Radicado No.: 2-2026-049621
Fecha: 05-11-2026

Código validación comunicación: 2b19c
Número de expediente: 2026002270E
Código de validación expediente: 38ef0

Código Dependencia: 1002
Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificado ()

Bogotá, D.C.

Doctor (a)
José Vicente Carreño
Comisión Quinta de Cámara de Representantes
Congreso de la República de Colombia
comision.quinta@camara.gov.co
Bogotá, D.C.

Asunto: Respuesta proposición No. 008 de 2026, relacionada con "Exploración y explotación de hidrocarburos, fracking, reservas de gas natural, seguridad energética e infraestructura eléctrica en el departamento de Casanare", con radicado No. 1-2026-043258.

Respetado secretario José Vicente Carreño Castro:

En el marco de las funciones y competencias otorgadas al Ministerio de Minas y Energía mediante el Decreto 381 de 2012, modificado por el Decreto 1617 de 2013, y de conformidad con la Ley 5.ª de 1992, de manera atenta me permito dar respuesta a la proposición No.008 de 2026 relacionada con ***"Exploración y explotación de hidrocarburos, fracking, reservas de gas natural, seguridad energética e infraestructura eléctrica en el departamento de Casanare"***, con radicado No. 1-2026-043258, en los siguientes términos:

1. ***Informar cual es la estrategia de implementación que tiene el gobierno nacional para la exploración y explotación de los recursos no renovables, particularmente de los hidrocarburos contenidos en yacimientos no convencionales, mediante la técnica del fracturamiento hidráulico conocido como fracking.***

El Gobierno Nacional ha establecido como prioridades del sector garantizar el abastecimiento interno de petróleo y gas natural, incrementar las reservas del país y atraer inversión hacia las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

En concordancia con la orientación de política anunciada por el Gobierno Nacional, los yacimientos no convencionales, incluidos aquellos que requieren fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal, forman parte de las fuentes de suministro que se impulsarán, junto con la exploración convencional, el desarrollo del gas

costa afuera y el incremento del factor de recobro en los campos actualmente en producción.

Esta orientación responde a la evolución de las reservas de hidrocarburos en el país. De acuerdo con las cifras oficiales del Informe de Recursos y Reservas (IRR) 2025 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con corte al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas (1P) de gas natural pasaron de 2.817 gigapies cúbicos (Gpc) en 2022 a 1.717 Gpc en 2025, lo que representa una disminución del 39 %. Asimismo, la producción comercializada de gas natural pasó de 392 Gpc a 290 Gpc, equivalente a una reducción del 26 %, mientras que la relación reservas/producción disminuyó de 7,2 a 5,9 años.

En cuanto al petróleo, las reservas probadas (1P) pasaron de 2.073 a 2.020 millones de barriles, y la relación reservas/producción se redujo de 7,5 a 7,4 años durante el mismo período.

La situación del gas natural reviste especial importancia, considerando que la producción nacional actualmente no es suficiente para atender la demanda interna, por lo que la diferencia debe cubrirse mediante importaciones. En este contexto, los yacimientos no convencionales ubicados en tierra firme representan una fuente de suministro que puede aprovechar la infraestructura de producción y transporte existente en determinadas cuencas, permitiendo aportar volúmenes en plazos menores que los desarrollos de frontera.

En materia normativa, la estrategia se fundamenta en el marco regulatorio vigente, particularmente en las siguientes disposiciones:

El Decreto 1073 de 2015, en su artículo 2.2.1.1.1.1, define los yacimientos no convencionales y, mediante el artículo 2.2.1.1.1.2, atribuye al Ministerio de Minas y Energía la expedición de las normas técnicas relacionadas con la integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción y fluidos de retorno. Estas disposiciones provienen del Decreto 3004 de 2013.

Por su parte, la Resolución 90341 de 2014 establece los requerimientos técnicos y procedimientos aplicables a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Asimismo, mediante sentencia del 7 de julio de 2022, el Consejo de Estado negó las pretensiones de nulidad formuladas contra el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014.

Adicionalmente, el parágrafo del artículo 2.2.2.2.27 del Decreto 1073 de 2015 faculta al Ministerio de Minas y Energía, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para implementar incentivos que promuevan la explotación y comercialización del gas proveniente de yacimientos no convencionales.

Sobre esta base, el Ministerio de Minas y Energía, la ANH y las demás entidades competentes se encuentran estructurando la estrategia de implementación, organizada en diferentes frentes de acción institucional.

En lo correspondiente a la política y el marco técnico, el Ministerio de Minas y Energía tiene a su cargo la aplicación del marco técnico vigente, la formulación de lineamientos para la fiscalización de estas operaciones y el análisis de incentivos para el aprovechamiento del gas proveniente de yacimientos no convencionales.

Por su parte, la ANH, en su condición de administradora del recurso, es responsable de la asignación de áreas y la gestión de los contratos con potencial en este tipo de yacimientos, conforme al Decreto 714 de 2012.

En materia ambiental, corresponde al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) adelantar las actuaciones relacionadas con los términos de referencia, la evaluación y el seguimiento de las licencias ambientales.

Asimismo, el Ministerio del Interior tiene a su cargo la garantía de la consulta previa cuando haya lugar a ella, mientras que el Servicio Geológico Colombiano participa en la caracterización geológica de las cuencas y el monitoreo sismológico.

La estrategia para el eventual desarrollo de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales se encuentra en proceso de estructuración interinstitucional, bajo la coordinación del Ministerio de Minas y Energía y con la participación de las entidades competentes.

En consecuencia, si bien el Gobierno Nacional ha identificado esta alternativa como parte de las opciones para fortalecer las reservas y el abastecimiento energético del país, a la fecha de elaboración de la presente respuesta no se cuenta con un cronograma definitivo de implementación, metas de producción o delimitación de áreas específicas que puedan presentarse como decisiones formalmente adoptadas.

La definición de estos elementos deberá considerar los resultados de las evaluaciones técnicas, ambientales y sociales correspondientes, el marco normativo aplicable y los instrumentos de política pública que se adopten. Finalmente, el desarrollo de estos yacimientos deberá realizarse bajo los más altos estándares técnicos y ambientales,

con exclusión de los páramos y las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, contando con la correspondiente licencia ambiental y garantizando los procesos de consulta previa y participación ciudadana.

2. ***Informar cuál es la ruta que está considerando el Gobierno Nacional, si es el avanzar directamente hacia la exploración y explotación comercial de yacimientos no convencionales mediante fracturamiento hidráulico o considera necesario continuar previamente con procesos de investigación científica y técnica, como los proyectos piloto que en su momento fueron autorizados, con el propósito de obtener información suficiente sobre las características de estos yacimientos, sus riesgos, sus impactos y su verdadera viabilidad.***

La regulación vigente establece que el desarrollo de actividades de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal debe abordarse a través de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), concebidos como mecanismos para obtener información científica, técnica, ambiental, social y operacional que permita evaluar las condiciones necesarias para avanzar hacia la exploración comercial de yacimientos no convencionales.

Al respecto, el Decreto 328 de 2020, incorporado como Sección 1A del Decreto 1073 de 2015, define los PPII como procesos experimentales, científicos y técnicos, de carácter temporal, orientados a recopilar información social, ambiental, técnica, operacional y de dimensionamiento de estos yacimientos, fortalecer las capacidades institucionales y evaluar los efectos asociados con la aplicación de esta técnica, de conformidad con el artículo 2.2.1.1.1A.1.2.

De igual manera, el artículo 2.2.1.1.1A.2.15 establece que la etapa de evaluación tiene como finalidad determinar si se cumplen las condiciones necesarias para proceder con la exploración comercial. Los lineamientos técnicos aplicables se encuentran establecidos en la Resolución 40185 de 2020, modificada por la Resolución 40011 de 2021.

En relación con los antecedentes de implementación, los dos Proyectos Piloto de Investigación Integral contratados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) no alcanzaron la etapa de perforación.

El Contrato Especial de Proyecto de Investigación No. 1, denominado Kalé, se encuentra suspendido desde el 1 de enero de 2023, mientras que el Contrato Especial de Proyecto de Investigación No. 2, denominado Platero, se encuentra en trámite de terminación por decisión del contratista.

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía considera que la generación de información científica y técnica en campo constituye un elemento necesario para evaluar las condiciones de un eventual desarrollo comercial de los yacimientos no convencionales. En tal sentido, la investigación y la explotación comercial no se presentan como decisiones equivalentes o simultáneas, sino como etapas que requieren las evaluaciones y autorizaciones correspondientes.

Actualmente, el Ministerio y la Agencia Nacional de Hidrocarburos analizan las alternativas técnicas y contractuales disponibles para retomar los procesos de investigación, considerando el estado de los proyectos Kalé y Platero. Este análisis no implica que se haya adoptado una decisión definitiva sobre su reactivación, la celebración de nuevos contratos o el inicio de actividades comerciales.

Finalmente, es importante precisar que la determinación de la condición de los Proyectos Piloto de Investigación Integral corresponde a la ANH, mientras las autoridades competentes adoptan las decisiones correspondientes, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.1.1.1A.2.18 del Decreto 1073 de 2015.

Por su parte, la decisión de desarrollar comercialmente un descubrimiento corresponde al contratista, en el marco de las condiciones establecidas en el contrato suscrito con la ANH.

3. ***Frente a la variable económica y fiscal, el fracturamiento hidráulico en roca generadora de yacimiento no convencional, cuánto podría generar en reservas, producción, regalías, impuestos, empleo y desarrollo regional, y, sobre todo, cuál sería el verdadero beneficio para la Nación y para las regiones productoras.***

En atención a la solicitud formulada, se informa que la presente pregunta fue trasladada por competencia a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), mediante radicado No. 2-2026-047909 y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), mediante radicado No. 2-2026-048394, con el fin de que dicha entidad, en el marco de sus funciones y competencias, emita la respuesta correspondiente.

4. ***Informar cuales son las reales proyecciones de reservas de gas de los campos en jurisdicción del departamento de Casanare, primer productor de gas natural.***

En atención a la solicitud formulada, se informa que la presente pregunta fue trasladada por competencia a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), mediante radicado No. 2-2026-047909, con el fin de que dicha entidad, en el marco de sus funciones y competencias, emita la respuesta correspondiente.

5. ***Informar cuales fueron las razones por las que ECOPETROL agotó prácticamente las reservas de gas de Cupiagua, con una extracción mayor desproporcionada frente a la producción normal de los campos.***

En atención a la solicitud formulada, se informa que la presente pregunta fue trasladada por competencia a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), mediante radicado No. 2-2026-047909 y Ecopetrol mediante radicado No. 2-2026-047956 con el fin de que dicha entidad, en el marco de sus funciones y competencias, emita la respuesta correspondiente.

6. ***Informar a la Comisión cual es la prioridad del nuevo gobierno nacional, frente a la explotación de crudo para exportar o la explotación de gas para consumo interno del gas domiciliario, comercial e industrial, teniendo en cuenta que el operador prefiere para su negocio producir más crudo e incluso reinyectando el gas para mejor la explotación, como es el caso del campo Floreña, donde se surte el gas para uso residencial, comercial e industrial, disminuyendo la oferta de la molécula para beneficiar mayor producción de crudo.***

El Gobierno Nacional ha establecido como prioridad garantizar el abastecimiento energético interno del país, otorgando especial importancia al suministro de gas natural, teniendo en cuenta la situación actual de las reservas nacionales descrita en la respuesta a la pregunta 1.

No obstante, esta orientación no implica desatender la producción de petróleo, considerando su importancia para la seguridad energética, las finanzas públicas, el abastecimiento de las refinerías y las exportaciones.

En este sentido, ambos objetivos son compatibles, toda vez que, en numerosos campos de producción, la extracción de petróleo y gas natural proviene de un mismo yacimiento.

Respecto a la reinyección de gas, es importante señalar que, en los yacimientos de gas condensado, como los ubicados en el piedemonte llanero, esta práctica se utiliza para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de rocío.

Cuando la presión disminuye por debajo de dicho punto, los líquidos se condensan dentro de la roca, ocasionando que una parte de estos se pierda de manera definitiva. Por esta razón, la reinyección permite mantener las condiciones de presión necesarias para favorecer la recuperación de los hidrocarburos.

Cabe precisar que el gas reinyectado no se pierde, sino que permanece dentro del yacimiento y puede ser producido en una etapa posterior. Cuando esta operación se realiza adecuadamente, contribuye a incrementar la recuperación final del campo.

En consecuencia, el aspecto que debe evaluarse consiste en determinar cuánto gas se destina a reinyección y cuánto se entrega al mercado en cada momento, teniendo en cuenta las necesidades del abastecimiento interno.

Sobre el particular, la Resolución 40537 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía establece las disposiciones aplicables a estas operaciones.

Su artículo 38 señala que la explotación debe desarrollarse a las tasas más eficientes aprobadas por el Ente de Fiscalización, mediante el monitoreo de las presiones y de la relación gas-petróleo, con el propósito de obtener el máximo factor de recobro.

De igual manera, el artículo 42 establece que todo proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección, así como sus modificaciones, requiere aprobación previa del Ente de Fiscalización, función que actualmente ejerce la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), conforme al artículo 7, literal B, numeral 2, de la Ley 2056 de 2020.

En relación con el campo Floreña, es necesario diferenciar la utilización de la reinyección como mecanismo técnico de mantenimiento de presión de sus posibles efectos sobre la disponibilidad de gas natural para el mercado interno. La evaluación de estos efectos requiere conocer los volúmenes efectivamente producidos, reinyectados y comercializados, así como las condiciones técnicas y los planes de explotación autorizados.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, en ejercicio de sus funciones de fiscalización, dispone de los mecanismos para verificar las condiciones de explotación y el cumplimiento de las autorizaciones correspondientes. Sin embargo, la información incorporada en la presente respuesta no permite establecer cuantitativamente si las operaciones de reinyección en Floreña han generado una reducción del suministro destinado a los consumidores residenciales, comerciales e industriales.

Desde la perspectiva de la política pública, el Ministerio de Minas y Energía tiene como prioridad garantizar el abastecimiento interno de gas natural, procurando que las decisiones de explotación de hidrocarburos sean compatibles con la recuperación eficiente de los yacimientos y la seguridad energética nacional. Para la valoración específica del campo Floreña, resulta necesario contar con el balance actualizado de producción, reinyección y comercialización, así como con los resultados de la fiscalización correspondiente.

De igual manera, la incorporación de nuevas reservas provenientes de yacimientos convencionales, desarrollos costa afuera y yacimientos no convencionales constituye una vía para garantizar que el país pueda mantener la producción de petróleo y atender simultáneamente las necesidades de abastecimiento de gas natural.

7. ***Informar cuales son los planes del Ministerio de Minas y Energía para la ampliación de la infraestructura de transporte de energía eléctrica para los Llanos de Colombia.***

En atención a la solicitud formulada, el Ministerio de Minas y Energía se permite informar que la planeación de la expansión de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica se desarrolla en el marco de las competencias establecidas en la Ley 143 de 1994, el Decreto 381 de 2012 y la reglamentación sectorial aplicable.

En particular, el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que corresponde al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión, así como fijar los criterios para orientar la planeación de la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por su parte, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en el marco de las funciones que le han sido asignadas, adelanta los análisis técnicos necesarios para la planeación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y desarrolla los procesos de convocatoria pública asociados a los proyectos definidos en los respectivos planes de expansión.

En este contexto, de acuerdo con la información remitida por la UPME al Ministerio de Minas y Energía mediante radicado 1-2026-033583 del 21 de julio de 2026, para la región de los Llanos se encuentran contemplados proyectos de expansión de la infraestructura eléctrica en los ámbitos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), orientados a fortalecer la capacidad de transporte, confiabilidad, seguridad y resiliencia de la prestación del servicio en la región.

1. Proyectos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en ejecución

UPME 07-2021: Subestación Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas.

El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Casanare y está a cargo de ALUPAR COLOMBIA S.A.S., con fecha oficial de puesta en operación (FPO) prevista para el 31 de julio de 2027.

En cuanto a su ejecución, registra un avance físico del 42,81 %. Específicamente, las líneas de transmisión presentan un avance en campo superior al 94 %, mientras que la subestación registra un avance del 21 %. Adicionalmente, se obtuvo la certificación de que no procede consulta previa.

UPME 03-2010: Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV.

Este proyecto se desarrolla en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, con impacto directo en la confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el departamento del Meta.

Su ejecución está a cargo de ENLAZA – Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., y cuenta con una fecha oficial de puesta en operación prevista para el 29 de enero de 2027.

Respecto a su estado de avance, la subestación Bacatá registra un 93,94 % de ejecución y la subestación Chivor II un 94,84 %. No obstante, se presentan atrasos y suspensiones ambientales vigentes en los tramos de acceso y en la subestación Norte.

2. Proyectos en convocatoria pública y etapa de selección de inversionistas

UPME 02-2025: Nueva Subestación Aguaclara 230 kV.

Este proyecto contempla la conexión de la infraestructura eléctrica existente en el departamento de Boyacá con el departamento de Casanare, mediante el corredor Aguaclara – Alcaraván.

Actualmente, la convocatoria pública se encuentra abierta y en etapa de selección de inversionistas por parte de la UPME.

UPME STR 11-2021: Subestación Alcaraván 115 kV y líneas de transmisión asociadas.

El proyecto se encuentra localizado en el departamento de Casanare y su convocatoria pública permanece abierta, en etapa de selección de inversionistas.

3. Obras de mitigación y fortalecimiento de la red regional ejecutadas en el departamento del Meta

Como parte de las medidas de mitigación implementadas previamente para el área Oriental y la Orinoquía, frente a los atrasos presentados en los grandes proyectos de transmisión, se destacan las siguientes intervenciones:

En primer lugar, se realizó la instalación de tres compensadores en la red regional del departamento del Meta, específicamente en las subestaciones Ocoa, Suria y Puerto López.

Asimismo, se destaca la entrada en operación de la subestación Suria 230 kV durante el año 2021.

4. Obras adoptadas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039

Mediante la Resolución No. 40287 del 23 de junio de 2026, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, en el cual se incorporó infraestructura destinada al fortalecimiento del sistema eléctrico de la región.

Entre los proyectos contemplados se encuentra la Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas, en los departamentos de Meta y Casanare.

Este proyecto comprende la construcción de la subestación Puerto Gaitán 230 kV, equipada con dos bancos de autotransformadores de 230/115 kV y capacidad de 150 MVA, así como la construcción de un doble circuito de transmisión Aguaclara (Casanare) – Puerto Gaitán (Meta) a 230 kV, con capacidad mínima de 1.500 A.

Adicionalmente, contempla la construcción de las correspondientes bahías de línea en las subestaciones Aguaclara y Puerto Gaitán.

La fecha de puesta en operación proyectada para estas obras es el 31 de diciembre de 2031.

En este sentido, la ejecución oportuna de las obras contempladas en los planes de expansión adoptados por el Gobierno Nacional constituye una herramienta estratégica para modernizar y fortalecer la infraestructura de transporte de energía eléctrica en el territorio nacional.

La entrada en operación de estos proyectos permitirá incrementar la capacidad de transferencia de energía entre regiones, reducir las restricciones operativas que generan mayores costos en la prestación del servicio y fortalecer la confiabilidad, resiliencia y seguridad del Sistema Interconectado Nacional.

Asimismo, estas intervenciones contribuirán a garantizar el abastecimiento de la demanda futura y facilitarán la integración eficiente de nuevas fuentes de generación de energía.

5. Planes para la reducción de pérdidas de energía eléctrica

En relación con el segundo componente de la pregunta, es pertinente precisar que la gestión de las pérdidas de energía eléctrica se desarrolla dentro del marco regulatorio establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), particularmente a través de la metodología de remuneración de la actividad de distribución contenida en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones.

Dicha regulación establece los mecanismos aplicables para el reconocimiento y la gestión de las pérdidas de energía en los Sistemas de Distribución Local (SDL), incluyendo las condiciones para la formulación, aprobación, remuneración y seguimiento de los planes de reducción de pérdidas de los Operadores de Red (OR).

En particular, el numeral 7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018 desarrolla el régimen aplicable a los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas.

En este marco, la regulación contempla que los Operadores de Red que cumplan las condiciones establecidas puedan presentar planes de reducción de pérdidas dentro del correspondiente esquema regulatorio. Estos instrumentos incorporan metas o sendas de reducción y están sujetos a mecanismos de seguimiento para verificar su cumplimiento.

Adicionalmente, la Resolución CREG 167 de 2020 introdujo modificaciones y medidas adicionales para la aplicación de los planes establecidos originalmente en la Resolución CREG 015 de 2018.

En este contexto, resulta necesario precisar las competencias de las entidades que intervienen en la gestión y reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Al Ministerio de Minas y Energía le corresponde formular, adoptar y coordinar las políticas públicas del sector minero-energético, dentro del ámbito de sus competencias.

Por su parte, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) le corresponde establecer el marco regulatorio aplicable a las actividades relacionadas con la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Asimismo, los Operadores de Red son responsables de desarrollar las acciones e inversiones relacionadas con la gestión de pérdidas en sus respectivos mercados de comercialización, incluyendo, cuando corresponda, la ejecución de los planes de reducción de pérdidas aprobados conforme al esquema regulatorio vigente.

En consecuencia, es importante señalar que la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica no depende exclusivamente de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, sino que también comprende intervenciones sobre las redes de distribución, la modernización y reposición de infraestructura, la medición de consumos, la gestión comercial y las demás actuaciones contempladas en el marco regulatorio aplicable.

En particular, la regulación contempla actividades relacionadas con la micromedición, la revisión de medidores y la gestión comercial como parte de los instrumentos destinados a la gestión y reducción de pérdidas de energía.

Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía, dentro del ámbito de sus competencias, continuará articulando la política sectorial y efectuando el seguimiento correspondiente a la expansión y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional.

En conclusión, el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica de los Llanos comprende proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y del Sistema de Transmisión Regional, así como intervenciones destinadas a mejorar la confiabilidad del suministro y atender el crecimiento de la demanda.

Por su parte, la reducción de pérdidas de energía eléctrica requiere acciones complementarias en las redes de distribución, los sistemas de medición y la gestión comercial, conforme al marco regulatorio aplicable y a las responsabilidades de los operadores de red.
El Ministerio de Minas y Energía continuará articulando, en el ámbito de sus competencias, la política sectorial y el seguimiento institucional a los proyectos de expansión y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica, con especial atención a las necesidades de abastecimiento y confiabilidad de los departamentos de la Orinoquía.

Adicionalmente, las siguientes preguntas fueron trasladadas por competencia, así:

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): Se efectuó el traslado por competencia de las preguntas Nos. 3, 4 y 5, mediante radicado No. 2-2026-047909, con el fin de que dicha entidad, en el marco de sus funciones y competencias, emita las respuestas correspondientes.

- Unidad de Planeación Minero Energética – (UPME): Se efectuó traslado por competencia de la pregunta No. 3, mediante radicado No. 2-2026-048394, con el fin de que dicha entidad, en el marco de sus funciones y competencias, emita las respuestas correspondientes.
- Ecopetrol: Se efectuó traslado por competencia de la pregunta No. 5, mediante radicado No. 2-2026-047956, con el fin de que dicha entidad, en el marco de sus funciones y competencias, emita las respuestas correspondientes.

Esperamos haber atendido de manera satisfactoria su solicitud. En caso de requerir información adicional, con gusto será suministrada.

Cordialmente,

S. Fuquene F.

Sergio Andres Fuquene Fiquitiva
Coordinador
Grupo de Asuntos Legislativos

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.
Copia a:
Cámara de Representantes | Bogotá Diego Fernando Caicedo Navas - (diego.caicedo@camara.gov.co) - Dirección cra 7 # 8-68 - BOGOTÁ - D.C.

Radicado Padre: 1-2026-043258
Anexos: Traslados por competencia
Elaboró: María Camila Forero Romero – Contratista –
Revisó: Sergio Andres Fuquene Fiquitiva – Coordinador –
Juan Carlos Agreda Botina – Contratista –
David Esteban Llanos Fonseca – Contratista –
Camilo Tautiva Mancera – Director –
German Orlando Leon Duarte – Director Técnico –
Juan Sebastián Duran Nieves – Contratista –
Aprobó: Sergio Andres Fuquene Fiquitiva – Coordinador –