



Señora
OLGA LUCIA GRAJALES GRAJALES
Secretaria
**COMISIÓN SEGUNDA DE RELACIONES EXTERIORES, COMERCIO EXTERIOR
DEFENSA Y SEGURIDAD NACIONAL**
comision.segunda@camara.gov.co
debates.comisionsegunda@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. 20211110043092 del 13 de abril de 2021. Radicado CSCP 3.2.2.435.2021 del 13 de abril de 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 DIRIGIDO A LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA PROPOSICIÓN 037 DE 2021

1. ¿Cuáles son las estrategias que se vienen adelantando desde la entidad a su cargo para garantizar la autosuficiencia del país en materia de Gas Natural?

Respuesta: El Decreto 2345 de 2015 dicta que, con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar seguridad de abastecimiento y confiabilidad en el servicio público de gas natural para un período de diez (10) años, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural¹ (en adelante, PAGN).

De conformidad con el artículo 1 del Decreto 2345 de 2015, la seguridad de abastecimiento está definida como la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para atender la demanda en el mediano y largo plazo en condiciones normales de operación. La confiabilidad está definida como la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.

Por su parte, la Resolución 40052 del 2016 del Ministerio de Minas y Energía, por medio de la cual se dictan los lineamientos a contener en el PAGN, establece que para la adopción del PAGN el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el Estudio Técnico que deberá elaborar la UPME. Así mismo, la citada resolución establece que el Estudio Técnico deberá contener, entre otros aspectos, la descripción de los proyectos a incluir en el PAGN asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros recomendados.

Es decir que la función a cargo de la UPME, a través del Estudio Técnico, es identificar las necesidades antes mencionadas y cómo suplirlas a través de proyectos que brindan un servicio, ya sea de suministro de gas natural (de oferta) o de capacidad de transporte en el mediano y largo plazo. Estos proyectos tienen como fin garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural a los usuarios de este servicio público, en coherencia con las obligaciones del Decreto 2345 de 2015. Para la elaboración de dicho Estudio Técnico, la UPME es usuaria de la información oficial de reservas reportadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, tal como lo establece en el artículo 2.2.2.2.28. del Decreto 1073 de 2015.

¹ Este Plan de Abastecimiento de Gas Natural busca asegurar que los proyectos requeridos para la confiabilidad y seguridad de abastecimiento se ejecuten y entren en operación de manera oportuna y no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el Sistema Nacional de Transporte de gas natural previo cumplimiento de la normatividad vigente.



En cumplimiento a lo anterior, la UPME elaboró, publicó a consulta y remitió al Ministerio de Minas y Energía el Estudio Técnico versión noviembre 2016² y versión julio 2020³, con la lista de los proyectos identificados como necesarios para garantizar las premisas del Decreto 2345 de 2015 de seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural. Están incluidos, entre otros, el proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (en adelante, IIGP), que está conformada por: (i) una Planta de Regasificación ubicada en el límite geopolítico del municipio de Buenaventura y (ii) un Gasoducto entre la Planta de Regasificación y un punto cualquiera en el sistema nacional de transporte ubicado en el tramo que llegue al municipio de Yumbo.

El Ministerio de Minas y Energía, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40052 de 2016, adoptó el PAGN a través de la Resolución 40304 de 2020 con base en los Estudios Técnicos versión 2016 y 2020 respectivamente.

En conclusión, a esta entidad le corresponde garantizar la seguridad en el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural a los usuarios de este servicio público, y en cumplimiento de su mandato, ha venido adelantando las siguientes estrategias: i) Elaborar y actualizar del Estudio Técnico y ii) Implementar los mecanismos abiertos y competitivos para los proyectos del PAGN, actualmente mediante la convocatoria pública GN No. 001 de 2020 que se encuentra en desarrollo.

En contraste, la UPME no tiene dentro de sus funciones la de garantizar la autosuficiencia del país. Por lo tanto, este elemento no es competencia de la Unidad.

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

Respuesta: De conformidad con las funciones establecidas en los artículos 2 y 17 del Decreto 714 del 2012, dimos traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700028801 del 16 de abril de 2021.

3. ¿Cuál es el potencial con el que cuenta el país en materia de yacimientos de Gas Natural no convencionales?

Respuesta: De conformidad con las funciones establecidas en los artículos 2 y 17 del Decreto 714 del 2012, dimos traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700028801 del 16 de abril de 2021.

4. ¿Cuáles son las estrategias que se plantean desde la entidad a su cargo para garantizar la autosuficiencia de gas natural en el país en el corto, mediano y largo plazo?

2 https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

3 https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf



Respuesta: De conformidad con lo expuesto en el numeral primero del cuestionario, en cumplimiento del Decreto 1258 de 2013, Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40052 del 2016 del Ministerio de Minas y Energía, le corresponde a la UPME garantizar la seguridad en el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural a todos los usuarios de este servicio público.

En cumplimiento de su mandato esta Entidad ha: i) Elaborado y actualizado los Estudios Técnicos que han servido de soporte del PAGN; y ii) Implementado los mecanismos abiertos y competitivos definidos por la CREG para los proyectos del PAGN a través de la Convocatoria GN No. 001 de 2020 para la selección del inversionista de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

5. En caso de agotarse las reservas probadas de gas natural con las que hoy cuenta el país ¿Cuáles son las acciones que se plantean desde la entidad a su cargo para garantizar el consumo interno?

Respuesta: Una vez identificadas las necesidades y cómo suplirlas a través de los proyectos propuestos el Estudio Técnico que soporta el PAGN, y teniendo en cuenta que los transportadores incumbentes manifestaron la intención de ejecutar los proyectos identificados en su infraestructura, las acciones establecidas en el Plan y que está ejecutando la UPME para garantizar la atención de la demanda se enfocan en la entrada oportuna de la IIGP. Para tal fin, en octubre de 2020 se llevó a cabo la apertura oficial de la Convocatoria Pública GN No. 001 de 2020, cuyo objeto es seleccionar el inversionista que lleve a cabo el diseño, la construcción y la puesta en operación del proyecto de la IIGP. Se estima que la selección del inversionista se lleve a cabo entre los meses de agosto y septiembre del presente año.

Se reitera que, conforme a los resultados obtenidos de los análisis realizados y presentados por la UPME a través del Estudio Técnico, con el proyecto de la IIGP se propende por garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el mediano y largo plazo, en cumplimiento de las funciones asignadas a esta entidad.

6. Con la construcción de una planta de regasificación de gas en el pacífico, ¿cuál será la variación en el precio en el servicio público domiciliario?

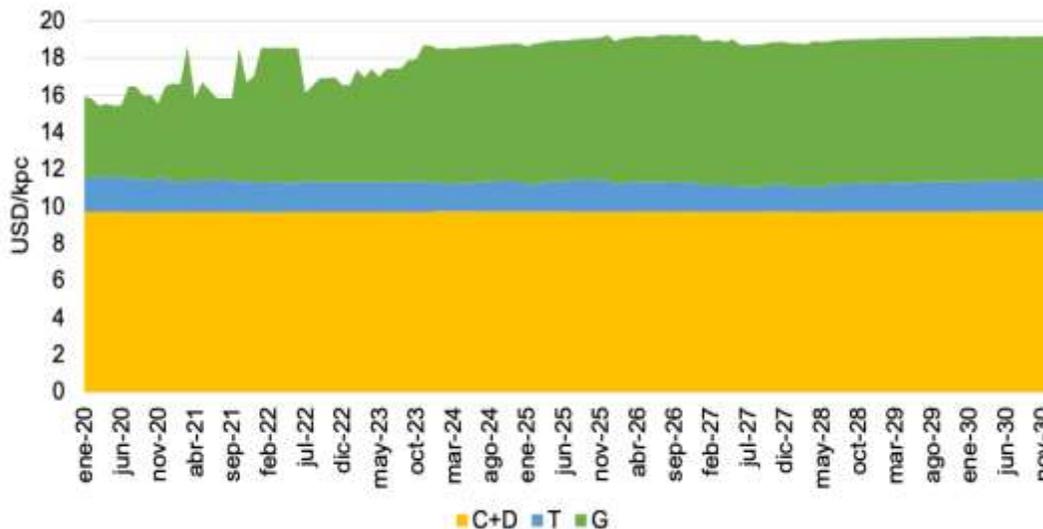
Respuesta: En la práctica, el usuario debe pagar por el gas que consume en términos del costo unitario (CU). El CU incluye tanto el precio del gas como los precios asociados al transporte y la distribución-comercialización, lo que es distinto dependiendo de la ubicación geográfica.

La siguiente gráfica tiene los componentes del CU desagregados por componente tarifaria teniendo en cuenta la entrada en operación de la IIGP en enero de 2024. En esta gráfica se puede observar que para el período de análisis 2020-30 la componente de Comercialización + Distribución (C+D, área amarilla) es la que mayor peso tiene en tarifa, seguido por la componente de producción (G), área



verde). En promedio el peso de la componente (C+D) en la tarifa pasa de un 57% en el período 2020-23 a un 50% en el período 2024-30 y la componente (G) pasa de un 32% a un 40% respectivamente en los períodos 2020-23 y 2024-30.

COMPONENTES DE LA TARIFA RESIDENCIAL CON LA ENTRADA DE LA IIGP



Datos: UPME. Cálculos: UPME

Suponiendo la asignación de la IIGP por un valor presente neto de 700 MUSD a 15 años, esto equivaldría a una remuneración anual de aproximadamente 105 MUSD para el inversionista, es decir, 0,4 billones de pesos. De otro lado, a 2019, la demanda nacional de gas se estimó aproximadamente en 22 billones de pesos. Si cada año esos 100 MUSD se repartieran de manera homogénea entre la demanda nacional de gas, esto equivaldría a un cargo de 1,8% por usuario (0,4 bCOP es el 1,8% de 22 bCOP).

Esta repartición del costo de forma homogénea, por supuesto, no necesariamente refleja la decisión de la CREG con respecto a la metodología que remunere la planta. Es un ejercicio que, además, solo considera el pago de la IIGP, sin incorporar las potenciales disminuciones en los costos de transporte que pudieran tener los usuarios del servicio en el sur y el suroccidente del territorio, que hoy en día pagan el transporte del gas desde el norte del país. La IIGP, al estar más cerca de esta demanda, puede lograr disminuciones en el componente de transporte que pagan estos usuarios. En este sentido, el efecto de 1,8% es, en otras palabras, solo el efecto parcial de la IIGP, manteniendo todos los demás componentes constantes.

En Medellín, para 2021 un usuario paga un costo unitario de prestación del servicio (CU) de 1.906 pesos por metro cúbico de gas, aproximadamente 15 USD/MBTU. Si recibiera entonces un incremento de 1,8% en su factura, el usuario pagaría 27 centavos de dólar más en su factura. En Cali, el CU es 2.305 pesos por metro cúbico (aprox. 18 USD/MBTU). El incremento de 1,8% equivaldría a 32 centavos de dólar por MBTU. Esto sería si: (i) la repartición fuera homogénea y (ii) si la factura tuviera



solo un efecto asociado a la remuneración del proyecto y no hubiera, por ejemplo, una disminución en los costos de transporte.

Cabe resaltar, sin embargo, que la decisión final sobre los efectos en la tarifa de cada usuario será determinada por la CREG en concordancia con las funciones que le fueron otorgadas por la Ley 142 de 1994. Por lo anterior, de conformidad con las funciones establecidas en los artículos 2 y 17 del Decreto 714 del 2012, dimos traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20211700028821 del 16 de abril de 2021.

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

Respuesta: De conformidad con los análisis realizados por la UPME, se parte del principio de que la producción nacional de gas natural puede coexistir con el gas natural importado proveniente de la IIGP. De hecho, uno de los supuestos empleados para el modelamiento que soporta técnicamente la planeación, es que siempre se dé prioridad al abastecimiento de la demanda con gas natural nacional y que, en los momentos en los que se presente déficit de producto nacional, se podrá atender con gas natural importado.

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante mencionar que un escenario más favorable en reservas y producción nacional permitirá disminuir las necesidades de importación de Gas Natural. De cualquier forma, los productores-comercializadores nacionales podrían seguir comercializando su gas siempre que dispongan de él. En ausencia de producción nacional, la importación de gas entraría a suplir la demanda sin afectar a los productores nacionales.

Igualmente, a través del presente numeral damos por atendido el traslado por competencia realizado por la ANH a través del comunicado con radicado UPME No. 20211110044912 del 16 de abril de 2021 y radicado ANH 20216410060921 Id: 592781 del 14 de abril de 2021.

8. ¿Cuáles son los argumentos técnicos y económicos que fundaron la decisión de abrir la puerta a la construcción de una planta de regasificación en el pacífico?

Respuesta: Además de los lineamientos establecidos a través de la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, el Estudio Técnico que se menciona en la respuesta a la pregunta 1 de este cuestionario incorpora los siguientes análisis técnicos:

- a) Escenarios de proyección de precios de gas natural.
- b) Escenarios de oferta de gas natural. Dada la incertidumbre sobre la disponibilidad del recurso, por la naturaleza propia de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, el escenario de planeación lo constituye la declaración de producción de gas natural, conforme con lo definido



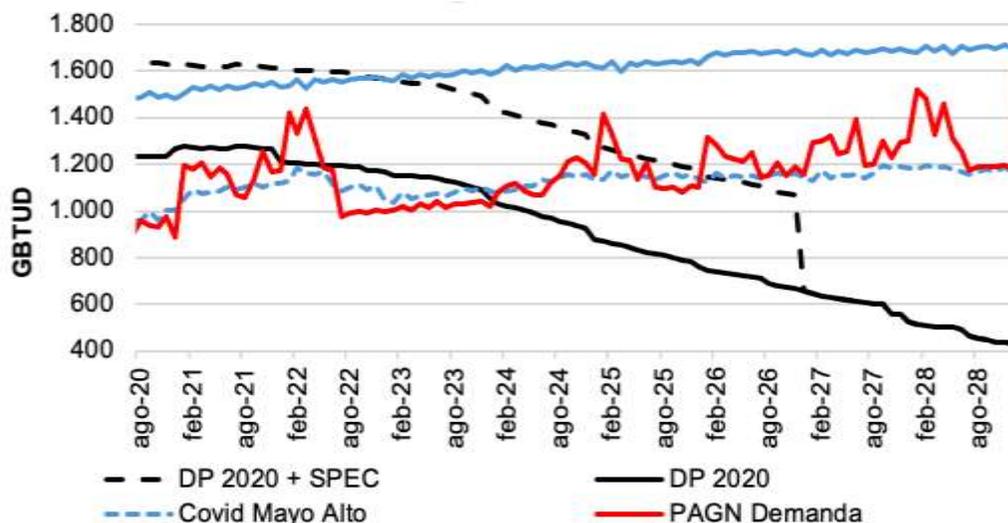
en Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015. Esta declaración surge del reporte por parte de los productores al Ministerio de Minas y Energía con respecto al gas disponible bajo tierra para la atención de la demanda. Así mismo, se tiene en cuenta el comportamiento histórico de las reservas de gas natural y su proyección de producción, según la información que es suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH.

Sobre la definición de escenarios es importante señalar que la UPME realiza los ejercicios de planeación con la información oficial disponible al momento de la elaboración del Estudio Técnico y con la cual se brinde el menor grado de incertidumbre en los supuestos y análisis realizados. Este último es un elemento fundamental por tratarse de la garantía de abastecimiento para la prestación de un servicio público domiciliario. Es decir, la planeación emplea la información oficial con menor incertidumbre con el fin de plantear los proyectos que reduzcan o eliminen la posibilidad de un desabastecimiento a los usuarios del servicio público.

- c) Escenarios de proyección de demanda de gas natural. Estos escenarios son elaborados por la UPME en cumplimiento de sus funciones.
- d) Identificación de riesgos de déficit de abastecimiento de gas natural (a escala nacional y regional), los cuales se definen a partir de la construcción de balances volumétricos de oferta y demanda de gas natural.
- e) Requerimientos de expansión de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural que garanticen las premisas del Decreto 2345 de 2015 de seguridad de abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas natural
- f) Evaluación económica de las alternativas de expansión de la infraestructura del sistema.
- g) Análisis de las implicaciones ambientales de la prestación de los servicios propuestos.

La necesidad de disponer de la IIGP se identifica en el ejercicio del balance volumétrico presentado en el Estudio Técnico, el cual, con la última mejor información disponible, revela un déficit de gas natural entre el 2024 y el 2026, tal como se presenta en la siguiente gráfica.

Balance Gas Natural 2020 - 2029



Fuente: MME - 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 hidrológica 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 El 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.

Desde el punto de vista económico, la UPME realizó el análisis en términos del beneficio-costos frente a varios escenarios de oferta y demanda de gas natural, con una valoración mediante costos de racionamiento y una sustitución por sector, donde puntualmente se plantea un escenario para el sector industrial utilizando ACPM como energético sustituto al gas natural.

Debido a que existe incertidumbre en las variables que afectan el mercado de gas, el Estudio Técnico versión julio 2020 en su capítulo 9.3 presenta un análisis que permite evaluar mediante el beneficio-costos cada servicio propuesto y, en particular, el beneficio-costos de la implementación de la IIGP. Este análisis se realiza para diferentes escenarios y cada uno revela un uso de la IIGP.

La decisión o no de invertir en un proyecto se analiza usualmente frente a la utilidad que esta representa para el inversionista el cual se mide por los ingresos que el proyecto va a aportar en relación con los costos asociados a la inversión.

Sin embargo, al tratarse de un servicio público, los costos y los beneficios objeto de análisis son los atribuibles a la prestación (o racionamiento o uso del sustituto energético) de ese servicio. En este caso, se utiliza una metodología que consiste en medir el costo en el que se incurre cuando el proyecto no se realiza: este el costo evitado de desabastecer la demanda o de someterla al uso de un energético sustituto.

Para la primera opción, el costo de racionamiento se estimó a partir del estudio contratado por la UPME en el año 2015 donde se consultó a la demanda sobre el impacto económico que para ellos representaba la falta del energético.

Así mismo, la segunda opción, no supone que el usuario (sector) pague el racionamiento de no tener el gas, sino que puede consumir un combustible sustituto.

Este combustible puede variar de acuerdo con el sector de consumo. Para este fin, se realizaron las siguientes hipótesis:

- Los sectores residencial, terciario y petrolero, sustituyen por GLP.
- Los sectores termoeléctrico, industrial, petroquímico y compresores pueden sustituir con ACPM (DO).
- El sector vehicular sustituye con gasolina motor (GM).

Bajo los escenarios estudiados para la relación beneficio–costos de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, el análisis planteado ratifica la viabilidad financiera de esta obra de infraestructura, tal como se señala en la siguiente tabla.



Relaciones Beneficio Costo para la Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas

Escenario	B/C bajo racionamiento	B/C bajo sustituto
Referencia	3.74	2.61
Alternativo de Oferta	3.86	2.66
Demanda Niño	3.75	2.64
SPEC libre	3.72	2.58

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Finalmente, es necesario precisar que la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 no es un proceso licitatorio o proceso de contratación pública, y en consecuencia, no le es aplicable la Ley 80 de 1993. Por lo tanto, la realización del citado proceso no está antecedida de los conocidos “Estudios Previos” que establecen la viabilidad de un proyecto, su impacto social, económico y ambiental, así como la asignación de riesgos entre las “partes”.

Lo anterior, en aplicación del régimen establecido para este tipo de procesos competitivos, en el que se establece como obligación exclusiva del Adjudicatario, la de encargarse de tramitar y obtener los permisos y licencias necesarias para la construcción y puesta en operación del proyecto, y en general, asumir el 100% de los riesgos del proyecto.

9. ¿Cuáles son las políticas y planes que desde la entidad a su cargo se vienen ejecutando en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, para garantizar la autosuficiencia de gas natural en Colombia en el corto, mediano y largo plazo?

Respuesta: De conformidad con lo expuesto en el numeral primero y cuarto del cuestionario, en cumplimiento del Decreto 1258 de 2013, Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40052 del 2016 del Ministerio de Minas y Energía, le corresponde a la UPME garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural a los usuarios de este servicio público, adicional a la expedición de PAGN que corresponde a un lineamiento de política, de manera conjunta con el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la UPME está trabajando en la ejecución de las siguientes propuestas de la misión de transformación energética para el foco 2 titulado “*El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda.*”: i) Confiabilidad y seguridad del abastecimiento, plantas de regasificación, responsables de la remuneración, naturaleza de la actividad de la planta y de puerto público y ii) Declaraciones de producción y relación con la disponibilidad de gas para autoconsumo.

Con lo anterior, se busca mitigar el nivel de incertidumbre que se tiene al momento de llevar a cabo la planeación centralizada en el mediano y largo plazo sobre la disponibilidad de este recurso por la naturaleza propia de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

