manipulación de equipos: Alteración, frenado o remoción de sellos de seguridad e intervención de mecanismos en los medidores.
- Anomalías de medición: Medidores detenidos, averiados o descalibrados que no registran el consumo real.

- Imprecisión de registro y administrativa: Usuarios no matriculados sin legalizar, errores en toma de lecturas, inconsistencias en facturación/parametrización y falta de actualización de carga o uso de la propiedad.

Acciones para Mejorar y Reducir Pérdidas

Para contrarrestar la incidencia del gas no contabilizado y revertir el margen bruto negativo del negocio, se plantean las siguientes acciones clave:

Priorización Estratégica en Mercados Críticos

Focalizar los recursos de inspección, normalización y control de fraudes prioritariamente en Aguazul, Paz de Ariporo y Yopal (que representan el 56,40% del impacto financiero).

Control Metrológico en Puntos Clave de Ingreso

Fortalecer el seguimiento y auditoría operacional en las estaciones de Compartido Yopal y Buena Vista, las cuales representan conjuntamente el 66,12% del volumen total ingresado al sistema.

Inspecciones Tácticas y Normalización Comercial

- Realizar jornadas permanentes de verificación de medidores detenidos o alterados y reposición de sellos.
- Legalización y matriculación regular de usuarios informales o en acometidas no autorizadas.
- Control de reconexiones no autorizadas e inspección de usuarios con inconsistencias tarifarias/comerciales.

Mejora Operativa y Reducción de Pérdidas Técnicas

- Optimización de los procedimientos de mantenimiento preventivo, purgas de scrubbers y venteos operacionales para minimizar la liberación innecesaria de gas.
- Socialización a contratistas de otras empresas de servicios públicos de programas preventivos como el “Llame antes de excavar” y fortalecer los patrullajes a las redes para identificar ejecución de obras civiles cercanas a las redes de transporte y distribución.
- Detección y reparación oportuna de fugas en redes, acometidas y uniones.

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

Seguimiento del Plan de Gestión de Pérdidas

Emplear la metodología de valoración económica mensual como herramienta de decisión estratégica para monitorear la efectividad financiera de las acciones implementadas.

4.7.6. Mantenimiento y detección de fugas

Respecto al mantenimiento de los equipos, por un lado, se validó el estado del sistema de medición del sistema de distribución y de los equipos utilizados para la medición de la calidad del gas de la vigencia 2025, ENERCA S.A. E.S.P. reportó la calibración de los instrumentos de presión, temperatura y corrector de flujo.

Se verificó que para la vigencia 2025 se realizó el respectivo mantenimiento de los equipos de según el PLAN DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO Y DETECCIÓN DE FUGAS DE GN 2025 ENERCA S.A. E.S.P. compartido por el prestador, puesto que es consistente la frecuencia definida en el Manual de Mantenimiento del prestador respecto a las fechas reportadas en el formato “HR-GNR” y la documentación entregada.

4.7.7. Solicitudes de conexión del servicio

Al respecto, ENERCA S.A. E.S.P. suministró la información sobre requisitos para la aprobación de una solicitud de conexión del servicio de gas natural, adjuntando el correspondiente formato con los requisitos correspondientes a cumplir para la puesta en marcha del servicio, los tiempos promedio.

En relación con las solicitudes de conexión del servicio de gas natural rechazadas durante la vigencia 2025, se recibió y reviso la información suministrada por ENERCA S.A. E.S.P. con las solicitudes de conexión rechazadas y que no se hayan resuelto a favor del suscriptor potencial, con corte a 31 de diciembre de 2025:

“...nos permitimos dar respuesta en los siguientes términos:

Para el servicio de gas natural por redes, Enerca S.A. E.S.P., no registra en el sistema solicitudes negadas a los usuarios, según lo manifestado por el área encargada, esto debido a que cada una de ellas, son subsanadas previo al inicio de proceso de matrícula formal del solicitante.”

Lo cual se constata para el caso de reclamaciones por los usuarios para lo particular.

4.7.8. Ejercicios conjuntos para atención de emergencias en cada municipio

En relación con los ejercicios conjuntos realizados durante el año 2025 con cuerpos de bomberos y demás entidades relacionadas con la atención de emergencias de cada municipio, hechos para preparar la atención de emergencias, se observó que se anexaron copias de listados de asistencia de simulacros y capacitaciones realizados en lo corrido del año de evaluación. De esta manera se evidenció el cumplimiento del numeral 5.9 de la Resolución CREG 067 de 1995 que indica como mínimo realizar un ejercicio conjunto anual.

4.7.9. Gestión del Riesgo de Desastres

La Política Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres a nivel nacional² dispuso que la gestión del riesgo de desastres compete a todos los ciudadanos como a las empresas de servicios públicos. Es así como se reglamentó su artículo 42 con el Decreto 2157 de 2017, en el cual se ilustraron los procesos principales para la gestión del riesgo y los contenidos mínimos que deben tener las empresas para la elaboración del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD) en todas las instalaciones de la entidad donde se adelantan actividades que puedan generar riesgo de desastre.

En esta línea la SSPD realizó la verificación de la formulación e implementación del PGRD y el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019, que dicta las normas de comportamiento y en sus artículos 22 y 24 señala, entre otras, que las empresas de gas combustible deben gestionar los riesgos dentro de la empresa.

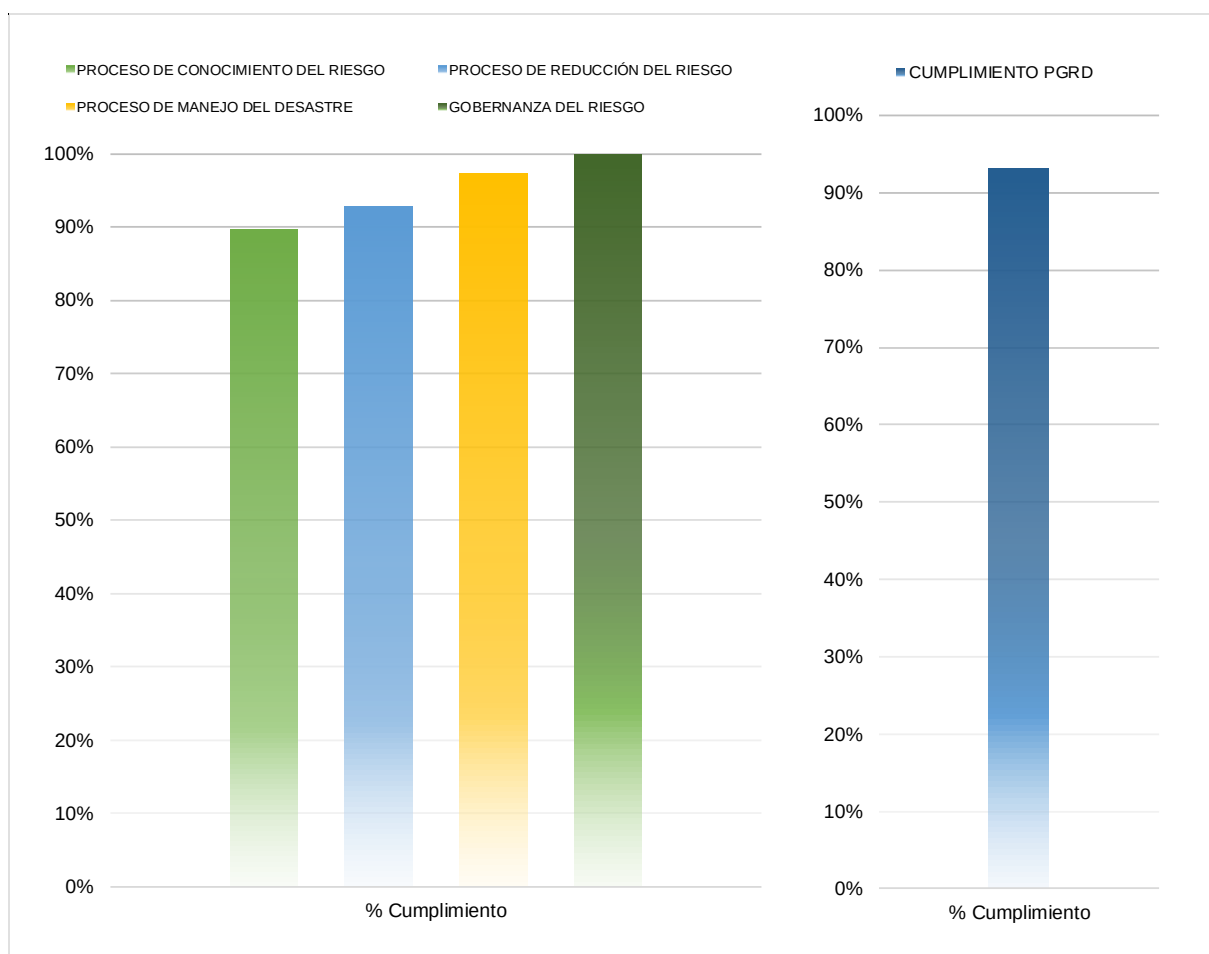
² según la Ley 1523 de 2012.

Se realizó la validación del PGRD a la luz de los requisitos mínimos exigidos por el Decreto 2157 de 2017, confirmando que ENERCA S.A. E.S.P. remitió el PGRD donde cobija a todas las instalaciones donde adelanta actividades de transporte y distribución de gas por redes y administrativas. Se procedió con el uso de la herramienta de la DTGGC a realizar la evaluación del PGRD.

Con base en dicha evaluación, se determina que:

Para el proceso de Conocimiento del Riesgo se obtuvo un porcentaje de cumplimiento del 89.71%, el proceso de Reducción del Riesgo obtuvo un 92.86%, el proceso de Manejo de Desastres alcanzó un 97.22%, y la Gobernanza (u otros) alcanzó un 100%. En consecuencia, se evidencia que el PGRD analizado presenta un cumplimiento global del 93.08%. Por lo tanto, este resultado muestra que la empresa **CUMPLE** con lo requerido por el Decreto 2157 de 2017.

Figura 11 Evaluación de lineamientos de plan de gestión de riesgo de desastres PGRD según decreto 2157 del 2017



Fuente. FORMATO GRTG1. Gestión de Riesgos ENERCA S.A. E.S.P.

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

El PGRD presenta áreas de mejora y contenidos específicos que deben mejorarse en los siguientes puntos:

- Falta incluir en el tipo de edificación el área total construida, número de pisos, año de licencia de construcción y número de espacios comunitarios.
- No describe el horario de funcionamiento y población expuesta (número de empleados y visitantes) en la información general de la actividad.
- Falta identificar instalaciones que puedan producir efecto dominó si se materializa un evento que pueda afectar la actividad.
- Falta incluir la identificación de algunos instrumentos de planificación del desarrollo y para la gestión como Planes de ordenación y manejo de cuencas hidrográficas POMCA de los ríos Pautó, Cravo Sur, Cusiana, Casanare, Upía, etc., según aplique.
- No contiene el listado de las directivas de la entidad con datos y líneas relevantes y actuales de comunicación.
- Falta discriminar el nivel de consecuencias para efectos sociales, económicos, ambientales y/o eventos extremos.
- No presenta el análisis de la viabilidad técnica y económica de las alternativas de intervención correctivas identificadas.
- Aunque detalla las herramientas, equipos y accesorios con los que cuenta para la atención de emergencias, no establece la periodicidad con la que realiza el inventario.

Según las observaciones anteriores es necesario que se actualice el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), para esto se recomienda realizar la autoevaluación del PGRDEPP con el fin de verificar que se han implementado todos los requisitos mínimos requeridos establecidos en el decreto 2157 de 2017. Esta última está disponible en la página de la de la SSPD siguiendo la ruta: Empresas Vigiladas -> Gestión Efectiva De Riesgo En Los Servicios Públicos Domiciliarios Empresas Vigiladas donde encontrará el enlace Herramienta de Autoevaluación Decreto 2157 de 2017.

4.8. Aspectos comerciales

4.8.1. Contratos de suministro, transporte y acceso de terceros a redes

Se revisaron los contratos y el cuadro resumen remitido por ENERCA S.A. E.S.P., junto con la muestra de facturas utilizada en la memoria tarifaria de septiembre de 2025. La documentación permite identificar relaciones de suministro y transporte con diferentes agentes y efectuar el cruce entre proveedor, contrato, factura, periodo de prestación y costo incorporado en la memoria de cálculo.

Tabla 17 Contratos de suministro, transporte y acceso de terceros a redes

Concepto	Agente	Factura	Periodo	Valor	Observación
Suministro	Grupo Energético S.A. E.S.P.	FE-362	Agosto 2025 de	\$434.789.136	Suministro asociado al municipio de Maní.
Suministro	Ecopetrol S.A.	RS-970333270	Agosto 2025 de	\$139.373.815	Gas EPF Floreña Sur.
Suministro	Ecopetrol S.A.	RS-970333271	Agosto 2025 de	\$308.348.350	Soporte incorporado en la memoria.
Suministro	Ecopetrol S.A.	RS-970333272	Agosto 2025 de	\$772.436.130	Soporte incorporado en la memoria.
Suministro	Ecopetrol S.A.	RS-970333284	Agosto 2025 de	\$49.668	Cargo por deficiencia contractual.
Transporte	TGI S.A. E.S.P.	FI62099	Agosto 2025 de	\$56.417.741	Contrato de transporte firme TF1542024.
Transporte	TGI S.A. E.S.P.	FI62307	Agosto 2025 de	\$360.181	Contrato TF1542024.
Transporte	Coinogas S.A. E.S.P.	FT-1085	Agosto 2025 de	\$74.660.956,44	Contrato TRGFY003-25.
Transporte	Coinogas S.A. E.S.P.	FT-1086	Julio/agosto de 2025	\$61.851.061	Contrato TRGFY002-24.
ATR	Soporte DECUS	70554246	Agosto 2025 de	\$1.926.969	Cobro por acceso de terceros a redes.

Fuente. Requerimiento ENERCA S.A. E.S.P.

Para la conversión de costos denominados en dólares, la memoria de septiembre de 2025 emplea una TRM de \$4.018,41 COP/USD. La trazabilidad observada permite seguir el costo desde las facturas hasta los componentes G y T; no obstante, la empresa debe conservar la correspondencia documental por mercado y periodo para cualquier validación posterior.

En relación con WACC/OTT, ENERCA S.A. E.S.P. informó que entre 2023 y marzo de 2026 no presentó glosas, reclamaciones u objeciones formales frente al WACC aplicado por

transportadores y que el saldo acumulado por este concepto es de \$0. Asimismo, indicó que el transporte fue contratado con agentes del mercado bajo condiciones de independencia, sin partes relacionadas identificadas.

4.8.2. Mercados atendidos y cargos regulados

A partir de la información de cargos y mercados se identificaron cinco mercados relevantes utilizados en la verificación tarifaria. La siguiente tabla resume su relación con las resoluciones aportadas por el prestador.

Tabla 18 Mercados atendidos y cargos regulados

MER_ID	Mercado	Resolución de cargos	Cargo D base	Cargo C base
10	Casanare Sur: Aguazul, Monterrey y Villanueva	CREG 020 de 2004	\$397,16/m ³	\$2.596,96/factura
14	Yopal	CREG 024 de 2004	\$222,15/m ³	\$2.596,96/factura
15	Tauramena	CREG 025 de 2004	\$212,54/m ³	\$2.596,96/factura
34	Casanare Norte-Centro y municipios asociados	CREG 073 de 2004	\$550,00/m ³	\$2.805,09/factura
745	Pajarito	CREG 047 de 2017 / CREG 048 de 2017	\$788,12/m ³	\$4.642,07/factura

Fuente. Requerimiento ENERCA S.A. E.S.P.

Los cargos base se emplean como referencia regulatoria. La tarifa mensual resulta de su actualización y de la aplicación de las fórmulas correspondientes, por lo que su comparación directa con los valores mensuales debe considerar fecha base, índices, gradualidad y demás variables regulatorias.

4.8.3. Verificación integral de la memoria tarifaria de septiembre de 2025

La memoria reportada por ENERCA S.A. E.S.P. contiene 20 hojas de trabajo: ventas por municipio y clase, estadísticos, poder calorífico, facturación, volúmenes, costos por municipio, factor de corrección, pérdidas, índices IPP e IPC, componentes G y T, cargos D y C, costo unitario, opción tarifaria, subsidios, saldos acumulados y tarifas finales. El mes de cálculo consignado en las hojas principales es septiembre de 2025 y los costos de suministro y transporte se soportan principalmente en facturas de agosto de 2025.

La fórmula aplicada en la hoja “CUv - CUF” corresponde a: $CUv = (G + T) / (1 - p) + D \times fPC + Cv + Cc$. La sustitución de los valores de cada mercado reproduce los CUv registrados por la

empresa sin diferencias aritméticas. El CUf coincide con el cargo de comercialización actualizado incorporado en la misma memoria. Por consiguiente, el archivo sí permite validar el cálculo ordinario y reemplaza el análisis anterior realizado sobre una versión que aparecía sin contenido.

Tabla 19 Verificación integral de la memoria tarifaria de septiembre de 2025

Mercado	G (\$/m ³)	T (\$/m ³)	D (\$/m ³)	C (\$/fact.)	CUv (\$/m ³)	CUf (\$/fact.)
073 - Casanare Norte-Centro	750,9182	72,9749	196,2968	6.201,7715	1.081,3806	6.201,7715
024 - Yopal	388,2415	86,0257	134,7700	5.698,6893	646,9510	5.698,6893
020 - Casanare Sur	1.829,4221	89,5769	145,3382	5.698,6893	2.157,2555	5.698,6893
047 - Pajarito	1.936,4288	93,5830	609,2850	7.490,3119	2.802,1311	7.490,3119
025 - Tauramena	2.108,3904	101,8935	82,4810	5.698,6893	2.387,7560	5.698,6893

Fuente: Requerimiento ENERCA

El artículo 4 de la Resolución CREG 137 de 2013 establece la fórmula tarifaria general; los artículos 5, 7, 12 y 14 desarrollan, respectivamente, los componentes de compras de gas, transporte, distribución y comercialización. Con base en la memoria revisada, no se evidencia una aplicación aritmética distinta de la estructura regulatoria en los resultados ordinarios de septiembre de 2025.

4.8.4. Componentes G y T y trazabilidad de costos

La hoja “G Y T CREG 137” consolida los costos asignados por mercado, los volúmenes destinados a usuarios regulados, los costos expresados en pesos y dólares y una TRM de \$4.018,41 COP/USD. Los resultados de G y T alimentan directamente la hoja de CUv y se relacionan con las facturas de suministro y transporte revisadas. ¡La trazabilidad permitió identificar que la celda COSTOS X MPIO! D6 suma \$1.926.969 por concepto de ATR a la factura de TGI, mientras que la celda COSTOS X MPIO! D46 incorpora aproximadamente \$49.660 asociados al cobro por deficiencia del contrato GAS-135-2025 dentro del conjunto de costos de suministro.

El contrato ATRC-001-2017 relaciona el cobro de Cusianagas con el punto Monterrey y fija como precio el cargo Dm del proveedor para el mes facturado. La factura DECUS 70554246 registra un valor de \$1.926.969 por “Cobro ATR”. Por su parte, la factura RS-970333284 corresponde a un cobro por deficiencia de \$49.668. La memoria distribuye ambos conceptos entre mercados abastecidos desde Cusiana y estos inciden en los componentes G y T. Para el mercado de

Aguazul se estimó un efecto conjunto de \$3,1082/m³ sobre el CUv ordinario y de \$3,7298/m³ sobre el CUv aplicado con opción tarifaria, equivalente a aproximadamente 0,1443 % de la tarifa estimada sin dichos conceptos. Dado que la variación es inferior al 1 %, esta situación se trata como recomendación de revisión y depuración tarifaria, y no como hallazgo.

4.8.5. Componentes D, C, CUv y CUf

Las hojas D y C identifican los cargos base aprobados para cada mercado, la fecha base, los índices de actualización y los resultados mensuales. Los valores actualizados se trasladan a las hojas CU, CUv - CUf y TARIFA. Los componentes D y C utilizados corresponden a los mercados asociados con las resoluciones CREG 020 de 2004, 024 de 2004, 025 de 2004, 073 de 2004 y 047 de 2017, y los resultados enlazan con el CUv y CUf de la memoria.

No se identificaron diferencias aritméticas entre los valores de entrada y los resultados de CUv y CUf. El contraste se cerró con la publicación de septiembre de 2025 y con una factura de usuario de Aguazul: los componentes y tarifas coinciden después del redondeo. La evaluación de la memoria es de cumplimiento aritmético, sin perjuicio de la recomendación de revisar la clasificación y el tratamiento de los conceptos ATR y cobro por deficiencia.

4.8.6. Pérdidas, factor de corrección y poder calorífico

Tabla 20 Pérdidas, factor de corrección y poder calorífico

Mercado	Pérdidas p	Factor de corrección	fPC	Evaluación
073 - Casanare Norte-Centro	3,6198 %	0,9505606	1,1540883	Inferior a 3,7 %
024 - Yopal	3,2425 %	0,9714495	1,1633933	Inferior a 3,7 %
020 - Casanare Sur	3,6321 %	0,9509598	1,1416800	Inferior a 3,7 %
047 - Pajarito	3,6321 %	0,9016728	1,1416800	Inferior a 3,7 %
025 - Tauramena	3,6321 %	0,9653917	1,1416800	Inferior a 3,7 %

Fuente: Requerimiento ENERCA S.A. E.S.P.

Los porcentajes incorporados en la memoria se ubican entre 3,2425 % y 3,6321 %. Todos son inferiores al máximo de 3,7 % previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 137 de 2013. En consecuencia, no se configura un hallazgo por exceso del porcentaje de pérdidas en la memoria de septiembre de 2025.

La hoja “FCVOLUMEN” utiliza variables diferenciadas por municipio, entre ellas temperatura, presión, altitud y número de días. La existencia de factores distintos responde a las condiciones locales y no demuestra incumplimiento. No obstante, debe mantenerse el cruce con los soportes

técnicos de presión, temperatura, altitud y unidades utilizados en cada mercado para confirmar su aplicación en la facturación de usuarios.

4.8.7. Opción tarifaria y saldos acumulados.

Tabla 21 Opción tarifaria y saldos acumulados

Mercado	CUv sin opción (\$/m³)	CUv con opción (\$/m³)	Saldo acumulado
073 - Norte	1.081,38	1.297,65	\$4.587.886.800
024 - Yopal	646,95	776,34	\$468.534.874
020 - Sur	2.157,25	2.588,70	\$508.280.572
Total	—	—	\$5.564.702.246

Fuente: Requerimiento ENERCA

La memoria aplica un factor multiplicador de 1,2 a los mercados Norte, Yopal y Sur y conserva saldos acumulados por \$5.564.702.246. Las operaciones de estos tres mercados son reproducibles dentro del archivo y se relacionan con las ventas y los saldos utilizados en la opción tarifaria transitoria de la Resolución CREG 048 de 2020.

Se identificaron referencias “#REF!” en bloques auxiliares y en secciones de opción tarifaria asociadas con Pajarito y Tauramena. Sin embargo, la memoria no registra saldos de opción tarifaria para esos dos mercados y las tarifas ordinarias sí se calculan. Por tanto, las referencias rotas constituyen una observación de calidad y trazabilidad documental, pero no demuestran por sí mismas una tarifa incorrecta ni configuran un hallazgo normativo.

4.8.8. Subsidios y contribuciones

Tabla 22 Subsidios y contribuciones

Mercado	Subsidio E1 aplicado	Subsidio E2 aplicado	Resultado en la memoria
073 - Norte	57,8421 %	48,2183 %	Coinciden tarifa calculada y aplicada
024 - Yopal	58,6052 %	48,6977 %	Coinciden tarifa calculada y aplicada
020 - Sur	57,6040 %	47,3760 %	Coinciden tarifa calculada y aplicada
047 - Pajarito	58,9045 %	48,8471 %	Coinciden tarifa calculada y aplicada
025 - Tauramena	31,7663 %	22,0987 %	Coinciden tarifa calculada y aplicada

Fuente. Requerimiento ENERCA

La hoja “SUBSIDIOS” calcula los porcentajes a partir del costo unitario, la tarifa del periodo anterior y los límites incorporados en la propia memoria. Para los cinco mercados, la tarifa calculada coincide con la tarifa aplicada en el archivo. Esta evaluación se complementa con la evidencia de que el trámite de reversión del formato GRT1 correspondiente a los doce meses de 2025 fue culminado exitosamente. No se identifican hallazgos adicionales asociados al estado del trámite de reversión; se recomienda conservar la trazabilidad entre los soportes de subsidios, la información FSSRI, la facturación y los archivos SUI certificados.

4.8.9. Trazabilidad temporal y calidad de la memoria

Aunque las hojas principales señalan septiembre de 2025 como mes de cálculo y la hoja de pérdidas utiliza agosto de 2025 como mes de consumo, se observan rótulos que no fueron actualizados: “JULIO-2025” en la hoja “FACTURACIÓN ENERCA” y “consumos mayo” en la hoja “VOLÚMENES”. Además, existen fórmulas con referencias rotas en hojas auxiliares como “Ventas_mpios y clase”, “ESTADISTICO”, “IPP_IPC”, “CU OT” y “TARIFA”.

Los rótulos desactualizados y las referencias rotas no afectan los valores ordinarios de G, T, D, C, CUv y CUf que pudieron reproducirse, pero reducen la claridad y la auditabilidad de la memoria. ENERCA debe remitir una versión depurada o una explicación que identifique el periodo real de cada base, la finalidad de los bloques auxiliares y la razón por la cual las celdas con error no inciden en las tarifas publicadas y facturadas.

4.8.10. Publicación y republicación de tarifas

Se revisaron publicaciones, republicaciones y controles internos de la empresa. En la edición de El Nuevo Siglo del 15 de septiembre de 2025, ENERCA publicó las tarifas aplicables durante ese mes para los cinco mercados relevantes. Los valores publicados de G, T, D, C, CUv, CUf y opción tarifaria coinciden con los resultados de la memoria. Para el mercado de la Resolución CREG 020 de 2004, que comprende Aguazul, se publicaron G de \$1.829,4221/m³, T de \$89,5769/m³, D de \$145,3382/m³, CUv ordinario de \$2.157,2555/m³, CUv con opción tarifaria de \$2.588,7066/m³ y CUf de \$5.698,6893 por factura. La evidencia acredita que la tarifa calculada fue divulgada antes de su aplicación, conforme al artículo 18 de la Resolución CREG 137 de 2013.

4.8.11. Gestión comercial: cartera y recaudo

Tabla 23 Gestión comercial: cartera y recaudo

Indicador o soporte	Resultado	Evaluación
Participación de cartera vencida	61,44 %	Riesgo comercial; requiere seguimiento por edad, mercado y usuario.
Recaudo corriente	68,65 %	Debe fortalecerse la recuperación oportuna de la facturación.
Procedimiento de recuperación	Aportado	Contiene etapas y responsables; debe mantenerse actualizado.
Detalle y edades de cartera	Aportado	Permite segmentar y priorizar saldos de mayor antigüedad.

Fuente. Requerimiento ENERCA S.A. E.S.P.

Los indicadores reflejan una exposición comercial relevante, pero no constituyen por sí mismos un incumplimiento normativo. Se mantienen como condiciones de riesgo y seguimiento para evaluar la efectividad de las acciones de cobro y recuperación.

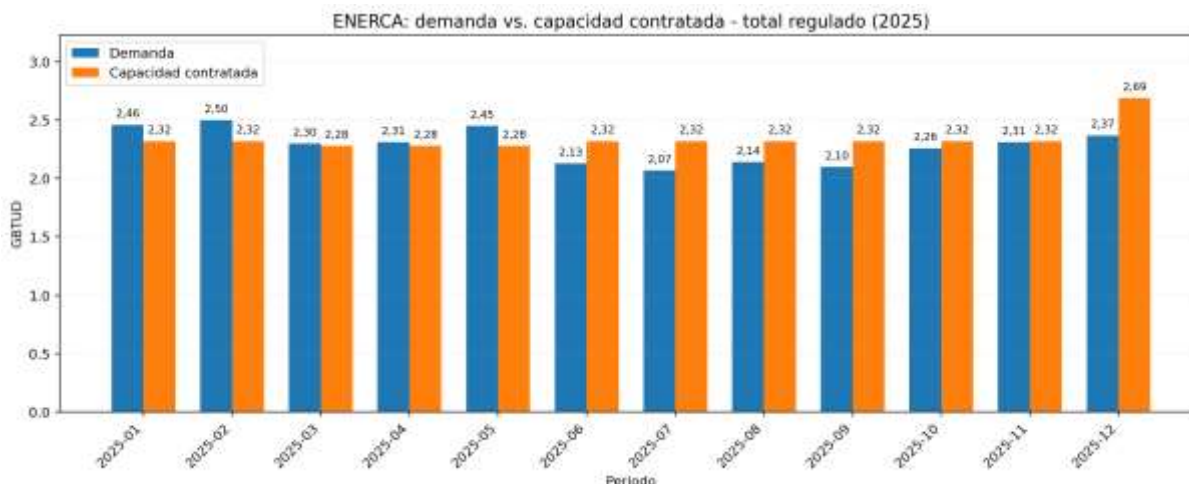
4.8.12. Usuarios regulados, no regulados y ATR

ENERCA S.A. E.S.P. aportó detalle de usuarios regulados y no regulados, informes de subsidios y soportes relacionados con acceso de terceros a redes. La factura ATR DECUS 70554246 corresponde al periodo del 1 al 31 de agosto de 2025, por valor de \$1.926.969, y el contrato ATRC-001-2017 la relaciona con el punto Monterrey y con el cargo Dm del proveedor. La memoria incorporó dicho valor dentro del componente T y lo distribuyó entre varios mercados. Aunque la incidencia tarifaria estimada es inferior al 1 %, se recomienda que ENERCA S.A. E.S.P. documente la clasificación regulatoria del concepto, su asignación territorial y la razón de su incorporación en T, y que ajuste la metodología en caso de determinarse que corresponde al uso de una red de distribución.

4.8.13. Demanda frente a capacidad contratada

Se analizaron las series mensuales de 2025 contenidas en el documento “GRAFICAS ENERCA”, cuya fuente se identifica como el Gestor del Mercado, y se contrastaron con el reporte SEGAS de ENERCA S.A. E.S.P. como comprador. En el total regulado, la demanda promedio fue 2,283 GBTUD y la capacidad contratada promedio 2,341 GBTUD, para una utilización media de 97,7 %.

Figura 12 ENERCA: Demanda vs Capacidad Contratada – Total Regulado (2025)



Fuente: consulta SSPD/Gestor del Mercado aportada por ENERCA.

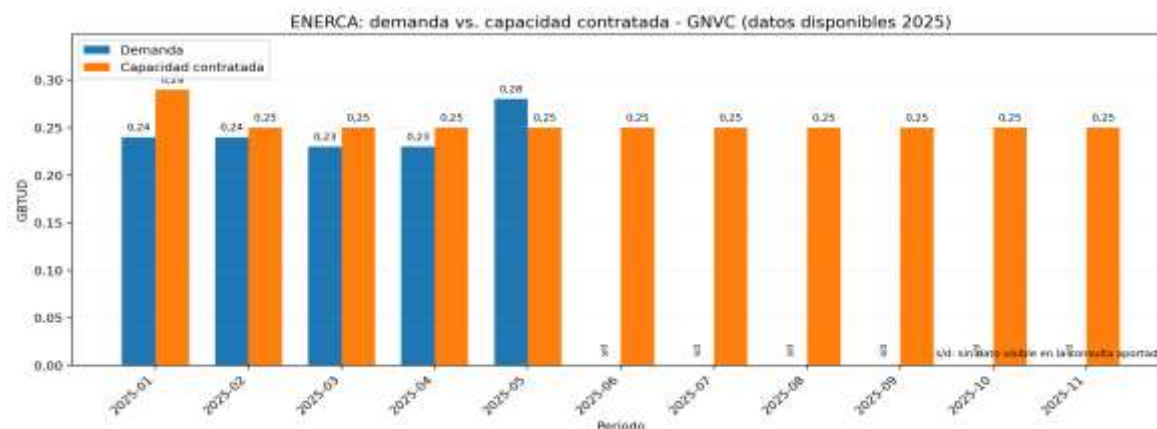
Tabla 24 Demanda frente a capacidad contratada - total regulado, 2025.

Periodo	Demanda GBTUD	Contratado GBTUD	Contratado - demanda	Utilización
2025-01	2,46	2,32	-0,14	106,0 %
2025-02	2,50	2,32	-0,18	107,8 %
2025-03	2,30	2,28	-0,02	100,9 %
2025-04	2,31	2,28	-0,03	101,3 %
2025-05	2,45	2,28	-0,17	107,5 %
2025-06	2,13	2,32	+0,19	91,8 %
2025-07	2,07	2,32	+0,25	89,2 %
2025-08	2,14	2,32	+0,18	92,2 %
2025-09	2,10	2,32	+0,22	90,5 %
2025-10	2,26	2,32	+0,06	97,4 %
2025-11	2,31	2,32	+0,01	99,6 %
2025-12	2,37	2,69	+0,32	88,1 %

Fuente: consulta SSPD/Gestor del Mercado aportada por ENERCA S.A. E.S.P.

Entre enero y mayo la demanda fue superior a la capacidad mostrada por el tablero, mientras que entre junio y diciembre se observaron holguras. La mayor diferencia se presentó en diciembre, con 0.32 GBTUD. El resultado anual no demuestra una sobrecontratación sistemática; sí exige conciliar las cantidades contratadas, los pagos mínimos o cargos por deficiencia, las ventas de excedentes y el tratamiento de los costos en G y T.

Figura 13 Demanda frente a capacidad contratada - GNVC, datos disponibles de 2025



Fuente: consulta SSPD/Gestor del Mercado aportada por ENERCA.

Para GNVC, la consulta presenta demanda entre enero y mayo y capacidad contratada hasta noviembre; no muestra valores de demanda entre junio y noviembre. La ausencia del dato no puede interpretarse como demanda cero. Se requiere aclarar si corresponde a falta de reporte, cambio de clasificación, ausencia de consumo o limitación de la consulta.

El artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015 exige respaldo contractual para la demanda esencial, y el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 impide trasladar costos de una gestión ineficiente. La utilización promedio anual de 97,7 % no acredita sobrecontratación sistemática. La revisión específica de los conceptos ATR y cobro por deficiencia mostró una incidencia estimada de 0,1443 % en la tarifa de Aguazul, inferior al 1 %. En consecuencia, la relación demanda-capacidad y el tratamiento de dichos conceptos se mantienen como asuntos de conciliación y recomendación, no como hallazgos.

4.8.14. Trazabilidad entre memoria, publicación y factura de usuario

La publicación tarifaria de septiembre de 2025 reproduce los componentes calculados en la memoria. La factura del usuario identificado con la cuenta 120007589, ubicado en Aguazul y clasificado como industrial rural, registra el periodo 2025/09, consumo de 45,37 m³, componente G de \$1.829,42/m³, componente T de \$89,58/m³, componente D de \$145,34/m³, CUv con opción tarifaria de \$2.588,71/m³, CUf de \$5.698,69 y contribución de 8,9 %. Estos valores corresponden, después del redondeo, a los publicados por ENERCA S.A. E.S.P.

Tabla 25 Trazabilidad entre memoria, publicación y factura de usuario

Concepto	Memoria / publicación	Factura de usuario	Resultado
G (\$/m³)	1.829,4221	1.829,42	Coincide por redondeo
T (\$/m³)	89,5769	89,58	Coincide por redondeo
D (\$/m³)	145,3382	145,34	Coincide por redondeo
CUv con opción (\$/m³)	2.588,7066	2.588,71	Coincide por redondeo
CUf (\$/factura)	5.698,6893	5.698,69	Coincide por redondeo

Fuente. Elaboración propia SSPD

La factura calculada \$117.450 por consumo antes de contribución y \$127.903 después de aplicar la contribución del 8,9 %, en concordancia con el CUv publicado. La tarifa utilizada incorpora los costos rastreados desde la memoria; sin embargo, el efecto estimado de los conceptos ATR y cobro por deficiencia es de aproximadamente \$184 para esta factura y representa cerca de 0,1443 %, por debajo del 1 %. La factura registra posteriormente un “valor retirado a factura” de \$139.434 y un saldo total por pagar de \$0, por lo que demuestra aplicación en facturación, pero no recaudo efectivo del valor inicialmente liquidado.

4.8.15. Observaciones y asuntos pendientes de aclaración.

Tabla 26 Observaciones y asuntos pendientes de aclaración

No.	Aspecto	Condición observada	Tratamiento
1	Trazabilidad temporal	Rótulos “JULIO-2025” y “consumos mayo” dentro de una memoria cuyo mes de cálculo es septiembre de 2025.	Solicitar aclaración y memoria depurada.
2	Referencias rotas	Celdas auxiliares y bloques de opción tarifaria contienen “#REF!”, sin impacto demostrado en el CUv ordinario reproducido.	Documentar finalidad e incidencia; corregir archivo.
3	Demanda y contratación	La utilización anual fue 97,7 %. La revisión de ATR y cobro por deficiencia estimó una incidencia de 0,1443 % en Aguazul, inferior al 1 %.	Mantener conciliación mensual y revisar la clasificación de los conceptos como recomendación.
4	GNVC	No se observan valores de demanda entre junio y noviembre de 2025 en la consulta aportada.	Remitir serie y soporte metodológico.
5	Factor de corrección	La memoria contiene variables por municipio; falta cerrar el cruce con soportes técnicos y facturación.	Validar presión, temperatura, altitud y unidades.
6	Formatos SUI	El trámite de reversión del formato GRT1, código 1045, para los periodos enero-diciembre de 2025 fue culminado exitosamente; las doce instancias aparecen en estado “C”.	Cerrar el pendiente del trámite e incorporar la evidencia del Administrador de Reversiones. Conservar archivos originales, corregidos y constancias de certificación final en el expediente.
7	ATR y cobro por deficiencia	Los conceptos incidieron en la memoria, publicación y facturación, pero la variación estimada fue inferior al 1 %.	Documentar su reconocimiento regulatorio, asignación y tratamiento; corregirlos si procede.

Fuente. Elaboración propia SSPD

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

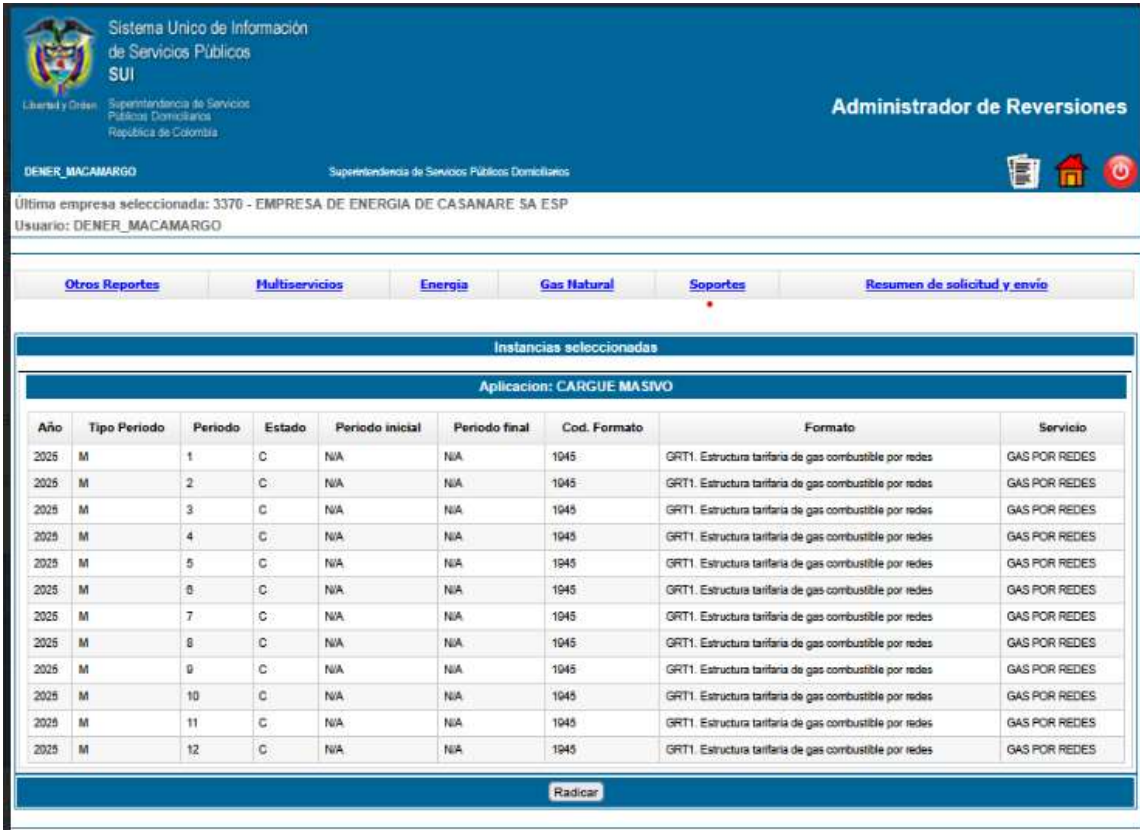
4.8.16. Consistencia de información SUI - reversión culminada

De acuerdo con la evidencia aportada, ENERCA S.A. E.S.P. culminó exitosamente el proceso de reversión del formato GRT1 – Estructura tarifaria de gas combustible por redes, código 1045, para los doce periodos mensuales de 2025.

En el Administrador de Reversiones se observan las instancias de enero a diciembre de 2025 en estado “C”. En consecuencia, se tiene por cerrado el pendiente identificado durante la visita integral respecto del trámite de reversión. La evidencia suministrada permite acreditar el cierre del procedimiento; no obstante, para efectos de archivo y trazabilidad institucional deben conservarse los archivos inicialmente certificados, los archivos corregidos y las constancias de certificación posteriores al trámite.

- Formato objeto de reversión: GRT1 – Estructura tarifaria de gas combustible por redes.
- Código de formato: 1045; periodicidad: mensual.
- Periodos objeto del trámite: enero a diciembre de 2025.
- Estado del trámite: culminado exitosamente; las doce instancias mensuales aparecen en estado “C” en la evidencia del Administrador de Reversiones.
- Tratamiento en el informe: se cierra el pendiente relacionado con la reversión SUI. Se recomienda conservar en el expediente los archivos antes y después de la corrección y las constancias de certificación final como soporte de trazabilidad.

Figura 14 Administrador de Reversiones SUI – ENERCA. Formato GRT1, código 1045, periodos enero-diciembre de 2025.



Sistema Único de Información de Servicios Públicos SUI
 Libertad y Orden Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios República de Colombia

Administrador de Reversiones

Última empresa seleccionada: 3370 - EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP
 Usuario: DENER_MACAMARGO

Otros Reportes Multiservicios **Energía** Gas Natural Soportes Resumen de solicitud y envío

Instancias seleccionadas

Aplicación: CARGUE MASIVO

Año	Tipo Periodo	Periodo	Estado	Periodo inicial	Periodo final	Cod. Formato	Formato	Servicio
2025	M	1	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	2	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	3	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	4	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	5	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	6	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	7	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	8	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	9	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	10	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	11	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES
2025	M	12	C	N/A	N/A	1045	GRT1. Estructura tarifaria de gas combustible por redes	GAS POR REDES

Radical

Fuente: evidencia aportada para el cierre de la evaluación integral de ENERCA S.A. E.S.P.

4.9. Aspectos SUI

4.9.1. Porcentaje de reporte de información al SUI

Durante la revisión del estado de cargue de información al Sistema Único de Información (SUI), la DTGGC de la Superintendencia de Servicios Públicos evidenció el incumplimiento en la presentación del reporte GRF2 - Flujo de Efectivo (vigencia 2025).

Por su parte, Enerca S.A. E.S.P. justificó este hecho argumentando dificultades para generar la información debido a la necesidad de separar los servicios de energía y gas. Asimismo, la empresa señaló la existencia de fallas técnicas en la plataforma SUI, las cuales ya fueron notificadas a través de las mesas de ayuda.

Posteriormente, las dificultades manifestadas por Enerca S.A. E.S.P. respecto al diligenciamiento del formato GRF2 fueron revisadas en conjunto con la profesional financiera de la DTGGC, Como

resultado de esta gestión el prestador realizó el cargue, quedando al día en los reportes ante el SUI.

5. HALLAZGOS

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Artículos 4, 5, 7, 12 y 14 de la Resolución CREG 137 de 2013	Aplicación de la fórmula tarifaria general y determinación de los componentes G, T, D y C, así como del CUv y CUf, para septiembre de 2025.	Memoria “CÁLCULO COMPONENTES G, T, D, C Sept.xlsx”, contratos, facturas de suministro, transporte y ATR y resoluciones de aprobación de cargos. Los cálculos ordinarios fueron reproducidos sin diferencias aritméticas.	CUMPLE
Artículo 16 de la Resolución CREG 137 de 2013	Porcentaje de pérdidas reconocido e incorporado en la tarifa.	Memoria tarifaria. Los porcentajes utilizados se encuentran entre 3,2425 % y 3,6321 %, inferiores al máximo de 3,7 % considerado en la evaluación.	CUMPLE
Artículo 18 de la Resolución CREG 137 de 2013	Publicación de las tarifas aplicadas a los usuarios.	Publicación de El Nuevo Siglo del 15 de septiembre de 2025, memoria tarifaria y factura de usuario de Aguazul. Los componentes y tarifas coinciden después del redondeo.	CUMPLE

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

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Resolución CREG 048 de 2020	Aplicación de la opción tarifaria en los mercados Norte, Yopal y Sur para el periodo tarifario evaluado.	Memoria tarifaria, hojas de opción tarifaria y saldos acumulados. Para septiembre de 2025, los cálculos correspondientes a estos tres mercados son reproducibles dentro del archivo.	CUMPLE

6. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

6.1. Aspectos Comerciales

No se definen acciones correctivas derivadas de hallazgos, debido a que no se acreditaron incumplimientos normativos definitivos. Las actuaciones necesarias para revisar los conceptos ATR y cobro por deficiencia y cerrar las observaciones documentales se presentan en el numeral 9 como medidas recomendadas. Respecto del SUI, el trámite de reversión del formato GRT1 correspondiente a los doce meses de 2025 fue culminado exitosamente; por tanto, no se establece una acción correctiva adicional por este concepto, sin perjuicio de conservar la evidencia documental del procedimiento y de la certificación final.

7. CONCLUSIONES

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

7.1. Aspectos Administrativos y Financieros

- ENERCA S.A. E.S.P., cuenta con una estructura organizacional formalmente definida, una planta de personal acorde con el desarrollo de sus actividades y sistemas de gestión

certificados bajo estándares internacionales, lo que evidencia el compromiso institucional con el fortalecimiento de sus procesos administrativos, operativos y de calidad.

- Desde el punto de vista financiero, la evaluación permitió establecer que, conforme a la metodología prevista en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, el prestador obtuvo una clasificación inicial de riesgo financiero alto, como consecuencia del patrimonio negativo registrado al cierre de la vigencia 2025. Esta situación refleja un desequilibrio en la estructura financiera del servicio, caracterizado por un nivel de pasivos significativamente superior al valor de los activos.
- El análisis del Estado de Situación Financiera evidenció un incremento de los activos durante la vigencia 2025, explicado principalmente por el crecimiento de las cuentas por cobrar, especialmente aquellas asociadas al reconocimiento de subsidios; no obstante, dicho incremento no se tradujo en un fortalecimiento patrimonial, debido a la permanencia de pérdidas acumuladas que continúan deteriorando la situación financiera del servicio.
- El Estado de Resultados mostró un crecimiento significativo de los ingresos operacionales frente a la vigencia anterior; sin embargo, este comportamiento fue insuficiente para compensar el elevado costo de ventas, principalmente por los costos asociados al suministro y transporte del gas natural; como consecuencia, el servicio registró una pérdida bruta y una pérdida neta durante la vigencia 2025, afectando la rentabilidad y la sostenibilidad financiera del negocio.
- La evaluación permitió evidenciar que uno de los principales factores que incidieron en los resultados financieros corresponde al elevado nivel de pérdidas técnicas y no técnicas del sistema de distribución, cuyo impacto económico fue estimado por el prestador en aproximadamente 14.670 millones COP durante la vigencia 2025. Esta situación representa una afectación significativa sobre los ingresos potenciales del servicio y constituye uno de los principales retos para mejorar la rentabilidad y el equilibrio financiero de la operación.

- El Estado de Flujo de Efectivo evidenció una mejora en la generación de recursos provenientes de las actividades de operación, permitiendo incrementar el saldo de efectivo respecto de la vigencia anterior. No obstante, el nivel de liquidez continúa siendo limitado frente al volumen de operaciones y al nivel de obligaciones del servicio.

7.2. Aspectos Comerciales y tarifarios

- La memoria “CÁLCULO COMPONENTES G, T, D, C Sept.xlsx” contiene información suficiente para reproducir los cálculos ordinarios de G, T, D, C, CUv y CUf de septiembre de 2025.
- La sustitución aritmética de los componentes reproduce los CUv informados para los cinco mercados, sin diferencias en la fórmula ordinaria.
- Los porcentajes de pérdidas utilizados, entre 3,2425 % y 3,6321 %, se encuentran por debajo del máximo de 3,7 % previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 137 de 2013.
- Para septiembre de 2025, la opción tarifaria es reproducible para Norte, Yopal y Sur y registra un saldo acumulado total de \$5.564.702.246.
- La publicación tarifaria efectuada el 15 de septiembre de 2025 reproduce los componentes calculados en la memoria, y la factura de usuario analizada para el mercado de Aguazul aplica los mismos valores después del redondeo. La factura de Aguazul permite acreditar la aplicación de la tarifa en facturación. El efecto conjunto estimado del ATR y del cobro por deficiencia fue de aproximadamente 0,1443 %, inferior al 1 %, por lo que se presenta como recomendación y no como hallazgo.
- La relación anual entre demanda y capacidad contratada presentó una utilización media de 97,7 % y no evidencia sobrecontratación sistemática; No obstante, se requiere mantener la conciliación mensual de cantidades contratadas, demanda, facturación y costos incorporados en G y T.
- La cartera vencida, equivalente al 61,44 %, y el recaudo corriente, correspondiente al 68,65 %, representan condiciones de riesgo comercial que requieren seguimiento a la efectividad de las acciones de recuperación, pero no constituyen por sí mismas incumplimientos regulatorios.
- Como resultado de la evaluación comercial y tarifaria no se identificaron incumplimientos regulatorios suficientemente acreditados para configurar hallazgos. Las situaciones

relacionadas con ATR, cobro por deficiencia, conciliación demanda–contratación, trazabilidad de la memoria, información GNVC y factor de corrección se mantienen como observaciones y recomendaciones de seguimiento.

- ENERCA S.A. E.S.P. culminó exitosamente el trámite de reversión del formato GRT1 – Estructura tarifaria de gas combustible por redes, código 1045, correspondiente a los periodos enero a diciembre de 2025. Las doce instancias mensuales se observan en estado “C” en la evidencia del Administrador de Reversiones, por lo que no subsiste el pendiente previamente identificado respecto de la reversión SUI.

7.3. Aspectos Técnicos

- El nivel de cumplimiento en el reporte de infraestructura es del 73% para Gas Natural (GN), por lo cual tiene un cumplimiento parcial, particularmente, debido a la dificultad para verificar el estado de los cruces desde el escritorio y el reporte inconsistente sobre sistemas de comunicación.
- Se concluye que es responsabilidad del prestador mantener la información de sus mapas actualizados conforme a lo dispuesto en el numeral 2.22 del Código de Distribución (Resolución CREG 67 de 1995).

8. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

8.1. Aspectos Administrativos y Financieros

- Fortalecer el Plan de Gestión y Reducción de Pérdidas, priorizando los mercados que presentan mayor impacto económico, mediante la implementación de acciones orientadas al mejoramiento del balance operacional, la gestión metrológica, la normalización de usuarios, el control de consumos y la detección de conexiones irregulares, con el propósito de disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema.
- Fortalecer las estrategias de seguimiento a los indicadores financieros del servicio público de gas combustible por redes, mediante el seguimiento permanente a la estructura de costos, identificando oportunidades para optimizar la sostenibilidad del servicio público de gas combustible por redes.

- Fortalecer la gestión de cartera y el recaudo, especialmente respecto de las cuentas por cobrar relacionadas con subsidios y demás derechos pendientes de recuperación, con el fin de mejorar la liquidez y reducir la presión sobre el flujo de caja del servicio.
- Revisar y documentar el tratamiento contable y fiscal del impuesto a las ganancias reconocido durante la vigencia 2025, teniendo en cuenta que el servicio público de gas combustible por redes presentó pérdida antes de impuestos. En este sentido, se recomienda verificar la naturaleza del valor registrado dejando debidamente soportados los criterios utilizados para su reconocimiento y medición.
- Realizar seguimiento periódico a los indicadores financieros y de riesgo, con el propósito de evaluar la efectividad de las medidas implementadas y adoptar oportunamente acciones correctivas que permitan mejorar la estructura patrimonial y la sostenibilidad financiera del servicio.
- Continuar fortaleciendo la planeación financiera y el seguimiento al flujo de efectivo, de manera que se garantice la disponibilidad de recursos para atender las necesidades operativas, de inversión y de mantenimiento de la infraestructura asociada a la prestación del servicio público de gas combustible por redes.

8.2. Aspectos Técnicos

- Realizar mantenimiento a la señalización de los cruces aéreos e incluir tanto el nombre como los números de atención a emergencia conforme a lo indicado en la NTC 3728.
- Realizar el mantenimiento de las estaciones e incluir el flujo de gas en las estaciones de city gate, para facilitar el entendimiento del sistema por parte de los operarios en caso de atención de emergencias.

8.3. Aspectos Comerciales y tarifarios

- Recomendar a ENERCA depurar la memoria tarifaria de septiembre de 2025, de manera que los rótulos temporales sean consistentes con el periodo de cálculo y se eliminen o documenten las referencias rotas existentes en bloques auxiliares.

- Mantener una conciliación mensual por contrato, mercado, sector y modalidad entre SEGAS, contratos, facturas, demanda, cantidades destinadas a usuarios regulados y componentes G y T, incluyendo la explicación de las holguras contractuales identificadas.
- Recomendar a ENERCA documentar el reconocimiento regulatorio, clasificación, asignación territorial y tratamiento tarifario del ATR y del cobro por deficiencia incorporados en septiembre de 2025. Si de la revisión se determina que alguno de estos conceptos debe recibir un tratamiento diferente, deberá depurarse la metodología correspondiente y evaluarse el ajuste que resulte procedente.
- Mantener evidencia mensual de la conciliación entre memoria tarifaria, publicación y facturación, de manera que los componentes G, T, D, C, CUv y CUf puedan rastrearse hasta la tarifa aplicada a los usuarios.
- Aclarar la información de demanda GNVC correspondiente a los meses para los cuales no se observaron valores en la consulta analizada y mantener el soporte metodológico de la fuente utilizada.
- Mantener la verificación de las variables y unidades utilizadas en el factor de corrección frente a los respectivos soportes técnicos y a una muestra de facturación.
- Mantener la trazabilidad entre subsidios y contribuciones, tarifas publicadas, facturación, información FSSRI y archivos SUI certificados.
- Incorporar y conservar en el expediente la evidencia del trámite de reversión GRT1 culminado, junto con los soportes requeridos para preservar la trazabilidad institucional.
- Mantener seguimiento a la cartera vencida y al recaudo corriente mediante indicadores que permitan evaluar la efectividad de las acciones de recuperación.

9. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

9.1. Responsable General

Aprobó: Jesús Chaparro Fonseca - Director Técnico de Gestión de Gas Combustible

9.2. Equipo de Evaluación

Jorge Alberto Plazas – Profesional Especializado DTGGC

Gelvert Adrián Luis Rojas - Profesional Especializado DTGGC

Christian Alberto Valbuena Rodríguez – Profesional Universitario DTGGC

Rosario del Carmen Delgado Pinchao - Contratista DTGGC

Angela Torres Luna - Contratista DTGGC

Juan Sebastián Rentería - Contratista DTGGC

Eric Mauricio González Fontalvo - Contratista DTGGC

10. ANEXOS

N/A