



Bogotá, D.C.,

Señor

**JOSÉ DAVID NAME CARDOZO**

Senador de la República

**Senado – Congreso de la República**

Carrera 7 No. 8-68. Edificio Nuevo del Congreso Oficina 332

[jose.name.cardozo@senado.gov.co](mailto:jose.name.cardozo@senado.gov.co)

[emontero@josename.com](mailto:emontero@josename.com)

[info@josename.com](mailto:info@josename.com)

Ciudad

**ASUNTO: Respuesta Traslado UPME - Solicitud de información sobre Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico**

**Radicado UPME Nro. 20211110016062 del 11 de febrero de 2021**

**Radicado ANH 20216410050762 ID 579568 del 17 de febrero de 2021**

Honorable Senador:

En relación con el Asunto, y dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en los artículos 258 y 259 de la Ley 5° de 1992, atentamente remitimos respuesta al numeral 6 de la solicitud trasladada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) a esta entidad.

**6. “La ANH contrató un estudio con la firma Poten & Partners para evaluar, entre otras cosas, el potencial de producción de gas natural en el país. ¿Dicho estudio ya se publicó para comentarios de la industria del gas y el público en general?; ¿Cuáles son sus conclusiones con respecto a la incorporación de nuevas reservas en los próximos años?; ¿Los escenarios de incorporación de reservas de dicho estudio se utilizaron en la metodología de la pregunta 1 y 2?; ¿Qué dice específicamente dicho estudio sobre la necesidad de una nueva planta de regasificación para abastecer la demanda local?; ¿Para qué año dice el estudio que se requiere una nueva regasificadora y bajo que escenarios?.”**

Respuesta:

Acorde con el Plan de Adquisiciones del 2020, la Agencia Nacional de Hidrocarburos contrató a la firma POTEN & PARTNERS LTD para realizar un estudio integral del sector de gas en el país. El estudio realizado el año pasado estuvo centrado en tres grandes segmentos: a) Estado actual de la industria del gas en Colombia, b) Situación internacional de la industria y mercado de gas y c) Plan para maximizar los beneficios de la producción de gas. La presentación y entrega final del estudio fue hecha a la ANH y al MME en el mes de agosto de 2020; y durante la “III Cumbre de Petróleo y Gas”, bajo la “Agenda Técnica de Producción” del día miércoles 18 de noviembre, se socializó y publicó el informe “Opportunities and Challenges of the Colombian Gas Sector” con la Industria y el público en general.





A pesar de que el estudio no plantea escenarios concretos por la incorporación de reservas, el estudio si contempla un análisis detallado de la situación actual del sector en el país, la cual resumimos a continuación...

Las conclusiones de la situación actual del gas en Colombia de este estudio fueran los siguientes:

- La producción de gas colombiana y las reservas probadas están en declive con volúmenes actualmente reservados para satisfacer la demanda interna hasta mediados de la década de 2020. Sin embargo, el territorio cuenta con suficiente gas en el suelo para satisfacer las necesidades domésticas de Colombia en la década de 2030 aunque gran parte de estos volúmenes están funcionalmente varados (Cuenca del Bajo Magdalena) o aún en exploración / evaluación temprana (aguas profundas y gas de esquisto).
- El uso de gas natural en Colombia ha estado creciendo y desempeña un papel importante en la combinación energética del país al representar el 26% del suministro total de energía primaria (TPES). No obstante, se ha evidenciado que las reservas probadas se agotan rápidamente lo que afecta las perspectivas de un mayor crecimiento del mercado.
- Si bien existe un sólido legado de la industria del gas este debe enfrentar y superar innumerables problemas tales como: la geografía; el clima; la interrupción de las importaciones de oleoductos; la disminución del campo; la seguridad; ritmo de desarrollo aguas arriba; tarifas de tuberías y entorno regulatorio; costos excesivos; entre otros.
- Algunos las problemáticas están, en gran medida, fuera del control del gobierno y los actores de la industria; mientras que otras son, en principio, susceptibles a control.
- Colombia tiene muchas oportunidades para desarrollar recursos de gas, proporcionar capacidad adicional de importación de GNL, expandir y mejorar su sistema domestico intermedio y estimular el crecimiento del mercado. Lo vital es el determinar qué oportunidades se deben perseguir y cómo hacerlo con el fin de aprovechar las fortalezas del país y mitigar o eliminar las debilidades y así, maximizar el beneficio para la nación.
- Es imperativo fomentar un esfuerzo conjunto entre industria y gobierno para así generar estrategias que estén a la altura de los desafíos ya mencionados.

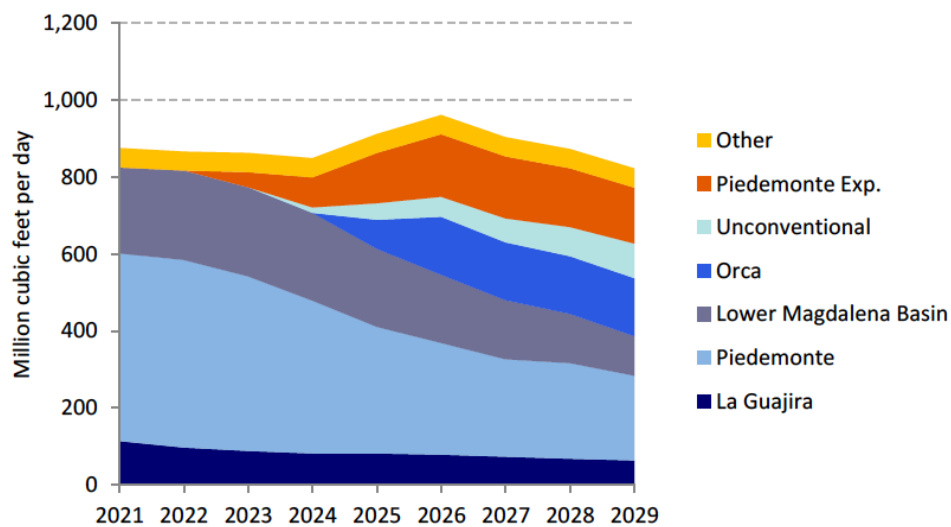
Dentro de las recomendaciones más importantes se resaltó que es necesaria la coordinación clara entre las diversas entidades que comparten la responsabilidad de la supervisión de la industria del gas de Colombia. Por otro lado, se acotó que, en primera instancia, la planificación del suministro debe ser un esfuerzo integral que involucre a múltiples entidades, desarrollando y ejecutando planes coordinados que aborden toda la cadena de valor. Asimismo, este proceso debe considerar una gama probabilística de posibles resultados futuros en lugar de centrarse en un discreto escenario de desventaja. De igual manera, se concluyó que es imperativo para hacer realidad el potencial gasífero de Colombia que se realicen esfuerzos centrados, prácticos e integrales incluyendo la expansión de Piedemonte y de "Orca", así como impulsar el gas no convencional y, eventualmente, los descubrimientos en aguas profundas alejadas de la infraestructura existente. A su vez, en pro de esta meta, toda infraestructura adicional de importación de GNL debe ser de bajo costo y estar asegurada sobre una base flexible, de modo que puede ser desmontada a medida que aumente el suministro doméstico.



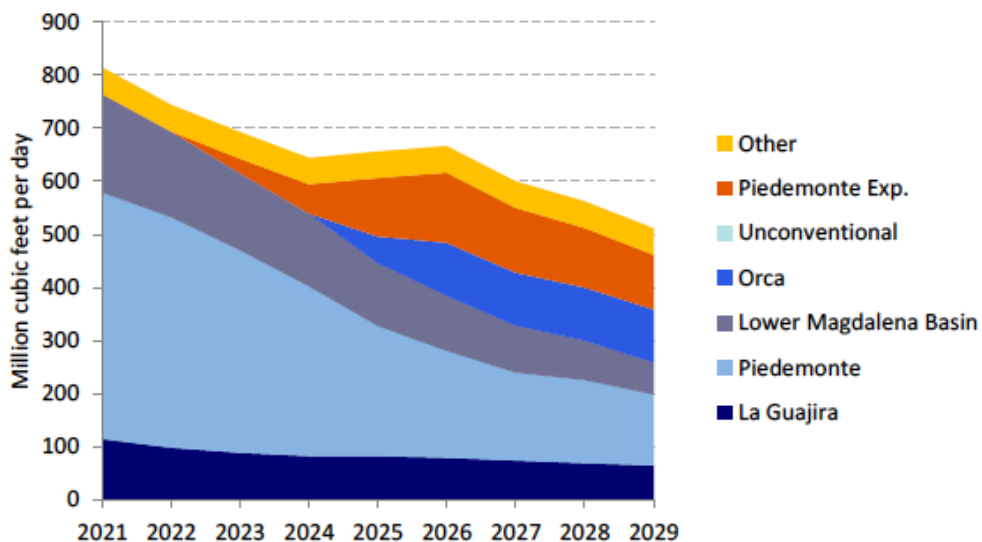


Sobre la base del análisis efectuado de las principales zonas y campos de producción, el estudio elaboró las siguientes previsiones de oferta agregada por región. Es importante tener en cuenta que estos escenarios son anteriores a la simulación del modelo de mercado del consultor, que equilibra la oferta disponible con la demanda y considera las limitaciones de los oleoductos y, a grandes rasgos, considera el potencial de los desarrollos para ser valorados fuera del mercado. Las previsiones que figuran a continuación tampoco tienen en cuenta las posibles importaciones de GNL.

**Figure 1: Base Case Production Forecast**

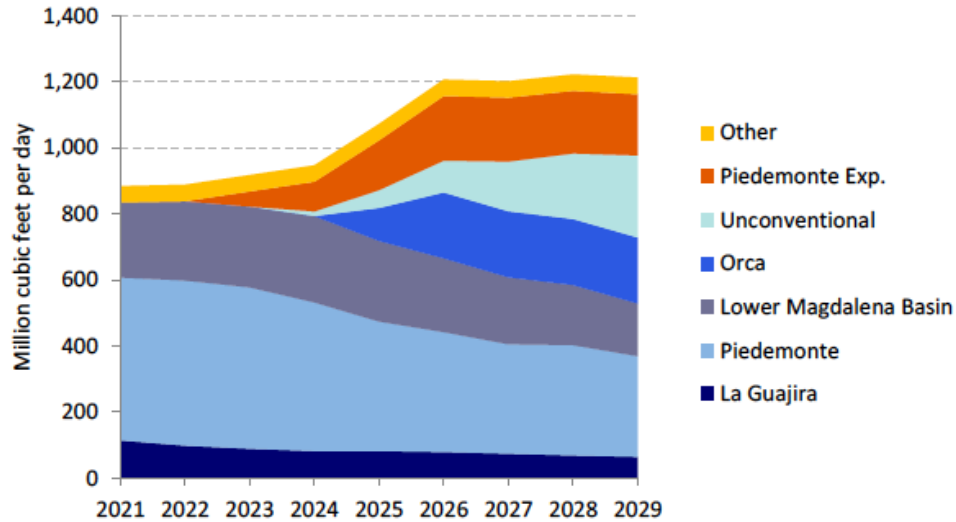


**Figure 2: Low Case Production Forecast**

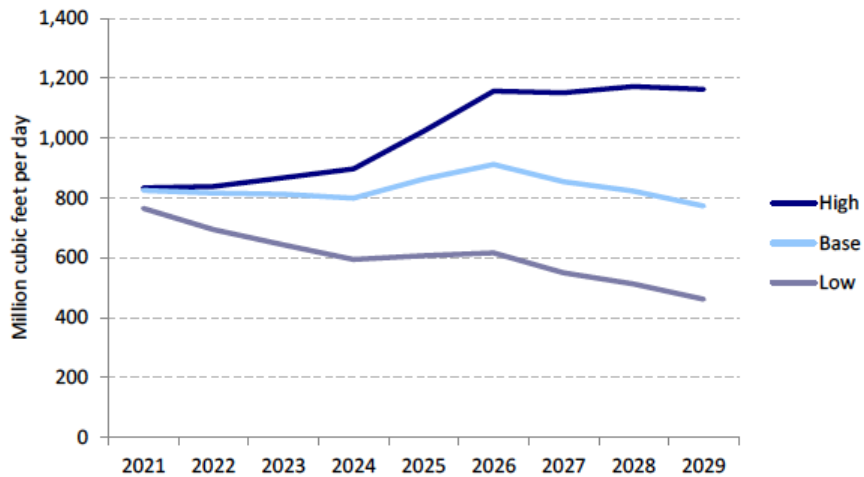




**Figure 3: High Case Production Forecast**



**Figure 4: Production Forecast Case Comparisons**

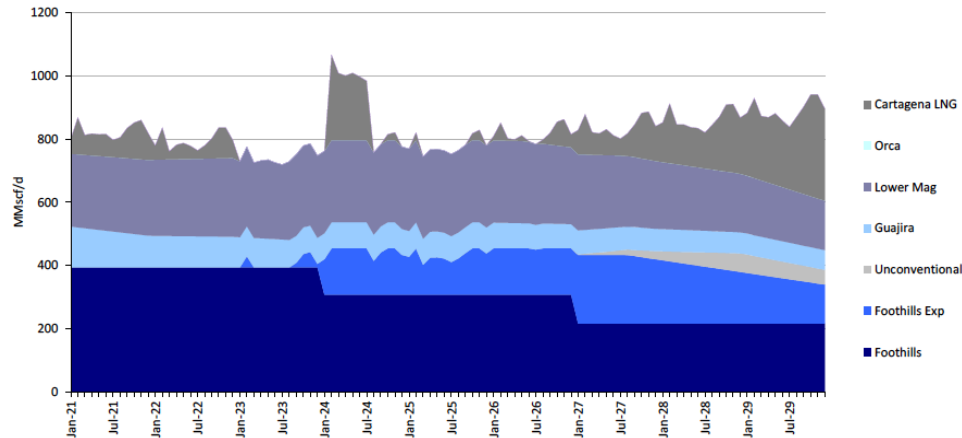


El estudio recomienda que el gobierno colombiano debería trabajar con los productores para ayudarles a poner sus proyectos en línea de manera oportuna y rentable. Parece haber un suministro adecuado para alimentar el mercado interno colombiano a largo plazo, especialmente si el campo de la Orca se pone en línea.

El pronóstico de la oferta del caso base del modelo de mercado del consultor, que equilibra la oferta y la demanda, es el siguiente:



**Figure 5: Production Base Case Model Results**



Aunque se requiere algún tipo de suministro adicional de GNL en la terminal de Cartagena, especialmente durante un periodo previsto de El Niño en 2024, la oferta interna parece ser capaz de abastecer adecuadamente la demanda colombiana hasta 2027. Esto contrasta con el déficit de oferta que actualmente comunica la UPME a partir de 2024. Después de 2027, se necesitará un suministro adicional, que la terminal de Cartagena debería poder suministrar, si Promigas y las redes de oleoductos del TGI están conectadas entre sí, y si el campo Orca no puede desarrollarse en el tiempo previsto.

En relación a *la necesidad de una nueva planta de regasificación para abastecer la demanda local y para qué año se requeriría esta nueva regasificadora*, el estudio no es tan explícito al definir los escenarios posibles para determinar estas preguntas; sin embargo frente a las necesidades y optimización de la infraestructura actual, el estudio recomienda la sustitución de la UGF existente en Cartagena por una UGF de mayor capacidad pues es la opción de menor costo y tiempo de desarrollo de todas las opciones consideradas para aumentar la capacidad de importación de GNL. Este proceso debería ir acompañado de cambios normativos y comerciales para permitir que el GNL regasificado se utilice más allá de los actuales titulares de la capacidad de la central de la Costa Norte, añadiendo la interconexión entre los oleoductos de la Costa Norte y Central; además de asegurar mejoras en el gasoducto de la Costa Norte para acomodar el aumento de gas que sale de la terminal de importación de Calamari, como la adición de compresión para aumentar la capacidad de reflujo hacia Ballena y hacia el gasoducto Central. De igual manera, se descubrió que una FSRU de pequeña escala en la Guajira es potencialmente viable y debe ser considerada si la mejora de Calamari resulta problemática.

Así mismo, se encontró que la terminal de importación de GNL de Buenaventura es probablemente la opción de mayor costo, con un largo tiempo de desarrollo. La opción debería ser descartada por ahora, en favor de la mejora de Calamari. Por otro lado, se hallaron numerosas opciones potenciales de almacenamiento de gas en campos de agotados o formaciones salinas que fueron identificadas y merecen un estudio más profundo. Por último, el gasoducto desde el piedemonte puede necesitar una expansión para acomodar mayores volúmenes de ventas de gas resultantes de los proyectos planificados y de la revisión de las necesidades de Ecopetrol



El Plan de Acción de Infraestructura del estudio se resume a continuación:

- El Gobierno debería mejorar la capacidad de la actual terminal de GNL de Cartagena para que actúe como productor para las necesidades de suministro de gas de Colombia. Esto se puede lograr a través de:
  - Permitir a los titulares de la capacidad existente en el GNL de Calamari revender volúmenes de gas natural al contado en el mercado.
  - Apertura Temporal que permita obtener capacidad adicional en la terminal de importación de GNL de Calamari, que se pondría a disposición mediante el cambio de la FSRU existente por otra con mayor capacidad de envío y almacenamiento.
  - Permitir que el GNL de Calamari contraiga capacidad adicional de forma ininterrumpida.
- El Gobierno debería frenar/reconsiderar el esfuerzo de desarrollo de la terminal de importación de GNL de Buenaventura partiendo de los siguientes factores:
  - La terminal puede ser costosa, su ubicación no es ideal en lo que respecta a la batimetría (profundidad del agua) y a las condiciones del metano (viento y olas - lugar expuesto), la demanda es limitada en la región, y requerirá un costoso oleoducto para llegar a Cali - su principal mercado objetivo.
  - El desarrollo de una nueva terminal de importación de GNL de base en un lugar aislado requerirá tiempo para su realización. En nuestro escenario más optimista estimamos un calendario de 1 a 3 años para conseguir todos los permisos, proveedores, ingeniería y contratos asegurados, y otros 2 a 4 años de tiempo de construcción dependiendo de la tecnología elegida (FSRU offshore vs. on-shore convencional). Por lo tanto, una terminal de este tipo no tendría un impacto material en la situación de suministro a corto y medio plazo.
  - Un nuevo terminal dirigido a Cali también podría retrasar, o incluso matar, el desarrollo de los recursos nacionales, en particular del gas no convencional en la región del Magdalena Medio (Cali es uno de los mercados naturales para esta producción).
- El Gobierno debería analizar y estudiar la posibilidad de soluciones de importación de GNL en pequeña escala si se producen retrasos en el proyecto de expansión del gasoducto de Calamari y sus asociados. Por ende, se deberían realizar planes de contingencia para una instalación de reserva y de bajo costo en Riohacha a lo largo de los conceptos de regasificación en pequeña escala.
- Los sistemas de gasoductos de la Costa Norte y Central deberían estar interconectados con el costo incluido con la carga de capacidad de una terminal de importación de GNL renovada en Cartagena, ya que ambos proyectos tendrían que realizarse simultáneamente. La conexión de los dos sistemas también sería beneficiosa para los futuros hallazgos en alta mar en el Caribe, al proporcionar un mejor acceso a los mercados de todo el país.





- Debería realizarse una evaluación de las opciones, el costo y los plazos para el flujo inverso Cartagena-Ballena y el gasoducto Ballena-Sebastopol. Esto permitirá que el flujo de GNL de Cartagena pase al gasoducto del sistema central y al sur/centro del país. De manera similar a la conexión de los sistemas de gasoductos de la Costa Norte y Central, este proyecto tiene que ser paralelo a la expansión del GNL de Calamari. No hay razón para ampliar el proyecto de GNL de Calamari si no existe una capacidad de transporte por gasoducto para llevarlo a los mercados del centro.
- La viabilidad de aumentar la capacidad del oleoducto para el abastecimiento de las estribaciones debe examinarse como parte del proyecto de expansión de las estribaciones per se.
- El Gobierno debería identificar y evaluar los lugares de almacenamiento subterráneo, y establecer reglamentos para que esa instalación sea viable desde el punto de vista comercial. La posible disponibilidad de almacenamiento subterráneo puede complementar la solución de importación de GNL y podría tener un costo favorable.


Esperamos haber atendido la solicitud de manera satisfactoria, reiterando nuestra disposición para atender las aclaraciones que tengan a bien solicitar.

Cordialmente,

**Maria Jimena Yañez Gelvez**  
Vicepresidenta de Promoción y Asignación de Areas (E)

Anexos: N/A.

Copias: Christian Rafael Jaramillo- Director UPME. Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901. PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70. Email: christian.jaramillo@upme.gov.co; olivia.diaz@upme.gov.co.

Revisó: Marion Vásquez Mira – Asuntos Legislativos, Oficina Asesora Jurídica, OAJ 

Proyectó: Nicolás Mejía Mejía – Experto G3 Grado 6,, VPAA 