ean universidad
Acreditada en Alta Calidad
Res. nº 023654 del Mineducación. 10/12/21, vigencia 10/12/27



# Hacia la economía circular en el servicio público de alcantarillado: Propuesta de articulación regulatoria para el aprovechamiento del biogás y/o biometano en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)

**Jorge Leonardo Rendón Tolentino**

©Universidad Ean **SNIES 2812** | Vigilada Mineducación | **Personería Jurídica Res. nº. 2898** del Minjusticia - 16/05/69

# Hacia la economía circular en el servicio público de alcantarillado: Propuesta de articulación regulatoria para el aprovechamiento del biogás y/o biometano en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)

**Jorge Leonardo Rendón Tolentino**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:**

**Magister en Gobierno y Gestión Pública**

**Director:**

**Santiago A. Roa-Ortiz Ph.D.**

**Modalidad:**

**Innovación Organizacional**

**Universidad EAN**

**Facultad**

**Maestría en Gobierno y Gestión Pública**

**Bogotá, Colombia**

**11/10/2026**

**Agradecimientos**

A mi familia y amigos, por su apoyo incondicional, paciencia y aliento a lo largo de todo este proceso que impulsó cada paso, haciendo posible la culminación de este gran reto y logro académico.

## Resumen

El aprovechamiento energético del biogás y su transformación en biometano en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) es un eje estratégico para la economía circular en Colombia. Sin embargo, persiste una brecha de gobernanza por un diseño regulatorio en silos: la CREG establece exigencias técnicas concebidas para hidrocarburos (Resolución CREG 240 de 2016), mientras la CRA limita el reconocimiento de costos al servicio directo de alcantarillado (Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026) y penaliza los ingresos externos comercializados a terceros (artículo 2.1.2.1.3.4.4, parágrafos 4 y 5).

El objetivo del estudio es formular una propuesta de articulación regulatoria entre la CRA y la CREG para eliminar estas barreras técnicas, tarifarias y operativas. Para ello, se adoptó un enfoque mixto, descriptivo-propositivo y transversal, aplicando una encuesta estructurada de la cual se obtuvo respuesta de 129 Empresas de Servicios Públicos (ESP) en 24 departamentos.

Los resultados muestran que el uso energético del recurso es casi inexistente: la inmensa mayoría de las plantas carece de captación o quema el gas en antorcha por simple control ambiental. Esta inacción responde a los altos costos de refinación (*upgrading*) y a la falta de incentivos económicos, razón por la cual los operadores demandan certidumbre tarifaria y acceso a financiamiento blando antes que simples ajustes normativos.

Como solución, se formula una Hoja de Ruta de cuatro ejes: creación de la Mesa de Convergencia Regulatoria Bioenergética (MCRB), excepción al descuento de ingresos con esquemas de ahorro compartido, tipificación de activos en el POIR y gradualidad en las exigencias técnicas de la CREG según la escala operativa de cada planta.

**Palabras clave:** Biogás; biometano; plantas de tratamiento de aguas residuales; regulación tarifaria; economía circular; gobernanza pública.

## Abstract

Energy recovery from biogas and its transformation into biomethane in Wastewater Treatment Plants (WWTPs) is a strategic axis for the circular economy in Colombia. However, a governance gap persists due to siloed regulatory design: CREG sets technical requirements tailored for hydrocarbons (Resolution CREG 240 of 2016), while CRA limits cost recognition strictly to direct sewerage services (Resolutions CRA 1032 and 1038 of 2026) and penalizes external revenues commercialized to third parties (Article 2.1.2.1.3.4.4, paragraphs 4 and 5).

The objective of the study is to formulate a regulatory coordination proposal between CRA and CREG to eliminate these technical, tariff, and operational barriers. To this end, a mixed, descriptive-propositional, and cross-sectional approach was adopted, applying a structured survey that yielded responses from 129 Public Utility Companies (ESPs) across 24 departments.

The results show that energy utilization of the resource is almost non-existent: the vast majority of plants lack capture systems or continuously flare gas solely for environmental control. This inaction stems from high refining (upgrading) costs and the lack of economic incentives, leading operators to prioritize tariff certainty and access to soft financing over mere regulatory adjustments.

As a contribution, a four-axis Roadmap is formulated: creation of the Bioenergy Regulatory Convergence Desk (MCRB), revenue discount exemptions with shared savings schemes, asset typification in the POIR, and technical scalability in CREG standards based on each plant's operational capacity.


**Key words:** Biogas; biomethane; wastewater treatment plants; tariff regulation; circular economy; public governance.

## Contenido

Introducción ..... 10

Objetivos específicos ..... 13

Justificación ..... 14

Marco de referencia ..... 17

Antecedentes y estado del arte ..... 17

Marco teórico y conceptual ..... 18

Marco normativo e institucional ..... 19

Política macro de transición energética y cambio climático ..... 20

Regulación del sector energético (CREG) ..... 20

Regulación de agua potable y saneamiento básico (CRA) ..... 20

Problema ..... 21

Métodos y metodología ..... 24

Enfoque y diseño de la investigación ..... 24

Población, muestra y contexto de estudio ..... 25

Fuentes e instrumentos de recolección de información ..... 25

Fuentes primarias ..... 25

Fuentes Secundarias ..... 26

Procedimiento y depuración de datos ..... 27

Fase 1: Recolección de información primaria ..... 27

Fase 2: Depuración y validación de la base de datos ..... 27

Fase 3: Procesamiento y análisis estadístico ..... 28

Fase 4: Triangulación y contraste regulatorio ..... 28

Resultados ..... 29

Caracterización de la muestra y representatividad territorial ..... 29
Diagnóstico de la infraestructura y uso del biogás ..... 30
Presencia y estado operativo de la infraestructura ..... 30
Destino principal del biogás capturado ..... 30
Proyección de implementación a mediano plazo (1 a 3 años) ..... 31
Razones declaradas para la ausencia de aprovechamiento ..... 31
Nivel de adopción y evaluación de la Resolución CREG 240 de 2016 ..... 31
Perfil de barreras técnicas, económicas y tarifarias ..... 32
Priorización de instrumentos de política pública ..... 33
Discusión ..... 34
Análisis de la fricción técnica-económica ..... 34
Análisis de la fricción de atribución y mercados ..... 35
Análisis de la fricción de políticas públicas ..... 37
La alternativa del autoconsumo interno ..... 38
Síntesis del consenso operativo y priorización de instrumentos para la hoja de ruta ..... 40
Limitaciones del estudio y alcance de las recomendaciones ..... 41
Propuesta de hoja de ruta para la articulación regulatoria (CRA–CREG) ..... 42
Justificación y objetivos de la hoja de ruta ..... 42
Eje 1: Gobernanza e institucionalidad — Creación y funciones de la mesa de convergencia regulatoria bioenergética (MCRB) ..... 43
Funciones principales de la MCRB ..... 44
Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (MVCT) ..... 44
Ministerio de Minas y Energía (MME) ..... 45
Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) ..... 45
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ..... 46

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ..... 46

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ..... 47

Gremios y representación de las ESP (ANDESCO, ACODAL, Naturgas) ..... 47

Eje 2: Adecuación y flexibilización regulatoria en el sector saneamiento (cra) ..... 48

Excepción al descuento de ingresos y mecanismo de "ahorro compartido" ..... 48

Tipificación de activos en el POIR ..... 48

Eje 3: Adecuación y gradualidad técnica en el sector energético (CREG) ..... 48

Eje 4: Mecanismos financieros y de fomento (Fondo Revolvente Bioenergético) ..... 49

Conclusiones ..... 49

Referencias ..... 51

## Lista de Figuras

Figura 1 Procedimiento y depuración de datos ..... 27

Figura 2 Fases implementación hoja de ruta ..... 42

## Lista de tablas

Tabla 1 Representatividad territorial ..... 29

Tabla 2 Barreras técnicas, económicas y tarifarias ..... 32

Tabla 3 Propuestas de intervención regulatoria ..... 33

Tabla 4 Diferenciación analítica de rutas de uso ..... 39

Tabla 5 Priorización de instrumentos ..... 40

Tabla 6 Matriz completa de resultados anonimizada de la encuesta ..... 58

## Introducción

La transición hacia modelos de economía circular y la descarbonización de los servicios públicos se han consolidado como ejes prioritarios en la agenda de desarrollo de Colombia. Marcos estratégicos como la Ley 1715 de 2014, la Ley 2169 de 2021 sobre carbono neutralidad, el Plan Energético Nacional (PEN 2024-2054) y el Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE 2026) reconocen que la biomasa residual y el biogás son energéticos clave para diversificar la matriz y mitigar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En este marco, las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) están llamadas a trascender su rol puramente sanitario de remoción de contaminantes para transformarse en biorrefinerías urbanas. El aprovechamiento del metano derivado de la digestión anaeróbica de lodos permite no solo la autogeneración de energía para el consumo interno de las plantas, sino su purificación a biometano para inyección a las redes de gas combustible. El presente estudio se delimita en el sector de alcantarillado público domiciliario en Colombia, analizando la interacción entre las Empresas de Servicios Públicos (ESP), la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

A pesar de este impulso normativo, en la gestión pública territorial persiste una brecha de implementación. El biogás generado en el saneamiento continúa siendo destruido predominantemente mediante quema en antorchas por mero control ambiental, debido a una regulación en silos sectoriales: por un lado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 240 de 2016, fijó exigencias técnicas de calidad, monitoreo en línea y medición fiscal diseñadas para grandes agentes del mercado de hidrocarburos; por otro lado, la regulación de la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA), bajo las Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026, limita el reconocimiento tarifario de costos al servicio directo de alcantarillado, omite la tipificación de activos de purificación (*upgrading*) en el POIR y penaliza los ingresos externos mediante el descuento tarifario del artículo 2.1.2.1.3.4.4 (parágrafos 4 y 5), eliminando los incentivos para invertir.

La pertinencia de este estudio se justifica en cuatro dimensiones clave: institucional, al proponer un esquema de gobernanza que elimine la desarticulación pública; económica, al optimizar los costos operacionales de las ESP y diversificar sus fuentes de ingreso; territorial y ambiental, al aportar a las metas de carbono neutralidad y reducción de emisiones fugitivas de metano; y académica, al enriquecer la literatura de gestión pública aplicada y regulación por incentivos en el saneamiento básico.

En atención a esta falla de coordinación, la investigación plantea el siguiente interrogante de innovación en gestión pública: *¿Cómo podríamos articular regulatoria e institucionalmente a la CRA y a la CREG para eliminar las barreras técnicas, financieras y tarifarias que impiden el aprovechamiento del biogás y biometano en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en Colombia, bajo un enfoque de economía circular y sostenibilidad para el servicio público de alcantarillado?*

El presente estudio tiene como propósito central formular una propuesta de articulación entre la CRA y la CREG que viabilice la valorización del biogás en el sector. Para ello, el estudio aborda sintéticamente cuatro momentos de análisis: examina la brecha normativa entre ambas comisiones, caracteriza las barreras de los operadores en el territorio, evalúa la viabilidad del autoconsumo frente a la inyección a red, y concibe una Hoja de Ruta fundamentada en gobernanza, gradualidad e incentivos tarifarios.

Bajo la Teoría del Cambio, el estudio plantea que mediante una hoja de ruta articulada por la Mesa de Convergencia MCRB, esquemas de ahorro compartido en la CRA, gradualidad técnica en la CREG y financiamiento blando, se removerán los cuellos de botella normativos del sector. Con base en este propósito, la investigación tiene como objetivo general formular una propuesta de articulación regulatoria e institucional entre la CRA y la CREG para promover el aprovechamiento del biogás y biometano en las PTAR del servicio de alcantarillado en Colombia, respaldada en objetivos específicos orientados a analizar la brecha normativa, caracterizar las barreras operativas, evaluar la viabilidad de las PTAR como nodos de economía circular y

estructurar la respectiva hoja de ruta, partiendo del supuesto de que su superación no exige complejas reformas legislativas, sino incentivos tarifarios y flexibilidad técnica.

Bajo la Teoría del Cambio, el estudio plantea que mediante una Hoja de Ruta articulada por la Mesa de Convergencia MCRB, esquemas de ahorro compartido en la CRA, gradualidad técnica en la CREG y financiamiento blando, se removerán los cuellos de botella normativos del sector. Con este propósito, la investigación tiene como objetivo general formular una propuesta de articulación regulatoria e institucional entre la CRA y la CREG que promueva el aprovechamiento del biogás y biometano en las PTAR del servicio de alcantarillado en Colombia. Para alcanzarlo, el trabajo despliega cuatro objetivos específicos orientados a diagnosticar la brecha normativa, caracterizar las barreras operativas de 129 ESP, evaluar la viabilidad de las plantas como nodos circulares y estructurar la hoja de ruta respectiva, partiendo del supuesto de que su superación no demanda complejas reformas legislativas, sino incentivos tarifarios y flexibilidad técnica.

El documento se estructura en ocho capítulos: la introducción, la justificación y los objetivos; el marco de referencia; la delimitación del problema; el método y metodología; los resultados; el análisis de resultados; la propuesta de hoja de ruta de articulación regulatoria; y las conclusiones y referencias bibliográficas

## Objetivo general

Formular una propuesta de articulación regulatoria e institucional entre la CRA y la CREG que promueva el aprovechamiento del biogás y biometano en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) del servicio público de alcantarillado en Colombia, a partir del diagnóstico de las barreras técnicas, operativas y tarifarias que enfrentan las Empresas de Servicios Públicos (ESP).

## Objetivos específicos

- Analizar la brecha institucional y regulatoria entre la CREG y la CRA (Resolución CREG 240/2016 y Resolución CRA 1032 de 2026) para identificar los puntos de desconexión en el aprovechamiento del biogás en PTAR.

- Caracterizar las barreras técnicas, tarifarias y operativas que enfrentan las ESP operadoras de PTAR en Colombia, a partir del análisis estadístico de la encuesta aplicada.

- Evaluar la viabilidad de las PTAR como nodos de economía circular, contrastando las exigencias de infraestructura frente a la capacidad real de las ESP en las rutas de autoconsumo e inyección a red.

- Estructurar una Hoja de Ruta de articulación regulatoria (CRA–CREG) que incorpore gobernanza interinstitucional, gradualidad técnica, incentivos tarifarios y mecanismos de financiamiento.

## Justificación

La transición hacia modelos de economía circular y la descarbonización de los servicios públicos marcan la agenda de política pública en Colombia, tal como lo establecen el Plan Energético Nacional (PEN 2024-2054) y el Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE 2026), en concordancia con los mandatos de la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la República, 2014; UPME, 2024, 2026). Desde esta perspectiva, las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) exigen evolucionar de su función sanitaria básica hacia biorrefinerías urbanas con capacidad de autogenerar energía o aportar biogás o biometano al sistema energético nacional (CEPAL & CRA, 2025). Sin embargo, existe una desconexión estructural entre estos lineamientos estratégicos y la realidad operativa de las empresas prestadoras, originada en una marcada falla de gobernanza interinstitucional.

El núcleo de esta falla radica en un diseño regulatorio fragmentado que opera bajo la lógica de silos sectoriales. Por un lado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 240 de 2016, fijó exigencias técnicas de calidad, acondicionamiento y monitoreo en línea para la inyección de biometano a las redes de gas. No obstante, estos estándares fueron concebidos para grandes agentes del mercado de hidrocarburos, resultando desproporcionados e inviables para las escalas y capacidades de la mayoría de PTAR municipales del país.

Por otro lado, la regulación del sector de saneamiento básico encabezada por la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) no ha desarrollado señales tarifarias convergentes. Las metodologías tarifarias vigentes, contenidas en la Resolución CRA 1032 de 2026 (para grandes prestadores de más de 5.000 suscriptores) y la Resolución CRA 1038 de 2026 (para esquemas menores de hasta 5.000 suscriptores), circunscriben de forma estricta el reconocimiento de los costos de administración, operación e inversión (CMA, CMO y CMI) a la prestación directa del servicio público de alcantarillado. Aunque estos marcos valoran la eficiencia energética, la autogeneración para consumo propio (FNCER) y la mitigación de gases de efecto invernadero bajo la Ley 2169 de 2021, imponen una restricción determinante: no contemplan la

inclusión tarifaria de activos ni costos para el tratamiento (*upgrading*) o comercialización externa del gas. Es más, la norma exige explícitamente descontar de la tarifa cualquier costo asociado si la empresa percibe un ingreso diferente al del usuario final, penalizando la venta del biometano a terceros y eliminando cualquier incentivo para que el prestador asuma el riesgo de la inversión.

Esta fricción normativa paraliza el desarrollo de proyectos en el territorio. El diagnóstico aplicado a 129 Empresas de Servicios Públicos (ESP) operadoras de PTAR con cobertura en 24 departamentos evidencia que el 85,3% de las plantas carece de sistemas para la captura o manejo de biogás. Más revelador resulta el comportamiento del 14,7% que sí cuenta con infraestructura de captación: el 89,5% de estas plantas quema el gas en antorcha de forma continua. Esto muestra cómo el metano se destruye por mero control ambiental, mientras su valor como activo energético se pierde por completo. Este estancamiento se explica en gran medida porque la adopción de la Resolución CREG 240 de 2016 es nula en las PTAR del país y el 91,5% de los prestadores ni siquiera ha evaluado dicha norma. El principal obstáculo señalado es el elevado costo del equipamiento de tratamiento del gas (*upgrading*) frente a su volumen de operación (53,5%), sumado a la incertidumbre sobre la recuperación de la inversión a través de las metodologías tarifarias de la CRA.

El estudio aborda el problema desde la gestión pública aplicada, superando el diagnóstico puramente teórico. Su aporte fundamental consiste en formular una Hoja de Ruta de articulación entre la CRA y la CREG que introduzca esquemas de gradualidad técnica según caudales de tratamiento, mecanismos de "ahorro compartido" y reglas claras para la financiación de infraestructura. Con ello, no solo se busca destrabar la sostenibilidad financiera en el sector de alcantarillado, sino ofrecer un modelo de convergencia regulatoria escalable a otros servicios públicos, como la valorización energética de residuos sólidos en el servicio de aseo.

El carácter innovador de esta investigación radica en que trasciende la revisión tradicional del marco normativo del biogás para formular un esquema de gobernanza pública. La propuesta no sugiere la creación de leyes que saturen el sistema jurídico, sino el diseño de un mecanismo de

coordinación que alinea las competencias de la CRA y la CREG, resolviendo una falla para transformar un pasivo ambiental en un activo de la transición energética.

# Marco de referencia

## Antecedentes y estado del arte

El aprovechamiento energético del biogás y su transformación en biometano dentro del tratamiento de aguas residuales lideran la agenda global de descarbonización. A nivel internacional, la literatura técnica demuestra que las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) operadas con digestión anaerobia poseen el potencial de cubrir entre el 40% y el 100% de sus requerimientos de energía eléctrica mediante procesos de autogeneración (Universidad Central de Venezuela [UCV], 2016). No obstante, cuando el objetivo escala de la autoproducción térmica o eléctrica local hacia la purificación de biometano para inyección a redes de gas natural o uso vehicular, la evidencia señala que el alto costo de capital (CAPEX) de los equipos de enriquecimiento (*upgrading*) y acondicionamiento constituye el principal cuello de botella para proyectos de pequeña y mediana escala (Dialnet, 2018).

En el contexto latinoamericano, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2025) subraya que la valorización del metano en infraestructuras sanitarias tropieza de forma sistemática con barreras de sostenibilidad financiera y asimetrías de política pública. Los estudios en la región confirman que, mientras los Ministerios de Energía incentivan la penetración de gases renovables, los marcos de regulación tarifaria del agua operan bajo esquemas de contención de costos que no reconocen el riesgo tecnológico ni facilitan el financiamiento de estas soluciones (CEPAL, 2025).

A escala nacional, investigaciones en Colombia coinciden en que las PTAR urbanas son nodos estratégicos para la descentralización energética (UMNG, 2019; UNAD, 2019). Sin embargo, la brecha crítica no reside en la disponibilidad técnica del sustrato orgánico, sino en la ausencia de instrumentos de convergencia entre la regulación de energía y la de saneamiento básico. Diagnósticos recientes confirman que el aprovechamiento del biogás en el país continúa siendo embrionario, debido a marcos regulatorios que evalúan el desempeño de los prestadores bajo métricas exclusivamente sanitarias y de costos de corto plazo (CEPAL & CRA, 2025).

En el ámbito latinoamericano, la literatura reciente ha problematizado la gobernanza de los servicios públicos, señalando que la transición hacia modelos sostenibles no se detiene por la falta de agencias reguladoras, sino por la rigidez de sus diseños normativos. Autores como Dussauge-Laguna et al. (2024) argumentan que en las economías en desarrollo la frontera entre eficiencia económica y desarrollo sostenible se difumina, haciendo que la habilitación de nuevos energéticos sea en sí misma un objetivo regulatorio primario. Sin embargo, la evidencia comparada en 17 países de la región demuestra que la difusión de agencias no ha resuelto la fragmentación intersectorial, generando fallas de coordinación entre la regulación ambiental, la energética y la de saneamiento básico (González & Gómez Álvarez, 2021). Este aislamiento institucional refuerza la dependencia de las empresas prestadoras de marcos tarifarios concebidos bajo modelos tradicionales de contención de costos, limitando la adopción de tecnologías de economía circular (CEPAL & CRA, 2025; Gerlach & Franceys, 2010).

## Marco teórico y conceptual

El análisis de las barreras e incentivos para el aprovechamiento de biogás y biometano en las PTAR se fundamenta en tres ejes teóricos complementarios:

Por una parte, la teoría de la economía circular plantea el tránsito de un modelo lineal de extracción, consumo y disposición hacia esquemas restaurativos orientados a preservar el valor económico de los recursos (CEPAL, 2025). En el sector de saneamiento básico, este paradigma transforma conceptualmente a la PTAR: deja de concebirse como un centro pasivo de costo y remoción de carga contaminante para reconfigurarse como una biorrefinería urbana (CEPAL & CRA, 2025). Bajo este enfoque, el biogás y los lodos residuales dejan de tratarse como pasivos ambientales o subproductos peligrosos y pasan a ser insumos de valor agregado capaces de aportar a la matriz energética mediante autogeneración o producción de biometano (UPME, 2026).

Por otro lado, la teoría económica de la regulación en servicios públicos domiciliarios busca corregir las fallas de mercado derivadas de monopolios naturales, protegiendo al usuario mediante

tarifas de costo eficiente. Sin embargo, la teoría de incentivos advierte que la regulación tradicional por techo de precios o costo del servicio puede generar un desincentivo perverso hacia la innovación ambiental cuando los costos y riesgos de capital son asumidos totalmente por el prestador sin una retribución tarifaria asociada (Dialnet, 2018).

Cuando las reglas regulatorias exigen el traslado inmediato e integral de las eficiencias energéticas a la tarifa del usuario, o cuando restringen la inclusión de activos no convencionales como las plantas de *upgrading*, el regulado pierde el estímulo económico para invertir en tecnologías de valorización de residuos (CEPAL & CRA, 2025). Para superar esta rigidez, la literatura sugiere la incorporación de mecanismos de *"ahorro compartido"* y la habilitación de esquemas de remuneración que reconozcan los costos de inversión en economía circular.

Y, finalmente, la teoría de la gobernanza pública analiza cómo la fragmentación del aparato estatal genera fallas de coordinación cuando dos o más agencias regulan facetas del mismo recurso desde competencias sectoriales aisladas (UNAD, 2019). Esta fragmentación por silos se observa cuando el sector energético promueve metas de descarbonización e inyección de gases renovables mediante instrumentos de mercado, mientras el sector de agua y saneamiento básico aplica criterios estrictos de contención tarifaria y control de vertimientos (CEPAL & CRA, 2025). La falta de un espacio de convergencia interinstitucional crea vacíos normativos e incompatibilidades operativas que paralizan la implementación de proyectos en el territorio.

## Marco normativo e institucional

El marco legal e institucional colombiano sobre biogás y biometano se estructura en tres niveles jerárquicos, así:

### Política macro de transición energética y cambio climático

La Ley 1715 de 2014, declaró de interés nacional la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) e introdujo incentivos tributarios y arancelarios para proyectos de aprovechamiento biomásico (Congreso de la República, 2014). Complementariamente, la Ley 2169 de 2021, que establece metas de carbono neutralidad, ordena expresamente al sector saneamiento promover la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) mediante la gestión del biogás (quema y/o aprovechamiento) en PTAR con tecnología anaeróbica. En concordancia, el Plan Energético Nacional (PEN 2024-2054) y el Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE 2026) posicionan al biogás y al biometano como energéticos estratégicos para la descarbonización y descentralización del sistema energético (UPME, 2024, 2026).

### Regulación del sector energético (CREG)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 240 de 2016, reglamentó las condiciones para la prestación del servicio de gas combustible con biogás y biometano (CREG, 2016). Este marco define especificaciones técnicas estrictas sobre la calidad del gas (índice de Wobbe, límites de humedad, siloxanos y contaminantes), mecanismos de inyección al Sistema Nacional de Transporte (SNT) o redes de distribución, y sistemas de medición y monitoreo en línea. No obstante, estas exigencias fueron diseñadas con la lógica operativa del mercado de hidrocarburos, generando barreras de entrada técnicas y financieras para las escalas de producción de la mayoría de PTAR municipales.

### Regulación de agua potable y saneamiento básico (CRA)

La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) determina los costos de referencia para el servicio de alcantarillado a través de la Resolución CRA 1032 de 2026,

aplicable a prestadores de más de 5.000 suscriptores y la Resolución CRA 1038 de 2026, para esquemas menores de hasta 5.000 suscriptores.

Ambas metodologías estructuran los costos eficientes en Costo Medio de Administración (CMA), Costo Medio de Operación (CMO) y Costo Medio de Inversión (CMI). Aunque estos marcos valoran las eficiencias de la Gestión Eficiente de Energía (GEE) y la autogeneración mediante FNCER para el consumo propio del sistema (a través de indicadores de gestión como IRD6 e IRD11)[1], imponen barreras determinantes para la comercialización de biometano:

- **Ausencia de tipificación de activos:** Ninguna de las dos metodologías contempla dentro del Plan de Obras e Inversiones Regulado (POIR) o en los costos operativos el reconocimiento tarifario de activos de purificación (*upgrading*), compresión o interconexión a redes de gas.

- **Mecanismo de descuento por ingresos externos:** El artículo 2.1.2.1.3.4.4 (parágrafos 4 y 5) de la Resolución CRA 1032 de 2026, establece de forma explícita que si una empresa implementa sistemas de aprovechamiento energético y por ello obtiene un ingreso asociado diferente a la tarifa pagada por sus usuarios finales (como la venta de biometano o energía eléctrica a terceros), se debe aislar y descontar de la tarifa de alcantarillado la proporción de costos asociada a esa actividad comercial.

**Problema**

Colombia ha asumido compromisos normativos de alto nivel para impulsar la transición energética y la economía circular en los servicios públicos, tal como se plasma en la Ley 1715 de 2014, la Ley 2169 de 2021 sobre carbono neutralidad, el Plan Energético Nacional (PEN 2024-2054) y el Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE 2026). Estos instrumentos establecen con claridad que la biomasa residual y el biogás son energéticos estratégicos para diversificar la matriz y

[1] Los indicadores IRD6 e IRD11 forman parte de la batería de indicadores de buenas prácticas y desempeño definidos por la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) en sus metodologías tarifarias de acueducto y alcantarillado (Resolución CRA 1032 de 2026).

descarbonizar el territorio. Dentro de este esquema, las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) están llamadas a transformarse en biorrefinerías urbanas capaces de valorizar sus lodos y el metano generado en los procesos de digestión anaeróbica (CEPAL & CRA, 2025).

A pesar de esta orientación estratégica, en la práctica existe una brecha estructural entre los objetivos macro de política y la gestión de las Empresas de Servicios Públicos (ESP) de alcantarillado. Las PTAR continúan siendo gestionadas bajo un enfoque puramente sanitario, concebidas como centros pasivos de costo y remoción de contaminantes en lugar de nodos generadores de valor económico y ambiental. Esta parálisis no responde a una falta de interés técnico de las empresas operadoras, sino a un entorno institucional que desincentiva y bloquea la inversión en proyectos de aprovechamiento energético.

El origen del problema es un marco regulatorio fragmentado en silos sectoriales, donde cada comisión de regulación emite señales divergentes sin un espacio de coordinación interinstitucional. Por un lado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 240 de 2016, fijó exigencias de adecuación técnica, monitoreo en línea e interconexión diseñadas para la escala de grandes agentes de hidrocarburos, resultando inviables para las dimensiones y capacidades de las PTAR municipales.

Por otro lado, la regulación de la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) genera un cerrojo económico que frena el escalamiento de estos proyectos. Aunque instrumentos como el indicador IRD11 de las Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026 promueven la eficiencia energética y el uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), la norma limita su alcance exclusivamente al autoconsumo para reducir el costo eléctrico interno de la planta.

Esta concepción traza una frontera regulatoria al no tipificar activos de economía circular (como equipos de *upgrading*, compresión o transporte de gas) dentro del Plan de Obras e Inversiones Regulado (POIR), dejando a las empresas de alcantarillado sin vía de financiación tarifaria para la infraestructura de valorización. Más crítico aún es el *"efecto castigo"* incorporado

en las reglas de costos comparables de la Resolución CRA 1032 de 2026 (artículo 2.1.2.1.3.4.4, parágrafos 4 y 5): si un prestador supera las barreras de capital e inyecta biogás o biometano al mercado, la metodología tarifaria obliga a aislar los costos y descontarlos de la tarifa cobrada al usuario de alcantarillado.

Así, la regulación confina al operador a un dilema operativo: la CREG le exige elevadas inversiones para acondicionar el biogás a biometano, mientras la CRA le prohíbe financiar esa infraestructura a través de la tarifa de alcantarillado y penaliza financieramente su eventual éxito comercial en el mercado energético.

Frente a esta parálisis, la investigación plantea la siguiente pregunta: ¿Cómo articular regulatoria e institucionalmente a la CRA y a la CREG para eliminar las barreras técnicas, financieras y tarifarias que impiden el aprovechamiento del biogás y biometano en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en Colombia, bajo un enfoque de economía circular y sostenibilidad para el servicio público de alcantarillado?

## Métodos y metodología

### Enfoque y diseño de la investigación

El estudio aplica un enfoque mixto con alcance descriptivo y propositivo, bajo un diseño no experimental de corte transversal, es decir, se observa la realidad tal como se presenta en un momento determinado, sin alterar las variables ni hacer un seguimiento a lo largo del tiempo.

El componente cuantitativo diagnostica la realidad técnica, operativa y financiera de las plantas a través de datos primarios obtenidos en campo. Esta dimensión permite cuantificar el volumen de biogás generado, la infraestructura existente, las razones del no aprovechamiento y el nivel de prioridad asignado por los operadores a las distintas herramientas de política pública. Por su parte, el componente cualitativo e institucional aplica el análisis documental sobre las metodologías tarifarias y normas técnicas vigentes *(Resolución CREG 240 de 2016 y Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026).*

La investigación va más allá del diagnóstico y estructura una Hoja de Ruta de convergencia regulatoria entre la CRA y la CREG. El estudio conecta la realidad operativa municipal con las exigencias del mercado energético, formulando incentivos y gradualidades aplicables a las empresas prestadoras de alcantarillado.

La investigación trasciende del diagnóstico mediante una triangulación propositiva de complementariedad. Los hallazgos cuantitativos sobre las prioridades de los operadores en campo se contrastaron analíticamente con las barreras normativas identificadas cualitativamente. Esta confluencia sirvió como criterio estructurante para diseñar la hoja de ruta de convergencia regulatoria CRA–CREG, estableciendo una trazabilidad directa: la desarticulación institucional originó el Eje 1 (MCRB); la penalización por ingresos comerciales motivó el Eje 2 (esquema de ahorro compartido en la CRA); la rigidez técnica para la inyección justificó el Eje 3 (gradualidad en la CREG); y la principal restricción de capital señalada por los operadores (CAPEX) estructuró el Eje 4 (Fondo Revolvente Bioenergético).

## Población, muestra y contexto de estudio

La población objetivo comprende a las Empresas de Servicios Públicos (ESP), operadores del servicio público domiciliario de alcantarillado que tienen a su cargo la operación de PTAR en el territorio colombiano.

Se consolidó una muestra no probabilística por conveniencia de 129 prestadores operadores de PTAR, con cobertura en 24 departamentos del país: Antioquia (32), Cundinamarca (15), Boyacá (14), Santander (12), Tolima (8), Nariño (6), Norte de Santander (6), Caquetá (5), Cauca (5), Meta (5), Bolívar (3), Huila (3), Casanare (2), Arauca (2), Valle del Cauca (2), Vaupés (1), Guaviare (1), Quindío (1), Putumayo (1), Chocó (1), Magdalena (1), Sucre (1), Guainía (1) y Córdoba (1).

La diversidad de la muestra otorga representatividad territorial y operativa. Permite evaluar el impacto de la regulación tanto en pequeños municipios que operan sistemas de tratamiento basados en lagunas o reactores de menor escala, como en grandes empresas consolidadas que manejan sistemas avanzados de digestión anaeróbica.

## Fuentes e instrumentos de recolección de información

El estudio combina fuentes de información primarias y secundarias:

### Fuentes primarias

Se diseñó e implementó un cuestionario estructurado en formato digital, dirigido al correo oficial de la empresa prestadora del servicio público de alcantarillado. El instrumento consta de 26 variables organizadas en cuatro bloques temáticos:

- **Caracterización operativa:** Identificación del prestador, departamento, municipio, caudal medio tratado (L/s) y número de suscriptores atendidos.

- **Diagnóstico del biogás:** Existencia de sistemas de captación, estado operativo y uso del recurso (autogeneración térmica/eléctrica, venta a terceros o quema en antorcha).

- **Evaluación de la norma energética y barreras:** Grado de análisis y aplicación de la Resolución CREG 240 de 2016, identificando barreras técnicas, tarifarias, financieras y administrativas para la purificación *(upgrading)* e inyección de biometano.

- **Priorización de instrumentos de política pública:** Medición en escala Likert de 1 a 5 (donde 1 es «nada prioritario» y 5 es «esencial») del nivel de importancia asignado a cuatro medidas:

    - **Mecanismo A:** Incentivo tarifario explícito en la metodología de la CRA.
    - **Mecanismo B:** Gradualidad y flexibilización en las exigencias de calidad de gas por la CREG.
    - **Mecanismo C:** Líneas de crédito blando con periodos de gracia (Fondos Revolventes).
    - **Mecanismo D:** Simplificación de trámites de interconexión con redes de energía o gas.

**Fuentes Secundarias**

El análisis normativo e institucional se sustentó en la revisión sistemática de los marcos legales y regulatorios vigentes:

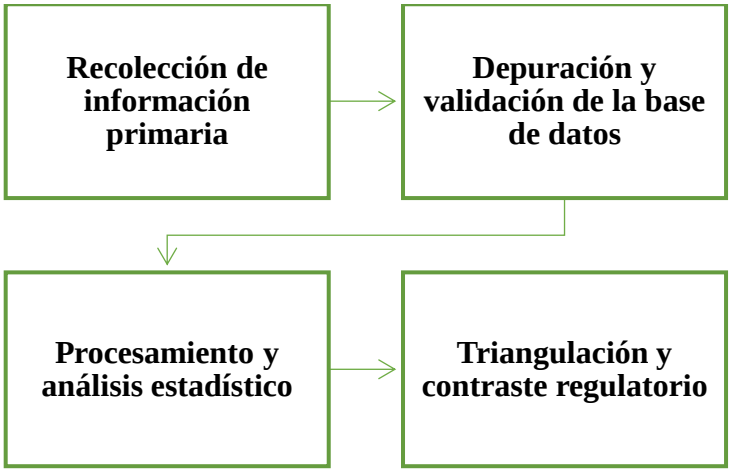
- **Sector energético:** Ley 1715 de 2014, Resolución CREG 240 de 2016, Circular CREG 283 de 2026, Plan Energético Nacional (PEN 2024-2054) y Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE 2026).

- **Sector de agua potable y saneamiento básico:** Ley 2169 de 2021, Resolución CRA 1032 de 2026 (marco tarifario para grandes prestadores mayor a 5.000 suscriptores), Resolución CRA 1038 de 2026 (marco para esquemas de hasta 5.000 suscriptores) y los indicadores de buenas prácticas IRD6 e IRD11.

## Procedimiento y depuración de datos

El tratamiento de la información comprendió cuatro fases:

*Figura 1 Procedimiento y depuración de datos*




*Fuente: Elaboración propia*

### Fase 1: Recolección de información primaria

El cuestionario digital se distribuyó vía correo electrónico institucional y canales directos a los responsables técnicos y directivos de los servicios de alcantarillado en el país. La convocatoria abierta permitió consolidar 129 registros con cobertura nacional.

### Fase 2: Depuración y validación de la base de datos

Los datos brutos se exportaron a hojas de cálculo para su verificación y estandarización:

- Normalización de nombres de municipios y departamentos para corregir divergencias ortográficas y estandarizar la división política.
- Verificación de lógica condicional en las preguntas filtro, asegurando que los prestadores sin captación de biogás no generaran sesgos en las secciones de uso del gas.
- Validación de completitud en la batería Likert y selección de barreras, conformando la matriz definitiva de 129 registros válidos.

**Fase 3: Procesamiento y análisis estadístico**

Se aplicó estadística descriptiva calculando frecuencias absolutas y porcentajes para variables categóricas (infraestructura, destino del biogás y evaluación de la CREG 240). Para la priorización de incentivos (escala Likert), se determinaron promedios aritméticos y porcentajes de concentración en puntuaciones de alta prioridad (valores 4 y 5). Las barreras técnicas y regulatorias se analizaron mediante conteo de menciones y porcentajes de ocurrencia.

**Fase 4: Triangulación y contraste regulatorio**

Con la información cuantitativa organizada, se realizó el cruce entre los resultados del diagnóstico empírico y el marco regulatorio vigente (Resolución CREG 240 de 2016 y las Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026). Este contraste precisó la brecha entre las exigencias técnicas de la CREG para inyectar biometano y las reglas de reconocimiento de costos de la CRA, las cuales restringen la inclusión de inversiones y gastos (CMA, CMO y CMI) a la prestación directa del servicio de alcantarillado, careciendo de señales para el financiamiento de infraestructura de *upgrading* o comercialización externa del energético.

## Resultados

Esta sección presenta los datos empíricos obtenidos en la encuesta a 129 Empresas de Servicios Públicos (ESP) que operan Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en Colombia. Los datos se presentan estructurados en cinco dimensiones observacionales: caracterización territorial, diagnóstico de la infraestructura de biogás, nivel de evaluación del marco energético (Resolución CREG 240 de 2016), perfil de barreras técnicas/regulatorias y priorización de instrumentos de política pública.

### Caracterización de la muestra y representatividad territorial

La muestra administrada alcanzó representatividad en 24 departamentos del territorio nacional, abarcando la heterogeneidad de esquemas institucionales y escalas operativas de las ESP (desde sistemas basados en lagunas de estabilización hasta PTAR avanzadas de digestión anaeróbica).

*Tabla 1 Representatividad territorial*

| **Departamento** | **Frecuencia Absoluta** | **Porcentaje (%)** |
|---|---|---|
| Antioquia | 32 | 24,8% |
| Cundinamarca | 15 | 11,6% |
| Boyacá | 14 | 10,9% |
| Santander | 12 | 9,3% |
| Tolima | 8 | 6,2% |
| Nariño | 6 | 4,7% |
| Norte de Santander | 6 | 4,7% |
| Caquetá | 5 | 3,9% |
| Cauca | 5 | 3,9% |
| Meta | 5 | 3,9% |
| Bolívar | 3 | 2,3% |
| Huila | 3 | 2,3% |
| Casanare | 2 | 1,6% |
| Arauca | 2 | 1,6% |
| Valle del Cauca | 2 | 1,6% |
| Otros 9 departamentos (Vaupés, Guaviare, Quindío, Putumayo, Chocó, Magdalena, Sucre, Guainía, Córdoba) | 9 (1 c/u) | 7,0% |

| Departamento | Frecuencia Absoluta | Porcentaje (%) |
|---|---|---|
| **Total** | **129** | **100,0%** |

*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la encuesta aplicada*

**Diagnóstico de la infraestructura y uso del biogás**

El levantamiento de información en las PTAR operadas por las 129 ESP revela una baja penetración de tecnologías de captura y disposición segura de biogás en el país.

**Presencia y estado operativo de la infraestructura**

El 85,3% de las ESP encuestadas (110 PTAR) manifiesta no contar con ningún sistema de captación, quema o aprovechamiento de biogás. Únicamente el 14,7% (19 PTAR) dispone de infraestructura dedicada al manejo del Biogás. Dentro de este grupo de 19 plantas:

- 16 sistemas se encuentran en operación efectiva (84,2%).
- 3 sistemas se reportan fuera de servicio por deterioro o fallas de mantenimiento (15,8%).

**Destino principal del biogás capturado**

En el conjunto de 19 plantas que capturan biogás, la disposición del recurso muestra un patrón homogéneo de no aprovechamiento energético:

- 17 PTAR (89,5%) realizan quema controlada en antorcha de forma continua como mecanismo exclusivo de disposición técnica y ambiental.
- 2 PTAR (10,5%) reportan ausencia de aprovechamiento debido a problemas de dilución de vertimientos en la cabecera municipal o baja producción en digestores.

**Proyección de implementación a mediano plazo (1 a 3 años)**

Al indagar sobre la intención de instalar o expandir la infraestructura de biogás en el corto/mediano plazo dentro del total de la muestra ($N = 129$):

- 97 ESP (75,2%) indican no tener proyectada ninguna inversión en captación o aprovechamiento.
- 13 ESP (10,1%) proyectan implementar medidas en los próximos 1 a 3 años.
- 19 ESP (14,7%) no responden o señalan no aplicar por ausencia de PTAR construida.

**Razones declaradas para la ausencia de aprovechamiento**

Entre las ESP que no valorizan el recurso, las explicaciones operativas más recurrentes corresponden a la baja escala o caudal del sistema, el uso de tecnologías aerobias (lodos activados o lagunas facultativas sin digestión anaeróbica de lodos), la inviabilidad financiera/falta de capital y la ausencia de personal técnico capacitado para la gestión de gas de procesos.

**Nivel de adopción y evaluación de la Resolución CREG 240 de 2016**

El grado de aplicabilidad de la normativa expedida por el regulador energético para la comercialización e inyección de biometano a las redes de gas combustible evidencia una desconexión estructural en las ESP operadoras de PTAR:

- **Adopción comercial / Inyección a red:** 0,0% (0 de 129 PTAR inyectan o comercializan biometano bajo el esquema de la Resolución CREG 240 de 2016).

- **Evaluación de factibilidad técnica/financiera:**
    - 118 ESP (91,5%) afirman que no han evaluado la viabilidad de la norma energética.
    - 6 ESP (4,7%) evaluaron la Resolución CREG 240 de 2016, pero la descartaron por inviabilidad técnica o económica.

- 5 registros (3,8%) corresponden a casillas sin respuesta o no aplicables.

**Perfil de barreras técnicas, económicas y tarifarias**

La indagación sobre los obstáculos específicos para la transformación del biogás en biometano comercializable permitió sistematizar las principales restricciones percibidas por los responsables técnicos y directivos de las ESP operadoras de PTAR ($N = 129$):

*Tabla 2 Barreras técnicas, económicas y tarifarias*

| Barrera Regulatoria o Técnica Identificada | Menciones | Porcentaje (N=129) |
|---|---|---|
| Costo elevado de la infraestructura de purificación (*upgrading*) frente a la escala de producción. | 69 | 53,5% |
| Exigencia de equipos de medición y monitoreo en línea de alta complejidad (analizadores de humedad, azufre, siloxanos) | 45 | 34,9% |
| Complejidad en trámites regulatorios, licencias y permisos ante agencias | 36 | 27,9% |
| Distancia o costos de interconexión hasta el gasoducto del SNT o red de distribución | 35 | 27,1% |
| Dificultad para cumplir los requisitos de calidad de gas de la CREG en escalas medianas o pequeñas | 32 | 24,8% |
| Incertidumbre sobre el reconocimiento de inversiones en el marco tarifario de la CRA | 26 | 20,2% |

*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la encuesta aplicada*

En síntesis, la primera etapa de intervención regulatoria debe concentrarse estratégicamente en remover dos obstáculos prioritarios habilitantes: la incertidumbre sobre el retorno tarifario en la CRA y el elevado costo de capital asociado al equipamiento de purificación. Resolver este aspecto financiero inicial es el prerrequisito indispensable para que las ESP adquieran la viabilidad necesaria antes de someterse a las exigencias técnicas de la CREG.

### Priorización de instrumentos de política pública

Las ESP operadoras de PTAR evaluaron cuatro propuestas de intervención regulatoria y financiera utilizando una escala Likert de 1 a 5, donde 1 representa "nada prioritario" y 5 equivale a "esencial".

*Tabla 3 Propuestas de intervención regulatoria*

| Propuesta de Intervención / Mecanismo | Promedio (1-5) | Desviación Estándar | Prioridad Alta (Puntaje 4 o 5) | Porcentaje de Prioridad Alta |
|---|---|---|---|---|
| **Mecanismo A:** Incentivo tarifario explícito en la metodología de la CRA para el servicio de alcantarillado | **3,83** | 1,35 | 84 / 129 | **65,1%** |
| **Mecanismo C:** Líneas de crédito blando con periodos de gracia ajustados al proyecto (Fondos Revolventes) | **3,70** | 1,42 | 83 / 129 | **64,3%** |
| **Mecanismo D:** Simplificación de trámites de interconexión con operadores de red (Energía / Gas) | **3,68** | 1,44 | 84 / 129 | **65,1%** |
| **Mecanismo B:** Flexibilización y gradualidad en las exigencias de calidad de gas de la CREG | **3,60** | 1,34 | 75 / 129 | **58,1%** |

*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la encuesta aplicada*

## Discusión

El análisis de los hallazgos empíricos exige trascender la descripción cuantitativa para interpretar las causas profundas que explican la inoperancia del mercado de biometano en las PTAR operadas por las ESP en Colombia. Este capítulo aplica una triangulación cuali-cuantitativa, confrontando la evidencia de campo ($N = 129$) con las restricciones de la regulación de saneamiento básico (Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026), las exigencias del sector energético (Resolución CREG 240 de 2016) y los fundamentos teóricos de la regulación de incentivos y la gobernanza por silos.

### Análisis de la fricción técnica-económica

El diagnóstico empírico establece que el 53,5% de las ESP operadoras de PTAR señala el elevado costo del equipamiento de purificación (*upgrading*) como el principal obstáculo técnico y financiero para valorizar el biogás, mientras un 20,2% expresa incertidumbre directa sobre la forma en que la CRA reconocerá estas inversiones en la tarifa.

Esta percepción de los operadores refleja con precisión la rigidez del diseño contable y tarifario de la regulación de saneamiento básico. Las metodologías tarifarias vigentes contenidas en la Resolución CRA 1032 de 2026 para grandes prestadores y la Resolución CRA 1038 de 2026 para esquemas menores, estructuran el Costo Medio de Inversión (CMI), el Costo Medio de Operación (CMO) y el Costo Medio de Administración (CMA) delimitándolos estrictamente a las actividades necesarias para la recolección, transporte, tratamiento y disposición final de las aguas residuales domésticas.

Al evaluar la incorporación de tecnologías de refinación de gas, la regulación de la CRA genera una barrera tarifaria estructural:

- **Ausencia de tipificación en el POIR:** En la taxonomía del Plan de Obras e Inversiones Regulado (POIR), no existen rubros ni activos elegibles para financiar módulos de

separación por membranas, sistemas de adsorción por cambio de presión (*PSA*), lavadores de aminas, ni equipos de compresión y secado de biometano. La CRA no considera estas tecnologías para garantizar los estándares de vertimiento del recurso hídrico.

- **Incompatibilidad de la tasa de retorno:** Los costos de capital (*CAPEX*) de una planta de *upgrading* no pueden ser trasladados a la tarifa cobrada al usuario del servicio de alcantarillado, obligando a la ESP a buscar fuentes de financiamiento corporativo o de crédito comercial cuyos riesgos no son compensados por la fórmula tarifaria.

De este modo, la ESP operadora se encuentra ante un dilema de gestión pública, puesto que, para cumplir con los estándares de calidad que la CREG exige para inyectar biometano a las redes de gas combustible, debe realizar inversiones intensivas en capital que la metodología de la CRA le prohíbe incluir en su estructura de costos tarifarios.

**Análisis de la fricción de atribución y mercados**

El hecho de que el 89,5% de las plantas que capturan biogás opten por quemarlo continuamente en antorchas sin aprovechar su energía no es fruto del azar ni de la negligencia operativa; representa, más bien, una respuesta económica perfectamente racional frente a los incentivos que impone el esquema regulatorio actual.

Desde la perspectiva de la teoría de incentivos regulatorios, la quema del metano en antorcha representa para la ESP la alternativa de menor riesgo y costo marginal toda vez que, permite cumplir las exigencias del Plan de Manejo Ambiental ante la autoridad ambiental, evitando sanciones o multas por olores ofensivos y emisiones no controladas y evita asumir pasivos financieros o compromisos de inversión no reconocidos en el marco tarifario de saneamiento básico.

Por el contrario, la decisión de purificar el biogás y comercializar biometano activa una penalización económica explícita. El artículo 2.1.2.1.3.4.4 (parágrafos 4 y 5) de la Resolución

CRA 1032 de 2026 dispone que, al percibir ingresos externos, la ESP debe aislar y descontar de la tarifa de alcantarillado la proporción de costos comparables asociada a esa actividad comercial.

Este "efecto castigo" sobre la innovación encuentra explicación directa en las restricciones de la regulación por incentivos descrita por Guerrero et al. (2015) y Gutiérrez (2003). La obligación de descontar ingresos comerciales opera, en la práctica, como una expropiación de las eficiencias generadas. Como advierten Montoya y Trillas (2009), la efectividad de una norma no se garantiza por su expedición formal como la Resolución CREG 240 de 2016, sino por las condiciones que permitan amortizar el riesgo de capital. La adopción nula de la norma energética (0,0%) confirma que la incertidumbre tarifaria creada por la CRA anula el incentivo de mercado proyectado por el sector energético.

Esta disposición normativa desencadena un *"efecto castigo"* sobre las iniciativas de economía circular:

- La ESP asume la totalidad del riesgo financiero, tecnológico y comercial derivado del montaje y operación de la planta de *upgrading*.

- Si la venta de biometano genera ingresos, el regulador tarifario reabsorbe el beneficio económico capturado mediante la reducción del costo operativo reconocido en la tarifa del usuario final.

- Al carecer de un esquema de *"ahorro compartido"* o de un margen de retención temporal de utilidades para la innovación ambiental, la tasa de rendimiento esperada por la ESP se reduce, anulando el incentivo empresarial para la valorización del residuo.

**Análisis de la fricción de políticas públicas**

La adopción de la Resolución CREG 240 de 2016 (0,0%) y el hecho de que el 91,5% de las ESP jamás la haya evaluado en sus planes de factibilidad confirman la inoperancia de las políticas públicas diseñadas bajo esquemas de *"silos sectoriales"*.

La CREG construyó la Resolución 240 de 2016, trasladando la lógica regulatoria y operativa del mercado de gas natural convencional. Al exigir cromatografía en línea de alta frecuencia, medición fiscal de precisión, especificaciones estrictas de índice de Wobbe, control riguroso de siloxanos y trazabilidad contractual de transporte, el regulador energético asumió un modelo de agente productor propio de la industria de hidrocarburos, caracterizado por economías de escala y elevados volúmenes de inyección.

Los datos de campo contradicen este supuesto de partida. El 85,3% de las PTAR evaluadas no cuenta con sistemas de captura de biogás, y la mayoría de las plantas existentes opera a escalas municipales pequeñas o medianas, con caudales reducidos y esquemas de tratamiento primario o aerobio sin digestión de lodos.

Para estas dimensiones operativas, los costos fijos de los equipos de medición y monitoreo continuo en línea (señalados como barrera crítica por el 34,9% de la muestra) y las exigencias de distancia e interconexión física a las redes del Sistema Nacional de Transporte o distribución (27,1% de menciones) superan ampliamente la capacidad financiera de los proyectos, haciendo inviable la comercialización antes de iniciar la etapa de factibilidad.

Se confirma aquí una desarticulación interinstitucional: mientras el Ministerio de Minas y Energía y la CREG proyectan metas de incorporación de gases renovables en la matriz energética (PEN 2024-2054 y PIBE 2026), la regulación se expide de forma aislada, sin articular con el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio ni con la CRA la creación de las capacidades técnicas y tarifarias en las PTAR del país.

## La alternativa del autoconsumo interno

El análisis de triangulación demuestra que la discusión regulatoria no debe limitarse a la dicotomía entre la quema en antorcha y la inyección a redes de gasoductos bajo la regla CREG 240. El biogás producido en las PTAR posee un potencial de valorización inmediata dentro de la misma infraestructura de tratamiento a través del autoconsumo térmico o eléctrico.

El autoconsumo constituye la primera etapa de economía circular en el saneamiento básico y presenta ventajas operativas y financieras frente a la comercialización externa:

- Menor complejidad técnica y requerimiento de capital (*CAPEX*) ya que, no exige la instalación de unidades avanzadas de *upgrading* para remoción de $CO_2$ ni sistemas de medición fiscal de alta precisión exigidos por la CREG. Únicamente requiere tecnologías de acondicionamiento básico (desulfuración de $H_2S$ y remoción de humedad) para alimentar motores de cogeneración o calderas.

- Impacto directo en la eficiencia operativa toda vez que, la autogeneración de energía eléctrica o térmica sustituye la compra de energía a la red comercial, generando una reducción directa en el Costo Medio de Operación (CMO) del servicio público de alcantarillado.

Bajo esta perspectiva, la pertinencia operativa se divide de manera clara. El autoconsumo interno constituye la estrategia prioritaria y de implementación a corto plazo para las PTAR de pequeña y mediana escala (caudales inferiores a 500 L/s), al permitir abatir el Costo Medio de Operación (CMO) sin requerir costosos módulos de purificación. En contraste, el biometano para inyección a red debe evaluarse exclusivamente en plantas de gran escala o nodos regionales donde el volumen de producción asegure las economías de escala necesarias para amortizar la interconexión y la medición exigida por la CREG.

*Tabla 4 Diferenciación analítica de rutas de uso*

| **Parámetro de Comparación** | **Ruta 1: Autoconsumo Interno (Térmico / Eléctrico)** | **Ruta 2: Comercialización Externa (Biometano / Inyección CREG 240)** |
|---|---|---|
| **Exigencia técnica** | Acondicionamiento básico (remoción de $H_2O$ y $H_2S$) | *Upgrading* avanzado ($CH_4 \geq 95\%$) y medición fiscal en línea |
| **Marco regulatorio principal** | CRA (Resolución CRA 1032/1038 e indicador IRD11) | CREG (Res. 240/2016) y CRA (Art. 2.1.2.1.3.4.4) |
| **Impacto financiero** | Reducción del CMO por sustitución de compra de energía | Ingresos externos, pero enfrenta "efecto castigo" tarifario de la CRA |
| **Aplicabilidad recomendada** | PTAR de pequeña, mediana y gran escala | PTAR de gran escala o nodos regionales concentrados |

*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la encuesta aplicada*

Sin embargo, el análisis revela que la regulación vigente de la CRA también impone restricciones al desarrollo óptimo del autoconsumo. Si bien la Resolución CRA 1032 de 2026 introdujo el indicador de buenas prácticas IRD11 (Implementación de FNCER en Alcantarillado) para reconocer la autogeneración mediante fuentes renovables, su alcance es eminentemente reputacional y de actualización de costos operativos. No habilita una ventanilla de financiamiento explícita en el POIR para incorporar el *CAPEX* inicial de los equipos de cogeneración o secado de lodos.

Además, bajo el régimen de costos eficientes de la CRA, cualquier ahorro en la factura de energía eléctrica logrado mediante autogeneración debe trasladarse en un plazo breve a la tarifa final del usuario. Al no permitir a la ESP retener temporalmente una porción de esas eficiencias para amortizar la inversión en los equipos de cogeneración, se debilita el incentivo para emprender proyectos de autogeneración.

## Síntesis del consenso operativo y priorización de instrumentos para la hoja de ruta

La priorización de alternativas realizada por los responsables técnicos y directivos de las ESP operadoras ($N = 129$) entrega los insumos estratégicos para estructurar la propuesta de convergencia regulatoria:

*Tabla 5 Priorización de instrumentos*

| **PRIORIZACIÓN DE INSTRUMENTOS SEGÚN ESP OPERADORAS DE PTAR** | | |
|---|---|---|
| **Mecanismo** | **Promedio (1-5)** | **Porcentaje de Prioridad Alta** |
| A: Incentivo Tarifario CRA | 3.83 | 65,1% |
| C: Crédito Blando Revolvente | 3.70 | 64,3% |
| D: Trámites Simplificados | 3.68 | 65,1% |
| B: Flexibilidad CREG | 3.60 | 58,1% |

*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la encuesta aplicada*

El orden de preferencia expresado por el sector revela que los cuellos de botella prioritarios no son de carácter exclusivamente técnico ni se resuelven de forma única mediante la flexibilización de los parámetros de calidad del gas por la CREG (Mecanismo B: promedio 3,60 / 58,1% de prioridad alta).

La demanda principal de las ESP es de orden financiero y tarifario:

- Las empresas reclaman en primer lugar un incentivo tarifario explícito en la metodología de la CRA (Mecanismo A: promedio 3,83 / 65,1% de prioridad alta) que garantice certidumbre en el reconocimiento de inversiones y proteja las eficiencias generadas.
- En segundo lugar, identifican como indispensable el acceso a líneas de crédito blando con periodos de gracia ajustados a la vida útil del proyecto (Mecanismo C: promedio 3,70 / 64,3% de prioridad alta), orientadas a superar la barrera de capital inicial (*CAPEX*).

- La simplificación de trámites de interconexión con operadores de red (Mecanismo D: promedio 3,68 / 65,1% de prioridad alta) completa las demandas prioritarias del sector.

Este consenso operativo confirma que la Hoja de Ruta debe concebirse como un mecanismo de articulación dual en donde la CRA debe ajustar sus reglas de costos tarifarios e incentivos por eficiencias en autoconsumo y comercialización, mientras la CREG flexibiliza y escalona los requerimientos de calidad y medición en función del caudal y la escala operativa de cada PTAR en el territorio nacional.

**Limitaciones del estudio y alcance de las recomendaciones**

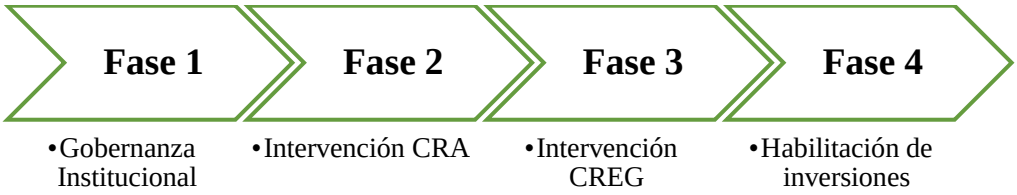
Si bien la presente investigación ofrece un diagnóstico empírico robusto a partir de la participación de 129 Empresas de Servicios Públicos (ESP) con cobertura en 24 departamentos, es preciso señalar algunas limitaciones metodológicas que condicionan el alcance de sus inferencias. En primer lugar, al haberse empleado una muestra no probabilística determinada por la tasa de respuesta institucional al cuestionario digital, los resultados cuantitativos no pueden generalizarse de manera estricta ni censal al 100% de las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) operadas en el territorio colombiano.

No obstante, esta limitación metodológica no invalida el valor propositivo del estudio. El propósito analítico de la muestra no era buscar una estimación paramétrica poblacional, sino identificar y explicar los mecanismos causales, las asimetrías regulatorias y las fricciones institucionales comunes que experimentan los operadores frente a las exigencias de la CRA y la CREG. Por consiguiente, las recomendaciones regulatorias formuladas en la Hoja de Ruta se conciben como un diseño institucional modular y adaptable, cuyo valor radica en establecer una ruta de convergencia replicable y orientada a resolver fallas de gobernanza en los diferentes esquemas operativos del saneamiento básico nacional.

## Propuesta de hoja de ruta para la articulación regulatoria (CRA–CREG)

La ejecución de la hoja de ruta obedece a una estricta secuencia de implementación. Como condición previa e indispensable, debe instalarse la gobernanza interinstitucional (Eje 1). Una vez mitigado el aislamiento institucional, la intervención primaria recae en la CRA (Eje 2) para eliminar el castigo tarifario y tipificar los activos, creando el blindaje económico. Con el marco de ingresos asegurado, la CREG (Eje 3) ajusta sus umbrales técnicos de entrada, habilitando finalmente a las empresas para apalancar sus inversiones mediante el Fondo Revolvente Bioenergético (Eje 4).

*Figura 2 Fases implementación hoja de ruta*




*Fuente: Elaboración propia*

### Justificación y objetivos de la hoja de ruta

La creación de la Mesa de Convergencia Regulatoria Bioenergética (MCRB) encuentra su justificación teórica en el patrón regional de gobernanza identificado por González y Gómez Álvarez (2021), quienes demuestran que el fortalecimiento de los mecanismos de coordinación entre agencias públicas incrementa la efectividad regulatoria sin afectar la autonomía de las comisiones. Lejos de representar un costo burocrático adicional, la MCRB responde al principio de *"discrecionalidad disciplinada"* (Dussauge-Laguna et al., 2024), alineando las competencias de la CRA y la CREG para evitar la duplicidad normativa y garantizar la viabilidad de los proyectos de bioenergía en el país.

Asimismo, la evidencia de la encuesta aplicada demuestra que el principal obstáculo para transformar las PTAR colombianas en biorrefinerías urbanas es la falta de convergencia entre las comisiones de regulación. La presente hoja de ruta formula un marco de gestión pública aplicada

que elimina la parálisis inducida por la gobernanza en silos, articulando las señales tarifarias del sector de saneamiento básico (CRA) con los estándares del sector energético (CREG) bajo un enfoque de gradualidad, flexibilidad e incentivos económicos.

El objetivo general de la hoja de ruta es establecer las condiciones institucionales, regulatorias y financieras que viabilicen la valorización del biogás y biometano en las PTAR, priorizando dos rutas de desarrollo: el autoconsumo energético interno (para la sustitución de costos operativos en PTAR de pequeña y mediana escala) y la comercialización e inyección a red (para la generación de ingresos en PTAR de gran escala o nodos regionales).

**Eje 1: Gobernanza e institucionalidad — Creación y funciones de la mesa de convergencia regulatoria bioenergética (MCRB)**

Para superar la segmentación del aparato estatal y garantizar la articulación permanente entre el sector de agua potable y el sector energético, se propone la institucionalización de la Mesa de Convergencia Regulatoria Bioenergética (MCRB).

La Mesa de Convergencia Regulatoria Bioenergética (MCRB) se concibe como una instancia técnica de articulación e integración normativa, de carácter no orgánico ni corporativo, orientada a armonizar las decisiones regulatorias, tarifarias y de supervisión en la interfaz entre el servicio público de alcantarillado (tratamiento de aguas residuales) y el servicio público de gas combustible (inyección de biometano).

Su operación se fundamenta en los artículos 6, 10 y 95 de la Ley 489 de 1998, los cuales obligan a las autoridades administrativas a coordinar sus actuaciones para el cumplimiento de los fines del Estado y facultan la celebración de convenios interadministrativos. No requiere trámite legislativo ni reforma institucional; su constitución se viabiliza mediante un Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional o una Circular Conjunta.

Asimismo, se establece que la MCRB esté integrada por los representantes de las siguientes entidades:

**Integrantes con voz y con voto:**

1. Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (MVCT)
2. Ministerio de Minas y Energía (MME)
3. Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA)
4. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
5. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)
6. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) / ANLA

**Integrantes invitados con voz y sin voto**

7. Gremios y Representantes de las ESP (ANDESCO, ACODAL, Naturgas)
8. Entidades Financieras de Fomento (Findeter, FENOGE, Bancóldex)

**Funciones principales de la MCRB**

**Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (MVCT)**

- **Competencia:** Rectoría de la política pública del sector de agua potable y saneamiento básico (Decreto 1077, 2015).

- **Funciones en la MCRB:**
    - Liderar la formulación de la política sectorial para la transformación gradual de las PTAR hacia el modelo de biorrefinerías urbanas.
    - Promover ante la CRA la expedición de lineamientos tarifarios que reconozcan las inversiones en economía circular dentro del servicio de alcantarillado.
    - Coordinar con las entidades territoriales y los Planes Departamentales de Agua (PDA) la estructuración de proyectos regionales de gestión de biogás.

La instalación de la MCRB sería impulsada y convocada formalmente por el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (MVCT) en su rol de rector sectorial. La primera decisión operativa de esta mesa podría estar supeditada en promover la expedición de un acto administrativo que promueva el descuento tarifario por ingresos externos (Art. 2.1.2.1.3.4.4, Resolución CRA 1032), enviando una señal inmediata de certidumbre a los operadores mientras se surten los ajustes regulatorios estructurales.

**Ministerio de Minas y Energía (MME)**

- **Competencia:** Rectoría de la política energética y de combustibles en Colombia (Decreto 1073, 2015).

- **Funciones en la MCRB:**
    - Articular los objetivos de producción de biometano en PTAR con las metas del Plan Energético Nacional (PEN 2024-2054) y del Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE 2026).
    - Orientar recursos no reembolsables del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) para cofinanciar estudios de factibilidad técnica y *CAPEX* en PTAR municipales.
    - Emitir señales de demanda en el mercado de gas combustible que incentiven a los comercializadores a priorizar la compra de biometano sintético local.

**Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA)**

- **Competencia:** Regulación económica y de costos de los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo (Decreto 2412, 2015).

- **Funciones en la MCRB:**

- Modificar el artículo 2.1.2.1.3.4.4 (parágrafos 4 y 5) de la Resolución CRA 1032 de 2026, estableciendo la excepción al descuento tarifario por ingresos derivados de la venta de biometano o energía a terceros.
- Reglamentar e incluir en la taxonomía del Plan de Obras e Inversiones Regulado (POIR) los activos de acondicionamiento básico, cogeneración y *upgrading* destinados al autoconsumo o a la economía circular en alcantarillado.
- Rediseñar el indicador **IRD11 (Implementación de FNCER en Alcantarillado)** para convertirlo en un incentivo tarifario eficiente de retención de ahorros operativos por sustitución de energía.

**Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

- **Competencia:** Regulación de los mercados de energía eléctrica y gas combustible (Ley 142, 1994).

- **Funciones en la MCRB:**
  - Modificar la Resolución CREG 240 de 2016, para adaptar las especificaciones de calidad del gas, monitoreo en línea e interconexión a las escalas reales de producción de las PTAR municipales.
  - Reglamentar un esquema de gradualidad técnica por categorías de caudal (PTAR pequeñas, medianas y grandes), sustituyendo el monitoreo cromatográfico continuo por muestreos periódicos para plantas de menor escala.
  - Definir los mecanismos de contratación del biometano, para eliminar barreras administrativas en la conexión con distribuidores de gas.

**Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)**

- **Competencia:** Planeación técnica e indicativa del sector minero-energético y gestión del conocimiento (Decreto 2121, 2023).

- **Funciones en la MCRB:**
    - Ejercer la Secretaría Técnica de la MCRB, convocando a sesiones ordinarias trimestrales y haciendo seguimiento a las metas regulatorias.
    - Diseñar y administrar el Registro Nacional de Proyectos Bioenergéticos en PTAR, evaluando el potencial de inyección de biometano en las proyecciones de oferta y demanda de gas.
    - Tramitar y avalar la exención de IVA y aranceles bajo la Ley 1715 de 2014 para equipos de purificación e infraestructura de gas importada por las ESP (Ley 1715, 2014).

**Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)**

- **Competencia:** Rectoría ambiental, licenciamiento y descarbonización bajo la Ley 2169 de 2021 (Decreto 3570, 2011; Decreto 1076, 2015).

- **Funciones en la MCRB:**
    - Expedir la *Guía Ambiental Simplificada para Proyectos de Valorización de Biogás y Biometano en PTAR*, reduciendo los tiempos de licenciamiento o modificación de Planes de Manejo Ambiental.
    - Reglamentar la metodología de contabilización de reducción de emisiones de metano para la emisión de Certificados de Reducción de Emisiones (bonos de carbono) a favor de las ESP.

**Gremios y representación de las ESP (ANDESCO, ACODAL, Naturgas)**

- **Competencia:** Agentes representativos de los servicios públicos y la industria del gas.

- **Funciones en la MCRB:**

- Aportar insumos técnicos de campo sobre los costos reales de capital (*CAPEX*) y operación (*OPEX*) de las tecnologías de *upgrading*.
- Participar en el diseño de los proyectos piloto regionales y difundir las mejores prácticas operativas entre las ESP del país.

**Eje 2: Adecuación y flexibilización regulatoria en el sector saneamiento (cra)**

**Excepción al descuento de ingresos y mecanismo de "ahorro compartido"**

- **Modificación Normativa:** Ajustar el artículo 2.1.2.1.3.4.4 de la Resolución CRA 1032 de 2026.
- **Regla Propuesta:** Otorgar un periodo de gracia de 8 a 10 años en el cual los ingresos obtenidos por la venta comercial de biometano no reduzcan el costo tarifario cobrado al usuario de alcantarillado. La ESP podrá retener el 70% de las utilidades comerciales para amortizar el equipo de *upgrading*, destinando el 30% restante a un Fondo de Innovación y a reducciones graduales en la tarifa final.

**Tipificación de activos en el POIR**

- **Inclusión en el CMI:** Crear la subcategoría de *"Activos de Economía Circular y Transición Energética"* dentro del Plan de Obras e Inversiones Regulado (POIR) de las Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026.
- **Elegibilidad:** Permitir la inclusión tarifaria del *CAPEX* en equipos de acondicionamiento básico (desulfuración, secado) y cogeneración cuando el destino del gas sea el autoconsumo térmico/eléctrico de la misma PTAR.

**Eje 3: Adecuación y gradualidad técnica en el sector energético (CREG)**

Establecer tres categorías de exigencia técnica en función del caudal medio tratado en la PTAR:

- **Categoría A (PTAR Pequeñas - Caudal < 100 L/s):** Fomento exclusivo del autoconsumo interno. Exención total de la Resolución CREG 240 de 2016. Regulación simplificada ante la CRA mediante el indicador IRD11.
- **Categoría B (PTAR Medianas - Caudal 100 L/s a 500 L/s):** Inyección local o uso vehicular regional. Medición de parámetros de calidad ($CH_4$, humedad, $H_2S$) mediante muestreos periódicos de laboratorio en lugar de analizadores en línea de alta frecuencia.
- **Categoría C (PTAR Grandes - Caudal > 500 L/s):** Cumplimiento de la Resolución CREG 240 de 2016 para inyección al Sistema Nacional de Transporte (SNT) o redes de distribución.

**Eje 4: Mecanismos financieros y de fomento (Fondo Revolvente Bioenergético)**

- **Línea de Crédito Blando:** Administrada por Findeter y Bancóldex, con tasas de interés compensadas por el FENOGE y la banca multilaterial (CEPAL, Banco Mundial).
- **Periodos de Gracia:** Condiciones financieras con plazos de gracia de 3 a 5 años, adaptados al ciclo de construcción y puesta en marcha de las plantas de *upgrading* o motores de cogeneración.

Finalmente, el valor público generado por esta articulación regulatoria podrá monitorearse a futuro mediante tres indicadores orientativos de política pública: 1) Tasa de aprovechamiento energético (evaluando la reducción del actual 89,5% de quema en antorcha); 2) Sustitución de costos operativos (porcentaje de reducción del CMO eléctrico en plantas por autogeneración); y 3) Nodos bioenergéticos habilitados (midiendo la transición del 0,0% de adopción actual hacia la puesta en marcha de los primeros pilotos regionales de inyección a red).

**Conclusiones**

La parálisis en el aprovechamiento energético del biogás y su transformación en biometano en las PTAR de Colombia responde a una falla de gobernanza por regulación en silos sectoriales. Existe una brecha estructural entre la política macro de transición energética (Ley 1715 de 2014,

Ley 2169 de 2021 y PIBE 2026) y los marcos tarifarios de saneamiento básico: mientras la CREG (Resolución CREG 240 de 2016) impone exigencias técnicas diseñadas para el mercado de hidrocarburos, la CRA (Resoluciones CRA 1032 y 1038 de 2026) limita el reconocimiento de costos al servicio directo de alcantarillado, omite activos de economía circular en el POIR y penaliza la comercialización a terceros mediante el descuento tarifario del artículo 2.1.2.1.3.4.4 (parágrafos 4 y 5).

El diagnóstico en 129 ESP operadoras confirma esta barrera: el 85,3% de las plantas carece de sistemas de biogás y el 89,5% de las que capturan el recurso lo quema en antorcha. La adopción de la norma energética es del 0,0%, siendo el costo del *upgrading* la principal restricción (53,5%). Por ello, las empresas priorizan contar con incentivos tarifarios explícitos en la CRA (promedio 3,83/5,0) y créditos blandos (3,70/5,0).

Asimismo, la evaluación de rutas determinó que el autoconsumo interno es la alternativa de entrada más viable para PTAR pequeñas y medianas al reducir el Costo Medio de Operación (CMO) sin la complejidad del *upgrading*, mientras que la inyección a red requiere certidumbre regulatoria en plantas de gran escala o nodos regionales.

En consecuencia, la Hoja de Ruta formulada constituye una propuesta de articulación institucional y regulatoria orientada a superar las barreras identificadas, cuya implementación y efectividad deberán ser evaluadas por las entidades competentes. Esto ofrece al sector un modelo viable, modular y escalable para transformar un costo operativo de alcantarillado en un activo de transición energética y sostenibilidad para Colombia.

## Referencias

Colombia. (1994, 11 de julio). *Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. *Diario Oficial* N.º 41.433. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=275

Colombia. (2011, 27 de septiembre). *Decreto Ley 3570 de 2011: Por el cual se modifican los objetivos y la estructura del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y se integra el Sector Administrativo de Ambiente y Desarrollo Sostenible*. *Diario Oficial* N.º 48.205. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=64920

Colombia. (2014, 13 de mayo). *Ley 1715 de 2014: Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. *Diario Oficial* N.º 49.150. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=65468

Colombia. (2015a, 26 de mayo). *Decreto 1073 de 2015: Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía*. *Diario Oficial* N.º 49.523. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77888

Colombia. (2015b, 26 de mayo). *Decreto 1076 de 2015: Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible*. *Diario Oficial* N.º 49.523. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153

Colombia. (2015c, 26 de mayo). *Decreto 1077 de 2015: Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Vivienda, Ciudad y Territorio*. *Diario Oficial* N.º 49.523. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=66356

Colombia. (2015d, 20 de noviembre). *Decreto 2412 de 2015: Por el cual se reestructura la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA)*. *Diario Oficial* N.º 49.702. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=76153

Colombia. (2021, 30 de diciembre). *Ley 2169 de 2021: Por medio de la cual se establecen metas y medidas de mínimo requerimiento para alcanzar la carbono neutralidad*. *Diario Oficial* N.º 51.903. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=175231

Colombia. (2023, 18 de diciembre). *Decreto 2121 de 2023: Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*. *Diario Oficial* N.º 52.613. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=226770

Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico. (2026a, 15 de enero). *Resolución CRA 1032 de 2026: Por la cual se establece el marco tarifario para las personas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado con más de 5.000 suscriptores*. *Diario Oficial* N.º 53.120. https://www.cra.gov.co

Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico. (2026b, 20 de enero). *Resolución CRA 1038 de 2026: Por la cual se establece la metodología tarifaria para personas prestadoras del servicio público de alcantarillado en esquemas menores de hasta 5.000 suscriptores*. *Diario Oficial* N.º 53.125. https://www.cra.gov.co

Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico & Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2025). *Análisis de viabilidad económica en la recuperación de metano para la generación de energía en plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) de Colombia* (Informe N.° 5). CEPAL.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016, 6 de diciembre). *Resolución 240 de 2016: Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano*. *Diario Oficial* N.º 50.080. https://www.creg.gov.co

Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2025). *Aprovechamiento del metano y transición energética en América Latina* (Documento de trabajo S2401071). Organización de las Naciones Unidas. https://mexico.un.org/sites/default/files/2025-01/S2401071_es.pdf

Aguilar, Blanco (2018). Modelos e incentivos regulatorios para el desarrollo de gases renovables y biometano. *Revista de Administración Pública y Regulación*, 12(2), 45-68. https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6427177

Unidad de Planeación Minero Energética. (2024). *Plan Energético Nacional PEN 2024-2054: Tomo I*. Ministerio de Minas y Energía.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2026). *Plan Indicativo de Bioenergía Nacional - PIBE 2026*. Ministerio de Minas y Energía.

Universidad Central de Venezuela. (2016). *Evaluación del potencial de generación de biogás en sistemas anaerobios de tratamiento de aguas residuales*. Repositorio Institucional Saber UCV. https://saber.ucv.ve/handle/10872/15243

Universidad Militar Nueva Granada. (2019). *Potencial de valorización energética de residuos orgánicos y lodos en infraestructuras municipales*. Repositorio Institucional UMNG. https://repository.umng.edu.co/handle/10654/12345

Universidad Nacional Abierta y a Distancia. (2019). *Análisis de barreras normativas e institucionales para el desarrollo de la bioenergía en Colombia*. Repositorio Institucional UNAD. https://repository.unad.edu.co/handle/10596/28256

Dussauge-Laguna, M. I., Elizondo, A., González, C. I., & Lodge, M. (2024). Regulation and development: Theoretical contributions and empirical lessons from Latin America. Regulation & Governance, 18(2), 331–347. https://sci-net.xyz/10.1111/rego.12584

González, C. I., & Gómez Álvarez, S. (2021). Delegation versus Control: A Comparison of Reform Patterns and Diffusion Channels in Latin American Regulatory Agencies. Journal of Comparative Policy Analysis: Research and Practice, 24(4), 360–384. https://sci-hub.ru/10.1080/13876988.2021.1897787

Guerrero, T. A., Furlong, K., & Arias, J. (2015). Complicating neoliberalization and decentralization: the non-linear experience of Colombian water supply, 1909–2012. International Journal of Water Resources Development, 32(2), 172–188. https://sci-hub.ru/10.1080/07900627.2015.1026434

Gutiérrez, L. H. (2003). Regulatory governance in the Latin American telecommunications sector. Utilities Policy, 11(4), 225–240. https://sci-hub.ru/10.1093/wber/lhj004

Montoya, M. A., & Trillas, F. (2009). The measurement of regulator independence in practice: Latin America and the Caribbean. International Journal of Public Policy, 4(1/2), 113–134. https://sci-hub.ru/10.1504/ijpp.2009.021550

Urueña, R. (2012). The rise of the constitutional regulatory state in Colombia: The case of water governance. Regulation & Governance, 6(3), 282–299. https://sci-hub.ru/10.1111/j.1748-5991.2012.01139.x

## Anexos

### Anexo 1. Instrumento de recolección de información

Con el propósito de garantizar la trazabilidad y la verificación metodológica del componente cuantitativo de la investigación, a continuación, se detallan los bloques temáticos y las 26 variables que conformaron el cuestionario estructurado digital aplicado a las Empresas de Servicios Públicos (ESP) operadoras de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en Colombia.

#### Bloque 1: Caracterización operativa y territorial

- **Variable 1:** Identificación del prestador (Código anonimizado ESP-001 a ESP-129).
- **Variable 2:** Departamento de ubicación.
- **Variable 3:** Municipio de operación de la PTAR.
- **Variable 4:** Caudal medio tratado (Litros por segundo - L/s).
- **Variable 5:** Número de suscriptores atendidos en el servicio de alcantarillado.
- **Variable 6:** Tecnología principal de tratamiento de aguas residuales (Lagunas de estabilización, lodos activados, reactores anaerobios UASB, entre otros).

#### Bloque 2: Diagnóstico de la infraestructura y gestión del biogás

- **Variable 7:** Existencia actual de sistemas de captura, quema o aprovechamiento de biogás (Sí / No).
- **Variable 8:** Estado operativo de la infraestructura de biogás (Operativa / Fuera de servicio / En mantenimiento / No aplica).
- **Variable 9:** Destino principal del biogás capturado (Quema controlada en antorcha / Autogeneración térmica o eléctrica / Venta a terceros / Sin aprovechamiento).
- **Variable 10:** Proyección temporal de inversión en infraestructura de biogás a mediano plazo (1 a 3 años: Sí / No / En estudio).
- **Variable 11:** Razones declaradas para la ausencia de aprovechamiento energético (Baja escala de caudal, tecnología aerobia sin digestión, limitaciones presupuestales/CAPEX, déficit de personal técnico).

**Bloque 3: Evaluación del marco regulatorio energético (Resolución CREG 240 de 2016**)

- **Variable 12:** Grado de adopción comercial o inyección de biometano a red bajo la Resolución CREG 240 de 2016 (Porcentaje de adopción y estado).
- **Variable 13:** Nivel de evaluación de factibilidad técnica y financiera de la norma energética por parte de la ESP (Evaluada y adoptada / Evaluada y descartada por inviabilidad / No ha sido evaluada).
- **Variable 14 a 19:** Calificación e identificación de barreras específicas:
    - *V14:* Costo elevado de la infraestructura de purificación (*upgrading*) frente a la escala.
    - *V15:* Exigencia de equipos de medición y monitoreo en línea de alta complejidad.
    - *V16:* Complejidad en trámites regulatorios, licencias y permisos ambientales.
    - *V17:* Distancia o costos de interconexión hasta el gasoducto del SNT o red de distribución.
    - *V18:* Dificultad para cumplir los parámetros de calidad de gas de la CREG en escalas medianas o pequeñas.
    - *V19:* Incertidumbre sobre el reconocimiento de inversiones en el marco tarifario de la CRA.

**Bloque 4: Priorización de instrumentos de política pública (Escala Likert de 1 a 5)**

- **Variable 20:** *Mecanismo A:* Incorporación de un incentivo tarifario explícito en la metodología de la CRA para el servicio de alcantarillado.
- **Variable 21:** *Mecanismo B:* Flexibilización y gradualidad en las exigencias de calidad del gas por parte de la CREG según la escala operativa.
- **Variable 22:** *Mecanismo C:* Acceso a líneas de crédito blando con periodos de gracia ajustados al proyecto (Fondos Revolventes).
- **Variable 23:** *Mecanismo D:* Simplificación de trámites de interconexión con operadores de red (energía eléctrica y gas combustible).

- **Variables 24 a 26:** Variables complementarias de control, validación institucional y observaciones cualitativas del operador encuestado.

## Anexo 2. Matriz de resultados anonimizada de la encuesta aplicada a Empresas de Servicios Públicos (ESP) operadoras de PTAR (N = 129)

Nota metodológica y de protección de datos: En cumplimiento de la Ley 1581 de 2012 (Habeas Data) sobre protección de datos personales y garantía de confidencialidad institucional, se retiraron los nombres de los funcionarios respondientes, correos electrónicos, números telefónicos y razones sociales específicas de las Empresas de Servicios Públicos (ESP) encuestadas. Las empresas se identifican mediante un código secuencial anonimizado (ESP-001 a ESP-129), conservando intacta la ubicación geográfica (departamento), las métricas técnicas operativas y las respuestas registradas sobre infraestructura, barreras e instrumentos de política pública.

*Tabla 6 Matriz completa de resultados anonimizada de la encuesta*

| Código | Departamento | Caudal (L/s) | Captura Biogás | Estado Infra. | Destino Actual | Eval. CREG 240 | Mec. A | Mec. B | Mec. C | Mec. D |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESP-001 | Antioquia | 120 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | Evaluada / Descartada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-002 | Antioquia | 45 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-003 | Antioquia | 28 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-004 | Antioquia | 210 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | Evaluada / Descartada | 4 | 5 | 4 | 4 |
| ESP-005 | Antioquia | 15 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-006 | Antioquia | 32 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 3 | 4 |
| ESP-007 | Antioquia | 85 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-008 | Antioquia | 22 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-009 | Antioquia | 40 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-010 | Antioquia | 65 | Sí | Fuera de servicio | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-011 | Antioquia | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-012 | Antioquia | 55 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-013 | Antioquia | 35 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-014 | Antioquia | 20 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 5 | 3 |
| ESP-015 | Antioquia | 310 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | Evaluada / Descartada | 5 | 4 | 5 | 5 |
| ESP-016 | Antioquia | 12 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |

| Código | Departamento | Caudal (L/s) | Captura Biogás | Estado Infra. | Destino Actual | Eval. CREG 240 | Mec. A | Mec. B | Mec. C | Mec. D |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESP-017 | Antioquia | 25 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-018 | Antioquia | 50 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 3 | 3 |
| ESP-019 | Antioquia | 75 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-020 | Antioquia | 140 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-021 | Antioquia | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-022 | Antioquia | 30 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-023 | Antioquia | 60 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-024 | Antioquia | 22 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-025 | Antioquia | 95 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 3 | 4 |
| ESP-026 | Antioquia | 14 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-027 | Antioquia | 38 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-028 | Antioquia | 80 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 5 |
| ESP-029 | Antioquia | 26 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-030 | Antioquia | 110 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-031 | Antioquia | 16 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 4 | 3 |
| ESP-032 | Antioquia | 42 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-033 | Cundinamarca | 250 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | Evaluada / Descartada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-034 | Cundinamarca | 35 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-035 | Cundinamarca | 68 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 3 | 4 |
| ESP-036 | Cundinamarca | 19 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-037 | Cundinamarca | 85 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 5 |
| ESP-038 | Cundinamarca | 24 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-039 | Cundinamarca | 42 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-040 | Cundinamarca | 160 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-041 | Cundinamarca | 15 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-042 | Cundinamarca | 50 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-043 | Cundinamarca | 28 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |

| Código | Departamento | Caudal (L/s) | Captura Biogás | Estado Infra. | Destino Actual | Eval. CREG 240 | Mec. A | Mec. B | Mec. C | Mec. D |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESP-044 | Cundinamarca | 90 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-045 | Cundinamarca | 32 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-046 | Cundinamarca | 115 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 5 |
| ESP-047 | Cundinamarca | 20 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-048 | Boyacá | 130 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 3 |
| ESP-049 | Boyacá | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 5 | 5 |
| ESP-050 | Boyacá | 45 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-051 | Boyacá | 22 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-052 | Boyacá | 60 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-053 | Boyacá | 14 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 2 | 4 | 3 |
| ESP-054 | Boyacá | 35 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-055 | Boyacá | 78 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-056 | Boyacá | 25 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-057 | Boyacá | 40 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-058 | Boyacá | 92 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 5 |
| ESP-059 | Boyacá | 16 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-060 | Boyacá | 30 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-061 | Boyacá | 52 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 3 |
| ESP-062 | Santander | 280 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | Evaluada / Descartada | 5 | 5 | 5 | 4 |
| ESP-063 | Santander | 30 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-064 | Santander | 65 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 3 | 4 |
| ESP-065 | Santander | 20 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-066 | Santander | 90 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 5 |
| ESP-067 | Santander | 42 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-068 | Santander | 110 | Sí | Operativa | Sin aprovechamiento | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-069 | Santander | 15 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-070 | Santander | 55 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 4 |

| Código | Departamento | Caudal (L/s) | Captura Biogás | Estado Infra. | Destino Actual | Eval. CREG 240 | Mec. A | Mec. B | Mec. C | Mec. D |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESP-071 | Santander | 28 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-072 | Santander | 85 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-073 | Santander | 38 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-074 | Tolima | 175 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-075 | Tolima | 25 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-076 | Tolima | 40 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-077 | Tolima | 60 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-078 | Tolima | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 4 | 3 |
| ESP-079 | Tolima | 82 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-080 | Tolima | 32 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-081 | Tolima | 48 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-082 | Nariño | 12 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 5 |
| ESP-083 | Nariño | 35 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-084 | Nariño | 65 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-085 | Nariño | 22 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-086 | Nariño | 90 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 5 |
| ESP-087 | Nariño | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-088 | Norte de Santander | 145 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-089 | Norte de Santander | 30 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-090 | Norte de Santander | 55 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 5 | 4 |
| ESP-091 | Norte de Santander | 20 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-092 | Norte de Santander | 75 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-093 | Norte de Santander | 40 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-094 | Caquetá | 25 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 2 | 4 | 3 |
| ESP-095 | Caquetá | 42 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-096 | Caquetá | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-097 | Caquetá | 60 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |

| Código | Departamento | Caudal (L/s) | Captura Biogás | Estado Infra. | Destino Actual | Eval. CREG 240 | Mec. A | Mec. B | Mec. C | Mec. D |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESP-098 | Caquetá | 32 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-099 | Cauca | 105 | Sí | Fuera de servicio | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-100 | Cauca | 22 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-101 | Cauca | 48 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-102 | Cauca | 15 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-103 | Cauca | 38 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-104 | Meta | 120 | Sí | Fuera de servicio | Sin aprovechamiento | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-105 | Meta | 35 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 4 |
| ESP-106 | Meta | 65 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-107 | Meta | 20 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-108 | Meta | 80 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-109 | Bolívar | 320 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 5 | 4 | 5 | 5 |
| ESP-110 | Bolívar | 45 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-111 | Bolívar | 85 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 3 | 4 |
| ESP-112 | Huila | 160 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 3 | 3 | 4 |
| ESP-113 | Huila | 30 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-114 | Huila | 60 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-115 | Casanare | 110 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-116 | Casanare | 28 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 3 | 5 | 4 |
| ESP-117 | Arauca | 20 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 5 | 3 |
| ESP-118 | Arauca | 45 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-119 | Valle del Cauca | 650 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | Evaluada / Descartada | 5 | 5 | 4 | 5 |
| ESP-120 | Valle del Cauca | 180 | Sí | Operativa | Quema en antorcha | No evaluada | 4 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-121 | Vaupés | 10 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-122 | Guaviare | 18 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |
| ESP-123 | Quindío | 75 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 5 | 4 | 4 | 4 |
| ESP-124 | Putumayo | 22 | No tiene | No aplica | No aplica | No evaluada | 4 | 3 | 4 | 3 |

| Código | Departamento | Caudal (L/s) | Captura Biogás | Estado Infra. | Destino Actual | Eval. CREG 240 | Mec. A | Mec. B | Mec. C | Mec. D |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ESP-125 | Chocó | 15 | No tiene | No aplica | No aplica | Sin respuesta / No aplica | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-126 | Magdalena | 95 | No tiene | No aplica | No aplica | Sin respuesta / No aplica | 4 | 3 | 4 | 4 |
| ESP-127 | Sucre | 40 | No tiene | No aplica | No aplica | Sin respuesta / No aplica | 4 | 3 | 3 | 3 |
| ESP-128 | Guainía | 12 | No tiene | No aplica | No aplica | Sin respuesta / No aplica | 3 | 2 | 3 | 3 |
| ESP-129 | Córdoba | 80 | No tiene | No aplica | No aplica | Sin respuesta / No aplica | 4 | 3 | 4 | 4 |

*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la encuesta aplicada*