REPÚBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

DECRETO NÚMERO DE 2025

Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar las medidas de política pública orientadas a promover la oferta de gas natural, biogás y biometano; y se dictan otras disposiciones

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En uso de sus facultades constitucionales y legales, y en especial las que le confiere el numeral 11 del artículo 189 y los artículos 365 y 370 de la Constitución Política; los artículos 8 y 68 de la Ley 142 de 1994, el parágrafo 3 del artículo 290 de la Ley 1955 de 2015, los artículos 1, 3 y 4 de la Ley 2128 de 2021, el artículo 20 de la Ley 2099 de 2021,os numerales 4, 5, 8, 9 y 14 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, modificado por el Decreto 1617 de 2013; la Ley 1715 de 2014; el Decreto 0670 de 2025 y

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 2 de la Constitución Política señala que son fines esenciales del Estado, entre otros: servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución.

Que el artículo 365 de la Carta señala que *"[l]os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional"*. En igual sentido prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

Que de acuerdo con el artículo 370 ide la Constitución Política, *"[c]orresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios (…)".* En desarrollo de lo anterior, el artículo 68 de la Ley 142 de 1994 establece que dichas funciones se desarrollarán por medio de las Comisiones de Regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas.

Que el numeral 8.2 del artículo 8 de la Ley de servicios públicos domiciliarios, señala que es competencia de la Nación *"[e]n forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas*".

Que la Ley 1715 de 2014, en sus artículos 1 y 2, promueve el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía renovable –FNCER– y su integración al sistema energético nacional, incluyendo su participación en la prestación de servicios públicos domiciliarios y en otros usos energéticos; en sus artículos 5 numerales 8, 17 y 21, reconoce la biomasa y la energía a partir de residuos como FNCER y como parte del sistema energético nacional; y en su artículo 18, reconoce el contenido de los residuos no susceptibles de reutilización y reciclaje como FNCER y faculta al Ministerio de Minas y Energía para expedir normas técnicas que definan parámetros de calidad de los combustibles derivados, en coordinación con las autoridades competentes.

Que el parágrafo 3 del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, indica que las competencias relacionadas con la definición de nuevas actividades o eslabones de la cadena de prestación de los servicios públicos domiciliarios de gas combustible y energía eléctrica, así como la determinación de las actividades en que cada agente puede participar, aun cuando fueron atribuidas a la Comisión de Regulación de Energía

y Gas (CREG), podrán ser asumidas por el Presidente de la República, o por el Ministerio de Minas y Energía, según a quién corresponda la función delegada en la CREG.

Que el artículo 20 de la Ley 2099 de 2021, faculta al Ministerio de Minas y Energía para incentivar el desarrollo y uso de nuevos energéticos de origen orgánico y renovable, así como para expedir la regulación necesaria que permita su incorporación progresiva a la matriz energética nacional mediante esquemas piloto, parámetros de calidad y lineamientos técnicos que habiliten usos alternativos seguros y sostenibles.

Que el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que *"[e]l Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía (…), dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado (…)".*

Que la Ley 2294 de 2023 –Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, en particular a través del Programa Basura Cero, el Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos y el fortalecimiento de la figura de las comunidades energéticas, orienta al país hacia un modelo de economía circular y transición energética justa, en el cual el aprovechamiento energético del biogás y el biometano constituye un instrumento relevante para la sustitución de combustibles altamente contaminantes, la reducción de la disposición final de residuos y el fortalecimiento de la seguridad energética territorial..

Que de conformidad con el artículo 2 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Ministerio de Minas y Energía formular, adoptar y coordinar la política energética nacional, promover el uso racional y eficiente de la energía y el desarrollo de fuentes alternativas, expedir los reglamentos del sector y los reglamentos técnicos en materia de energía eléctrica y gas combustible, así como adoptar los planes de expansión de cobertura y abastecimiento de gas combustible, competencias que fundamentan la expedición del presente decreto.

Que, en el Título II – Del Sector de Gas del Decreto 1073 de 2025, en el cual se compilaron los decretos 2100 de 2011 y 1467 de 2024, se establecieron los lineamientos con el fin de procurar el abastecimiento de gas natural, promover una mayor confiabilidad y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de dicho combustible,

Que, según el parágrafo del artículo 2.2.2.2.33 del antes señalado, menciona que la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional y en el artículo 2.2.2.2.34 de dicho Decreto se señala que *"[e]l precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del Sistema Nacional de Transporte - SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG".*

Que el artículo 2.2.2.2.42 del decreto en mención, establece las reglas del mercado mayorista de gas natural donde se da el lineamiento a la CREG para que establezca las condiciones de participación y la información necesaria que, debe tener cada uno de los agentes que participen en este, y en el artículo 2.2.2.2.45 se establece los lineamientos de política que deberán ser observados para la determinación de los mecanismos y procedimientos de comercialización de los contratos firmes sujetos a condiciones.

Que mediante Resolución CREG 102 015 de 2025 se establece las reglas del mercado mayorista de gas natural donde define la comercialización de gas natural nacional e importado y las reglas de comercialización que debe tener el mercado secundario de gas natural

Que, durante el año 2025, según la información del tablero de "*Demanda/Consumo por Sectores*" obtenida a partir de la base de datos del Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS (https://www.bmcbec.com.co/), desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2025, las refinerías han tenido un consumo promedio de 136 MPCD, cifras inferiores a las declaradas al Ministerio de Minas y Energía como Producción Comprometida. Sin embargo, dichas cantidades de combustible no han sido puestas a disposición del mercado, para que otros sectores de la demanda accedan a estas dentro de un mercado competitivo.

Que, según la información del precio promedio de los contratos por modalidad obtenida a partir de la base de datos del Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS (https://www.bmcbec.com.co/), desde diciembre de 2022 hasta diciembre de 2025, este combustible ha tenido aumentos significativos en los precios de los Contratos con Interrupciones, donde algunos llegan a ser superiores de aquellos Contratos que Garantizan Firmeza, señales de precios que no reflejan adecuadamente la características de riesgo, certidumbre y continuidad del producto puesto en venta para la atención del servicio público de gas, lo que hace necesario tomar medidas para evitar el traslado de precios justos a los usuarios.

Que, según la tabla del capítulo 3.5 (Variación histórica en los precios mercado secundario) del documento CREG 902 160 (Oportunidades de ajustes en el mercado mayorista de gas natural), soporte de la Circular CREG 195 de 2025, se evidencian transacciones del mercado secundario que han superado en más del 100% su valor original, generando un incremento significativo en los precios trasladados a la demanda atendida por los compradores.

Que, conforme a las dinámicas del mercado internacional de gas natural, la comercialización de gas natural importado debe adaptarse para que sea una opción eficiente para el abastecimiento de la demanda interna.

Que el Decreto 670 de 2025 asignó al Ministerio de Minas y Energía la competencia para habilitar el aprovechamiento energético de residuos de origen orgánico, definir lineamientos técnicos para el biogás y articular la gestión de residuos con el sector energético, en el marco del Programa Basura Cero.

Que, no obstante, cuando el biogás y el biometano se destinan a usos energéticos regulados o no reglados, tales como la sustitución de leña en la cocción de alimentos, la generación de energía eléctrica, o el uso del biometano con finos térmicos, vehiculares o su mezcla e inyección en redes de gas natural, se requiere su articulación expresa con el régimen del servicio público de gas combustible y del sector energético, razón por la cual el presente decreto establece un marco habilitante, sectorial, sin perjuicio de la regulación técnica específica que será desarrollada posteriormente mediante resolución por las autoridades competentes.

Que, en este contexto, se hace necesario agregar disposiciones al Decreto 1073 de 2015 que desarrollan un marco específico para el aprovechamiento energético del biogás y el biometano, en coherencia con el Programa Basura Cero, la gestión sostenible de residuos, la seguridad energética territorial, las metas climáticas de Colombia y la política de transición energética justa, definiendo lineamientos de política, institucionalidad, calidad y seguridad que orienten la regulación sectorial y faciliten el despliegue de proyectos en todas las escalas, desde soluciones comunitarias hasta proyectos regionales e industriales.

Que, mediante concepto de sustentación, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía, presentó los argumentos de carácter técnico y jurídico que justifican la adopción de la presente medida de política pública, orientada a establecer disposiciones que garanticen la máxima disponibilidad del gas natural de producción nacional y que obedezca a dinámicas justas de mercado. Adicionalmente, se incluyen las definiciones necesarias para que el gas natural importado pueda ser declarado en el mercado mayorista, así como disposiciones para ampliar y diversificar la oferta de gas combustible mediante el aprovechamiento de biogás y biometano como fuentes renovables. Con estas medidas se busca promover la seguridad energética del país frente a la declinación de la producción de gas natural, que podría afectar a la demanda residencial, comercial, vehicular, industrial y de generación eléctrica.

Que, con base en lo establecido en el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para efectos de evaluar la incidencia de las medidas a adoptar en la libre competencia de los mercados. Como consecuencia de lo anterior, se elevó la consulta correspondiente a la citada Superintendencia.

Que en cumplimiento a lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011el presente acto administrativo se publicó para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

Que, en mérito de lo expuesto,

DECRETA:

Artículo 1. Modificar las siguientes definiciones al artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015:

*"**Contrato Firme sujeto a Condiciones:** Contrato, acuerdo comercial o documento de compromiso asimilable en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o gas natural importado, sin interrupciones, durante un período determinado exceptuando los periodos de mantenimiento programado. La ejecución de este contrato está sujeto a que el productor cuente con reservas de gas natural o se realice la puesta en servicio de las infraestructuras de importación de gas natural y a partir de ese momento se entenderá como un Contrato en Firme. Esta modalidad de contrato no requiere de Respaldo Físico."*

*"**Mercado Secundario:** Es, dentro del mercado mayorista de gas natural, el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los Remitentes con Capacidad Disponible Secundaria y/o Agentes con derechos de suministro de gas pueden comercializar sus derechos contractuales según la reglamentación vigente.*

*"**Producción Comprometida de un Productor- PC:** Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.20 de este Decreto."*

El gas natural que un productor quiera destinar para la demanda de refinerías de su propiedad o de sus participadas no hace parte del consumo de gas por productores, y por lo tanto deberá hacer parte de la Producción Total Disponible para la Venta – PTDV previo a que se suscriban los contratos de suministro correspondientes. En consecuencia, queda prohibido descontar gas para usos distintos al de operación de los mismos campos donde se produce. Sobre esto último, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar disposiciones para reglamentar esta materia."

Artículo 2. Adicionar las siguientes definiciones al artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015:

*"**Cantidades Importadas con Contratos de Suministro - CIC:** Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un comercializador de gas importado tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada fuente o en un punto de entrada al SNT."*

*"**Potencial de Importación de gas natural de una fuente determinada - PI:** Cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, regasificadas a través de una infraestructura de regasificación o transportadas a través de una interconexión internacional diariamente en promedio mes, en cada fuente o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda. Estas cantidades están basadas en la capacidad nominal de las infraestructuras de regasificación y de las interconexiones internacionales existentes. El PI de una fuente corresponde a la suma de la CIC y la CIDV."*

Artículo 3. Modificar el inciso 1 del artículo 2.2.2.2.21.1. del Decreto 1073 de 2015; en consecuencia, el citado precepto será del siguiente tenor:

*"**Artículo 2.2.2.2.21.1 Declaración de Potencial de Importación.** Los comercializadores de gas natural importado declararán al Ministerio de Minas y Energía o a quien éste determine, (i) el PI de cada fuente; (ii) la CIC debidamente discriminada conforme a lo indicado en el artículo 2.2.2.1.4. y (iii) la CIDV.*

Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo señale el Ministerio, para un período mínimo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora. Adicionalmente, esta declaración podrá ser actualizada, en cualquier momento del año.

En el caso de que un comercializador de gas natural importado no cuente con CIDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición."

Artículo 4. Modificar el artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015, el cuál quedará así:

Artículo 2.2.2.2.22 ***Actualización de la declaración de producción y potencial de importación***. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto. Cuando el Ministerio de Minas y Energía lo considere necesario, podrá solicitar actualización de la declaración de producción y/o importación a los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado.

Parágrafo*. Toda la información declarada al Ministerio de Minas y Energía o a quien éste determine conforme a lo previsto en el presente Decreto, será analizada, ajustada, consolidada y publicada por la citada Entidad mediante acto administrativo, dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El Ministerio de Minas y Energía o a quien corresponda, verificará que la PI sea equivalente a la suma de: (i) CIDV de cada fuente y (ii) la CIC de cada comercializador de gas importado de dicha fuente. Cuando el PI difiera de dicha suma, el comercializador de gas importado deberá ajustar la diferencia y remitirla al MME.*

Artículo 5. Modificar el artículo 2.2.2.2.45 del Decreto 1073 de 2015, el cuál quedará así:

*"**Artículo 2.2.2.2.45 Mecanismos y procedimientos de comercialización de los contratos firmes sujetos a condiciones.** La comercialización de las cantidades ofrecidas mediante contratos firmes sujetos a condiciones se deberá realizar siguiendo los siguientes lineamientos.*

1. *El mecanismo de comercialización y las modalidades contractuales serán libres, y podrán realizarse en cualquier momento del año. Así mismo, los contratos podrán iniciar y finalizar su ejecución en cualquier momento del año.*
2. *Tanto el precio como su actualización durante la ejecución del contrato será libre.*
3. *Todos los contratos, con excepción de los contratos de importación de gas natural, al momento de suscribirse deberán sujetarse a los requisitos mínimos previstos en el Capítulo II de la Resolución CREG 102 015 de 2025 o aquella que la modifique o sustituya a excepción de la "Actualización de Precios"*
4. *Una vez el productor cuente con reservas de gas natural o se realice la puesta en servicio de las infraestructuras de importación de gas natural, estos contratos tendrán la condición de firme, manteniendo sus condiciones hasta su finalización y las cantidades suministradas harán parte de la Producción Comprometida (PC) o de las Cantidades Importadas con Contratos de Suministro (CIC) que se declare de acuerdo con lo previsto en el numeral 2.2.2.2.21 de este decreto."*

Artículo 6. Adicionar el artículo 2.2.2.2.46 al Decreto 1073 de 2015; el cual quedará así:

*"**Artículo 2.2.2.2.46 Disposiciones transitorias del mercado mayorista de gas natural.** Mientras la cantidad de gas disponible en la oferta nacional como Potencial de Producción sea inferior a un valor de 1,15 veces la demanda del país, -incluyendo el*

propio consumo de los productores- la PTDV y la CIDV tendrá las siguientes consideraciones para su comercialización:

1. *Los productores / productores comercializadores y los comercializadores de gas natural importado que ofrezcan contratos de suministro que no garanticen firmeza, deben ofrecer el gas natural a un precio de no supere el precio promedio de los contratos que el mismo productor / productor-comercializador tiene vigentes en los que ofrece gas natural con garantía de firmeza. Así mismo el MME podrá establecer lineamientos de las señales de precio establecidas en el presente artículo y su temporalidad para promover la eficiencia del mercado de gas por medio de algún acto administrativo.*

2. *El gas natural disponible en el mercado secundario del que trata el Título IV de la Resolución CREG 102 015 de 2025 o aquella que la modifique o sustituya, no podrá comercializarse a un precio superior al valor al que fue contratado más un margen equivalente a la Tasa de Depósito a Término Fijo de 90 días (DTF) publicada semanalmente por el Banco de la República y una adición de cien puntos básicos. Así mismo el Ministerio de Minas y Energía podrá brindar los lineamientos para el número de veces, y los márgenes aquí establecidos, que se pueden tranzar en el mercado secundario las cantidades de gas."*

Artículo 7. Modificar el artículo 2.2.2.6.1.1.1.5. del Decreto 1073 de 2015, el cuál quedará así

"*Artículo 2.2.2.6.1.1.1.5. Incentivo tarifario en la regulación de gas natural por redes.* *En orden a impulsar la utilización del GNCV en los Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros y los vehículos de uso exclusivo, la CREG podrá introducir incentivos tarifarios o una fórmula tarifaria en la regulación de la actividad de Distribución de gas natural por redes.*

Parágrafo 1. *La CREG podrá implementar un régimen de libertad regulada o libertad vigilada a las Estaciones de Servicio dependiendo de las condiciones de mercado que esta identifique.*

Parágrafo 2. *El Ministerio de Minas y Energía, o quien este delegue, podrá establecer lineamientos y reglas para habilitar el abastecimiento de un porcentaje de la demanda esencial y/o del GNCV a través de contratos interrumpibles de gas bajo un esquema de precios eficientes y/o de reserva dependiendo de las condiciones de mercado que sean identificadas.*"

Artículo 8. Adicionar el capítulo 10 al Título II de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, el cuál quedará así:

"***CAPÍTULO 10***
MARCO HABILITANTE PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO E INTEGRACIÓN DEL BIOGÁS Y BIOMETANO

Artículo 2.2.2.10.1. ***Objeto.*** *El presente capítulo tiene por objeto establecer los mecanismos y condiciones habilitantes para promover el desarrollo, producción, mejoramiento, almacenamiento, transporte, distribución y uso energético del biogás y el biometano, como fuentes complementarias de suministro de gas combustible y energía, entre otras, a partir de fuentes residuales, en desarrollo del "Programa Basura Cero", la seguridad energética territorial y la gestión sostenible de residuos.*

Parágrafo. *La implementación de este Capítulo prioriza el aprovechamiento de biomasa residual y corrientes orgánicas gestionadas en el marco del servicio público de aseo, aguas residuales y cadenas agropecuarias y agroindustriales, sin perjuicio de los lineamientos de sostenibilidad, uso eficiente del suelo y seguridad alimentaria que definen las autoridades competentes.*

Artículo 2.2.2.10.2. ***Ámbito de aplicación.*** *El presente capitulo aplica a los agentes, prestadores, gestores, operadores y demás actores públicos o privados que participan en la cadena de valor del biogás y el biometano, incluyendo proyectos en soluciones aisladas, comunidades energéticas, usos térmicos, generación eléctrica, y su integración a infraestructura de gas combustible cuando sea técnicamente viable.*

Artículo 2.2.2.10.3. ***Definiciones****. Para efectos de lo dispuesto en este Capítulo en lo relacionado con el Biogás y el Biometano, sin perjuicio de las demás definiciones que se establezcan en otras disposiciones, se adoptaran las siguientes definiciones:*

Aprovechamiento energético de residuos: *Implementación de procesos tecnológicos que permitan su transformación eficiente de residuos en energía útil para uso eléctrico, térmico o como gas combustible o biogás, en concordancia con los principios de economía circular, gestión integral de residuos y transición energética justa.*

Bioenergía: *Contenido energético en productos sólidos, líquidos y gaseosos derivados de materias primas de biomasa y biogás. Incluye la bioenergía sólida, los biocombustibles líquidos y los biogases. Excluye el hidrógeno producido a partir de bioenergía, incluso cuando se obtiene mediante electricidad generada en una planta de biomasa, así como los combustibles sintéticos elaborados con CO_2 provenientes de una fuente de biomasa.*

Biogás: *Mezcla de gases producto del proceso de descomposición anaeróbica de materia orgánica o biodegradable, cuyos componentes principales son metano (CH4) y dióxido de carbono (CO2), además de contener otros componentes en menor medida que los anteriores.*

Biometano: *Gas combustible obtenido a partir del biogás, sometido a procesos de depuración o mejoramiento que permiten alcanzar condiciones de calidad equivalentes al gas natural, apto para su inyección en redes de transporte y distribución, o para su uso vehicular, industrial o domiciliario.*

Garantía de origen del biogás o del biometano: *Certificado que acredita que una unidad de energía, en forma de electricidad o gas combustible, proviene de fuentes renovables de biogás o del biometano.*

Proyectos de biogás. *Conjunto de actividades destinadas a la captura, producción, acondicionamiento, almacenamiento, transporte, distribución o uso final del biogás, incluyendo su aprovechamiento energético y su integración en soluciones individuales, comunitarias o territoriales.*

Proyectos de biometano. *Conjunto de actividades destinadas al mejoramiento o depuración del biogás para obtener un gas renovable con calidad apta para su uso energético, incluyendo su uso directo, su transporte por modalidades alternativas y, cuando corresponda, su inyección o mezcla en infraestructura de transporte o distribución de gas combustible, conforme a la reglamentación aplicable.*

Redes aisladas de bioenergía: *Conjunto de tuberías y activos asociados encaminados a distribuir bioenergía desde el sitio de generación hasta el domicilio de los usuarios, y no hacen parte de los activos del Sistema Nacional de Transporte – SNT, producción, acondicionamiento, almacenamiento, transporte, distribución o uso final del biogás, incluyendo su aprovechamiento energético y su integración en soluciones individuales, comunitarias o territoriales.*

Artículo 2.2.2.10.4. ***Condiciones habilitantes de calidad, seguridad, medición y trazabilida****d. El Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones habilitantes aplicables al biogás y al biometano para su producción, acondicionamiento, almacenamiento, transporte, distribución y uso final, incluyendo responsabilidades en*

puntos de entrega, transferencia e integración, con enfoque proporcional según escala y riesgo.

Parágrafo. *Las condiciones técnicas específicas de calidad, seguridad, medición y trazabilidad serán desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con las entidades competentes.*

Artículo 2.2.2.10.5. *Inyección, mezcla o uso directo del biometano en infraestructura de gas combustible.* *El Ministerio de Minas y Energía definirá las condiciones habilitantes para la inyección, mezcla o uso directo del biometano en el Sistema Nacional de Transporte y/o redes de distribución de gas combustible, considerando criterios de compatibilidad técnica, seguridad industrial y protección de los usuarios. Dentro estos criterios se podrán considerar esquemas de validación de condiciones de calidad en uno o varios puntos cercanos al punto de inyección.*

Parágrafo. *La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, en el marco de sus competencias, realizará los ajustes regulatorios a que haya lugar en materia operativa, comercial y tarifaria del biogas o del biometano.*

Artículo 2.2.2.10.6. *Metas de participación de biometano en la matriz de gas combustible.* *Con el fin de promover la diversificación energética, incentivar fuentes renovables de gas y contribuir al cumplimiento de los compromisos de transición energética, descarbonización y seguridad energética territorial, el Ministerio de Minas y Energía podrá definir, mediante resolución, metas progresivas de participación de biometano en la matriz de gas combustible del país.*

Parágrafo 1. *Las metas de participación de biometano podrán establecerse de manera obligatoria o voluntaria, diferenciadas por sectores de consumo, usos finales, regiones o escalas productivas, de conformidad con los Planes de Expansión de Gas Natural, Plan Indicativo de Bioenergía, y los compromisos de cambio climáticos nacionales.*

Parágrafo 2. *Para la definición de dichas metas, el Ministerio de Minas y Energía deberá considerar los estudios de potencial de biogás y biometano elaborados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la viabilidad técnica, económica y ambiental de las cadenas de valor de biometano, así como la disponibilidad sostenible de biomasa residual en el territorio nacional.*

Parágrafo 3. *Las metas de participación podrán ser revisadas y actualizadas periódicamente a través de la misma resolución que las establezca, atendiendo a avances tecnológicos, capacidades de producción, condiciones de mercado y los compromisos internacionales de Colombia en materia de cambio climático y transición energética.*

Artículo 2.2.2.10.7. *Uso de bioenergía en redes aisladas, soluciones comunitarias y comunidades energéticas*. *El Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones diferenciales para el uso de biogás y biometano en redes aisladas, microrredes medidas y comunidades energéticas, incluyendo criterios de seguridad, medición, gestión operativa y mecanismos de participación comunitaria, cuando aplique.*

Artículo 2.2.2.10.8. *Armonización regulatoria e intersectorial*. *El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes, promoverá la armonización técnica y regulatoria necesaria para el aprovechamiento energético del biogás y el biometano en el marco del Programa Basura Cero.*

Artículo 2.2.2.10.9. *Mecanismo de certificación de garantía de origen*. *El Ministerio de Minas y Energía, podrá adoptar un mecanismo público o reconocer mecanismos equivalentes para la certificación de atributos del biogás y el biometano, orientados a asegurar trazabilidad, unicidad y consistencia ambiental y energética en el marco de sus*

competencias y en coordinación con las entidades competentes, conforme a los lineamientos que se definan mediante acto administrativo.

Parágrafo. *La certificación de origen podrá implementarse de manera progresiva y no constituirá requisito previo para la operación, salvo que una norma específica disponga lo contrario.*

Artículo 2.2.2.10.10. *Sistema de información y registro de proyectos.* *El Ministerio de Minas y Energía podrá utilizar, articular o habilitar el uso de instrumentos de información existentes, propios o de otras entidades del sector, para organizar, registrar y divulgar información mínima sobre proyectos de biogás y biometano, en el marco de sus competencias y conforme a los principios de interoperabilidad y coordinación administrativa.*

Parágrafo. *Los titulares de los proyectos serán responsables de la veracidad, integridad y actualización de la información reportada, sin perjuicio de las funciones de inspección, vigilancia y control a cargo de las autoridades competentes.*

Artículo 2.2.2.10.11*. Planeación energética.* *La Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME) incorporará en los instrumentos de planeación del sector la caracterización y proyección de oferta potencial de biogás y biometano, su contribución a la seguridad energética territorial, y su articulación con objetivos de gestión sostenible de residuos.*

Artículo 2.2.2.10.12*. Mecanismo exploratorio de regulación para proyectos piloto*. *El Ministerio de Minas y Energía podrá definir condiciones para proyectos piloto temporales asociados al biogás y al biometano, incluyendo entre otros, requisitos de seguridad, medición, trazabilidad y aspectos económicos relevantes, así como los criterios técnicos de calidad energética aplicable a su uso, conforme al marco regulatorio vigente y sin perjuicio de las competencias ambientales de las autoridades correspondientes".*

Artículo 9. El presente Decreto rige a partir del día siguiente a su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

El Ministro de Minas y Energía

EDWIN PALMA EGEA