



Código Dependencia: 3000

Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificado ().

Bogotá, D.C.

Doctor

Olga Lucia Grajales Grajales

Secretaria Comisión Segunda

Cámara De Representantes

comision.segunda@camara.gov.co

CRA 7 N° 8-68

Bogotá, D.C.

Asunto: Respuesta a la Proposición No. 37 de 2021 relacionada con reservas probadas de gas en Colombia.

Respetada doctora Olga Lucía:

De manera atenta remito la respuesta al cuestionario para Debate de Control Político según Proposición No. 37 de 2021, relacionada con reservas probadas de gas en Colombia.

Es importante mencionar que se realizaron traslados de los numerales 7, 8, 9 y 10 a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, por ser asuntos de competencia de la entidad mencionada.

Esperamos haber atendido de manera satisfactoria el cuestionario, señalando que de requerirse alguna información adicional con gusto será atendida.

Cordialmente,

MIGUEL LOTERO ROBLEDO,
Viceministro de Energía





RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA FRENTE A LA PROPOSICIÓN NO. 37 DE 2021 RELACIONADA CON LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS EN COLOMBIA.

De manera atenta, nos permitimos dar respuesta a las siguientes preguntas de Proposición en los siguientes términos:

1. *¿Cuáles son las estrategias que se vienen adelantando desde el Ministerio de Minas y Energía para garantizar la autosuficiencia del país en materia de gas Natural?*

En primer lugar, el Ministerio de Minas y Energía – MME ha estado enfocado en incrementar la exploración y conocimiento geológico del subsuelo, de tal forma que nos permita garantizar la incorporación de nuevos recursos y por ende la autosuficiencia en corto, mediano y largo plazo, incentivando las inversiones en exploración de hidrocarburos, adoptando especialmente las siguientes medidas:

- a. Proceso Permanente de Asignación de Áreas – PPAA: Este proceso conllevará la realización de actividades exploratorias obligatorias y en el que se dio una nueva visión a las inversiones en hidrocarburos convencionales y costa afuera en Colombia, a través de procesos dinámicos, permanentes, inclusivos y competitivos.
- b. Inversiones en proyectos de conocimiento del subsuelo: Mediante proyectos de conocimiento del subsuelo e identificación de nuevas áreas prospectivas se han realizado inversiones de aproximadamente 298 mil millones de pesos, lo que evidencia un compromiso del Gobierno nacional para incentivar las actividades de exploración en el territorio nacional.
- c. Incentivos tributarios: la promoción del certificado de reembolso tributario – CERT es un mecanismo importante para la atracción del desarrollo de las actividades que aumenten las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional. Con esto se busca que las actividades exploratorias comprometidas no sean aplazadas, pues estas son generadoras de importantes ingresos para las rentas nacionales y territoriales y son relevantes para garantizar el autoabastecimiento nacional.

Teniendo estas tres medidas en curso, podemos también mencionar tres acciones fundamentales, a saber:

- a. Aumento en las actividades exploratorias de hidrocarburos en yacimientos convencionales: Esperamos aumentar la actividad exploratoria en el país mediante: (i) las actividades exploratorias incluidas en los contratos de exploración y producción – E&P firmados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH en las vigencias 2019-2020; (ii) las actividades exploratorias obligatorias y con inversiones asociadas que se incluirán en los contratos que se suscribirán en el tercer ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas PPAA; (iii) el desarrollo de proyectos de conocimiento del subsuelo y calentamiento de áreas mediante adquisición de información sísmica, y (iv) el desarrollo de actividades de recobro mejorado.

Es importante resaltar que la actividad sísmica se ha venido reactivando paulatinamente, por ejemplo, entre agosto y septiembre del presente año se adquirieron aproximadamente 66 kilómetros de sísmica. Adicionalmente, el





Servicio Geológico Colombiano – SGC y la Agencia Nacional de Hidrocarburos vienen desarrollando diferentes proyectos de conocimiento del subsuelo en nuevas áreas prospectivas y la profundización del conocimiento de las cuencas ya explotadas para buscar prospectividad en unidades geológicas diferentes a las ya conocidas, entre otros, los estudios de los corredores prospectivos en la cordillera oriental, Caguán, Sinú san Jacinto, Cauca, San Juan Chocó, en el sur de Valle Medio del Magdalena y el Valle superior. Con estas actividades buscamos incentivar la exploración y desarrollo en algunas de estas áreas que nos permitan extender el horizonte energético en términos de reservas de petróleo y gas provenientes de recursos continentales convencionales.

Por otra parte, el Gobierno Nacional, a través de Minciencias, ha realizado convocatorias para la ejecución de proyectos en recobro mejorado de hidrocarburos – EOR para fortalecer la investigación y el desarrollo experimental en estas técnicas de recuperación de hidrocarburos e incrementar el factor de recobro de los campos existentes en el país. Con esto aumentaremos las reservas tanto en crudo como en gas.

De igual forma, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra adelantando el trámite para la expedición de la reglamentación técnica para proyectos de producción incremental que genere el aumento del factor de recobro en los campos existentes y que incentive la incorporación de nuevas reservas como consecuencia de inversiones y actividades técnicas asociadas. Así, esta regulación incentivará en mayor medida el desarrollo del recobro mejorado por brindar mayor seguridad y claridad a los operadores interesados en desarrollar este tipo de proyectos.

- b. Posibilidad de explorar los recursos provenientes de yacimientos no convencionales: Estamos iniciando la ejecución de los Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII y hemos desarrollado la normatividad técnica, ambiental y social, así como el mecanismo contractual necesario para que los PPII se lleven a cabo con altas garantías técnicas y de seguridad. Con el desarrollo de los PPII buscamos que existan las garantías necesarias para que el Comité Evaluador analice la pertinencia de continuar con una eventual etapa comercial.

De acuerdo con los estudios internos realizados en 2019 por la Vicepresidencia Técnica de la ANH, a nivel de recursos prospectivos recuperables, los resultados del estimativo *yet to find*, en cuanto al gas, la cuenca más importante es la Cordillera Oriental con Recursos Prospectivos Recuperables de 117 tcf, seguida por la Cuenca VMM con 29 tcf, la Cuenca Cesar-Ranchería con 9,9 tcf, la Cuenca Catatumbo con 7,8 tcf y la Cuenca Valle Superior del Magdalena con 1,7 tcf.

- c. Aumento en las actividades de exploración y explotación Offshore: Las noticias para las actividades costa afuera son muy alentadoras. Después de un periodo de cinco años sin suscribir contratos E&P para estas áreas, a través de la reactivación y el nuevo modelo de Proceso Permanente de Asignación de Áreas en el año 2019 se suscribieron 6 nuevos contratos.

Así, a la fecha, tenemos un total de once (11) contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos Offshore suscritos, con una inversión total por ejecutar para la etapa de exploración de USD \$ 1.959.507.290.





En octubre de 2020, mediante la Resolución 40295, este Ministerio expidió la reglamentación técnica para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, con el fin de contar con un marco jurídico y normativo estable que permita el desarrollo de las actividades bajo los principios de confianza y legalidad.

Adicionalmente, para el 2021 se prevé la perforación exploratoria de dos pozos en los bloques Tayrona y COL – 3, los cuales requerirán una inversión aproximada de \$240 millones de dólares. También Ecopetrol S.A. junto con su socio Shell, planean comenzar las pruebas de producción en el pozo Gorgon – 1 y perforar Kronos 2 en los próximos dos años.

En cuanto al potencial de reservas de hidrocarburos que podrían llegar a desarrollarse en el Mar Caribe en un mediano plazo, como producto de los descubrimientos realizados y que actualmente forman parte de los Programas de Evaluación mencionados con anterioridad, se proyecta que las cuencas Colombia, Guajira Offshore y Sinú Offshore tienen una prometedora prospectividad.

Según el estudio *“Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia”*, realizado por el Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional, en un escenario moderado (P50), en la cuenca Colombia las reservas superarían los 3.000 millones de barriles de petróleo equivalente y las de gas estarían alrededor de los 4.55 tera pies cúbicos, mientras que en la cuenca Guajira Offshore las reservas estarían en 530 millones de barriles de petróleo equivalente, y en la cuenca Sinú Offshore a 224 millones de barriles de petróleo equivalente, lo que nos podría llevar a triplicar las reservas actuales en materia de hidrocarburos

2. ¿Para cuantos años más tiene garantizado Colombia la autosuficiencia en materia de Gas Natural?

El Informe de Recursos y Reservas – IRR de la Agencia Nacional de Hidrocarburos no es la fuente para determinar los años de autosuficiencia del país, para su determinación se requiere igualmente un análisis sobre oferta y demanda de hidrocarburos. Dado que el IRR plasma la oferta de hidrocarburos, la ANH estima la relación Reservas/Producción, conocida como índice R/P, el cual relaciona las reservas probadas y la producción comercializada y determina la vida media de las reservas probadas al mantener el nivel de consumo actual constante (producción comercializada constante). Dicho índice señala el tiempo que tardarían en consumirse las reservas probadas a la tasa de producción actual, sin que haya adiciones en ellas, y/o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. El índice R/P con corte a 31 de diciembre de 2019 para gas natural es de 8,1 años, considerando los volúmenes de reservas probadas de 3.163 Gpc y una producción comercializada promedio de gas natural para el año 2019 de 391 Gpc.

3. ¿Cuál es el potencial, discriminado geográficamente, con el que cuenta a la fecha el país en materia de yacimientos de Gas Natural convencionales?

En materia de gas, el país en los anteriores ciclos del Proceso Permanente de Asignación de Áreas entregó a la Industria 30 bloques petroleros, el 75% con vocación gasífera.





Esos nuevos contratos están en el Valle Inferior de Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales y la cuenca de La Guajira Offshore, donde las inversiones pactadas están por el orden de US\$850 millones.

Asimismo, en 2019, cinco contratos TEAs prosiguieron a convertirse en contratos E&P, los cuales se ejecutan en la Cuenca Colombia (off shore), donde se ha vislumbrado una posible prospectividad para gas según los resultados iniciales de perforación exploratoria que así lo muestran.

De la misma manera, en el nuevo ciclo, la Ronda Colombia 2021, entregará áreas en cuencas con tendencia al gas como el Valle Inferior del Magdalena, las cuencas offshore del Caribe y el Pacífico colombiano.

El país cuenta con empresas con vocación gasífera como Canacol Energy, Lewis Energy, Hocol, CNE OIL & GAS S A S, ECOPETROL S.A, Geoproduction Oil And Gas (ahora Canacol) Petróleos Sud Americanos, y Parex, de las cuales, por ejemplo, Canacol reporta éxitos exploratorios en el año anterior en los pozos Pandereta 8 (168 pies en el Ciénaga de Oro) y Porro Norte - 1 en agosto de 2020.

También han reportado hallazgos en época reciente compañías como Frontera y Parex con el pozo La Belleza-1.

Por su parte Hocol y Lewis han reportado el descubrimiento de gas en el pozo Merecumbé - 1 en el departamento del Atlántico, además de la participación de Hocol en los campos productores de Chuchupa y Ballena.

Por otra parte, la ANH ha asumido los Recursos Prospectivos Recuperables netamente en gas para el offshore de Colombia.

Se debe tener en cuenta que actualmente se está infiriendo la existencia de hidrocarburos líquidos en el Caribe, por lo tanto, este valor puede cambiar con el tiempo al introducir un porcentaje en hidrocarburos líquidos.

La respuesta a la fecha de acuerdo con los estudios internos de la ANH (Cesar Mora, 2019):

Recursos Prospectivos Recuperables Gas

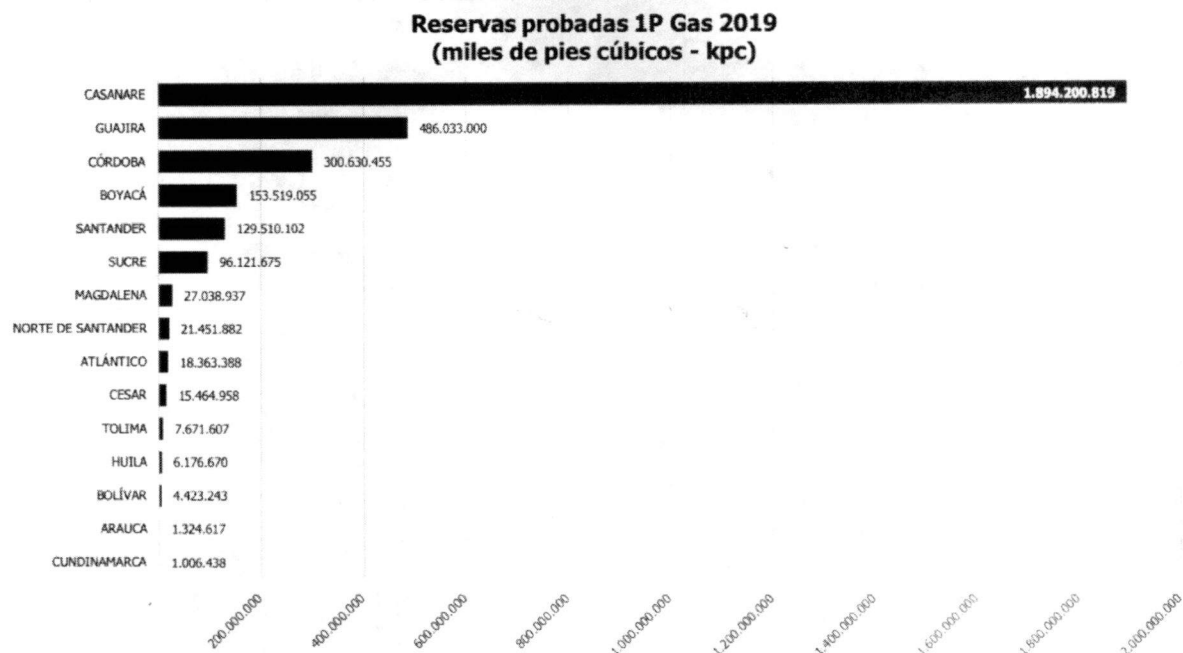
- a. Cuenca Guajira Offshore 1.4 TCFs
- b. Cuenca Colombia 13.9 TCFs
- c. Cuenca Sinú Offshore 11.8 TCFs
- d. Cuenca Pacífico Profundo 1.4 TCFs
- e. Cuenca Chocó Offshore 1.1 TCFs
- f. Cuenca Urabá 0. TCFs
- g. Cuenca Tumaco Offshore 0.3 TCFs

Total: 30 TCFs

Vale la pena aclarar que estos potenciales son inciertos y sus eventuales descubrimientos y desarrollos podrían tomar décadas en materializarse, si se logra atraer la inversión de riesgo necesaria para estos propósitos.



Por otro lado, la siguiente gráfica representa las reservas probadas de gas discriminadas geográficamente:



Fuente: ANH, 2020. Link de acceso: <https://www.anh.gov.co/datos-estadisticas#Reservas>

4. ¿Actualmente a cuánto asciende el volumen de Gas Natural que importa el país, para poder garantizar el consumo interno?

El volumen que actualmente se importa a Colombia varía dependiendo de las condiciones en la demanda de gas natural. Si bien la mayoría de los requerimientos son atendidos con gas natural nacional, ha sido necesario la importación a través de la Unidad Flotante de Regasificación - SPEC ubicada en Cartagena. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede ver el comportamiento histórico desde el año 2020 del volumen de gas natural e importado y el porcentaje de participación (eje secundario). Se puede apreciar que durante el año 2020 se importó gas natural, por ejemplo, para el mes de febrero fue de alrededor de 3,000 MPC¹, lo que representó alrededor del 9.4% del volumen total. Sin embargo, este volumen fue variante, y desde octubre de 2020 hasta abril de 2021 los volúmenes han estado por debajo de los 300 MPC. La variación se debe a la estacionalidad en el consumo del sector termoeléctrico de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales, además el sector termoeléctrico es de relevante importancia por sus niveles de consumo.

Sin embargo, es importante resaltar que mediante la Resolución CREG 182 de 2010 se estableció un incentivo para que las plantas generadoras térmicas a gas natural respalden sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, posteriormente mediante la Resolución CREG 062 de 2013 se introduce un incentivo adicional para que las plantas térmicas a gas natural presten el servicio de generaciones de seguridad con Gas Natural Importado frente a no utilizar diésel como combustible de generación.

A partir de las medidas expedidas por la CREG, descritas anteriormente, mediante la Resolución CREG 022 de 2014 se aprueba el ingreso regulado total de carácter transitorio

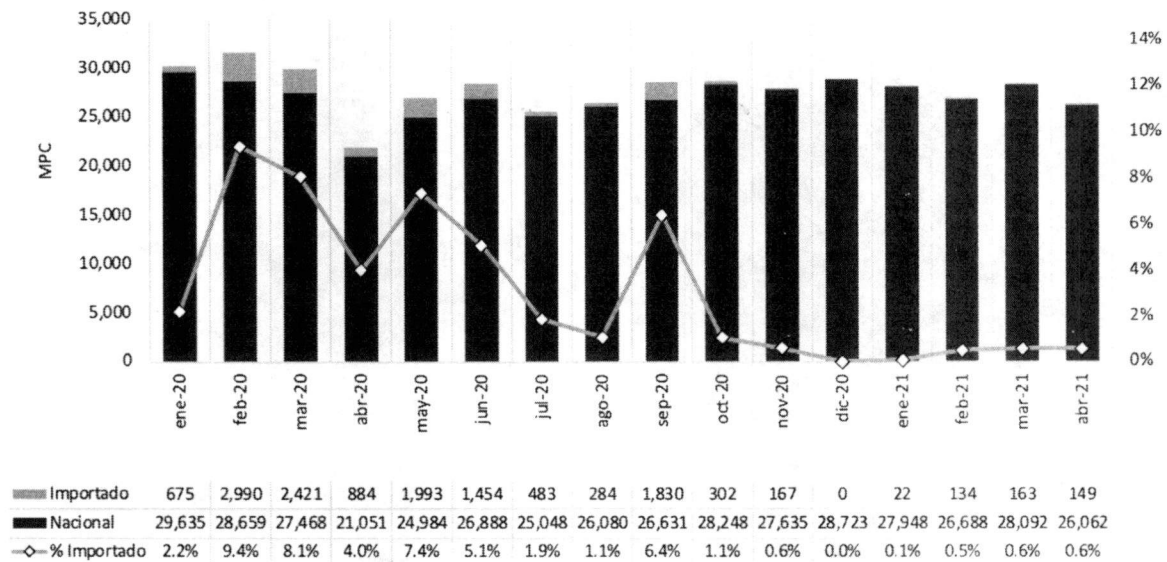
¹ MPC= Millón de Pie Cúbico





al Grupo de Generadores Térmico (GT), el cual reconoce, entre otros, el pago de la inversión del puerto de regasificación con el fin de garantizar las OEF.

Gas natural nacional e importado 2020-2021



Fuente: BMC-Gestor Del Mercado de Gas Natural en Colombia

5. ¿Cuál es el potencial con el que cuenta a la fecha el país en materia de yacimientos de Gas Natural no convencionales?

De acuerdo con los estudios internos realizados en 2019 por la Vicepresidencia Técnica de la ANH, a nivel de recursos prospectivos recuperables, los resultados del estimativo *yet to find*, en cuanto al gas, la cuenca más importante es la Cordillera Oriental con Recursos Prospectivos Recuperables de 117 tcf, seguida por la Cuenca VMM con 29 tcf, la Cuenca Cesar-Ranchería con 9,9 tcf, la Cuenca Catatumbo 7,8 tcf y la Cuenca Valle Superior del Magdalena con Recursos Prospectivos Recuperables de 1,7 tcf.

La siguiente tabla resume los cálculos realizados para esa estimación de recursos prospectivos:

CUENCA	Area (km ²)	Recursos Prospectivos Crudo (mbp)	Recursos Prospectivos Recuperables Crudo (mbp)	Recursos Prospectivos Gas (bcf)	Recursos Prospectivos Gas (7cf)	Recursos Prospectivos Recuperables Gas (tcf)
VMM	8623	65323	4573	198332	198,3	29,7
CES-RAN	4200	35000	2450	65800	65,8	9,9
COR	28000	2400	168	784000	784,0	117,6
CAT	3000	8500	595	52000	52,0	7,8
VSM	800	6400	448	11200	11,2	1,7
TOTAL	44623	117623	8234	1111332	1111	167

6. ¿Cuántos proyectos offshore de Gas Natural se encuentran en etapa de exploración y producción actualmente en el país? ¿Cuáles son?



A la fecha hay cuatro (4) contratos Offshore en los que se ha corroborado la presencia de gas natural, que se encuentran en etapa de evaluación, esto es, se están realizando las pruebas pertinentes para determinar la comercialidad de los yacimientos y pasar a la etapa de producción.

En las siguientes tablas se relacionan los dos Programas de Evaluación offshore en curso, de Contratos suscritos por la ANH.

1. Programa de Evaluación Integrado:

Área	Contratos E&P	Operador	Fecha Inicio	Fecha Fin
Programa de Evaluación Integrado	COL 5	Shell EP Offshore Ventures Limited	31/10/2019	30/10/2026
	FUERTE SUR			
	PURPLE ANGEL			

2. Programa de Evaluación Orca:

Área	Contratos E&P	Operador	Fecha Inicio	Fecha Fin
Orca	Tayrona	Petrobras International Braspetro B.V.	24/03/2015	04/03/2022

La información anterior no incluye contratos Offshore que se encuentran actualmente en exploración en los que no se haya verificado la presencia de gas, sin perjuicio que puedan ser considerados con prospectividad de gas.

11. ¿Por qué abrir las puertas a importar Gas Natural, teniendo conocimiento de grandes reservas en el subsuelo colombiano?

Al respecto, informamos que esta Entidad no ha realizado estudios sobre impactos en los ingresos de la Nación provenientes de las regalías o impuestos como consecuencia de la atención de la demanda con gas importado *versus* la atención de la demanda con gas nacional, en razón a que el fin primordial de esta política pública es adoptar las medidas necesarias para garantizar la demanda con el fin de atender a la población más vulnerable asentada en el pacífico colombiano y que carece en gran medida del servicio público domiciliario de gas natural, esencial para la satisfacción de sus necesidades básicas.

Así lo dispuso el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto No. 1073 de 2015 al señalar que el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan de abastecimiento de gas natural para un período de diez (10) años, con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

Por lo anterior mediante la Resolución No. 40304 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural presentado a esta cartera por la UPME conforme a las facultades que le corresponden en esta materia.

El mencionado Plan de Abastecimiento está basado en los análisis del Estudio Técnico elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética, el cual señala que existe la posibilidad de la ocurrencia de un fenómeno del niño hacia el año 2024 y se proyecta un consumo de gas natural que sobrepasa la oferta nacional; por tanto, es necesario llevar a





cabo la construcción de la Planta de Regasificación de Buenaventura para atender el déficit en el suministro de gas natural.

Así mismo, en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, las cuales hacen parte integral de la Ley 1955 de 2019 en su capítulo IX, Capítulo B Seguridad energética para el desarrollo productivo se establece que: “...el Gobierno nacional tiene por reto incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos en el mediano y largo plazo (...)” y que “(...) el reto del Gobierno nacional es incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos en el mediano y largo plazo. En este sentido, adicional al incremento de los factores de recobro en campos de producción, existen dos grandes oportunidades: (1) proyectos costa afuera y (2) yacimientos no convencionales (YNC) (...)”.

Según los estudios efectuados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos la posibilidad de incluir reservas mediante estos proyectos pueden efectuarse en un periodo de entre 7 y 10 años, teniendo en cuenta el grado natural de incertidumbre asociado a la entrada oportuna, atendiendo, entre otros, los riesgos asociados con sus etapas previas y constructivas.

Por otra parte, en el diagnóstico realizado por la misión de transformación energética describe la situación actual del mercado de gas natural: “La problemática actual que enfrenta el abastecimiento de gas está asociada directamente con un enfoque errado de la política, el planeamiento y la regulación sectorial. El enfoque al que se hace referencia consiste en la visualización del futuro del sector siempre basada en las perspectivas y expectativas de la producción doméstica y no en garantizarle a los consumidores finales, existentes y potenciales, que pueden contar con garantía de suministro en el mediano y largo plazo, con independencia del origen de este energético”²

Como consecuencia de la incertidumbre en cuanto a la probabilidad de reservas de hidrocarburos que garanticen la suficiencia energética en los próximos años, es imperioso llevar a cabo la construcción y puesta en operación de la Planta de Regasificación del Pacífico, en el corto plazo, toda vez que se espera que el periodo en el que se incorporará nueva producción nacional será entre los próximos 7 a 10 años; por consiguiente, servirá como una fuente de suministro alterna y dará confiabilidad al sistema mientras se desarrollan nuevos proyectos.

12. ¿Cuál es el impacto que sufrirán los productores y comercializadores nacionales de Gas natural con la instalación de planta de regasificación en el pacífico?

Como se mencionó anteriormente, no se desconoce del potencial de posibles reservas en la costa norte colombiana y que podrían incluirse en la oferta nacional. Sin embargo, la incorporación de estos volúmenes tomaría alrededor de 7 a 10 años, y el desbalance entre la oferta y demanda de gas natural en Colombia se presenta en alrededor de 3 años. La planta le dará mayor confiabilidad al sistema permitiendo diversificar las fuentes de producción al no concentrarlas en la zona norte del país, además flexibiliza el sistema nacional de transporte ante eventos de falla en el sistema. La operación de esta infraestructura reduce los riesgos de desatención de la demanda nacional dada una falla.

² Misión de Transformación Energética - Foco 2. El Rol del Gas en la Transformación Energética – “Consultoría En Apoyo a La Misión de Transformación Energética en Los Temas de Abastecimiento, Comercialización, Transporte, Almacenamiento, Regasificación, Demanda, Aspectos Institucionales y Regulación de Gas Natural”. 22 Ene 2020. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documentos/10192/24202647/Foco+2+-+Informe+Final.pdf>





Según el diagnóstico de la Misión de Transformación Energética y el Estudio Técnico de la Unidad de Planeación Minero Energética, aún con la instalación de la planta de regasificación propuesta se requeriría para abastecer plenamente la demanda un incremento en la oferta doméstica que oscilaría entre 100 GBTUD y 250 GBTUD al final del período de análisis (dic/2026, dic/2027 y dic/2028); por lo tanto, es necesaria la oferta de gas natural por parte de los productores locales que aseguren el abastecimiento en el mediano plazo.

13. ¿Cuál es el impacto que sufrirá el precio del gas a nivel nacional, con la instalación de una planta de regasificación en el Pacífico?

Si bien el país viene avanzando en la incorporación de fuentes de energía no convencionales, como la eólica y la solar, son energías que no cuentan con estabilidad en la generación, por su naturaleza misma. Es por esto que es necesario contar con una fuente de generación estable para respaldar los ciclos de generación de las fuentes renovables no convencionales y por la exposición del país frente al fenómeno del niño.

Desde el 2019, el Ministerio viene adelantando la Misión de transformación Energética, la cual busca poner al país a la vanguardia en los retos que plantea la transición energética. Dentro de esta Misión se encuentra el foco 2, que establece el rol del gas en la transición.

Entre otras recomendaciones de los análisis, la Misión sugirió la construcción de la planta de regasificación con el fin de incentivar la demanda y abastecer las plantas de generación que se respaldan con este combustible, ya que las emisiones asociadas con el consumo de gas en el sector termoeléctrico resultan significativamente inferiores a las asociadas con los combustibles sustitutos en las tecnologías duales.

Esta infraestructura proporcionará confiabilidad al sistema, y permitirá a los usuarios del occidente colombiano contar con el suministro de gas natural. Igualmente, el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural indica que el gas importado en la costa pacífica colombiana llegará a precios asequibles con respecto a los nacionales, toda vez que el mercado mundial de GNL cada vez se consolida más y es un mercado más globalizado

14. ¿A cuánto asciende el aumento del precio del Gas Licuado de Petróleo en los últimos 10 años?

El precio corriente del GLP entre 2010 y 2020 ha mostrado un incremento del 57%, si observamos la variación de precios dependiendo el mecanismo de venta se obtiene un incremento del 30% en el precio de los cilindros y el 206% en la venta al granel o venta en tanques estacionarios. Finalmente, para dar contexto a estos incrementos, la inflación acumulada en este periodo asciende a 48%.

Precio medio anual del GLP distribuido en Cilindros y tanques estacionarios

Año	Tanques estacionarios	Cilindros	Total Nacional
2010	660	1,858	1,469
2011	261	2,152	1,056
2012	1,927	2,043	2,024
2013	1,778	1,946	1,916
2014	1,899	2,014	1,991





Año	Tanques estacionarios	Cilindros	Total Nacional
2015	1,843	2,021	1,982
2016	1,960	2,123	2,085
2017	2,345	3,015	2,845
2018	2,618	2,928	2,842
2019	2,349	2,759	2,640
2020	2,020	2,416	2,301
2021*	2,320	2,818	2,668

Fuente: SUI – Superservicios / * Contiene la información de GLP vendido en el primer trimestre del año

15. ¿Cuáles son las políticas y planes que desde el Ministerio de Minas y Energía se vienen ejecutando en conjunto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética, para garantizar la autosuficiencia de gas natural en Colombia en el corto, mediano y largo plazo?

Sobre el particular reiteramos la respuesta emitida a la pregunta número 1, en las que mencionamos las estrategias y políticas para garantizar la autosuficiencia de gas natural. Adicionalmente, solicitamos tener en cuenta las respuestas emitidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética en los cuestionarios resueltos por esas Entidades.

Finalmente, consideramos importante mencionar que los datos de producción y reservas se suministraron con corte al 31 de diciembre de 2019, los cuales serán objeto de actualización a mas tardar en el mes de junio de 2021.