

**PROYECTO DE
RESOLUCIÓN NÚMERO _____ DE 2026**
(____ de _____ de 2026)

“Por la cual se establecen los lineamientos para la reconversión de ductos de transporte de hidrocarburos, la reversibilidad y/o bidireccionalidad de flujo, y el uso transitorio de infraestructura existente para la conexión de nuevas fuentes de suministro al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural”

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de las facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política; los artículos 1, 4, 45 a 57, 189 a 209 y 212 del Decreto-Ley 1056 de 1953 (Código de Petróleos); los artículos 2, 4, 8 y 14 numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994; el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021; los numerales 2, 8 y 32 del artículo 2 y los numerales 1 y 4 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012, modificado y adicionado por el Decreto 1617 de 2013; los numerales 5, 30 y 31 del artículo 15 del mismo decreto; el Decreto 1073 de 2015; el Decreto 1467 de 2024; y de manera especial la competencia para adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, y

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política en sus artículos 8, 49, 78, 80 y 334 establece como deber del Estado proteger la vida, la integridad física y la salud de las personas, el ambiente, y la intervención estatal en la explotación de los recursos naturales, el transporte y los servicios públicos.

Que el artículo 365 de la Constitución Política dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, manteniendo la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios.

Que el Decreto-Ley 1056 de 1953 (Código de Petróleos) declara de utilidad pública la industria del petróleo y en su artículo 212 establece que las actividades de transporte y distribución de petróleos y sus derivados constituyen un servicio público, por lo cual deberán ejercerse conforme a los lineamientos que dicte el Gobierno en guarda de los intereses generales.

Que el Decreto 381 de 2012, modificado y adicionado por el Decreto 1617 de 2013, asigna al Ministerio de Minas y Energía la competencia de formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de transporte de hidrocarburos, expedir los lineamientos del sector, y adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural.

Que la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible conforme al numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, sujeta a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) conforme a los artículos 68, 73 y 74 de la misma ley, sin perjuicio de las competencias del Ministerio de Minas y Energía en materia de política sectorial e infraestructura de transporte de hidrocarburos.

Que la Ley 2128 de 2021 ordena al Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, dictar normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado, como eje de la transición energética, y establecer mecanismos que viabilicen y promuevan la producción nacional, siguiendo criterios de eficiencia, seguridad energética y responsabilidad ambiental.

Que el Decreto 1467 de 2024 definió los conceptos de conversión de infraestructura e infraestructura convertida, y el Decreto 1073 de 2015, modificado por los Decretos 2345 de 2015 y 1467 de 2024, establece las definiciones del Sistema Nacional de Transporte (SNT), la Demanda Esencial, el Respaldo Físico y el orden de prioridad para la atención de la demanda de gas natural en situaciones de restricción de oferta.

Que el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, adoptado mediante la Resolución MME 40031 de 2025, identifica la reconversión de infraestructura de transporte de hidrocarburos subutilizada y la ampliación de la capacidad de transporte existente como alternativas para contribuir con la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

Que el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 de la UPME evidencia que la declinación del potencial de producción nacional de gas natural hace necesario establecer alternativas de suministro adicionales, incluyendo fuentes de importación y costa afuera, que requieren de infraestructura de transporte para su conexión con el SNT y la atención de la demanda del interior del país.

Que la Resolución 01884 de 2025 de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía evidencia la declinación del potencial de producción de gas natural en una ventana de diez (10) años, lo que hace urgente la habilitación de infraestructura de transporte que permita la entrada de nuevas fuentes de suministro al SNT.

Que la Resolución CREG 033 de 2018 estableció medidas regulatorias sobre la definición y aplicación del gasoducto de conexión, entendido como aquel que permite inyectar gas natural desde una nueva fuente de suministro hasta el SNT; sin embargo, su definición de nueva fuente de suministro no cubre aún todos los nuevos puntos de importación y fuentes que no han declarado su comercialidad, lo que hace necesario establecer lineamientos complementarios.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución 102 023 de 2026, adicionando la Resolución CREG 175 de 2021, para establecer la metodología de remuneración de activos de hidrocarburos convertidos a gasoductos, en ejercicio de sus competencias regulatorias.

Que se ha identificado infraestructura existente de transporte de hidrocarburos que podría habilitarse de manera transitoria para la entrega de gas importado o de nuevas fuentes de producción en el SNT, contribuyendo a la seguridad de abastecimiento mientras se desarrolla la infraestructura definitiva prevista en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Que, el artículo 2.2.1.7.5.2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo hace referencia en normalización técnica nacional e internacional. Los reglamentos técnicos deberán basarse en las normas técnicas internacionales. Igualmente, podrán constituirse como referentes de los reglamentos técnico las normas técnicas nacionales armonizadas con normas técnicas internacionales. Lo anteriormente mencionado se aplicará salvo que unas u otras sean ineficaces, o inapropiadas para proteger los objetivos legítimos señalados en el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio. En estos casos, el Reglamento Técnico deberá estar soportado en evidencia científica.

Que la experiencia internacional, particularmente la Guía Técnica PHMSA del Departamento de Transporte de los Estados Unidos, constituye una referencia de buenas prácticas para gestionar los riesgos de integridad asociados a cambios operacionales en ductos.

Que, de conformidad con los artículos 3 y 8 de la Ley 1437 de 2011 y el artículo 2.1.2.5.1.4 del Decreto 1081 de 2015 (sustituido por el Decreto 0385 de 2026), el presente proyecto fue publicado en el Sistema Único de Consulta Pública (SUCOP) junto con su memoria justificativa.

Que la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía dio cumplimiento al trámite previsto en el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015 y solicitó concepto a la Superintendencia de Industria y Comercio.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene por objeto establecer los lineamientos que deberán observar los operadores de sistemas de transporte por ductos en los siguientes aspectos: a) Reconversión de oleoductos a gasoductos y viceversa; b) Reconversión de oleoductos a poliductos y viceversa; c) Reversibilidad o bidireccionalidad de flujo en cualquier sistema de transporte de hidrocarburos o gas natural; d) Uso transitorio de infraestructura existente de transporte de hidrocarburos para la conexión de nuevas fuentes de suministro al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT).

Parágrafo 1. Los presentes lineamientos se expiden sin perjuicio de las competencias regulatorias que en materia de transporte de gas natural le corresponden a la CREG

conforme a la Ley 142 de 1994, ni de las disposiciones contenidas en el RUT, y la Resolución CREG 071 de 1999 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Parágrafo 2. Cuando el cambio operativo implique la conversión de infraestructura para la prestación del servicio de transporte de gas natural, el interesado deberá cumplir adicionalmente con lo dispuesto en el Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 1467 de 2024, la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT), la Resolución CREG 102 023 de 2026, la Resolución CREG 175 de 2021 y demás regulación de la CREG en la materia.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en esta resolución son aplicables a todos los sistemas de transporte por ductos de hidrocarburos líquidos y gaseosos que operen en el territorio nacional y que planeen realizar alguno de los cambios operativos o usos transitorios señalados en el artículo anterior.

Artículo 3. Definiciones y siglas.

Para efectos de la presente resolución, además de las definiciones contenidas en la normativa vigente, incluyendo las del Decreto 1073 de 2015, la Resolución CREG 071 de 1999 y la Resolución CREG 033 de 2018, se tendrán en cuenta las siguientes:

Conversión a servicio: Proceso mediante el cual una tubería de acero previamente utilizada en un servicio es calificada para su uso en un servicio diferente, cumpliendo los requisitos de validación establecidos en la presente resolución.

Cambio de producto: Modificación del fluido transportado dentro de una misma categoría de servicio.

Reversibilidad o bidireccionalidad de flujo: Cambio en la dirección del flujo de un ducto respecto a su diseño original de operación.

Uso transitorio de infraestructura existente: Habilitación temporal de infraestructura existente de transporte de hidrocarburos para permitir la conexión de nuevas fuentes de suministro de gas natural con el SNT, hasta la puesta en servicio de la infraestructura definitiva de conexión o transporte.

Nueva fuente de suministro: Campo de producción ubicado en el territorio nacional, fuente costa afuera, o punto de importación de gas natural, que aún no se encuentra conectado al SNT a través de infraestructura definitiva.

Integridad de tubería: Condición de una tubería de operar de manera segura y confiable, gestionando los riesgos de falla.

Líquidos altamente volátiles (LAV): Líquidos con una presión de vapor superior a 276 kPa (40 psi) a 37,8°C (100°F).

Programa de Gestión de Integridad (PGI): Conjunto de procesos, procedimientos y actividades documentadas destinadas a garantizar la operación segura de un ducto.

Demanda Esencial: La demanda de gas natural definida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

TÍTULO II

PRINCIPIOS GENERALES Y LINEAMIENTOS COMUNES

Artículo 4. Obligación de gestión de riesgos. Todo operador que planea realizar una reconversión, reversión de flujo o habilitación transitoria de infraestructura, deberá demostrar que ha identificado, evaluado y gestionado los riesgos asociados al cambio, de manera que la operación sea al menos tan segura como en la condición original. Lo anterior incluirá la gestión de riesgo conforme a la Ley 1523 de 2012 y el Decreto 1868 de 2021, así como la modificación de la licencia ambiental cuando corresponda.

Artículo 5. Procedimiento escrito obligatorio. El operador deberá preparar, documentar y seguir un procedimiento escrito antes de iniciar la operación en la nueva condición. Este procedimiento deberá ser presentado ante la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía con una antelación mínima de seis (6) meses al inicio de las actividades de modificación, para efectos de su evaluación.

Parágrafo. Cuando la modificación corresponda a cambios de bidireccionalidad, reversión de flujo o cambio en el servicio de transporte de gas natural, el operador deberá dar cumplimiento al procedimiento regulatorio aplicable definido en la xxx175 del 2021 y en reglamento unico de transporte creg 071 de 1999, incluyendo la presentación de las inversiones para la aprobación de cargos de acuerdo con la demanda proyectada en los tramos. En estos casos, la presentación ante el Ministerio se realizará en el marco de dicho procedimiento.

Artículo 6. Conservación de registros. El operador deberá mantener, durante toda la vida útil de la tubería, un registro completo de las investigaciones, pruebas, reparaciones, reemplazos y alteraciones realizadas.

Artículo 7. Cumplimiento de normas técnicas. Todos los componentes deberán cumplir con las Normas Técnicas Colombianas (NTC) y, en su defecto, con estándares internacionales reconocidos (API, ANSI, ASTM, ASME, NACE, ISO, CSA, NFPA).

Artículo 8. Comunicación con grupos de interés. El operador y/o transportador deberá implementar un programa de comunicación con las comunidades, autoridades locales, cuerpos de emergencia y demás grupos de interés, que incluya: a) Inicio en la etapa de planificación; b) Información específica sobre el nuevo producto y cambios en la operación; c) Capacitación al personal de emergencias; d) Actualización de marcadores de tubería.

TÍTULO III

RECONVERSIÓN DE SERVICIO

CAPÍTULO I – LINEAMIENTOS COMUNES

Artículo 9. Requisitos previos a la reconversión. Previo a cualquier reconversión, el operador deberá: a) Revisar el historial de diseño, construcción, operación y mantenimiento de la tubería; b) Realizar ensayos cuando los registros sean insuficientes; c) Realizar inspección visual del derecho de vía; d) Corregir defectos y condiciones inseguras antes de la puesta en servicio.

Artículo 10. Pruebas de presión e integridad. Se requiere realizar las pruebas y ensayos que cumplan con los criterios de hermeticidad e integridad conforme a la guía técnica PHMSA y las normas técnicas nacionales (NTC) e internacionales aplicables.

Artículo 11. Evaluación de integridad. El operador deberá realizar una evaluación de integridad que incluya: a) Inspección con herramientas tecnológicas en toda la longitud del ducto; b) Análisis de amenazas específicas para el nuevo servicio. Conforme con las Normas Técnicas Colombianas (NTC) y, en su defecto, con estándares internacionales reconocidos (API, ANSI, ASTM, ASME, NACE, ISO, CSA, NFPA y el código del Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT)).

Artículo 12. Condiciones de alto riesgo. El Ministerio requerirá justificación técnica adicional para autorizar reconversiones según sus facultades en: a) Tuberías sin registro de prueba de presiones en su fase constructiva; b) Ductos con soldaduras que no garanticen propiedades mecánicas bajo altas presiones; c) Tuberías con historial de fallas múltiples; d) Reconversión de ductos de crudo a líquidos altamente volátiles.

Artículo 13. Servidumbres y ordenamiento territorial. Todo sistema de transporte a convertir deberá cumplir con la Ley 1274 de 2009, el Código de Petróleos, las NTC y los Planes de Ordenamiento Territorial municipales de las zonas de influencia.

Artículo 14. Cumplimiento de reglamentos de transporte. El ducto a convertir deberá cumplir con los reglamentos aplicables: RUT (CREG 071 de 1999), RTP (CREG 208 de 2021) y lineamientos de transporte de crudos (Resolución MME 72145 de 2014), o las normas que modifiquen o sustituyan.

CAPÍTULO II – OLEODUCTO A GASODUCTO

Artículo 15. Lineamientos específicos. La conversión de oleoducto a gasoducto deberá atender adicionalmente: a) Compatibilidad de componentes con gas natural; b) Evaluación de estaciones de compresión; c) Reclasificación de áreas de alto impacto; d) Actualización de procedimientos; e) Modificación de licencia ambiental; g) Seguir las orientaciones de la Guía Técnica PHMSA del Departamento de Transporte de los Estados Unidos respecto a la materia.

Artículo 16. Condiciones especiales. El operador deberá: a) Evaluar impactos operacionales y composicionales sobre la integridad; b) Verificar el sistema de protección contra sobrepresión; c) Implementar programa de monitoreo de confiabilidad.

Artículo 17. Requisitos para solicitar la conversión de oleoducto a gasoducto.

El interesado deberá radicar solicitud formal ante la Dirección de Hidrocarburos del MME, acompañando: a) Justificación con análisis de impacto para remitentes; b) Acta de socialización; c) Carta de aceptación de remitentes; d) Soporte de finalización de contratos; e) Documento de subutilización; f) Soporte técnico de vaciado, purga e inertización; g) Disposición de activos de bombeo; h) Fecha de finalización como oleoducto; i) Visita en punto de entrada y salida; j) Certificado de procedencia de la molécula de gas; k) Modificación de licencia ambiental.

Parágrafo 1. El Ministerio determinará la pertinencia de la conversión y emitirá el acto administrativo de clausura del oleoducto.

Parágrafo 2. Emitido el acto de clausura, el operador adelantará los trámites ante la CREG conforme al RUT, la Resolución CREG 175 de 2021 y demás regulación aplicable.

CAPÍTULO III – GASODUCTO A OLEODUCTO

Artículo 18. Lineamientos específicos. La reconversión de gasoducto a oleoducto deberá atender: a) Compatibilidad de componentes con producto líquido; b) Estaciones de bombeo; c) Control de variables operaciones o de procesos para líquidos; d) Contención de derrames; e) Impacto sobre integridad; d) Velocidad de cierre de válvulas de emergencia, f) Seguir las orientaciones de la Guía Técnica PHMSA del Departamento de Transporte de los Estados Unidos respecto a la materia.

Parágrafo. El operador enviará documentación al MME conforme al artículo 212 del Decreto-Ley 1056 de 1953 y la Resolución MME 72145 de 2014.

CAPÍTULO IV – OLEODUCTO A POLIDUCTO Y VICEVERSA

Artículo 19. Lineamientos para la conversión de oleoducto a poliducto o viceversa. Deberán atenderse: a) Compatibilidad química; b) Detección de fugas con nuevas densidades; c) Modificación de sistemas de medición.

Artículo 20. Lineamientos para reconversión de poliducto a oleoducto o viceversa. Deberán atenderse: a) Impacto de petróleos pesados en sistemas de bombeo; b) Compatibilidad con los componentes del oleoducto c) Análisis composicional del petróleo con los criterios de calidad.

TÍTULO IV

REVERSIBILIDAD Y/O BIDIRECCIONALIDAD DE FLUJO

Artículo 21. Alcance. Los lineamientos de este Título aplican a todo tipo de ductos que planeen operar en dirección inversa a su diseño original, de manera permanente o temporal.

Artículo 22. Evaluación de impacto. El operador deberá evaluar: a) Cambios en las variables operacionales del transporte del fluido; b) Los fenómenos fisicoquímicos que afecten la integridad de la infraestructura; c) Facilidad para el desplazamiento en el uso de dispositivos tecnológicos para inspeccionar la integridad.

Artículo 23. Modificaciones a facilidades. Podrán requerirse: a) Protección contra sobrepresión; b) Válvulas de control; c) Odorización; d) Estaciones de compresión o bombeo; e) Limpieza y separación; f) Estaciones de lanzamiento/recepción ILI.

Artículo 24. Lineamientos para gasoductos. El operador deberá: a) Verificar protección contra sobrepresión; b) Estudio de recalificación si incrementa presión; c) Clasificación de ubicación; d) Odorización; e) Revisar SCADA; f) Actualizar procedimientos de purga, arranque y parada.

Artículo 25. Lineamientos para ductos líquidos. El operador deberá: a) Analizar de las variables operacionales del transporte del hidrocarburo que no afecten la infraestructura ; b) Dispositivos de restricción de flujo de emergencia; c) f) Seguir las orientaciones de la Guía Técnica PHMSA del Departamento de Transporte de los Estados Unidos respecto a la dirección de flujo.

Artículo 26. Actualización del PGI e integridad. El operador deberá actualizar el PGI, realizar nueva identificación de amenazas, utilización de dispositivos tecnológicos de inspección de la integridad en dirección original, y considerar no revertir flujo en ductos con historial de fallas que afecten sus propiedades mecánicas o químicas.

TÍTULO V

USO TRANSITORIO DE INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

PARA CONEXIÓN DE NUEVAS FUENTES DE SUMINISTRO AL SNT

Artículo 27. Objeto del presente Título. Establecer los lineamientos para el uso transitorio de infraestructura existente de transporte de hidrocarburos que permita la conexión con el Sistema Nacional de Transporte (SNT) de nuevas fuentes de suministro no cobijadas por la Resolución CREG 033 de 2018, incluyendo: a) Fuentes que no hayan declarado su comercialidad; b) Nuevos puntos de importación de gas natural.

Artículo 28. Alcance de presente título. Los presentes lineamientos serán aplicables únicamente para el uso transitorio de infraestructura existente que habilite la entrega de gas natural adicional para el abastecimiento de la demanda.

Artículo 29. Uso transitorio de infraestructura existente para conectar nuevas fuentes de suministro.

El productor-comercializador y el comercializador de gas natural importado podrán asegurar la conexión de las fuentes de suministro señaladas en el artículo 27 mediante el uso transitorio de infraestructura existente de transporte de hidrocarburos.

Esta alternativa de conexión no podrá constituirse como un bypass al SNT para fuentes de suministro para las cuales ya se ha desarrollado infraestructura de transporte.

Las condiciones de uso de esta infraestructura serán acordadas entre el productor-comercializador o comercializador de gas importado y el propietario u operador de la infraestructura existente a través de mecanismos de negociación directa.

El plazo de operación transitoria estará sujeto a: a) La entrada en operación de infraestructura desarrollada mediante los mecanismos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural; b) El desarrollo de extensiones del SNT que permitan la conexión definitiva de la nueva fuente; c) La oferta de la nueva fuente de suministro. En caso de que se materialice nueva infraestructura bajo los mecanismos regulatorios de la CREG, la misma deberá contemplar la capacidad requerida de la nueva fuente conectada.

La causa de la temporalidad y su plazo de aplicación deberán ser claras y explícitas en el acuerdo que suscriban las partes.

El plazo, capacidad, punto de inyección del gas y punto de entrada al SNT serán reportados por el productor-comercializador o el comercializador de gas natural importado al Gestor del Mercado de Gas Natural. Igualmente, se remitirá comunicación a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, acompañada de copia del acuerdo de uso suscrito.

Los agentes deberán actuar conforme a los principios de la Ley 142 de 1994 y las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019.

Artículo 30. Acceso a la infraestructura existente de carácter transitorio.

Dada la condición de transitoriedad de esta infraestructura, el acceso se regirá por las siguientes disposiciones:

Los productores-comercializadores o comercializadores de gas importado estarán obligados a permitir el acceso y conexión de empresas prestadoras de servicios públicos y usuarios no regulados, siempre que resulte técnicamente viable y se disponga de capacidad excedente una vez atendida la demanda proyectada. El acceso se otorgará como máximo hasta la fecha declarada de finalización del uso transitorio.

El propietario de la infraestructura deberá informar a terceros interesados las condiciones aplicables, en un plazo máximo de quince (15) días hábiles. Los agentes podrán acordar la remuneración o peaje razonable por la utilización de la infraestructura.

Parágrafo. La CREG definirá las reglas aplicables en caso de que la condición de transitoriedad varíe pasando a un uso permanente. En todo caso, se deberá respetar la condición de propiedad del sector de origen, conforme al Código de Petróleos.

Artículo 31. Requisitos para el uso transitorio. La habilitación transitoria de infraestructura existente deberá cumplir con los lineamientos de integridad y seguridad establecidos en los Títulos II y III de la presente resolución, según aplique al tipo de reconversión necesaria para el transporte de gas natural.

TÍTULO VI

GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD, ASPECTOS OPERATIVOS Y COMUNICACIÓN

Artículo 32. Revisión obligatoria del PGI. El operador deberá revisar su PGI y documentar las razones y cambios antes de cualquier modificación operativa.

Artículo 33. Actualización de manuales y planes. Previo al inicio de la nueva operación:
a) Manuales de operaciones; b) Planes de emergencia; c) Planes de respuesta a derrames;
d) Procedimientos de arranque y parada; e) Mapas y registros.

Artículo 34. Gestión del cambio y capacitación. El operador deberá seguir un procedimiento formal de gestión del cambio y capacitar al personal en nuevos procedimientos, riesgos, respuesta a emergencias y equipos.

Artículo 35. Señalización y concientización. Los marcadores de línea deberán actualizarse y el programa de concientización pública deberá reflejar los cambios en producto y riesgos.

Impuesto de transporte de hidrocarburos: En el momento que cesa operaciones se le informará el Ministerio de Minas y Energía comunicará a los municipios sobre la situación de la orden de giro del impuesto de transporte al cese de operaciones en proceso de conversión y reconversión de infraestructuras.

TÍTULO VII

NOTIFICACIONES, SEGUIMIENTO Y DISPOSICIONES FINALES

Artículo 36. Notificación previa. Los operadores deberán notificar al Ministerio de Minas y Energía, y según corresponda a la CREG y a la SSPD, con una antelación mínima de seis (6) meses, adjuntando: a) Procedimiento escrito; b) Cronograma; c) Evaluación de impacto y análisis de riesgos.

Artículo 37. Seguimiento. El Ministerio, a través de la Dirección de Hidrocarburos, podrá realizar seguimiento al cumplimiento de los presentes lineamientos, sin perjuicio de las facultades de la CREG y la SSPD.

Artículo 38. Consecuencias del incumplimiento. El incumplimiento dará lugar a las consecuencias previstas en el Código de Petróleos, la Ley 142 de 1994, la Ley 401 de 1997 y demás normas concordantes.

Artículo 39. Coordinación interinstitucional. El Ministerio coordinará con la CREG, la UPME y la SSPD la articulación de estos lineamientos con la regulación de transporte de gas natural, incluyendo la Resolución CREG 175 de 2021, la Resolución CREG 033 de 2018 y el Decreto 1073 de 2015.

Artículo 40. Plazo de adecuación. Los operadores que estén desarrollando o planeen desarrollar proyectos de reconversión, reversión de flujo o uso transitorio de infraestructura deberán ajustarse a lo dispuesto en un plazo no mayor a un (1) año desde su entrada en vigor.

Artículo 41. Derogatorias. La presente resolución deroga las disposiciones de igual o inferior jerarquía que le sean contrarias.

Artículo 42. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los ____ días del mes de _____ de 2026.

MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

Elaboró: [Nombre del responsable]

Revisó: [Nombre del revisor – Oficina Jurídica / OARE]

Aprobó: [Nombre del aprobador]