



RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA A 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

1. ¿A cuánto asciende la deuda del Gobierno Nacional por concepto de subsidio al GLP en cilindros en la vigencia 2024, 2025?

Con fecha a 31 de diciembre de 2024, hay un monto de 39.914.410.200 que se encuentra surtiendo el proceso administrativo necesario para su respectivo pago a las empresas por concepto de subsidios al GLP. Es necesario recalcar que el proceso administrativo de los pagos por este tipo de subsidios sigue un proceso administrativo específico, dado una serie de pasos que son descritos a continuación.

Es importante recordar que el Ministerio de Minas y Energía ejecuta el procedimiento “EP-P-54 Para la validación y reconocimiento del pago de subsidios al consumo de GLP en cilindros”. Lo anterior se ejecuta usando la información aportada por las empresas mediante los formatos de conciliación “EP-F-04 Resumen contable de subsidios entregados a beneficiarios de estratos 1 y 2 por consumo de gas en cilindros”. El citado procedimiento contrasta la información entre los valores informados por la empresa, lo consignado en el Sistema Único de Información de servicios públicos domiciliarios – SUI, y la plataforma de subsidios al consumo de GLP en cilindros del programa. Los valores de los subsidios que satisfactoriamente superan las validaciones del procedimiento son reconocidos en las resoluciones de “Reconocimiento y pago de subsidios al consumo de GLP en cilindros”. Los valores que presentan inconsistencias deben ser subsanados por las empresas participantes del programa para así ser reconocidos en una resolución posterior. Una vez expedida la mencionada resolución de reconocimiento y pago, el Ministerio de Hacienda



procede a la transferencia de los recursos bajo los tiempos y procesos internos de la propia entidad.

En este sentido, los primeros cinco días del mes siguiente a cobrar, las empresas relacionan los subsidios entregados a los hogares de estratos 1 y 2, mediante el citado formato EP-F-04. Desde el día 6, el Ministerio aplica el procedimiento EP-P-54, donde valida la información de los formatos enviados. Solo las cifras que superen las validaciones se reconocerán para pago, con lo que se totalizan y se solicita el Certificado de disponibilidad presupuestal – CDP y se elabora la resolución de reconocimiento y pago. Finalmente, según el CDP y la resolución expedida, el Ministerio de Hacienda realiza las transferencias a las empresas. Este proceso puede tardar en total entre 2 meses y 3 meses dependiendo de la emisión del CDP, la oportunidad, consistencia y calidad de la información reportada por las empresas y las revisiones que realizan las diferentes dependencias del Ministerio de Minas y Energía.

2. ¿El subsidio al GLP en cilindros fue incluido en el presupuesto de 2025?, en caso negativo ¿Cuál es la justificación técnica y fiscal para la no inclusión?

Sí, el subsidio al GLP en Cilindros fue incluido en el Presupuesto General de la Nación de 2025. El decreto 1523 de 2024 puede ser consultado en este [link](#). Al respecto, se puede consultar el artículo 80 del mencionado decreto.

3. ¿Cuál es la proyección oficial de reservas de GLP en Colombia y qué estrategias tiene el Gobierno para reducir la dependencia de importaciones y garantizar estabilidad en el suministro?

No existen reservas de GLP en el mismo sentido en que se habla de reservas de gas natural o petróleo. El Gas Licuado de Petróleo (GLP) no es un recurso que se extraiga directamente de yacimientos como el gas natural o el crudo, sino que es un subproducto del procesamiento del petróleo en refinerías y de la producción de gas natural en campos gasíferos.

Sin embargo, lo que sí existen son inventarios estratégicos y almacenamientos de GLP, que permiten garantizar el suministro. En ese sentido, de conformidad con lo previsto en la *Resolución 4 0694 de 2016*, modificada por la *Resolución 4*



1248 de 2018, se establece el procedimiento mediante el cual los productores e importadores deben realizar la declaración de producción de Gas Licuado de Petróleo, GLP. Estas declaraciones son realizadas año a año y publicadas por el Ministerio de Minas y Energía con una proyección a 10 años. Los comunicados con los cronogramas de la declaración, así como las declaraciones de los años anteriores pueden ser encontradas en la [página del Ministerio de Minas y Energía](#).

Por otra parte, en el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con las entidades adscritas del sector trabajamos constantemente, a través de diversas acciones complementarias, para asegurar un suministro continuo y confiable de GLP. Algunas de estas acciones tienen que ver con:

1. **Regulación de Precios:** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) promueve mecanismos para la formación de precios eficientes, incentivando la producción nacional y asegurando la atención de la demanda interna.
2. **Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP:** La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME ha elaborado un plan que analiza el sector del GLP en Colombia, enfocándose en garantizar el suministro para cubrir la demanda nacional a mediano y largo plazo, así como en situaciones de contingencia. Este documento orienta las decisiones estratégicas y las inversiones necesarias en infraestructura y logística.
3. **Implementación de abastecimientos estratégicos:** Mediante el *Decreto 1310 de 2024*, se establecieron lineamientos para la creación de almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos y GLP. El objetivo es garantizar el abastecimiento continuo y seguro del servicio público de distribución, especialmente en zonas de frontera y áreas con infraestructura limitada.
4. **¿Cuál es el balance exacto entre producción nacional de gas y consumo interno en 2024, incluyendo volumen total producido (en GBTU) y porcentaje de importación?, desagregar en demanda esencial y demanda industrial.**



Todos los documentos relacionados con la declaración de producción de gas natural 2025-2034 pueden ser encontrados en este [link](#). Además, esta pregunta ha sido trasladada parcialmente por competencias a la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME bajo el **Radicado No.: 2-2025-006860**.

5. ¿Cuáles son las proyecciones entre producción nacional de gas y consumo interno en 2025, 2026 y 2027, incluyendo volumen total producido (en GBTU) y porcentaje de importación?, desagregar en demanda esencial y demanda industrial.

El documento de Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 realizado por la UPME, donde se pueden encontrar las proyecciones que relacionan producción y demanda puede ser encontrado en el siguiente [link](#). Además, esta pregunta ha sido trasladada por competencias a la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME bajo el **Radicado No.: 2-2025-006860**.

6. ¿Cuál es la estructura de costos del gas en Colombia (tanto gas natural como GLP), detallando el porcentaje de cada variable dentro del precio final al usuario (producción, importación, transporte, distribución, comercialización e impuestos)?

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG bajo el Radicado **Radicado No.: 2-2025-006861**.

7. ¿Cómo está estructurada la operación de transporte de gas en Colombia y cuáles son los costos promedio del transporte por tipo de infraestructura (gasoductos, camiones, etc.)?

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG bajo el Radicado **Radicado No.: 2-2025-006861**.

8. ¿Cuáles son las principales empresas del sector gasífero en Colombia y cuál es su participación porcentual en cada eslabón de la cadena (producción,



importación, transporte, distribución y comercialización)? Favor desagregar con datos actualizados a 2024 y lo que lleva de 2025.

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006862.***

9. Proporcionar la cantidad de gas natural ofrecida en firme para consumo local esencial, desglosada mes a mes para los años 2024 y 2025. Favor incluir:

- a. El volumen total ofertado (Gbtud) por mes.**
- b. El porcentaje de la oferta comprometido en contratos de suministro firme.**
- c. La cantidad asignada por cada comercializadora o distribuidora de gas.**
- d. Variaciones en la oferta debido a factores de producción, transporte o importación.**

Todos los documentos relacionados con la declaración de producción de gas natural 2025-2034 pueden ser encontrados en este [link](#). Además, esta pregunta ha sido trasladada parcialmente por competencias al Gestor del Mercado de Gas Natural bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006859.***

10. En caso de que la cantidad de gas natural en firme disponible sea menor que el volumen de los contratos que se vencen en las diferentes comercializadoras, ¿qué soluciones están previstas para cubrir el déficit y garantizar el suministro? Favor especificar:

- a. Mecanismos de importación y sus costos estimados.**
- b. Planes de renegociación o extensión de contratos vigentes.**
- c. Uso de reservas estratégicas o alternativas de producción local.**
- d. Impacto previsto en tarifas y distribución.**

Es necesario recalcar que no existe ningún déficit proyectado. Con relación a la disponibilidad de gas, nos permitimos informar que desde el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo a la última actualización de la [Declaración de Producción](#) publicada el 27 de noviembre bajo *Resolución No.01626*, **se cuenta con la oferta de gas suficiente para atender la demanda Esencial y no Esencial del País** hasta mediados de 2027.



No obstante, es importante recalcar que el país sigue avanzando en diferentes acciones que permitan aumentar las reservas disponibles exponencialmente, como el proyecto Sirius en la costa caribe que, de acuerdo con Ecopetrol y su socio Petrobras, podría aumentar las reservas del país en 6 TPC, lo que representaría un aumento de la expectativa de producción en 20 años. Lo anterior implica que, año tras año, según se van realizando nuevos descubrimientos y estos entran en proceso de comercialidad, se va corriendo la línea sobre el límite de los recursos disponibles y se satisfacen las necesidades de la demanda de gas en el país. Una descripción detallada de las acciones que desde el MinMinas estamos tomando para aumentar las reservas de gas, encontrar fuentes alternativas y de esta forma garantizar la estabilidad en el suministro puede ser encontrada en los **numerales 12** del presente cuestionario, así como en el **2 y 3** del cuestionario del H.R. Julio Roberto Salazar

11. Con base en la proyección oficial de demanda de gas natural en Colombia para los años 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, ¿existen fuentes suficientes para atender el 100% de la demanda proyectada? En caso contrario, favor especificar:

- a. Déficit anual estimado en términos de volumen (Gbtud) hasta 2030.**
- b. Principales causas del déficit (reducción de producción, vencimiento de contratos, infraestructura, etc.).**
- c. Alternativas previstas para mitigar la escasez y su impacto en los usuarios residenciales, industriales y comerciales.**

Es importante recalcar que no existe una situación de escasez de gas en el país. No obstante, frente a lo referente a estrategias y acciones del ministerio para asegurar el suministro constante y confiable de gas, se puede consultar la respuesta de **los numerales 2 y 3** del cuestionario del H.R. Julio Roberto Salazar. Además, esta pregunta ha sido trasladada parcialmente por competencias a la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006860.***

12. Considerando que las decisiones de exploración y producción de hoy definirán la seguridad energética de Colombia en los próximos años, ¿qué estrategias concretas se están implementando para incrementar el potencial local de gas en el país, en particular con los proyectos Sirius y Komodo? ¿Cuáles



son los principales retos técnicos y regulatorios que enfrentan estos proyectos y qué soluciones se están evaluando para superar las dificultades logísticas de transportar gas desde el Caribe sin un gasoducto construido?

Desde el Ministerio de Minas y Energía se han establecido mesas de trabajo con Petrobras, operadora del bloque Tayrona en el Clúster Caribe Norte, el cual posee una participación del 56% en asociación con Ecopetrol S.A., que cuenta con el 44%. En estas mesas se han diseñado diversas estrategias que representan un hito clave para el desarrollo del bloque y, en consecuencia, para el éxito del pozo Sirius II. Estas estrategias son las siguientes:

a. Campo Sirius - Modificación de Licencia Ambiental aprobada en julio de 2026:

Entre Petrobras y el MME se ha venido gestionando la respuesta al recurso de reposición radicado ante el DANCP, evaluando los soportes técnicos presentados que determinan la no procedencia de la consulta con el Cabildo Indígena de Taganga como requisito para tramitar la solicitud de modificación de la licencia. Por otro lado, una vez se obtengan los resultados de las pruebas Sirius 2 ST2 y se actualice el Plan de Desarrollo, se podrá confirmar el alcance del proyecto y proceder con los estudios ambientales y la solicitud de la licencia.

b. Línea submarina - Consulta previa aprobada en diciembre de 2025:

Se ha solicitado el Certificado de Procedencia de Consulta Previa emitido por el DANCP para 116 comunidades, quedando pendiente la certificación de procedencia para las comunidades restantes evaluadas durante la visita de campo en 2024. Para la aprobación de la Licencia Ambiental en diciembre de 2026, se está llevando a cabo un proceso de adquisición de datos geotécnicos, geofísicos y meteoceánicos en la zona de interés.

c. Complejo Ballena:

Como se mencionó anteriormente, se ha estado gestionando con el DANCP el Certificado de Procedencia de Consulta Previa para las comunidades asociadas a las instalaciones de procesamiento de gas. Se prevé que este certificado sea aprobado en el segundo trimestre de 2026, ya que su obtención es un requisito indispensable para la construcción de la infraestructura necesaria para la operación.



Estos proyectos revisten una importancia estratégica para el país, ya que representan un precedente en el desarrollo de la industria offshore de hidrocarburos en Colombia. Su implementación fortalece la posición del país como una nación energética con el conocimiento y la tecnología necesaria para la exploración y producción de hidrocarburos en el mar, garantizando viabilidad económica y sostenibilidad ambiental.

Desde una perspectiva de seguridad energética, estos proyectos son fundamentales, dado que en la costa del Caribe colombiano se encuentra un potencial gasífero considerable, esencial para cubrir y reabastecer los requerimientos energéticos de la nación. Se estima que, con el desarrollo de estos proyectos, se podrían incorporar aproximadamente 6 Tera Pies Cúbicos (TPC) de gas a las reservas nacionales, lo que representaría un incremento superior al 200% de las reservas actuales. Además, se proyecta una producción diaria de 500 millones de pies cúbicos, equivalente a cerca del 50% de la producción nacional de gas.

Dado el papel clave de los hidrocarburos en el desarrollo económico y social de Colombia, es prioritario promover proyectos que incrementen las reservas y contribuyan a la sostenibilidad fiscal y energética del país. El gas natural es considerado uno de los principales energéticos para una transición energética justa, ya que su desarrollo facilita la viabilidad de proyectos de energías renovables que actualmente se encuentran en fase de implementación en el país y que dependen, en gran medida, del apoyo de la industria de los hidrocarburos.

13. ¿Cuál ha sido la evolución del precio de la molécula de gas natural en Colombia en los últimos 10 años? Favor desagregar la información por año, diferenciando precios de gas nacional e importado, e incluyendo los factores que han influido en su variación.

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la CREG bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006861***

14. ¿Cuál es la proyección de la evolución del precio de la molécula de gas natural en Colombia 2025, 2026, 2027? Favor desagregar la información por año,



diferenciando precios de gas nacional e importado, e incluyendo los factores que han influido en su variación.

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la UPME bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006860.***

15. Según sus proyecciones para 2025, 2026 y 2027, ¿cuál es la estimación del déficit de gas firme en Colombia? Favor desagregar por año y especificar el impacto en términos de GBTUD, indicando las variables que influyen en esta proyección, como producción nacional, vencimiento de contratos, capacidad de importación y demanda proyectada.

Además, esta pregunta ha sido trasladada parcialmente por competencias a la UPME bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006860.***

CUESTIONARIO H.R. JULIO ROBERTO SALAZAR

1. ¿Cómo evalúa el Ministerio de Minas y Energía el impacto de la actual crisis de gas en la seguridad energética de Colombia? ¿Qué proyecciones existen sobre el suministro de gas y cómo se garantizará que no afecte la estabilidad del sistema eléctrico en los próximos años?

Es importante recalcar que no existe una crisis de gas en el país en este momento, ni se tiene proyectado un escenario de desabastecimiento. 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.

En cuanto a las proyecciones sobre el suministro de gas, pueden ser consultados documentos como la Declaración de Producción de Gas Nacional del MME y el

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



Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME 2023-2038. Como se ha mencionado anteriormente, la relación entre la oferta de gas de la declaración de producción del pasado 27 de noviembre y la proyección de la demanda esencial realizada por la UPME indica una suficiencia de los recursos actuales de gas natural hasta mediados de 2027. No obstante, la declaración de producción se actualiza todos los años y se complementa con las proyecciones realizadas por la UPME en el plan de abastecimiento de gas natural.

A partir de esta información, se puede inferir que cada año las compañías operadoras han logrado incorporar recursos adicionales a la oferta proyectada previamente, por no mencionar demás perspectivas como las reservas no probadas y/o recursos contingentes, especialmente para los primeros años del siguiente período declarado, generando un relativo desplazamiento en el tiempo de la disponibilidad de oferta, y contribuyendo a mantener la mayor parte del abastecimiento de la demanda con fuentes nacionales.

Ahora bien, nos permitimos informar que, desde diciembre de 2016, fecha desde la que está disponible la terminal de regasificación de SPEC en la costa caribe, se ha estado importando gas que ha tenido como destino casi exclusivo el sector termoeléctrico. Así las cosas, la importación de gas es una medida de respaldo y confiabilidad del sistema eléctrico y se ha venido implementando hace varios años.

En esa medida, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con las entidades del sector trabaja en una serie de medidas como la actualización y la flexibilización normativa, la proyección y ejecución de nuevos proyectos de infraestructura y el mejoramiento de las dinámicas de producción para el aumento de eficiencia del uso y aprovechamiento de la producción nacional. Recientemente, ECOPETROL adjudicó la construcción de una planta de regasificación en el pacífico que se prevé entre en operación en el 2026 y permita aumentar la actual capacidad del país en materia de importación, en caso de que esta sea requerida. No obstante, reiteramos que el Ministerio Trabaja para que los agentes del mercado puedan aprovechar al máximo el potencial de producción del energético local. Todo lo anterior contribuye a mantener la confianza y estabilidad del sistema eléctrico en el país.



2. ¿Qué plan de contingencia tiene el Ministerio para mitigar los riesgos de desabastecimiento de gas en el futuro cercano, particularmente en los períodos de alta demanda?

3. Teniendo en cuenta la creciente dependencia de las importaciones de gas para los próximos años, ¿qué estrategias está implementando el Ministerio para disminuir esta dependencia, especialmente ante la proyección de que Colombia podría ser un importador neto de gas para 2026 y 2027?

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 adelantando 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 el 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

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



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:

- 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 para 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 8 y 9 que reglamentan 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.

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 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.
- 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.

4. ¿Qué mecanismos está evaluando el Ministerio para garantizar que el precio del gas importado no genere un impacto aún mayor sobre los consumidores colombianos, especialmente en los sectores más vulnerables?

Es importante reiterar que no existe una situación de desabastecimiento de gas en el país, tal y como se ha mencionado anteriormente, la oferta disponible es suficiente para cubrir las necesidades de la demanda actual. En ese sentido, los aumentos del costo del servicio de gas domiciliario podrían estar relacionados con las dinámicas de contratación y negociación entre agentes en el mercado de gas. Por ello, el Ministerio de Minas y Energía adoptó una serie de acciones para promover que las personas usuarias reciban los servicios domiciliarios en condiciones de precios eficientes.

Esas acciones incluyen la adopción de una serie de actualizaciones normativas como la Resolución CREG 102 015 de 2025 que busca fortalecer la eficiencia del mercado de gas, flexibilizar los procesos de contratación para ajustar condiciones de suministro según necesidades específicas y establecer mecanismos de información sobre la oferta de gas más claros y transparentes. Al flexibilizar las condiciones de contratación y mejorar la transparencia, se



busca fortalecer un suministro constante y confiable de gas natural para todos los sectores, incluso en momentos de alta demanda o cambios climáticos.

Así mismo, se solicitó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que en el marco de sus competencias realicen las indagaciones a las que haya lugar y puedan investigar si existen posibles anomalías en el aumento de precios del servicio mencionado.

5. ¿Qué proyectos estratégicos están siendo promovidos para diversificar las fuentes de gas en Colombia, y cuáles son los plazos de ejecución de estos proyectos?

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 Terapias Cúbicas (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).
- **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

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



del país. Para más detalle respecto de las estrategias y acciones que estamos tomando como Ministerio en conjunto con la ANH.

6. En particular, ¿cómo se está impulsando el desarrollo de gas no convencional y otras alternativas como el biogás o las energías renovables para complementar la oferta de gas natural? ¿Cuáles son los obstáculos regulatorios y técnicos para su implementación masiva?

Frente a las estrategias, acciones y proyectos que estamos adelantando en conjunto con las entidades del sector para diversificar las fuentes de gas y aumentar las reservas, remitirse **al numeral 2 y 3** del cuestionario del H.R. Julio Roberto Salazar. Ahora bien, en el marco de la Transición Energética Justa, el biogás es percibido como una importante fuente de energía renovable y en ese sentido, el Ministerio trabaja para promover su producción y uso en la medida en que posibilitaría la existencia de hogares usando gases renovables, contribuiría a la disminución de exposición a fuentes combustibles altamente contaminantes y ayudaría a la diversificación de la matriz energética en el campo.

Marco normativo

- Ley 1715 de 2014: Establece las regulaciones para la integración de las energías renovables no convencionales, incluyendo el Biogás y Biometano, en el Sistema Energético Nacional, proporcionando un sólido marco legal y ofreciendo incentivos para la inversión.
- Plan Energético Nacional 2020-2050: Este plan estratégico abarca el uso de energías renovables y gases de bajas emisiones como componentes clave en la transición hacia una matriz más limpia y sostenible.
- Resolución 240 de 2016: Emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), establece el marco regulatorio específico para el uso de Biogás y Biometano en los servicios públicos domiciliarios de gas combustible.
- Ley 2128 de 2021, Art 7: Programa de sustitución de leña, carbón y residuos por energéticos de transición.
- Ley 2099 de 2021: Autoriza financiar con aportes del PGN y el SGR la participación de las entidades territoriales en los proyectos de generación,



distribución, comercialización y autogeneración a pequeña escala y generación distribuida con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Además de todo lo anterior, El Ministerio de Vivienda, en coordinación con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, impulsa iniciativas para el aprovechamiento y tratamiento de residuos con el fin de generar biogás. En este proceso, MinAmbiente lidera el aprovechamiento de aguas residuales y biomasa, mientras que MinAgricultura fomenta el uso de residuos orgánicos provenientes del sector agropecuario.

Una vez identificadas fuentes sostenibles para la producción de biogás, se procederá a la suscripción de contratos que permitan su integración en el sistema energético. El biogás puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica, energía térmica y biometano, así como para autoconsumo en diferentes sectores.

Por su parte, el biometano, obtenido a partir del biogás mejorado, posee características similares al gas natural (compuesto mayoritariamente por metano) y puede ser utilizado para la prestación del servicio público domiciliario.

7. ¿Cómo justifica el Ministerio los recientes incrementos en las tarifas de gas en un contexto de escasez? ¿Qué medidas está tomando para controlar estos aumentos y evitar que afecten a los consumidores más vulnerables, tanto residenciales como comerciales?

Como se ha mencionado anteriormente, no existe una situación de escasez de gas en tanto la oferta disponible es suficiente para cubrir la demanda actual. Es necesario aclarar que, el precio del gas no es decidido o impuesto por el Ministerio de Minas y Energía, sino que depende de las dinámicas del mercado y el control de su precio está regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPP. No obstante, el MME trabaja en actividades coordinadas interinstitucionalmente, como se ha descrito en preguntas anteriores, que están orientadas a que los actores del mercado puedan usar al máximo el potencial de producción nacional para satisfacer su demanda.



Posibles aumentos del costo de servicios domiciliarios están relacionados con las dinámicas de contratación y negociación entre agentes en el mercado de gas. Lo anterior responde al hecho de que, en diciembre de 2024, algunos de estos agentes optaron por la compra de gas importado pese a que había disponible suficiente cantidad de gas nacional para satisfacer la demanda esencial. Por ello, el Ministerio de Minas y Energía adoptó una serie de acciones para garantizar que los usuarios reciban los servicios domiciliarios en condiciones de precios eficientes, estas acciones incluyen tanto la flexibilización de los mecanismos de regulación de contratación, así como un llamado a las entidades competentes para investigar la situación actual y determinar posibles anomalías, tal como ha sido descrito en **el numeral 4** del presente cuestionario. Además, esta pregunta ha sido trasladada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006862***.

8. En cuanto a la regulación de precios, ¿cómo está el Ministerio asegurando que las políticas de fijación de tarifas sean transparentes y estén alineadas con los costos reales del mercado, sin que haya especulación en el sector?

Esta pregunta ha sido trasladada por competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006861*** y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006862***.

9. ¿Qué medidas está tomando el Ministerio para mejorar la infraestructura de transporte y distribución de gas en las regiones más alejadas y afectadas por la crisis de abastecimiento?

Es importante recalcar que no existe crisis de desabastecimiento de gas y que, en ese sentido, no deberían existir ningún tipo de anomalía en el transporte y distribución del gas en el país. No obstante, el ministerio adopta las recomendaciones del Plan de abastecimiento de Gas Natural realizado por la UPME, el cual se puede consultar en el siguiente [link](#). Además, esta pregunta ha sido trasladada parcialmente por competencias a la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006860***.

CUESTIONARIO H.R. LUIS RAMIRO RICARDO

Desabastecimiento de Gas:

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



- **¿Cuáles son las principales causas del actual desabastecimiento de gas en Colombia y qué medidas se están tomando para mitigar esta crisis?**

Es importante recalcar que no existe una crisis de gas en el país en este momento, ni se tiene proyectado un escenario de desabastecimiento. 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.

- **¿Qué planes tiene el Ministerio de Minas y Energía para garantizar el suministro continuo de gas natural a corto y mediano plazo?**

En aras de maximizar la eficiencia en el uso del espacio dentro del presente oficio, para consultar información sobre las estrategias, planes y acciones del Ministerio y las agencias del sector en materia de gas, por favor remitirse a **los numerales 2, 3 y 5** del cuestionario del H.R. Julio Roberto Salazar del presente documento.

- **¿Cómo se está coordinando con las empresas distribuidoras para asegurar que las regiones más afectadas reciban el suministro necesario?**

Como se ha mencionado, no hay una crisis de desabastecimiento de gas en el país, por lo que el flujo del energético no debería estar afectado de ninguna manera en las diferentes regiones en tanto 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.

- **Impacto en las Tarifas por la Importación:**

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



- **¿Cuál es el impacto estimado de la importación de gas en las tarifas para los consumidores residenciales e industriales?**

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG bajo el **Radicado No.: 2-2025-006861**.

- **¿Qué mecanismos se están implementando para minimizar el impacto de estas importaciones en las tarifas de gas?**

En **los numerales 2, 3 y 4** del cuestionario del H.R Julio Roberto Salazar se ha descrito con detalle las estrategias y acciones que el Ministerio está implementando en conjunto con las entidades del sector para asegurar el aumento de reservas, aumentar la eficiencia en la producción y hacer uso de fuentes alternativas.

- **¿Cómo se está asegurando la transparencia en la fijación de precios del gas importado para evitar abusos y garantizar la competitividad?**

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG bajo el **Radicado No.: 2-2025-006861** y la Superintendencia de Industria y Comercio bajo el **Radicado No.: 2-2025-006926**.

- **Persecución a los Gremios que Distribuyen Gas:**
- **¿Qué respuesta tiene el Ministerio de Minas y Energía ante las acusaciones de persecución a los gremios que distribuyen gas en Colombia?**

En el Ministerio de Minas y Energía comprendemos la importancia de mantener una relación respetuosa con los gremios y empresas del sector del gas en Colombia, pues es un factor clave para garantizar un suministro estable y eficiente del energético que beneficie a todos los colombianos alrededor del territorio nacional. En ese sentido, no existe ninguna acción de persecución, sino que, por el contrario, en el Ministerio trabajamos para asegurar que los diferentes agentes que participan en el mercado del gas puedan tener a disposición las cantidades del energético necesarias para satisfacer su demanda.

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



Así mismo, trabajamos en conjunto con las entidades del sector para realizar procesos de actualización y mejora normativa y regulatoria, con el objetivo de hacer más flexibles, eficientes y transparentes los procesos de comercialización entre actores, siempre con el propósito de asegurar la estabilidad y soberanía energética del país que beneficie a todos los connacionales.

- **¿Cómo se está garantizando el debido proceso y la transparencia en las inspecciones y regulaciones realizadas por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) a las empresas distribuidoras de gas?**

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Superintendencia de Industria y Comercio bajo el **Radicado No.: 2-2025-006926**.

- **¿Qué medidas se están tomando para proteger los derechos de los gremios y asegurar que puedan operar sin interferencias indebidas?**

Como se ha manifestado, en el Ministerio reiteramos una disposición de respeto y escucha que permita trabajar coordinadamente con las empresas y gremios del sector con el objetivo de asegurar un suministro estable y eficiente del gas que beneficie a todos los colombianos alrededor del territorio nacional. Así las cosas, invitamos a fortalecer los espacios de diálogo existentes y trabajar conjuntamente en la creación de nuevos escenarios de intercambio.

- **Soluciones Alternativas:**
- **¿Qué alternativas se están explorando para diversificar las fuentes de gas y reducir la dependencia de las importaciones, como el uso de biogás?**

Frente a las estrategias, acciones y proyectos que estamos adelantando en conjunto con las entidades del sector para diversificar las fuentes de gas y aumentar las reservas, remitirse al cuestionario del H.R. Julio Roberto Salazar **los numerales 2 y 3**. Ahora bien, para lo relacionado con biogás remitirse **al numeral 4** del mencionado cuestionario.

CUESTIONARIO H.R JOSÉ OCTAVIO CARDONA
MINISTERIO DE MINAS

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



- 1. Señor ministro, si en la citación de debate de control político realizado el 13 de noviembre de 2024, en la comisión quinta de la cámara usted dijo que se venía desarrollando actividad exploratoria de gas, díganos que proyectos o prospectos permiten afirmar que tenemos aumentos de las reservas.**

Un balance de los nuevos proyectos que permiten afirmar aumento de reservas de gas puede ser encontrado en **el numeral 5** del cuestionario del H.R Julio Roberto Salazar, así como el **numeral 12** de la H.R Ana Rogelia Monsalve.

- 2. Señor ministro, si en este mismo debate usted nos dijo a los representantes que no se iba a importar, cuál cree usted que sea la razón para que, en distintos medios, gremios y sectores, se afirme que se esté importando gas.**

Como se ha explicado anteriormente, la decisión de importar gas se dio por parte de algunos actores privados, pese a que la oferta disponible de gas nacional, según las declaraciones de producción elaboradas por el ministerio a partir de la información entregada por los productores, era suficiente para satisfacer la demanda esencial.

- 3. Según el gestor del mercado del gas natural, las importaciones de gas pasaron de 6.48 millones de dólares a 12.95 millones de dólares, solo en julio del año anterior, lo que es igual a un incremento del 99.8, sírvase informarnos comparativamente cual fue el nivel de importaciones de gas en diciembre del 2023 y enero de 2024, así como el nivel de importaciones de gas de enero de 2024 y enero de 2025.**

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias al Gestor del Mercado de Gas bajo el Radicado **No.: 2-2025-006859**.

- 4. Sírvase informarnos en condiciones climáticas como las actuales, cuáles son las fuentes de generación de energía eléctrica, determinando que porcentaje de la energía que llega a los hogares, la industria, el comercio, los servicios, se genera actualmente con corte a enero con gas, fotovoltaica, eólica, térmicas con carbón, térmicas con diésel, hidráulica.**

En la *Tabla 1* se puede observar la participación de cada una de las tecnologías de generación desde el 1 de enero de 2025 hasta el 18 de febrero de 2025. Se puede apreciar que la participación de la generación térmica ha disminuido si se compara con los meses de mayor exigencia climática del año anterior, como fueron marzo (41,2%), abril (49,2%) y octubre (42,8%) del año 2024.

| | 2025 | | | |
|----------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| | ene | | feb | |
| | GWh-Acum | GWh-% | GWh-Acum | GWh-% |
| HIDRAULICA | 4.743,0 | 73,9% | 2.770,2 | 73,7% |
| SOLAR | 220,3 | 3,4% | 129,7 | 3,5% |
| TERMICA | 1.455,1 | 22,7% | 856,4 | 22,8% |
| ACPM | 23,9 | 0,4% | 5,0 | 0,1% |
| CARBON | 777,1 | 12,1% | 538,6 | 14,3% |
| COMBUSTOLEO | 0,1 | 0,0% | 14,0 | 0,4% |
| CRUDO | | 0,0% | | 0,0% |
| GAS | 221,5 | 3,5% | 71,5 | 1,9% |
| GAS NI | 432,5 | 6,7% | 227,3 | 6,1% |
| JET-A1 | 0,0 | 0,0% | | 0,0% |
| GLP | | 0,0% | | 0,0% |
| Total general | 6.418,4 | 100,0% | 3.756,2 | 100,0% |

Tabla 1. Generación por Tecnología. Fuente: SINERGOX. *Datos a 18 de febrero de 2025

Dentro de la generación térmica actual la tecnología de más utilización es el carbón, seguido por el gas natural importado y el gas natural local, con un mínimo porcentaje de ACPM (diésel). Toda la energía generada pasa al SIN (Sistema Interconectado Nacional), y de allí a la mayoría de la demanda del país.

5. Sírvase informar el estado actual de la flexibilización regulatoria para la oferta de gas en firme.

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG bajo el ***Radicado No.: 2-2025-006861***.

6- Según ECOPETROL, la entrada en servicio de pozos como BRUJO Y MAGICO, además de la flexibilización obligatoria, además de la reducción de consumo de gas en actividades propias de ECOPETROL, en plantas de refinación,



garantizaban que el país no tuviera que importar gas, salvo el que hace tiempo se trae para generación térmica. No obstante, los comercializadores y distribuidores de gas ya subieron las facturas dado que la demanda es superior a la oferta de gas nacional. ¿Como se explica este fenómeno?

7- Las tarifas han subido para los usuarios de VANTI S.A, GAS NATURAL CUNDIBOYANCESE S.A, GAS NATURAL DE ORIENTE S.A, GAS NATURAL DEL CESAR S.A, EFIGAS S.A, GASES DEL CARIBE S.A, ¿como se explica este aumento de tarifas?

Posibles aumentos del costo de servicios domiciliarios están relacionados con las dinámicas de contratación y negociación entre agentes en el mercado de gas. Lo anterior responde al hecho de que, en diciembre de 2024, algunos de estos agentes optaron por la compra de gas importado pese a que había disponible suficiente cantidad de gas nacional para satisfacer la demanda esencial. Por ello, el Ministerio de Minas y Energía adoptó una serie de acciones para garantizar que los usuarios reciban los servicios domiciliarios en condiciones de precios eficientes.

Esas acciones incluyen la adopción de una serie de actualizaciones normativas como la Resolución CREG 102 015 de 2025 que busca fortalecer la eficiencia del mercado de gas, flexibilizar los procesos de contratación para ajustar condiciones de suministro según necesidades específicas, así como establecer mecanismos de información sobre la oferta de gas más claros y transparentes. Al flexibilizar las condiciones de contratación y mejorar la transparencia, se busca fortalecer un suministro constante y confiable de gas natural para todos los sectores, incluso en momentos de alta demanda o exigencias climáticas.

Así mismo, se solicitó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que, en el marco de sus competencias, realicen las indagaciones a las que haya lugar y puedan investigar si existen posibles anomalías en el aumento de precios del servicio mencionado.

8. Que tiene de cierto que el gas nacional cuesta la tercera parte del gas importado

Esta pregunta ha sido trasladada en su totalidad por competencias al Gestor del Mercado de Gas bajo el Radicado ***Radicado No.: 2-2025-006859.***



9- En diferentes medios usted ha dicho que gas tenemos y que el aumento de las tarifas es injustificado, ¿qué va a hacer el gobierno por los colombianos?

Reiteramos que no existe en este momento una crisis de desabastecimiento de gas y que, según los reportes de la declaración de producción elaborada por el Ministerio con la información suministrada por los productores, la oferta disponible es suficiente para cubrir la demanda actual. No obstante, las estrategias, planes y acciones que estamos adelantando en conjunto con las entidades del sector pueden ser encontradas en *los numerales 2 y 3* del cuestionario del H.R. Julio Roberto Salazar.

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