



Señora
OLGA LUCIA GRAJALES GRAJALES
Secretaria
**COMISIÓN SEGUNDA DE RELACIONES EXTERIORES, COMERCIO EXTERIOR
DEFENSA Y SEGURIDAD NACIONAL**
comision.segunda@camara.gov.co


Asunto: Proposición 37 (06 de abril/21), “Reservas probadas de gas en Colombia” del H.R. Héctor Javier Vergara Sierra. Radicado UPME No. 20211110040192 del 8 de abril de 2021. Radicado CSCP 3.2.2.418.2021

Respetada señora Grajales:

De conformidad con el literal “d” del artículo 249 de la Ley 05 de 1992 y en atención a la solicitud efectuada mediante comunicación radicado UPME citado en el asunto, nos permitimos adjuntar documento con la respuesta a cada uno de los interrogantes plasmados en el cuestionario del asunto y que son de competencia de nuestra entidad.

Cualquier información adicional al respecto, con gusto será atendida oportunamente por esta Unidad.

Atento saludo,



CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO HERRERA
Director General

Elaboró: Andrés Eduardo Popayán Pineda
Revisó: Carolina Cruz Carvajal – Margareth Muñoz



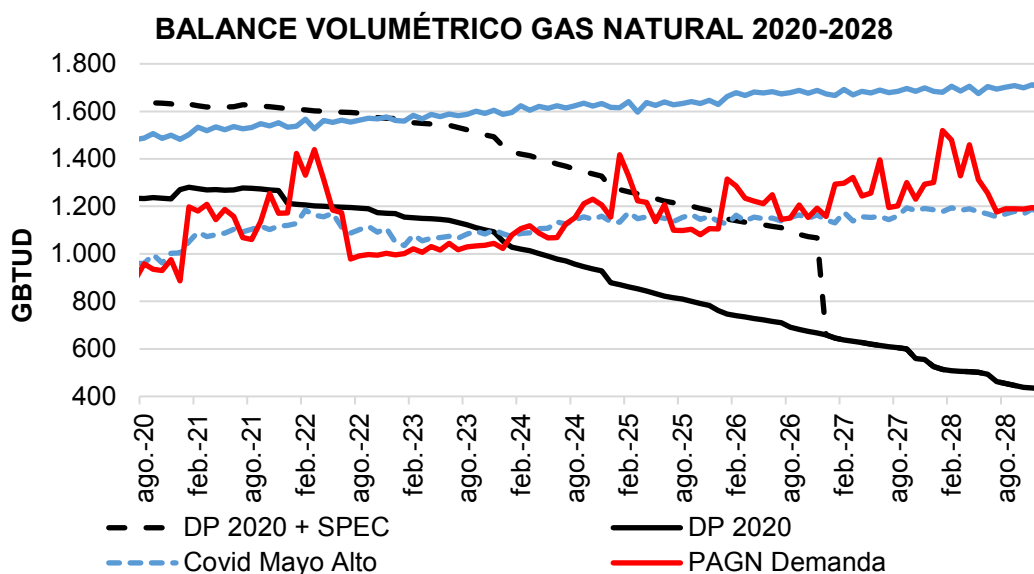
CUESTIONARIO PROPOSICIÓN 037 DE 2021

“...para que rindan informe sobre la realidad de las reservas probadas de gas en Colombia ...”

Respuesta: De conformidad con las funciones establecidas en los artículos 2 y 17 del Decreto 715 del 2012, dimos traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700027011 del 9 de abril de 2021.

“...el estado de las proyecciones que se tienen en las entidades a su cargo en materia de autoabastecimiento del hidrocarburo en el mediano y largo plazo...”

Respuesta: De conformidad con las funciones establecidas en el artículo 4 del Decreto 1258 de 2013, a continuación, para dar respuesta a este interrogante, nos permitimos presentar el balance volumétrico 2020-2028:



Fuente: Minenergía - UPME. Cálculos: UPME.

Del lado de la oferta se presenta la Declaración de Producción 2020-2029 elaborada a partir de la información del gas disponible en superficie para la atención de la demanda de gas natural. Esta información es declarada por los agentes productores de gas natural al Ministerio de Minas y Energía (línea negra continua “DP 2020”) y evidencia la declinación propia de los campos productores de gas natural existentes en el país, llegando hasta volúmenes cercanos a cero (0) al final de la década. Además, se presenta un escenario de oferta que adiciona a la declaración realizada por los productores nacionales la capacidad de regasificación de la terminal de Cartagena (línea negra discontinua “DP 2020+SPEC”) con producto importado.



Por parte de la demanda se incluye la proyección realizada por la UPME versión junio 2020, que se llevó a cabo en un trabajo conjunto con los agentes del sector con el objeto de compartir conocimientos y obtener de primera mano la visión del comportamiento de la demanda en el mediano plazo (línea azul claro discontinua “Covid Mayo Alto”), adicionalmente, se presenta la proyección de la demanda incluyendo un análisis específico en el sector termoeléctrico que en épocas hidrología baja le causa estrés al sistema nacional de transporte de gas natural (línea roja continua “PAGN Demanda”) y se plantea un escenario ácido de ocurrencia de fenómeno de niño en cualquier período del año (línea azul claro continua “D_PAGN+Envolvente”) con las plantas térmicas a gas operando a su capacidad total.

En este balance volumétrico de oferta - demanda se puede evidenciar que el país requiere entre el 2024 y el 2026 un nuevo punto de suministro de gas natural que garantice la atención plena de la demanda de gas natural, incluso exceptuando el supuesto del Fenómeno de El Niño en cualquier período del año. Esto se observa en el cruce entre la línea azul punteada (demanda “Covid Mayo Alto”) y la línea negra punteada (oferta “DP_2020+SPEC”). Así mismo, se puede observar que ante la presencia de un Fenómeno de El Niño en donde se tenga la necesidad de la operación de las plantas térmicas a gas natural a su capacidad total, y aún contando con la capacidad de regasificación de la terminal de Cartagena, el país requeriría de este nuevo punto de suministro a finales del 2022.

Si bien existen reservas de gas natural, como lo muestra la tabla que se presenta a continuación, el nivel de producción de las reservas existentes no permite el autoabastecimiento, por lo que se hace necesaria una fuente adicional que permita equilibrar la oferta y la demanda nacional de gas natural.

AÑO	GAS @ 31.DIC							Reemplazo Reservas IP	R/P Según 1P (años)
	Reservas Probadas (R) (Gpc)	Variación por año (Gpc)	Variación (%)	Producción Anual ⁽¹⁾ (Gpc)	Incorporación Anual (I=NI+Rev)	Nuevas Incorporaciones (NI) (Gpc)	Reevaluaciones (Rev) (Gpc)		
2007	3.746		-3,6%	266	2	2		1%	14,1
2008	4.384	638	17,0%	319	512	512		161%	13,7
2009	4.737	353	8,1%	371	1554	1554		419%	12,8
2010	5.405	668	14,1%	398	-1004	-1004		-252%	13,6
2011	5.463	58	1,1%	392	-41	-41		-10%	13,9
2012	5.727	264	4,8%	427	801	801		188%	13,4
2013	5.508	-219	-3,8%	456	239	239		52%	12,1
2014	4.759	-749	-13,6%	421	-296	-296		-70%	11,3
2015	4.361	-398	-8,4%	417	35	15	20	8%	10,5
2016	4.024	-337	-7,7%	389	22	10	12	6%	10,3
2017	3.896	-128	-3,2%	332	204	265	-61	61%	11,7
2018	3.782	-114	-2,9%	386	272	34	238	70%	9,8
2019	3.163	-619	-16,4%	391	-228	0	-228	-58%	8,1



Fuente: ANH¹. 2020

Como se observa en la tabla anterior, desde el año 2013 se vienen presentando variaciones negativas en los volúmenes de reservas probadas de gas natural. Entre 2018 y 2019, las reservas de gas natural disminuyeron en un 16,4% como resultado de la ausencia de nuevas adiciones de reservas de gas natural durante 2019. En el mismo año, la reevaluación de las reservas fue negativa (volúmenes de gas natural que eran clasificados como reservas dejaron de pertenecer a esta categoría). Finalmente, el incremento en la producción de gas natural del 1,3% con respecto al año anterior indica que no hubo reemplazo de reservas, es decir, se produjo más de lo que se repuso.

“...informen sobre los resultados de los últimos estudios de prospección que se han venido adelantando sobre la presencia de yacimientos convencionales y no convencionales de hidrocarburos...”

Respuesta: En 2018, la UPME contrató un estudio tendiente a determinar los escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 25 años. Esto incluye recursos convencionales y no convencionales. En el estudio se estiman las inversiones asociadas a cada escenario a partir de la actualización de las variables de entorno nacional e internacional que impactan el desarrollo de la actividad exploratoria y de producción de hidrocarburos en Colombia.

El objetivo del estudio de escenarios de oferta de hidrocarburos es la determinación de las variables y reconocimiento de las barreras que deben ser superadas para que el escenario planteado se materialice. Los escenarios definidos en el estudio son una señal del potencial en hidrocarburos que tiene el país y la materialización de dicho potencial depende entonces de la superación de las barreras identificadas.

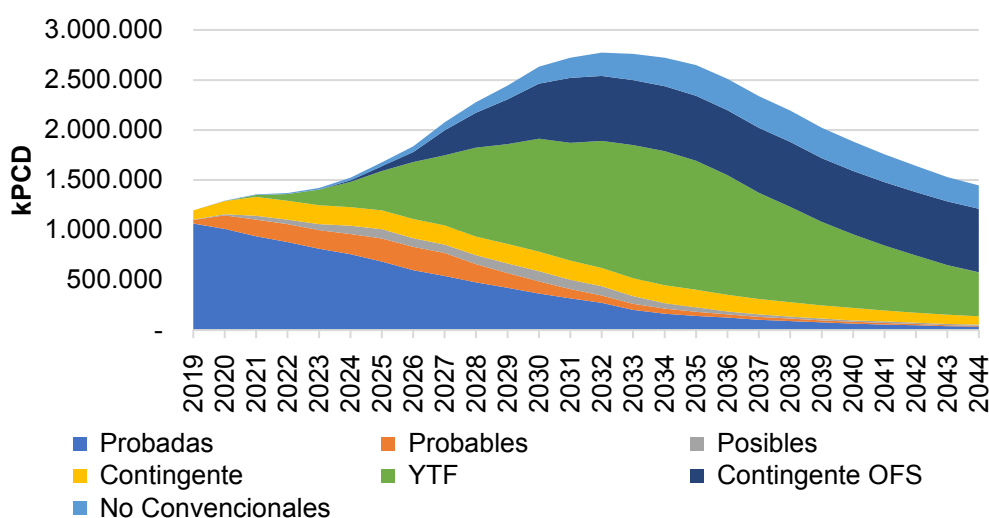
Las principales variables que determinan uno u otro escenario son: los precios del petróleo, la exploración, los temas de licenciamiento ambiental, la consulta previa, entre otras. Adicionalmente, cada escenario requeriría de unas inversiones para materializarse.

Con base en la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a diciembre de 2017 y la información de yacimientos no convencionales suministrada por Ecopetrol, se construyeron tres curvas de pronóstico de producción de gas para el periodo de tiempo comprendido entre 2019 y 2044 que, además de la información volumétrica, tiene en cuenta el desarrollo de factores críticos para la adición de reservas, así:

¹ <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%20adas-y-Participaciones/Documents/2020.07.07-Hist%20de%20Reservas%202019.pdf>



- a) El primer escenario es considerado un escenario “optimista” de probabilidad de ocurrencia baja, en donde se tendrían alrededor de 19,000 GPC² de gas para los siguientes 25 años, de los cuales 5,156 GPC corresponderían a reservas³. Otros 5,444 GPC serían recursos contingentes⁴ (incluyendo 3,933 GPC provenientes de recursos offshore) y 8,403 GPC de recursos prospectivos⁵ (incluyendo 1,645 GPC de recursos no convencionales). El promedio de producción entre 2019 y 2030 sería de 1,759 MPCD. Los costos estimados asociados al desarrollo de reservas y recursos son de 13,718 MUSD y los costos asociados al hallazgo de nuevos recursos son de 1,638 MUSD.



Fuente: UPME – ANH - ECOPETROL. Cálculos: UPME

kPCD: kilo Pies Cúbicos Día

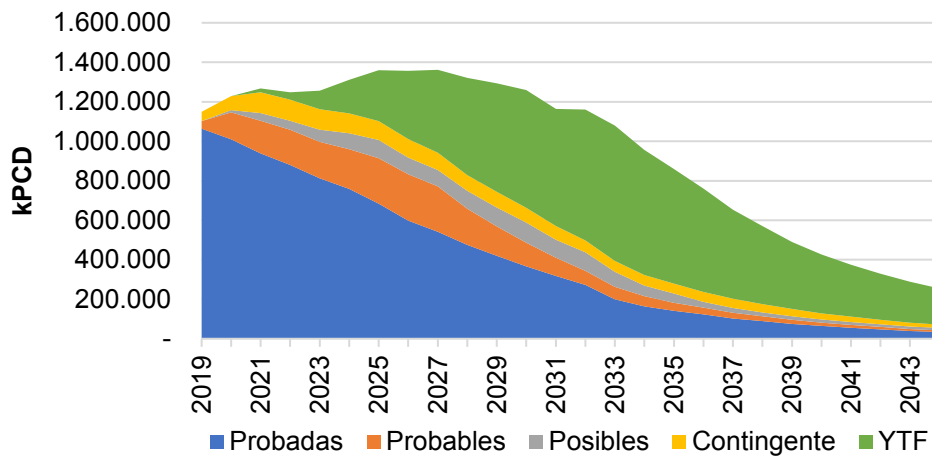
- b) El segundo escenario es considerado un escenario “realista - optimista” de probabilidad de ocurrencia media, en donde se tendrían alrededor de 9,000 GPC de gas para los siguientes 25 años. De ellos, 5,156 GPC corresponderían a reservas, 594 GPC serían recursos contingentes y 3,294 GPC de recursos prospectivos. No se tendrían recursos provenientes del offshore ni de yacimientos no convencionales. El promedio de producción entre 2019 y 2030 sería de 1,284 MPCD. Los costos estimados asociados al desarrollo de reservas y recursos son de 2,215 MUSD y los costos asociados al hallazgo de nuevos recursos son de 943 MUSD.

² Giga Pies Cúbicos.

³ Volúmenes encontrados y comerciales.

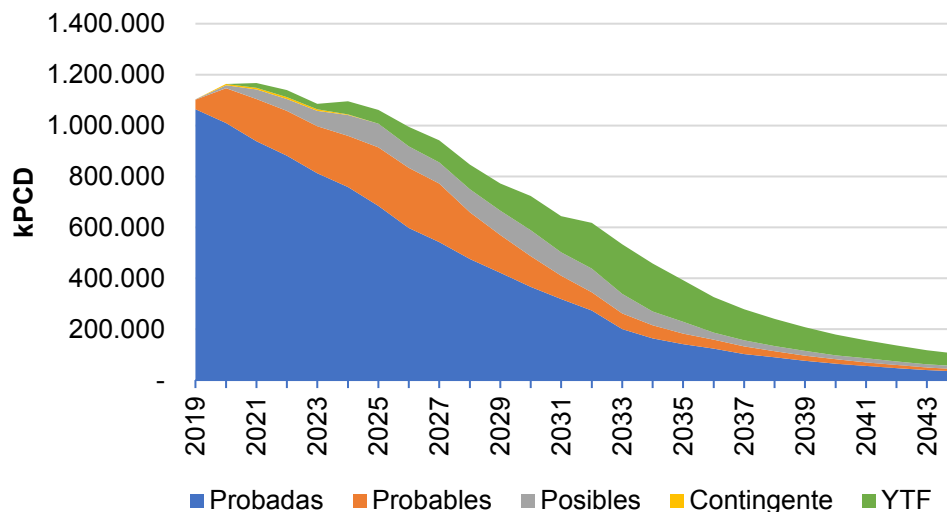
⁴ Volúmenes encontrados, pero NO comerciales.

⁵ Volúmenes aún por encontrar.



Fuente: UPME – ANH - ECOPETROL. Cálculos: UPME
KPCD: kilo Pies Cúbicos Día

- c) El tercer escenario es considerado un escenario “realista - pesimista” de probabilidad de ocurrencia alta, en donde se tendrían alrededor de 6,000 GPC de gas para los siguientes 25 años. De estos, 5,156 GPC corresponderían a reservas, 10 GPC serían recursos contingentes y 847 GPC de recursos prospectivos. No se tendrían recursos provenientes del off-shore ni de yacimientos no convencionales. El promedio de producción entre 2019 y 2030 sería de 1,000 MPCD. Los costos estimados asociados al desarrollo de reservas y recursos son de 743 MUSD y no se tendrían costos asociados al hallazgo de nuevos recursos de gas directamente.



Fuente: UPME – ANH - ECOPETROL. Cálculos: UPME
KPCD: kilo Pies Cúbicos Día



“...dar claridad sobre las posibles medidas que desde el ramo de la energía nacional se han venido tomando y tomarán en el futuro próximo para aumentar los tiempos de reserva, controlar la subida de precios y alejar la posibilidad de importar este tipo de recursos...”

Respuesta: De conformidad con las funciones establecidas en los artículos 2 y 17 del Decreto 715 del 2012, dimos traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700027011 del 9 de abril de 2021.

No obstante, es importante mencionar los esfuerzos realizados por el Gobierno Nacional para incentivar la producción de gas natural local mediante la firma de contratos de exploración *Off Shore* y *On Shore*, resultado de los procesos permanentes de asignación de áreas adelantados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el 2019 y las acciones adelantadas para adicionar volúmenes de gas natural provenientes de yacimientos no convencionales. Sin embargo, a la fecha, estas acciones no han logrado garantizar la autosuficiencia de este energético.

Por lo tanto, la UPME, como responsable de la planeación del sector minero energético y con el fin de garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad, considera indispensable, so pena de desabastecimiento, que el país disponga de un punto de suministro de gas natural importado. De esta manera es posible asegurar que los usuarios del servicio público de gas natural cuentan con el energético para su consumo en todo momento.