



# Boletín Energético No. 32

# Tabla de contenido



Introducción .....3



Generales .....4



Energía Eléctrica .....5



Gas Combustible .....11



Hidrocarburos .....14

## Introducción

El Área de Energía & Cambio Climático de CMS Rodríguez-Azuero presenta el Boletín Energético No. 32 a través del cual encontrará las normas definitivas, los proyectos en discusión, y los documentos y circulares que reflejan el movimiento normativo más relevante del sector energético colombiano durante el **mes de febrero del año 2025**, en los subsectores de energía eléctrica, gas combustible e hidrocarburos.

Este Boletín se emite únicamente con propósitos informativos. Si requiere consultoría especializada sobre la normatividad que se expone en este Boletín contacte al equipo de Energía & Cambio Climático de la Firma.

**Este Boletín fue elaborado por María Gabriela Acevedo, Yadiris Gómez y Edna Guillén bajo la dirección de Mónica Torres Sierra.**

# Generales

## Ministerio de Minas y Energía

### **Definitiva | Limitación de servicios por Estado de Conmoción**

El 5 de febrero de 2025 el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto No.132 de 2025 “*Por el cual se adoptan medidas de orden público sobre combustibles en el marco del Estado de Conmoción Interior declarado mediante el Decreto 0062 del 24 de enero de 2025*”, mediante el cual el Presidente de la República declaró el Estado de Conmoción Interior considerando la grave situación de orden público que afecta a la región del Catatumbo, que conllevó a la necesidad de implementar medidas para garantizar la seguridad y la integridad de la infraestructura energética y vial de la región.

El Decreto 132 estableció que, cuando exista reporte por perfilamiento de riesgo o por solicitud del Ministerio de Defensa, Ministerio de Justicia y del Derecho, Ministerio del Interior, del Ministerio de Minas y Energía, o de un cuerpo de inteligencia del Estado, se podrá limitar, suspender o reemplazar los servicios de abastecimiento, suministro, comercialización, transporte y distribución de petróleo, combustibles líquidos, gas combustible por redes o gas licuado de petróleo. Teniendo en cuenta lo anterior, se podrá acudir a las siguientes medidas:

1. Cierre temporal de estaciones de servicio.
2. Limitación o suspensión temporal de la comercialización y distribución de combustibles líquidos.
3. Limitación o suspensión temporal de las guías de transporte de combustibles líquidos.
4. Limitación total o parcial de la distribución de GLP.
5. Suspensión del transporte y distribución de gas combustible por redes.

Consulte el Decreto aquí: 



# Energía Eléctrica



## Ministerio de Minas y Energía

### **Proyecto | Mecanismo de pago por diferencias para energía limpia y eficiencia**

El 11 de febrero de 2025 el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) publicó el Proyecto de Resolución *“Por la cual se definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pago por diferencias, que promueva la contratación de energía a largo plazo a partir de tecnologías de bajas emisiones y se establecen los lineamientos para la primera ronda de adjudicaciones.”*

El Proyecto busca definir las reglas para implementar un esquema de contratación de energía de largo plazo que incentive el aprovechamiento de las fuentes energéticas de bajas emisiones, mejore los costos de incorporación al mercado y disminuya los precios de la energía al usuario final. Este mecanismo busca adaptarse a la realidad física, financiera y operativa del Mercado Mayorista de Energía, que atienda a la variabilidad de la estructura del mercado colombiano, de tal forma que se adopten algunas de las características de los conocidos Contratos Por Diferencia.

El mecanismo será diseñado y asignado por el MME mediante un proceso de adjudicación, y el resultado de la asignación será un mecanismo de pago por diferencias entre las contrapartes de este, esto es el Sistema Interconectado Nacional. Se trata de un “mecanismo comercial sistémico y centralizado” a través del cual se asignará de manera administrada a un generador un precio fijo por un tiempo determinado (10 años) asociado a un precio y volumen de referencia. La contraparte será el Sistema Interconectado Nacional, por lo que no es un contrato *per sé*. La demanda eléctrica nacional será la contraparte del mecanismo y esta pagará un precio que será definido por la CREG dentro de la tarifa del servicio público de energía.

El proyecto al cual que se le adjudique un mecanismo deberá garantizar un volumen de referencia mínimo que se haya liquidado dentro de

un periodo de igual duración a aquel en el cual se realicen los pagos por parte del Administrador del mecanismo.

Consulte el Proyecto aquí: 

### **Proyecto | Lineamientos para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica**

El 28 de febrero de 2025 el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) publicó Proyecto de Resolución *“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.”*

Debido a la declaración de la nulidad del Decreto 570 de 2018 que originó las subastas de contratos de largo plazo en 2019 y 2021, el MME busca expedir nuevos lineamientos para viabilizar la entrada de más fuentes de generación para atender la demanda en constante aumento y la expansión integral de las actividades y servicios relacionadas.

El Proyecto autoriza al MME, a la CREG y a la UPME para que creen, diseñen y reglamenten mecanismos de contratación a largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica, recursos y servicios nuevos en las actividades de transmisión, distribución, almacenamiento y servicios complementarios.

Así mismo, señala que la UPME realizará el análisis respectivo en cada plan de expansión de generación y transmisión de energía considerando los fenómenos climáticos e informará al MME para que se tomen las medidas correspondientes.

Los mecanismos deberán ser competitivos o administrados, con criterios para la valoración y asignación, y deben incluir esquemas de

responsabilidad para los participantes. Por último, el Proyecto señala que la CREG establecerá un esquema para trasladar los costos eficientes de la compra de energía a la tarifa final de los usuarios.

Consulte la Circular aquí: 

## Proyecto | Convocatoria para los Operadores de Red

El 10 de febrero de 2025 el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) publicó Proyecto de Resolución “Por la cual se convoca a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas incluyendo sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE 001 -2025, así como para llevar a cabo su desarrollo.”

El Indicador de Pobreza Energética Multidimensional calculado por el MME revela que el 22,71% de los hogares colombianos enfrenta pobreza energética, lo que significa que más de una quinta parte del país vive en condiciones de vulnerabilidad energética. Considera, que esta situación subraya la urgencia de implementar estrategias efectivas que garanticen el acceso universal a energía segura y asequible para todos.

Debido a lo anterior, el Proyecto busca realizar la convocatoria para que los OR presenten sus proyectos de acuerdo con los criterios económicos, financieros, sociales y técnicos establecidos en la normatividad. Una vez finalizadas las obras contempladas, el OR correspondiente autorizará la conexión de los activos. Las inversiones realizadas con recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (“PRONE”) serán titularidad de la Nación - Ministerio de Minas y Energía, en proporción a su aporte.

Consulte el Proyecto aquí: 

## Unidad de Planeación Minero-Energética

### Definitiva | Certificación de incentivos fiscales en proyectos energéticos

El 7 de febrero de 2025 la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”) expidió la Resolución 135 de 2025 “Por la cual se establecen los requisitos, el procedimiento y las tarifas a cobrar para evaluar las solicitudes y emitir los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.”

La Resolución deroga al Resolución 319 de 2021 y define los requisitos, el procedimiento y las tarifas que aplicarán para evaluar solicitudes y emitir certificados que otorgan acceso a los incentivos fiscales creados por la Ley 1715 para proyectos de generación de electricidad con Fuentes No Convencionales De Energía (“FNCE”), acciones de Gestión Eficiente De La Energía (“GEE”), y proyectos de hidrógeno verde, azul y blanco.

De esta resolución se resalta que el procedimiento para solicitar la evaluación para la emisión del certificado UPME iniciará con la recepción de solicitudes que, de ahora en adelante, solo se recibirán en dos ciclos durante un año calendario así:

CICLO	Fecha inicial recepción y evaluación de solicitudes	Fecha final de recepción de solicitudes
Ciclo I	15 de febrero	14 de mayo
Ciclo II	15 de agosto	14 de noviembre

Consulte la Resolución aquí: 

### Proyecto | Procedimiento para solicitud de conexión de capacidad de transporte temporal en subestaciones que conectan con países fronterizos

El 19 de febrero de 2025 la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”) publicó Proyecto de Resolución “Por la cual se determina el procedimiento y demás aspectos necesarios para resolver las solicitudes de conexión de capacidad de transporte temporal en las subestaciones en desuso que interconectan al SIN con países fronterizos, en el marco de lo establecido en la Resolución MME 40024 de 2025”.

El Proyecto busca cumplir con lo ordenado en la Resolución MME 40024 que establece disposiciones temporales para optimizar el uso de la infraestructura energética nacional, garantizar la disponibilidad de energía y facilitar el intercambio energético internacional, según la cual la UPME es la encargada de definir los cronogramas, procedimientos y demás aspectos necesarios para realizar la asignación de capacidad de transporte en las subestaciones que se encuentran en desuso, que estén conectadas al SIN y que sirvan para conectar con países fronterizos.

Así las cosas, el Proyecto contempla los pasos para que los interesados presenten sus solicitudes a la UPME, así:

1. Solicitud: El interesado deberá realizar un estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico de acuerdo con las Circular CREG 047<sup>1</sup> de 2023 y Circular UPME 052 de 2023<sup>2</sup>, junto con el formulario de solicitud diligenciado y demás documentos contemplados en el Proyecto.
2. Revisión de la solicitud: La UPME revisará la información radicada y en caso de no cumplir con los requisitos establecidos el interesado podrá ajustar la información durante el término de 10 días hábiles contados desde la recepción del requerimiento.
3. Evaluación de la solicitud: Las evaluaciones se elaborarán de acuerdo con lo contemplado en el Código de Redes, en caso de cumplir con los

requisitos se emitirá el concepto de capacidad de transporte.

4. Emisión del concepto: El resultado podrá ser de aprobación, aprobación condicionada o no aprobación. Este será emitido dentro de los 2 meses siguientes a la finalización de la etapa de evaluación.

Consulte el Proyecto aquí: 

## Comisión de Regulación de Energía y Gas

### Definitiva | Regulación de fronteras embebidas para el servicio eléctrico

El 17 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó la Resolución 101 070 de 2025 *“Por la cual se sustituyen y amplían las reglas existentes para permitir el uso de activos de conexión de propiedad de Usuarios No Regulados para conectar generación y demanda al Sistema Interconectado Nacional.”*

Dada la problemática para ofrecer el servicio eléctrico en algunas zonas del país, se identificó la necesidad de establecer normas que permitan el uso de activos de conexión de usuarios no regulados para proyectos de operadores regulados, con el fin de asegurar un servicio eléctrico continuo y confiable. La Resolución permite tener una Frontera Embebida<sup>3</sup>, un Generador Embebido<sup>4</sup> o un OR Embebido<sup>5</sup>, para lo cual se introducen principios generales que se resumen a continuación:

<sup>1</sup> Contenido de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de proyectos clase 1.

<sup>2</sup> Publicación de formato Excel para la presentación de los estudios de conexión conforme a lo establecido en la circular CREG 047 de 2023.

<sup>3</sup> De acuerdo con la Resolución 101 070 de 2025 debe entenderse por **Frontera Embebida** aquella frontera comercial que se conecta al Sistema Interconectado Nacional, SIN, mediante los activos de conexión de un Usuario No Regulado, a través de una Frontera Principal.

<sup>4</sup> De acuerdo con la Resolución Resolución 101 070 de 2025 debe entenderse por **Generador Embebido** aquellos generadores de energía eléctrica, cogeneradores o autogeneradores a gran escala con o sin entrega de excedentes, que se conectan utilizando una Frontera Embebida.

<sup>5</sup> De acuerdo con la Resolución 101 070 de 2025 debe entenderse por **Operador de Red Embebido**: Corresponde al Operador de Red, OR, que conecta activos de uso de su sistema a activos de conexión de un Usuario No Regulado, utilizando una Frontera Embebida. También será denominado OR Embebido.

1. Las Fronteras Embebidas pueden existir sin modificar las condiciones de la Frontera Principal<sup>6</sup>, y su energía se registrará allí.
2. En la Frontera Principal se registrará la energía de las Fronteras Embebidas.
3. El consumo de energía del usuario no regulado representado por el comercializador responsable de la Frontera Principal, se establecerá mediante un balance energético, todas las medidas se referirán al Sistema de Transmisión Nacional (STN).
4. Las Fronteras Embebidas asociadas con usuarios regulados y no regulados deben ser representadas por comercializadores.
5. Las Fronteras Embebidas no pueden formar parte de otra conexión embebida.

Para registrar una Frontera Embebida, se deberá:

1. Presentar solicitud ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del Mercado Mayorista (ASIC) junto con la aprobación de los propietarios de los activos de conexión.
2. La Frontera Embebida deberá corresponder a una frontera comercial establecidas en la Resolución CREG 038 de 2014 que se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. Adicionalmente, se debe entregar un informe técnico del Operador de Red Cercano y, en el caso de un OR Embebido, un concepto de la UPME.

El propietario de los activos de conexión podrá cobrar por su uso para la Frontera Embebida,

según un contrato suscrito entre las partes. Los OR Embebidos deben considerar el porcentaje de uso, antigüedad y costos operativos de los activos. Si los activos no son aptos, no se podrá usar esta alternativa. El valor acordado será un ingreso anual y puede ser modificado por la CREG si es necesario.

La Resolución establece que, si un comercializador incumple con el pago de los cargos por el uso de los activos de conexión, el propietario de los activos puede solicitar la limitación del suministro, según la Resolución CREG 116 de 1998 que reglamenta la limitación del suministro a comercializadores y/o distribuidores morosos, y reglamenta las garantías de los participantes en el mercado mayorista.

Asimismo, todas las Fronteras Embebidas deben tener elementos de corte para poder aislarlas eléctricamente.

Esta Resolución deroga las resoluciones CREG 122 de 2003<sup>7</sup> y 084 de 2004<sup>8</sup>, y modifica las disposiciones que le sean contrarias.

Consulte la Resolución aquí: 

### Proyecto | Modificación de garantías y pagos anticipados en el Mercado Mayorista

El 17 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó el Proyecto de Resolución No.701 079 de 2025 *“Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.”*

El Proyecto propone modificar las fechas máximas de aprobación de garantías ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (“ASIC”) en el esquema de garantías semanal ajustando el artículo 10 del Anexo *“Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las*

<sup>6</sup> De acuerdo con la Resolución 101 070 de 2025 debe entenderse por **Frontera Principal** aquella frontera comercial de un Usuario No Regulado a partir de la cual se encuentran conectados sus activos de conexión al SIN.

<sup>7</sup> Por la cual se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de energía eléctrica en el SIN.

<sup>8</sup> Por la cual se complementa la Resolución CREG 122 de 2003.

*transacciones en el Mercado de Energía Mayorista*" de la Resolución CREG 019 de 2006. El Proyecto establece que los montos a cubrir serán calculados por el ASIC<sup>9</sup> y publicados en su página web con al menos 16 días hábiles de anticipación. Para cubrimiento semanal, los montos se publicarán los viernes y deberán ser prepagados o garantizados antes del martes siguiente.

Así mismo, establece un término de 4 días hábiles para que el ASIC valide garantías que deben estar aprobadas dentro de los 8 días siguientes a la publicación de los valores.

Por otra parte, modifica la fórmula para determinar los "VALORES A CUBRIR" en el Anexo "Procedimiento de cálculo de garantías financieras y mecanismos alternativos para cubrir transacciones en el Mercado de Energía Mayorista" de la Resolución CREG 019 de 2006. Estableciendo que el total a cubrir se calculará como la suma de varios conceptos del artículo 5 del Proyecto, relacionados con las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista administradas por el ASIC y el LAC<sup>10</sup>.

**Consulte el Proyecto aquí:** 

### **Proyecto | Ajuste en el cálculo del precio de reconciliación negativa**

El 20 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas ("CREG") publicó el Proyecto de Resolución No.701 081 de 2025 "Por la cual se modifica el cálculo del precio de reconciliación negativa definido en la Resolución CREG 034 de 2001."

El Proyecto pretende ajustar el cálculo del precio de la reconciliación negativa para valorar adecuadamente la devolución por las diferencias entre la generación ideal y real, evitando afectaciones en la demanda y los generadores. Así entonces, modifica las fórmulas establecidas en la Resolución CREG 034 de 2001<sup>11</sup>,

incorporando la generación ideal TIE e internacional en el denominador.

**Consulte el Proyecto aquí:** 

### **Proyecto | Valor de referencia del precio de escasez inferior ("PEI") del Cargo por Confiabilidad**

El 20 de febrero de 2025 el Comisión de Regulación de Energía y Gas ("CREG") publicó Proyecto de Resolución 701 080 de 2025 "Por la cual se modifica el valor de referencia del precio de escasez inferior del Cargo por Confiabilidad", mediante el cual modificó el artículo 4 de la Resolución CREG 101 066 de 2024 que definió nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad e hizo modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006. El Proyecto proponer modificar la fórmula para calcular el valor de referencia del Precio de Escasez Inferior ("PEI").

De acuerdo con el análisis de la CREG, la Resolución 101 066 tenía el propósito de recuperar la función e "precio techo de segundo nivel" que debería cumplir el precio de escasez, garantizando las señales para el mercado de contratación de energía y la expansión del parque generador. Para el efecto, el regulador estableció el valor de referencia para el PEI en COP\$359, con base en el análisis que realizó de la información histórica de precios de bolsa, análisis de precios de referencia para la contratación de energía en el mercado regulado, y los costos nivelados de energía, LCOE.

Sin embargo, el costo promedio de referencia del carbón descendió abruptamente en relación con los precios analizados, por lo que para febrero de 2025 el PEI se ubicó por debajo del valor medio de contratos (MC) para el mercado regulado, lo que conlleva a realizar modificaciones para cumplir con los objetivos de incentivar la contratación para la demanda

<sup>9</sup> Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

<sup>10</sup> Liquidador y Administrador de Cuentas

<sup>11</sup> Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

regulada y la expansión del parque de generación.

Así se establece en el proyecto que el valor de referencia para el PEI será de COP\$540. Así mismo, de acuerdo con este Proyecto, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (“ASIC”) determinará y publicará los Cargos por Confiabilidad de los menús de transición de corto plazo y de transición de largo plazo<sup>12</sup>. El agente podrá informar al ASIC, mediante comunicación suscrita por el representante legal, si acepta el cambio a la pareja Cargo por Confiabilidad del menú de transición y PEI.

**Consulte el Proyecto aquí:** 



---

<sup>12</sup> Resolución CREG 101 069 de 2025

# Gas Combustible

## Comisión de Regulación de Energía y Gas

### **Definitiva | Nuevas normas para la negociación de suministro de gas natural**

El 6 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó la Resolución 102 015 de 2025 *“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural.”*

Con el objetivo de adaptarse a las nuevas circunstancias del mercado y garantizar que la oferta nacional sea suficiente para cubrir la demanda interna, la CREG sustituyó la Resolución 186 de 2020, la cual regula los aspectos comerciales del suministro en el Mercado Mayorista de gas natural. La nueva normativa introduce modificaciones en relación con los agentes autorizados para participar como vendedores y compradores, los mecanismos y procedimientos de comercialización del gas natural, las modalidades de contratación y otros aspectos esenciales para la formalización de estos acuerdos.

La Resolución implementa medidas destinadas a facilitar el desarrollo de fuentes de gas natural costa afuera y a promover la importación de gas natural al país, y establece nuevas reglas de funcionamiento en el Mercado Mayorista de gas natural, de las cuales se destacan:

1. Nuevas modalidades contractuales: Se incorporan modalidades como CF80 y contratos de suministro de PTDV en Pruebas, así como contratos firmes sujetos a condiciones.
2. Eliminación de modalidades: Se eliminan modalidades C1 y C2, y las subastas relacionadas, junto con los contratos firmes bimestrales.
3. Modificación de contratos con interrupciones: Estos contratos se podrán

negociar tanto en el mercado primario como secundario, con condiciones específicas.

4. Restricciones y negociación de contratos: Se establecen límites para los contratos con interrupciones y reglas para su negociación, incluyendo precios y cantidades.
5. Eliminación de subastas: Se eliminan las subastas de contratos firmes bimestrales.
6. Actualización de precios: Los precios de contratos pueden actualizarse periódicamente con base en índices específicos.
7. Aplicación de la nueva resolución: La nueva resolución entrará en vigor en junio de 2025, con transiciones graduales en los plazos y condiciones.
8. Cobros y requisitos de la CREG: Los contratos deben cumplir con los requisitos mínimos de la CREG, y se actualizan los procedimientos para cobros y compensaciones.
9. Contratos de capacidad de transporte y comercialización conjunta: Se permite la comercialización conjunta de fuentes de suministro offshore y se establecen nuevos procedimientos para los contratos de capacidad de transporte.

Se contemplan además aspectos sobre la negociación de contratos, la priorización de la Demanda Esencial, y la obligación de registrar contratos de consumo propio.

La Resolución entra en vigor a partir de su publicación y se aplicará desde el 1° de junio de 2025, para el primer Trimestre Estándar de negociación. Mientras tanto, se mantendrán vigentes las disposiciones de la Resolución CREG 186 de 2020 y la CREG 102 013 de 2024<sup>13</sup>.

**Consulte la Resolución aquí:** 

<sup>13</sup> Por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del

mercado mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020.

## Proyecto | Transición en Contratos de Suministro con Interrupciones

El 20 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó el Proyecto de Resolución No.702 013 *“Por la cual se establece una transición para la negociación y el registro de los Contratos de Suministro con Interrupciones.”*

A pesar de las flexibilizaciones en los contratos tipo firme, las cuales permiten la suscripción de contratos de corta duración y ejecución inmediata para casos en los que no se pueda garantizar la producción futura de gas, algunos comercializadores que atienden demanda regulada no han podido contratar suministro de gas en modalidad firme para el año 2025 y solo han podido negociar contratos con interrupciones. Estos contratos no pueden trasladar sus costos a los usuarios regulados, lo que afecta la continuidad del servicio.

Por ello, la CREG considera necesario establecer una transición hasta el 1° de junio de 2025, para el uso eficiente de los Contratos con interrupciones, permitiendo su adaptación a las necesidades de los participantes del mercado, sin eximir a los comercializadores de cumplir con las obligaciones establecidas en el Decreto 1073 de 2015<sup>14</sup>.

En consecuencia, el Proyecto pretende que los contratos con interrupciones que se suscriban podrán acogerse a dos opciones de transición:

1. Aplicar la definición del contrato con interrupciones según la Resolución CREG 186 de 2020, con una duración máxima hasta el 30 de junio de 2025.
2. Aplicar la definición de contrato de suministro con interrupciones según la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Excepcionalmente, se podrá terminar un contrato con interrupciones vigente y firmar uno nuevo

con las condiciones del segundo tipo, para cubrir el período restante del contrato original.

Consulte el Proyecto aquí: 

## Proyecto | Modifica la remuneración de las ERPC

El 4 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó Proyecto de Resolución No. 702 012 *“Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 175 de 2021”.*

El Proyecto tiene como finalidad modificar la remuneración que se venía realizando con las Estaciones de Recibo de Puerta de Ciudad (“ERPC”) en la actividad de transporte de gas natural, esto teniendo en cuenta que la comisión identificó que mantener la remuneración de las ERPC únicamente para la actividad de distribución puede generar incrementos importantes en las tarifas para los usuarios.

Debido a lo anterior, el Proyecto modificaría la Resolución CREG 175 de 2021, en los siguientes términos:

1. Adiciona el párrafo 3 del artículo 31, el cual establece que el transportador interesado en conversión de infraestructura de hidrocarburos para ser utilizada en transporte de gas natural deberá declarar a la CREG, la no existencia de limitaciones para la conversión, para lo cual deberá incluir el visto bueno del Ministerio de Minas y Energía.
2. Modifica el artículo 45, con cual busca incluir un procedimiento adicional que permita valorar las ERPC que continúan bajo la responsabilidad de

<sup>14</sup> Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía

los transportadores y que no son homologables.

3. Adiciona el capítulo de “Remuneración de activos de hidrocarburos convertidos a gasoductos”, los activos que sean convertidos a gasoductos podrán entrar a formar parte de la red de transporte de gas como un Sistema Troncal de Transporte (STT) bajo las siguientes 2 modalidades:
  - a) Como base de activos de transporte de gas en las solicitudes de cargos a la luz
  - b) Como parte de los proyectos que estructura la UPME en el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento, en dicho caso se considerará como proyecto IPAT<sup>15</sup>.

Consulte el Proyecto aquí: 

### Proyecto | Fórmulas GLP

El 28 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó Proyecto de Resolución 703 001 de 2025 “Por medio de la cual se modifican los parágrafos 1 y 4 del artículo 8 de la Resolución CREG 063 de 2016.”

La CREG ha identificado es que existen deficiencias identificadas en el esquema de distribución de GLP tales como la limitación en el acceso al producto en el mercado mayorista para ciertos distribuidores, las nuevas dinámicas de distribución, lo que generaba desajustes entre la capacidad real de los distribuidores y su capacidad de compra en el mercado mayorista, entre otras.

Con el fin de abordar y corregir deficiencias identificadas en el esquema de distribución de GLP, mejorar la seguridad, la transparencia y la competencia en el mercado este Proyecto de Resolución tiene por objeto actualizar las siguientes fórmulas:

1. La fórmula para calcular la capacidad de compra de cada distribuidor que adquieran GLP en el mercado mayorista.
2. La fórmula para calcular la capacidad total de redes de tubería atendidas por el distribuidor.
3. La fórmula para calcular la capacidad del sistema de redes de tubería del mercado operando de GLP.

Consulte el Proyecto aquí: 



<sup>15</sup> Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que están embebidos en la

infraestructura de un sistema de transporte existente.

# Hidrocarburos

## Comisión de Regulación de Energía y Gas

### Definitiva | Revisión de tarifas en la Refinería de Cartagena

El 6 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó la Resolución 104 001 de 2025 *“Por la cual se adiciona el artículo 1 de la Resolución 180088 de 2003 proferida por el Ministerio de Minas y Energía.”*

A raíz de las solicitudes presentadas para revisar la tarifa de entrega de volúmenes de la Refinería de Cartagena S.A., la CREG inició la recolección de información y realizó una visita técnica a la refinería el 5 de noviembre de 2024. Tras el análisis, se identificó que hubo inversiones de agentes distintos al refinador, lo que llevó a la necesidad de modificar la Resolución 180088 de 2003<sup>16</sup>, para permitir la revisión del valor eficiente de cobro en situaciones donde terceros hayan construido infraestructura.

En consecuencia, la Resolución adicionó el artículo 1º. de la Resolución MME 18 0088 de 2003, con los siguientes párrafos:

1. Parágrafo 3: Los agentes que inviertan en infraestructura de conexión a la refinería podrán estar exentos parcial o totalmente del cobro de "Entregas locales y en muelles".
2. Parágrafo 4: La CREG determinará la tarifa aplicable para ese cobro en casos específicos.

Consulte la Resolución aquí: 

### Proyecto | Reorganización de precios de combustibles en zonas de frontera

El 20 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó el Proyecto de Resolución No. 704 005 de 2025 *“Por medio de la cual se reorganiza la estructura para*

*la fijación de precios de la gasolina motor corriente, gasolina motor corriente oxigenada, ACPM y ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel en zonas de frontera y se dictan otras disposiciones.”*

El Proyecto tiene como objetivo reorganizar la estructura de precios de los combustibles líquidos (gasolina, ACPM-Diésel y sus mezclas con biodiésel) en las zonas de frontera. Aplica a las actividades de la cadena de distribución de combustibles derivados del petróleo (excepto GLP), incluyendo refinación, importación, almacenamiento, distribución mayorista y minorista, transporte, y producción de biocombustibles para mezcla, así como a cualquier otra actividad regulada por la CREG según la Resolución 40193 de 2021<sup>17</sup>.

El Proyecto estructura los precios con fundamento en los siguientes componentes, determinando el precio de referencia de venta al público en pesos por galón:

1. Ingreso al productor o importador de los combustibles (IP),
2. Transporte mayorista (Tmay),
3. Margen de distribución mayorista (MD),
4. Transporte minorista (Tmin),
5. Margen de distribución minorista (MDM),
6. Impuestos (Tx),

La suma de estos componentes, de acuerdo con lo previsto en este Proyecto, dará lugar al precio de referencia de venta al público en pesos por galón.

Consulte la Resolución aquí: 

### Proyecto | Modificación del procedimiento de precios de combustibles

El 20 de febrero de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) publicó el

<sup>16</sup> Por la cual se reglamentan las tarifas máximas en pesos por kilómetro – galón para el Sistema de Poliductos y se fijan otras disposiciones.

<sup>17</sup> Por la cual se delegan funciones de regulación del sector de combustibles líquidos en la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Proyecto de Resolución No.704 006 de 2025 “Por medio de la cual se modifica el numeral 4 del anexo de la Resolución CREG 104 001 de 2022.”

El Proyecto busca ajustar el procedimiento para la reorganización de la estructura para la fijación de precios de la gasolina corriente motor, gasolina motor corriente oxigenada, ACPM y ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel, tanto a nivel nacional como en zonas de frontera. Por ello, propone modificar el numeral 4º. del Anexo de la Resolución CREG 104 001 de 2022<sup>18</sup>, con el siguiente procedimiento:

1. Etapa 1: Envío de información por parte del MME: El MME enviará datos sobre los precios de referencia de la gasolina, ACPM, alcohol carburante y biocombustibles, así como el porcentaje de mezclas y las proporciones en zonas de frontera.
2. Etapa 2: Cálculo de proporciones del IP: Se calcularán las proporciones de los precios de los combustibles mencionados, basándose en la información enviada por el MME.
3. Etapa 3: Cálculo de los componentes de la estructura de precios: Se calcularán según los artículos de las resoluciones 704 004 y 704 005 de 2025.
4. Etapa 4: Cálculo del PMA: Se calculará el precio de venta en planta mayorista (PMA) conforme a lo estipulado en las resoluciones 704 004 y 704 005.
5. Etapa 6: Publicación periódica del PVP: Se realizarán actividades relacionadas con la publicación del precio de venta al público (PVP), incluyendo revisión con el MME, elaboración de documentos técnicos y publicación en la página web de la CREG.

Consulte el Proyecto aquí: 

<sup>18</sup> Por la cual se determina el procedimiento para el cálculo y publicación periódica de la estimación de los precios de referencia de venta al público de la Gasolina Motor

## Ministerio de Hacienda y Crédito Público

### **Definitiva | Impuesto temporal sobre hidrocarburos y carbón por estado de conmoción interior**

El 14 de febrero de 2025 el Ministerio de Hacienda y Crédito Público publicó el Decreto No.175 de 2025 “Por el cual se adoptan medidas tributarias destinadas a atender los gastos del Presupuesto General de la Nación necesarios para hacer frente al estado de conmoción interior decretado en la región del Catatumbo, el área metropolitana de Cúcuta y los municipios de Río de Oro y González del departamento del Cesar”.

En atención a la conmoción interior del Catatumbo, actualmente se están generando gastos no previstos en el Presupuesto General de la Nación (PGN), por lo que el Gobierno nacional considera necesario implementar medidas tributarias transitorias. Estas medidas tienen como objetivo obtener recursos adicionales que permitan responder de manera efectiva y específica a la superación de la conmoción interior, asegurando así la estabilidad y el bienestar de la población.

Debido a esto, el Decreto establece un impuesto temporal del 1% sobre la extracción de hidrocarburos y carbón en el territorio nacional, aplicable a las partidas arancelarias en la primera venta o exportación.

Los hechos generadores del impuesto son:

1. La primera venta de los productos mencionados y
2. La presentación y aceptación de la solicitud de autorización de embarque de hidrocarburos y carbón de las partidas arancelarias correspondientes, así:

Corriente, el ACPM-Diésel, y de los biocombustibles destinados a la mezcla con combustible fósil.

- a) Hullas, briquetas, ovoides y combustibles sólidos similares, obtenidos la hulla.
- b) Aceites crudos de petróleo o de mineral bituminoso.

Serán sujetos pasivos y responsables del impuesto, las personas naturales o jurídicas que realicen exportaciones definitivas o vendan hidrocarburos y/o carbón de las partidas arancelarias mencionadas.

Las disposiciones contenidas en el Decreto serán aplicables una vez culmine el quinto día hábil siguiente a su publicación y hasta el 31 de diciembre de 2025.

**Consulte el Decreto aquí:** 



## Equipo



**Álvaro Josué Yáñez**  
Socio Director

T (601) 325 1114  
E alvarojouse.yanez@cms-ra.com



**Álvaro Yáñez**  
Socio

T (601) 325 1114  
E alvaro.yanez@cms-ra.com



**Daniel Rodríguez**  
Socio

T (601) 325 1114  
E daniel.rodriguez@cms-ra.com



**Mónica Torres**  
Counsel

T (601) 325 1114  
E monica.torres@cms-ra.com





## CMS Law-Now™

Your free online legal information service.

A subscription service for legal articles on a variety of topics delivered by email.  
[cms-lawnow.com](http://cms-lawnow.com)

-----  
The information held in this publication is for general purposes and guidance only and does not purport to constitute legal or professional advice.

CMS LTF Limited (CMS LTF) is a company limited by guarantee incorporated in England & Wales (no. 15367752) whose registered office is at Cannon Place, 78 Cannon Street, London EC4N 6AF United Kingdom. CMS LTF coordinates the CMS organisation of independent law firms. CMS LTF provides no client services. Such services are solely provided by CMS LTF's member firms in their respective jurisdictions. CMS LTF and each of its member firms are separate and legally distinct entities, and no such entity has any authority to bind any other. CMS LTF and each member firm are liable only for their own acts or omissions and not those of each other. The brand name "CMS" and the term "firm" are used to refer to some or all of the member firms or their offices; details can be found under "legal information" in the footer of [cms.law](http://cms.law).

### CMS locations:

Aberdeen, Abu Dhabi, Amsterdam, Antwerp, Barcelona, Beijing, Belgrade, Bergen, Berlin, Bogotá, Bratislava, Brisbane, Bristol, Brussels, Bucharest, Budapest, Casablanca, Cologne, Cúcuta, Dubai, Dublin, Duesseldorf, Ebene, Edinburgh, Frankfurt, Funchal, Geneva, Glasgow, Gothenburg, Hamburg, Hong Kong, Istanbul, Johannesburg, Kyiv, Leipzig, Lima, Lisbon, Liverpool, Ljubljana, London, Luanda, Luxembourg, Lyon, Madrid, Manchester, Maputo, Mexico City, Milan, Mombasa, Monaco, Munich, Muscat, Nairobi, Oslo, Paris, Podgorica, Poznan, Prague, Reading, Rio de Janeiro, Riyadh, Rome, Santiago de Chile, São Paulo, Sarajevo, Shanghai, Sheffield, Silicon Valley, Singapore, Skopje, Sofia, Stavanger, Stockholm, Strasbourg, Stuttgart, Sydney, Tel Aviv, Tirana, Vienna, Warsaw, Zagreb and Zurich.

-----  
Further information can be found at [cms.law](http://cms.law)