



RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA AL TRASLADO DE LA UPME SOBRE LA PROPOSICIÓN 036 DE 2025 RELACIONADA CON “SITUACIÓN DEL GAS NATURAL”, PRESENTADA POR EL H.R JOSE OCTAVIO CARDONA

En el marco de las funciones y competencias otorgadas al Ministerio de Minas y Energía mediante Decreto No. 381 de 2012, me permito dar respuesta a la solicitud de información mencionada:

CUESTIONARIO H.R. ANA ROGELIA MONSALVE ALVAREZ UPME - UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

“2. ¿Cómo se planea abordar el déficit proyectado, estimado entre un 9% y 12% (90-120 GBTUD) para 2025?”

No existe un déficit proyectado en cuando a la relación entre oferta y demanda de gas en el país para el 2025. Las proyecciones de la UPME, que son materia constante de actualización, pueden ser consultadas en el siguiente [link](#). Además, la información que las empresas productoras reportan al Ministerio de Minas y Energía que es sintetizada en la declaración de producción de gas natural 2025-2034 puede ser consultada en el siguiente [link](#).

Es importante recalcar Desde el mes de diciembre de 2024 -inicio del año gas de contratación- hasta el 31 de enero de 2025 la totalidad de la demanda de gas natural en el país ha sido atendida mediante contratos del mercado mayorista primario y secundario. Toda la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) por parte de los productores, ya sea en contratos que garantizan firmeza o en contratos interrumpibles está a disposición de los agentes mediante los mecanismos de comercialización establecidos en la regulación actual. En ese sentido, la oferta es suficiente para cubrir la demanda nacional tanto esencial como no esencial.

“3. ¿Qué iniciativas se están impulsando para aumentar la exploración y producción local de gas, y cómo se integran estas estrategias con las políticas de transición energética del país?”

El Ministerio de Minas y Energía trabaja constantemente en conjunto con las entidades del sector para asegurar el abastecimiento de gas en el país dada su relevancia como combustible de transición. Su importancia radica en su capacidad de garantizar estabilidad energética mientras Colombia avanza hacia fuentes más limpias y sostenibles. Reconociendo este papel, se han



implementado estrategias y planes para asegurar su disponibilidad y confiabilidad a mediano y largo plazo.

El Plan Nacional de Desarrollo, que entre otras cosas plantea la necesidad de optimizar la gestión de los recursos de hidrocarburos con el objetivo de maximizar las reservas, la producción y las regalías, contribuye al proceso de Transición Energética Justa (TEJ). Esto se lleva a cabo en cumplimiento de este y mediante el aprovechamiento de los excedentes provenientes del petróleo y del carbón para impulsar dicho proceso de TEJ.

Para alcanzar estos propósitos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, ha diseñado una Teoría de Cambio basada en tres dimensiones: (i) Coordinación Interinstitucional, (ii) Regulación y Modernización Normativa, y (iii) Optimización Contractual y Operacional. El objetivo de estas acciones es hacer más eficiente la gestión de los recursos hidrocarburíferos, maximizando las reservas, la producción y las regalías, para así contribuir al proceso de Transición Energética Justa, cumpliendo con el mandato del Plan Nacional de Desarrollo. A continuación, se describen las actividades que se han venido aplicando para incentivar la actividad exploratoria de gas para cada una de las dimensiones:

1. Coordinación interinstitucional

En el marco de esta dimensión estratégica, se estableció el Comité Interinstitucional de Hidrocarburos, liderado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este espacio de articulación cuenta con la participación de diversas entidades, entre las cuales se encuentran: el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente, el Ministerio del Interior, el Ministerio de Defensa, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consultas Previas (DANCP), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Servicio Geológico Colombiano (SGC), Ecopetrol, la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Energía y Tecnologías Afines (ACIPET), la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP), Campetrol, Naturgas, la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de la Energía (ACGGP) y la Unión Sindical Obrera (USO). Eventualmente, se tienen invitados especiales o se realizan comités puntuales con algunos de las partes interesadas con el fin de avanzar



en temas estratégicos del sector. En particular este Comité ha permitido, entre otras cosas:

- Abordar y articular la respuesta institucional en el contrato E&E Gua-Off – 0 (antes Tayrona) y en particular pozo Sirius 2 ST (antes Sirius 2), en el marco del Fallo de Tutela que ordenaba parar la operación. Como resultado se logró que el Fallo fuera aclarado y se dieran condiciones para operar e informar la prospectividad de al menos 6 Terapias Cúbicas de gas Tpc, lo que eventualmente significa 2.6 veces las reservas probadas 1P de gas a 2023, (al tiempo que se abordaba las pretensiones de consulta de la Comunidad Tayrona).
- Se realizó un análisis integral de la situación de gas en el país identificando un diagnóstico entre todas las partes interesadas y la identificación de medidas en el corto, mediano y largo plazo, incluida la necesidad de flexibilización de la normatividad y la revisión de los proyectos de infraestructura multifásica y de reconversión de activos para garantizar poner en comercialización el máximo gas disponible.
- Se revisó el estatus del contrato E&E Gua-Off – 0, pozo Sirius 2 ST, para establecer los hitos clave con el fin de acortar el cronograma y garantizar la entrada de gas con oportunidad de esta operación.
- Se analizó el avance y las necesidades del proyecto de infraestructura VIM en materia de reconversión de líneas, en el marco del Plan de abastecimiento de gas natural. En Comité especial convocado se analizó este proyecto liderado por Cenit y Promigas.

2. Regularización y modernización normativa

En el contexto de esta dimensión estratégica, se lograron avances en la promulgación de nuevas normativas, así como en la actualización de disposiciones existentes, con el propósito de modernizar y flexibilizar el marco normativo, lo que facilita una gestión más eficiente de los recursos hidrocarburíferos. Entre estas normativas se incluyen las siguientes:

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



- Expedición del Acuerdo No. 06 de 2023 que establece los criterios para la administración de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, con el objetivo de incentivar la exploración de hidrocarburos e impulsar el proceso de Transición Energética Justa. Este acuerdo ha permitido recibir 17 solicitudes de acogimiento, a partir de 13 operadores, con una inversión asociada de 137,18 Millones de USD (MUSD), de los cuales 57,36 MUSD están relacionados con nueva actividad exploratoria (8 pozos nuevos A3) y 500 Km2 equivalente en sísmica 3D) y 79,83 MUSD asociado a la normalización de actividad exploratoria (11 pozos exploratorios y 66 Km2 equivalente en sísmica 3D).
- Expedición del Acuerdo No. 003 de 2024 que faculta a la ANH contratar la operación y administración de las áreas con activos que pasen a ser propiedad de la Nación por eventos de finalización del periodo de producción, reversión o en general en todos los casos en que resulte necesaria la administración de bienes productivos de la Nación para la producción en los yacimientos descubiertos, así como la expedición de los Acuerdo 8y 9 que reglamenta el proceso de selección. Esto permite aprovechar los activos hidrocarburíferos de la nación para que se pueda recuperar todo el petróleo y gas ya descubiertos (no implica ampliar la frontera exploratoria), con el fin de garantizar que todos los excedentes derivados de la explotación permitan apalancar la TEJ, en el marco de lo dispuesto en el PND.
- Expedición de la Resolución 40537 de 2024, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos, que actualiza la normatividad, la flexibiliza y brinda condiciones para la eficiencia en la exploración y explotación, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales en la materia, particularmente permite: la producción temprana después de las pruebas extensas de producción mientras se emite la licencia de explotación; el aprovechamiento de las aguas de producción para facilitar el mejoramiento y el aumento del recobro mejorado; la perforación de áreas contiguas para aprovechar las facilidades (infraestructura) ya construidas; la utilización de pozos estratigráficos con objetivos exploratorios e incentiva los programas de recobro mejorado y la definición de la tasa máxima eficiente de explotación, campo por campo.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

- Expedición de la Resolución No. 40745 de 2023 que reglamenta y habilita los oleoductos multifásicos, con el propósito de aprovechar la infraestructura actual, asegurar el incremento de las reservas de gas, así como del gas comercializable derivado de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes. Esto permite aprovechar la infraestructura vigente, superar contingencias por infraestructura, aumentar la producción y el gas comercializable, al tiempo que permite la conexión entre el caribe, el centro del país y el piedemonte.

3. Optimización contractual y operacional

Como parte de esta dimensión, la ANH ha implementado entre otras, las medidas 7, 8 y 13, las cuales manejan un componente exploratorio tanto para gas como para petróleo, en donde se están adelantando las siguientes acciones:

Medida 7: “Fortalecimiento de la presencia institucional en el territorio, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos E.T.H, con el objetivo de abordar las causas de conflictividad social, orden público y medioambiental que pudiesen presentarse en los contratos vigentes.” La ANH continuamente se ha encargado de promover la articulación de los diferentes actores intervinientes en el sector petrolero del orden nacional, regional y local, generando oportunidades que sirvan como instrumento para el desarrollo social ,es así que a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos, se busca de manera conjunta promover los escenarios de diálogo para la mitigación de las causas de la conflictividad, con la participación de entidades aliadas como el Ministerio de Energía, el Ministerio de Trabajo y la Unidad Administrativa Especial del Servicio Público de Empleo, para dar cumplimiento a la implementación de los objetivos de la ETH promoviendo un relacionamiento entre gobierno y empresa, generando confianza y fortaleciendo las capacidades de las comunidades, para el desarrollo de las regiones. Es así que la puesta en marcha de esta iniciativa se ha priorizado en las siguientes doce regiones del país, Casanare, Meta, Caribe, Putumayo, Caquetá, Huila, Tolima, Norte de Santander, Arauca, Magdalena Medio, Boyacá y Cundinamarca, en donde se implementan las líneas estrategias en prevención atención, seguimiento, monitoreo y transformación.



Medida 8: “Fortalecer la estrategia de normalización de contratos suspendidos y mitigación de riesgos de nuevas suspensiones de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, a través de un monitoreo y seguimiento a cada uno de estos”.

Reactivación de contratos suspendidos. La ANH está implementando un plan de trabajo en coordinación con las empresas Operadoras de los Contratos de Hidrocarburos y las Entidades competentes, con el propósito de aunar esfuerzos para superar los eventos de fuerza mayor y hechos de terceros que han generado la suspensión de dichos contratos. En este contexto, y en concordancia con los lineamientos del Gobierno Nacional y la Transición Energética Justa (TEJ), la ANH impulsa la reactivación de los contratos en sus fases de exploración y producción para lo cual ha establecido una priorización que orienta la reanudación de las actividades en los distintos proyectos.

A la fecha, esta medida cuenta con un listado de contratos que se consideran estratégicos para la posible incorporación de Recursos y Reservas en el mediano plazo, a partir de su potencial tanto de recursos contingentes como prospectivos, teniendo en cuenta las dificultades asociadas para el levantamiento de la suspensión. Dichos contratos serán evaluados por las áreas competentes de la ANH, para ser presentados al Comité Interinstitucional de Hidrocarburos, para que se tomen las decisiones correspondientes.

Medida 13: “Fortalecimiento en el seguimiento de la actividad exploratoria en las áreas previamente asignadas y en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, con el propósito de hacer más eficiente dichas operaciones.”

Fortalecimiento de la actividad exploratoria. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en su compromiso por dinamizar la exploración de hidrocarburos en el país, ha priorizado una serie de prospectos exploratorios identificados a través del Informe de Recursos y Reservas (IRR2023) dentro de contratos de hidrocarburos vigentes. Para esta priorización, se han considerado factores estratégicos como el volumen estimado de los recursos, la probabilidad de desarrollo y el éxito geológico de cada prospecto.

Estas oportunidades fueron discutidas en mesas de trabajo bilaterales con los actores involucrados, con el propósito de avanzar en un escenario de perforaciones anticipadas que permita acelerar la exploración y el aprovechamiento de los recursos disponibles. Actualmente, la información



recopilada está siendo evaluada por las áreas técnicas y administrativas competentes de la Agencia, con el objetivo de definir la mejor estrategia para incentivar a las operadoras a desarrollar estas actividades en el menor tiempo posible, garantizando un enfoque eficiente y alineado con los objetivos del sector energético del país.

Implementación de una estrategia integral de gas. Con el objetivo de maximizar la eficiencia de los Contratos de hidrocarburos con prospectividad para producción de gas, brindando el mayor soporte, acompañamiento y seguimiento a las actividades de producción, evaluación y exploración, para contribuir con el aumento de reservas y la producción de gas, la ANH ha diseñado una estrategia que clasifica los contratos en:

- Corto plazo: Áreas en explotación y producción.
- Mediano plazo: Áreas en evaluación continental (Onshore).
- Largo plazo: Áreas en evaluación costa afuera (Offshore) y en exploración.

Esta estrategia incluye depurar los contratos participantes, ajustar requerimientos con los operadores, definir necesidades y acordar cronogramas, priorizando proyectos que aseguren resultados sostenibles en el tiempo. Con esta información, se presentarán alternativas viables al Comité Interinstitucional de Hidrocarburos, priorizando aquellos contratos que, tras superar las contingencias identificadas, puedan contribuir al aumento de las reservas y recursos contingentes del país.

Estas acciones podrían reforzar los volúmenes de reservas de la nación, con el consecuente suministro energético en el corto plazo mientras se consolida la producción del Caribe, contribuyendo a la estabilidad energética en el mediano y largo plazo. Todo esto enmarcado en los objetivos de desarrollo sostenible de Colombia y en la búsqueda de una Transición Energética Justa que asegure beneficios ambientales, sociales y económicos para la nación.

Finalmente, es importante mencionar que uno de los componentes principales de la TEJ es la gestión de la demanda de gas, esto quiere decir la implementación y uso progresivo de nuevos energéticos generados a partir de FNCER, los cuales podrán desplazar de manera paulatina y planificada sectores de la demanda



esencial y no esencial, de esta manera, junto con las medidas que garantizan el abastecimiento de gas, y una correcta gestión de la demanda, se garantizará el acceso a energéticos que cubran las necesidades de las personas usuarias.

**CUESTIONARIO H.R. JULIO ROBERTO SALAZAR PERDOMO.
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME)**

“2. ¿Qué estrategias de diversificación de la oferta de gas están siendo implementadas para reducir la dependencia de importaciones, y cuáles son los plazos para poner en marcha estas soluciones alternativas?”

Las acciones y estrategias que, como ministerio, estamos tomando en conjunto con las demás entidades del sector para aumentar la oferta de gas y aprovechar al máximo la producción nacional pueden ser consultadas en la respuesta del **numeral 3** del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve del presente oficio.

Ahora bien, La actividad exploratoria realizada en el país ha permitido la incorporación de nuevos descubrimientos y el desarrollo de áreas con alto potencial gasífero. En particular, los proyectos Sirius 2ST y Komodo X1 han aportado información clave sobre la prospectividad de gas en la región Caribe. El pozo Sirius 2ST ha identificado recursos estimados en al menos 6 Terapiques Cúbicos (Tpc), lo que representa un volumen significativo en comparación con las reservas probadas 1P del país a 2023. Por su parte, Komodo X1 es un prospecto estratégico en el que se planea perforar un pozo exploratorio en el Bloque COL-1, cuya evaluación es fundamental para confirmar su potencial comercial.

Adicionalmente, otros proyectos han confirmado incrementos en las reservas de gas y han iniciado explotación en 2024. Entre estos se encuentran:

- **Merecumbé (Operador: LEWIS, Contrato SSJN-1)** – Inició explotación el 26 de febrero de 2024.
- **Arrecife (Operador: HOCOL, Contrato VIM 8)** – Inició explotación el 12 de marzo de 2024.
- **Fresa, Cornamusa, Lulo y Aguas Vivas (Operador: CNE OIL & GAS, Contrato VIM 21)** – Cuatro áreas que iniciaron explotación entre julio y diciembre de 2024, destacando Lulo (25 de noviembre) y Cornamusa (7 de noviembre).

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



- **Saxofón (Operador: CNE OIL & GAS, Contrato VIM 5)** – Inició explotación el 2 de octubre de 2024.

Estos proyectos reflejan el éxito de las actividades exploratorias y confirman la incorporación de nuevas reservas de gas, fortaleciendo la seguridad energética del país. Para más detalle respecto de las estrategias y acciones que estamos tomando como Ministerio en conjunto con la ANH.

“3. Ante la creciente necesidad de importar gas para cubrir la demanda interna ¿cómo está la UPME evaluando el impacto económico de esta dependencia y que políticas están siendo consideradas para reducirla en el futuro cercano?”
En cuanto a “(...) que políticas están siendo consideradas para reducirla en el futuro cercano”

“6. ¿Qué planes tiene la UPME para gestionar los riesgos de desabastecimiento de gas en el corto, mediano y largo plazo? ¿Qué acciones preventivas se están tomando para asegurar la seguridad del suministro en todo el país?”
En cuanto a “(...) ¿Qué acciones preventivas se están tomando para asegurar la seguridad del suministro en todo el país?”

La respuesta a estas preguntas puede ser consultadas en la respuesta del **numeral 3** del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve del presente oficio.

Esperamos haber resuelto de manera satisfactoria la presente solicitud, señalando que de requerirse alguna información adicional con gusto será atendida.