

**RESOLUCIÓN NÚMERO 40302 DE 2026**

(julio 7)

*por la cual se modifica la Resolución número 40031 de 2025, que adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, y se establecen otras disposiciones.*

El Ministro de Minas y Energía, en uso de las facultades legales y en especial las dispuestas en los numerales 14 y 32 del artículo 2° del Decreto 381 de 2012, el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, y

**CONSIDERANDO:**

Que, de acuerdo con el artículo 365 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que, de conformidad con lo previsto en los artículos 1°, 2° y 4° de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, sin interrupciones y de manera eficiente.

Que, los numerales 14 y 32 del artículo 2° del Decreto número 381 de 2012, adicionado por el Decreto número 1617 de 2013, establecen que el Ministerio de Minas y Energía deberá adoptar los planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de gas combustible y adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.

Que, mediante el Decreto número 2345 de 2015 se adicionó el Decreto número 1073 de 2015, en relación con los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural en el país.

Que, el artículo 7° del Decreto número 1467 de 2024 modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto número 1073 de 2015, estableciendo en el inciso 1° que: “...con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un periodo de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.19, 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.21 y el parágrafo 1° del artículo 2.2.2.2.37 de este decreto. (...)”.

Que, el artículo 1° de la Resolución número 40052 de 2016, *por la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el artículo 4° del Decreto número 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones*, estableció que para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, señaló los elementos mínimos que deberá contener dicho estudio técnico.

Que, mediante la Resolución número 40031 del 2025, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, con base en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038 publicado por la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME) mediante la Circular Externa número 045 de 2024, y su Documento Complementario adoptado a través de la Circular Externa número 000008 de 2025.

Que, el parágrafo del artículo 4° de la Resolución número 40031 del 2025, modificada por la Resolución número 40302 del 2025, dispuso que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) definirá la documentación que deberán presentar los transportadores incumbentes interesados con el fin de dar aplicación al literal a) del artículo 4° de la Resolución CREG 102 008 del 2022, modificada por las Resoluciones CREG 102 003 del 2023 y 102 012 del 2024.

Que, mediante la Resolución número 680 del 2025 la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) estableció el procedimiento, metodología y criterios de evaluación, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el literal a) del artículo 4° de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por las Resoluciones CREG 102 003 del 2023 y 102 012 del 2024.

Que, mediante la Resolución número CREG 175 de 2021, se establecieron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte (SNT), y se dictaron otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

Que, la Comisión de Regulación Energía y Gas (CREG), expidió la Resolución CREG 102 023 del 2026, por medio de la cual adicionó la Resolución CREG 175 de 2021, incorporando disposiciones relacionadas con la remuneración de activos de transporte de hidrocarburos convertidos a gasoductos para la prestación del servicio de transporte de gas natural.

Que, mediante radicado Minenergía 1-2026-023281 del 19 de mayo del 2026, las empresas Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. y Promigas S.A. E.S.P., actuando como transportadores incumbentes interesados, presentaron al Ministerio de Minas y Energía y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) comentarios, solicitudes de aclaración y propuestas regulatorias relacionadas

con la metodología de remuneración de infraestructura convertida. Dentro de las propuestas formuladas se destacan: (i) que el término previsto para la presentación de la Manifestación de Interés comience a contabilizarse una vez se encuentren definidas las señales de remuneración e incentivos aplicables a la conversión de infraestructura existente y (ii) la incorporación, en el cálculo del Ingreso Anual Esperado (IAE), de un Componente de Confiabilidad por Costo de Racionamiento Evitado (CCCRE), con el fin de reconocer el beneficio económico derivado de contar con un gasoducto que puede ofrecer el servicio de transporte en un menor tiempo frente a la alternativa de construir un gasoducto nuevo.

Que, en el numeral 4.2.2. del Documento Complementario del Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 (2023-2038), publicado mediante la Circular Externa 000008 de 2025 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se menciona que el riesgo de abastecimiento en el interior del país obedece no solo a la insuficiencia de la oferta nacional, sino también a la capacidad limitada de transporte entre la Costa Atlántica y el interior, siendo la conexión entre ambas regiones mediada actualmente en exclusiva por el gasoducto Ballena – Barrancabermeja con una capacidad de 260 MPCD. En consecuencia, el citado estudio identifica como medida prioritaria la habilitación de alternativas adicionales de transporte desde el Valle Inferior del Magdalena hacia el interior del país.

Que mediante radicado Minenergía 1-2026-028814 del 19 de junio del 2026, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) informó que se encuentra adelantando el proceso de evaluación técnica de las propuestas presentadas por los agentes interesados respecto de diez (10) de los catorce (14) proyectos adoptados mediante la Resolución número MME 40031 de 2025 y que, en desarrollo de dicho proceso, identificó discrepancias entre el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038 y la Resolución 40031 de 2025, relacionadas con las características técnicas de seis (6) proyectos asociados a ampliaciones de capacidad de transporte de gas natural, a saber:

1. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando-Fusagasugá.
2. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros-Granada.
3. Bidireccionalidad en el tramo Vasconia-Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).
4. Bidireccionalidad en el tramo Vasconia-La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).
5. Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza-El Porvenir-Cusiana (con conexión al tramo Cusiana-APIAY).
6. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday-Neiva.

Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en el citado radicado 1-2026-028814, expuso que la permanencia de la expresión “capacidad adicional”, mantendría una indeterminación entre la capacidad incremental y la capacidad total requerida, circunstancia que afectaría la valoración de las propuestas frente a los escenarios de demanda modelados en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023 – 2038, así como la verificación de su consistencia con los flujos resultantes del modelo del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

Que, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, emitió concepto técnico 3-2026-037160 del 7 de julio de 2026, señalando la necesidad de ajustar el plazo y condiciones para que los transportadores incumbentes interesados puedan manifestar su interés en la presentación de los proyectos adoptados mediante la Resolución número 40031 del 2025. De igual manera, la citada dependencia consideró necesario precisar la capacidad de transporte para algunos de los proyectos señalados en el artículo 1° de la Resolución número MME 40031 del 2025 para evitar dilaciones en la evaluación de dichos proyectos de conformidad con la Resolución número 680 del 2025 expedida por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Que, en el referido concepto, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales recomendó modificar el plazo para la declaratoria de Manifestación de Interés por parte del transportador incumbente para el proyecto “Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena – Interior” en tanto el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN), prevé para dicho proyecto el uso de Infraestructura Convertida como una alternativa para su desarrollo, con el fin de cumplir con las disposiciones aplicables, previstas en el Decreto número 1073 del 2015 y demás normas concordantes.

Que, con base en lo expuesto, especialmente en lo señalado por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, es procedente modificar la Resolución número 40031 de 2025, con el fin de contribuir en el abastecimiento de la demanda energética del país y propender por la prestación continua e ininterrumpida del servicio público de gas natural, en beneficio de los ciudadanos y de los diversos sectores económicos e industriales.

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.2.30.4. del Decreto 1074 de 2015, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales procedió a

evaluar el presente acto administrativo, encontrando que este no tiene incidencia en el régimen de libre competencia económica. Por lo tanto, no resulta necesario agotar el trámite de abogacía de la competencia previsto en el artículo 7° de la Ley 1340 del 2009, desarrollado en el Capítulo 30 del Título 2 de la Parte 2 del Libro 2 del citado decreto.

Que, en cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 del 2011 el presente proyecto se publicó del 25 de junio al 29 de junio de 2026 en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía, los cuales fueron analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modifíquense los numerales i), ii), vii), viii), ix) y xi) del artículo 1° de la Resolución número 40031 del 2025; en consecuencia, el citado precepto será del siguiente tenor:

“**Artículo 1°.** Adoptar el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, con base en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 publicado por la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME), mediante la Circular número 045 de 2024, en lo que respecta a los siguientes proyectos:

i) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando-Fusagasugá:

- Prestación del servicio de transporte de una capacidad no inferior de 1,6 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en el tramo Guando-Fusagasugá.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

ii) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros-Granada:

- Prestación del servicio de transporte de una capacidad no inferior de 1,1 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en el tramo Centauros-Granada.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

iii) Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena (en adelante VIM) – Interior:

- Diseño, adecuación, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre el VIM y el interior del país, entre los nodos Jobo y Vasconia del Sistema Nacional de Transporte (SNT); con una capacidad de transporte de 400 MPCD.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre de 2030.
- Fecha anticipada de entrada en operación parcial: Cuarto Trimestre de 2027, con una capacidad de transporte no inferior a 100 MPCD.

iv) Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio.

- Diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre Bogotá y el Magdalena Medio, entre el tramo Mariquita - Vasconia hasta un punto de entrega al SNT ubicado en el tramo Gasoducto de la Sabana; con una capacidad de transporte de 215 MPCD.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre de 2030.

v) Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio.

- Diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre Cúcuta y el Magdalena Medio, entre la sección Aguachica/ San Alberto del tramo Ballena – Barrancabermeja, hasta un punto de entrega del SNT ubicado en el límite geopolítico de la ciudad de Cúcuta; con una capacidad de transporte de 8 MPCD.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre de 2030.

vi) Infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT

- Planta de Regasificación de La Guajira con conexión al punto de entrega al SNT ubicado en el nodo Ballena con los siguientes servicios asociados:
  - a) Capacidad de regasificación de 250 MPCD;
  - b) Capacidad de almacenamiento de 120.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado (GNL);
  - c) Fecha de puesta en operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

d) Fecha anticipada de entrada en operación: Primer Trimestre de 2026.

e) Demás servicios asociados especificados en la descripción del proyecto contenida en los Documentos de Selección del Inversionista elaborados por la UPME.

vii) Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia):

- Prestación del servicio de transporte de una capacidad no inferior de 192 MPCD en el sentido Mariquita-Vasconia.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto al que se refiere el inciso vii) del numeral 1.2. del artículo 1° de la Resolución número MME 40304 de 2020.

viii) Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza):

- Prestación del servicio de transporte de una capacidad no inferior de 200 MPCD en el sentido Vasconia - La Belleza.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre del 2030.

ix) Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza-El Porvenir-Cusiana (con conexión al tramo Cusiana-Apiay):

- Prestación del servicio de transporte de una capacidad no inferior de 120 MPCD en el tramo La Belleza-El Porvenir-Cusiana.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre del 2030.

x) Gasoducto Aguazul-Yopal:

- Diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto necesario para garantizar la conexión entre Aguazul y Yopal, con conexión a los tramos Yopal-Floreña, Yopal-Morichal y Cusiana-El Porvenir; con una capacidad de transporte de 13,9 MPCD en Yopal.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

- Fecha anticipada de entrada en operación: Cuarto Trimestre de 2026.

xi) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday-Neiva

- Prestación del servicio de transporte de una capacidad no inferior de 17 MPCD en el tramo Gualanday-Neiva.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
- Fecha anticipada de entrada en operación: Cuarto Trimestre de 2026.

xii) Gasoductos para la conexión de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio:

- Diseño, construcción, montaje y puesta en operación de los gasoductos necesarios para garantizar la conexión de ramales aislados de las zonas de Santander, Sur de Bolívar y Antioquia en el Magdalena Medio al SNT, de acuerdo con las características específicas de cada ramal declaradas por el transportador incumbente para establecer la ubicación de las conexiones; con una capacidad de transporte agregada de 3,5 MPCD.

Incluye la conexión de los siguientes ramales:

- f) Yariguíes – Puente Sogamoso,
- g) Yariguíes – Puerto Wilches,
- h) Cantagallo – Cantagallo,
- i) Cantagallo – San Pablo,
- j) Corregimiento Brisas de Bolívar,
- k) San Vicente de Chucurí y Galán – Casabe – Yondó.
- Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.

Artículo 2°. Modifíquese el artículo 4° de la Resolución número MME 40031 del 2025 el cual quedará así:

“**Artículo 4.** Tratándose del término previsto para declarar la Manifestación de Interés en desarrollar los proyectos contenidos en el artículo 1° de esta resolución, se dará

aplicación al literal a) del artículo 4° de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o a aquellas que la modifiquen, adicionen o deroguen.

Respecto del proyecto “Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena (en adelante VIM) – Interior”, adoptado en el literal iii) del artículo 1° de esta resolución, el transportador incumbente dispondrá de un plazo que no podrá superar un (1) año, contado a partir de la entrada en vigencia del presente acto administrativo, para declarar la Manifestación de Interés en desarrollar dicho proyecto en la modalidad de infraestructura existente de transporte de hidrocarburos”.

Artículo 3°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) deberá en el marco de sus competencias, en concordancia con los lineamientos contenidos en la presente resolución, priorizar la evaluación de viabilidad de los proyectos de Infraestructura Convertida, para que se incluyan en la metodología tarifaria de la que trata la Resolución CREG 175 de 2021, modificada por la Resolución CREG 102 023 de 2026, y los componentes que permitan reconocer la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 2.2.2.28 y en las definiciones descritas en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto número 1073 de 2015.

Para dicha evaluación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podrá tomar entre otras, como referencia, el impacto en los beneficiarios de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), que se desarrollen mediante Infraestructura Convertida, frente al tiempo que tomaría la entrada en operación de un gasoducto nuevo de igual capacidad y trazado, en el marco del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038, adoptado mediante la Circular Externa número 000008 de 2025.

Artículo 4°. Las demás disposiciones de la Resolución número 40031 de 2025 no modificadas por el presente acto administrativo continuarán vigentes.

Artículo 5°. La presente resolución rige a partir del día siguiente a la publicación en el **Diario Oficial**.

Publíquese y cúmplase.

7 de julio de 2026.

El Ministro de Minas y Energía,

Edwin Palma Egea.

(C. F.).

## MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

### DECRETOS

#### DECRETO NÚMERO 0701 DE 2026

(julio 7)

*por el cual se modifican parcialmente los marcos técnicos de las Normas de Información Financiera para el Grupo 1 y de Información Financiera para las PYMES, Grupo 2, del Decreto número 2420 de 2015, Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información Financiera y de Aseguramiento de la Información, y se dictan otras disposiciones.*

El Presidente de la República de Colombia, en uso de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y en la Ley 1314 de 2009, y

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley 1314 de 2009, señala que por mandato de esta, el Estado, bajo la dirección del Presidente la República y por intermedio de las entidades que allí se mencionan, Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Comercio, Industria y Turismo, intervendrá la economía, limitando la libertad económica, para expedir normas contables, de información financiera y de aseguramiento de la información, que conformen un sistema único y homogéneo de alta calidad, comprensible y de forzosa observancia, por cuya virtud los informes contables y, en particular, los estados financieros, brinden información financiera comprensible, transparente y comparable, pertinente y confiable, útil para la toma de decisiones económicas por parte del Estado, los propietarios, los funcionarios y empleados de las empresas, los inversionistas actuales o potenciales y otras partes interesadas, para mejorar la productividad, la competitividad y el desarrollo armónico de la actividad empresarial de las personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras.

Que, así mismo, dispone la citada ley que, con observancia de los principios de equidad, reciprocidad y conveniencia nacional y con el propósito de apoyar la internacionalización de las relaciones económicas, la acción del Estado se dirigirá hacia la convergencia de tales normas de contabilidad, de información financiera y de aseguramiento de la información, con estándares internacionales de aceptación mundial, con las mejores prácticas y con la rápida evolución de los negocios.

Que el artículo 3° de la Ley 1314 de 2009, señala que, para los propósitos de dicha ley, se entiende por normas de contabilidad y de información financiera el sistema compuesto

por postulados, principios, limitaciones, conceptos, normas técnicas generales, normas técnicas específicas, normas técnicas especiales, normas técnicas sobre revelaciones, normas técnicas sobre registros y libros, interpretaciones y guías, que permiten identificar, medir, clasificar, reconocer, interpretar, analizar, evaluar e informar, las operaciones económicas de un ente, de forma clara y completa, relevante, digna de crédito y comparable.

Que el Consejo Técnico de la Contaduría Pública (CTCP), según documento del 5 de diciembre de 2012, emitió el Direccionamiento Estratégico del proceso de convergencia de las normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de la información, con estándares internacionales, en el cual, respecto de las Normas de Información Financiera, señaló, entre otros aspectos, los siguientes:

*“Atendiendo las condiciones que exige la Ley 1314 en el sentido de que los estándares internacionales deben ser de aceptación mundial, con las mejores prácticas y con la rápida evolución de los negocios, el CTCP encuentra que la alternativa que mejor interpreta los criterios y condiciones de dicha ley es la de que en Colombia se lleve a cabo el proceso de convergencia tomando como referentes las NIIF que ha emitido el IASB y las que están en proceso de emisión...”*

*“... el proceso de convergencia a estándares internacionales de contabilidad e información financiera en Colombia, se llevará a cabo tomando como referente el Marco Conceptual, las NIIF y sus Interpretaciones - CINIF, las NIC y sus Interpretaciones - CINIC, la NIIF para Pequeñas y Medianas Entidades (PYMES) y los Fundamentos de Conclusiones, emitidos por el IASB para los grupos 1 y 2. en inglés...”*

*“... El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) es un ente del sector privado debidamente respaldado por la mayoría de los gobiernos del mundo, cuyo objetivo es la emisión de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF (IFRS por sus siglas en inglés) para una variedad de usuarios, junto con sus interpretaciones, el marco de referencia conceptual, los fundamentos de conclusiones y las guías para su implementación; así como las Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades - NIIF para PYMES (IFRS for SMEs por sus siglas en inglés) las cuales son usadas en varios países del mundo para las pymes que no cotizan sus títulos de acciones y de deuda en mercados de valores”.* (Negrilla fuera de texto).

Que el artículo 6° de la Ley 1314 de 2009, dispone que bajo la Dirección del Presidente de la República y con respecto de las facultades regulatorias en materia de contabilidad pública a cargo de la Contaduría General de la Nación, los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Comercio, Industria y Turismo, obrando conjuntamente, expedirán principios, normas, interpretaciones y guías de contabilidad e información financiera y aseguramiento de la información, con fundamento en las propuestas que debe presentarles el Consejo Técnico de la Contaduría Pública (CTCP), como organismo de normalización técnica de normas contables, de información financiera y de aseguramiento de la información.

Que el Gobierno nacional, en desarrollo de las citadas facultades legales, expidió el Decreto número 2420 de 2015, *por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información Financiera y de Aseguramiento de la Información y se dictan otras disposiciones*, el cual compiló y racionalizó los Decretos expedidos en desarrollo de la Ley 1314 de 2009 en estas materias.

Que el Consejo Técnico de la Contaduría Pública (CTCP), con fundamento en los postulados de la Ley 1314 de 2009, mediante Comunicaciones números 2-2024-034790 del 31 de diciembre de 2024, y CTCP-2024000042 del 31 de diciembre de 2024, remitió a los entonces Ministros de Hacienda y Crédito Público y de Comercio, Industria y Turismo, respectivamente, el: *“Documento de Sustentación de la propuesta a los Ministerios de Hacienda y Crédito Público (MHCP), y de Comercio, Industria y Turismo (Mincit) - sobre las Enmiendas Emitidas por el IASB durante el periodo septiembre 2022 a septiembre 2023”*, señalando que: *“Para cumplir los requerimientos de la Ley 1314 de 2009 y tras la puesta en discusión pública, y la recepción, evaluación y análisis de los comentarios recibidos de la enmiendas a la NIIF 16 Pasivo por Arrendamiento en una Venta con Arrendamiento Posterior, a la NIC 1 Pasivos no Corrientes con Condiciones Pactadas, a la NIC 7 y NIIF 7 Acuerdos de Financiación a Proveedores, a la NIC 12 Reforma Fiscal Internacional - Reglas del Modelo del Segundo Pilar, a la NIC 21 Ausencia de Convertibilidad y a la Sección 29 Reforma Fiscal Internacional - Reglas del Modelo del Segundo Pilar, el CTCP recomienda la expedición de un decreto que modifique el anexo 1 y el anexo 2 del DUR 2420 de 2015, aplicable para las entidades pertenecientes al grupo 1 y grupo 2, respectivamente”*.

Que las enmiendas recomendadas para las entidades del Grupo 1 serán aplicables en Colombia, considerando lo siguiente:

- Pasivo por Arrendamiento en una Venta con Arrendamiento Posterior (modificación a la NIIF 16). El CTCP recomienda que esta enmienda sea aplicable para estados financieros correspondientes al ejercicio social que se encuentre en curso a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto y a los ejercicios sociales posteriores, considerando que la enmienda no tiene modificaciones que resulten complejas de aplicar al momento de realizar la implementación por parte de los preparadores de información financiera...
- Pasivos no Corrientes con Condiciones Pactadas (modificación a la NIC 1). El CTCP recomienda que esta enmienda sea aplicable para estados financieros correspondientes al ejercicio social que se encuentre en curso a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto y a los ejercicios sociales posteriores. La modificación busca mejorar la presentación del estado de situación financiera y las