



Señor

JOSE DAVID NAME CARDOZO

Senador

SENADO DE LA REPÚBLICA

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

jose.name.cardozo@senado.gov.co

emontero@jose.name.com

info@jose.name.com

Ciudad

Asunto: Solicitud de Información proyecto infraestructura de importación de gas del pacífico. Radicado UPME Nro. 20211110016062 del 11 de febrero de 2021.

Respetado Senador Name:

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 Nro. 20211110016062 del 11 de febrero de 2021, nos permitimos adjuntar documento respuesta a cada uno de los interrogantes plasmados sobre el proceso de la selección de un inversionista de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico conformada por una planta de regasificación ubicada en el límite geopolítico de Buenaventura y un gasoducto desde la planta de regasificación del pacífico, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

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

Cordialmente,



CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO HERRERA

Director General

Elaboró: Sandra Johanna Leyva Rolón – Andrés Eduardo Popayán Pineda

Revisó: Carolina Cruz Carvajal/Beatriz Herrera/ Margareth Muñoz



CUESTIONARIO

1. *Explique en detalle la metodología utilizada para calcular la fecha en que se requiere la planta de regasificación de Buenaventura a partir del año 2024.*

La metodología bajo la cual se elabora el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural sigue los lineamientos legales y técnicos que se describen a continuación e incorpora la mejor información oficial disponible. Así mismo, obedece al principio de transparencia sometiendo sus resultados a consulta pública.

El plan de abastecimiento de gas natural se fundamenta en los requerimientos y lineamientos establecidos en el Decreto Único Reglamentario del sector de minas y energía y las normas que lo reglamentan. El Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 y el Decreto 2345 de 2015, en su momento, expidieron medidas de política pública para asegurar el abastecimiento de gas natural en el país y dieron lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento de gas natural.

Así mismo, en reglamentación de los mencionados Decretos, la Resolución MinEnergía 40052 de 2016 definió los principales lineamientos para la elaboración del estudio técnico del plan de abastecimiento de gas natural, la Resolución CREG 107 de 2017 señaló el mecanismo para llevar a cabo las obras identificadas en el plan de abastecimiento y las Resoluciones MinEnergía 40006 de 2017 y 40304 de 2020 adoptaron las obras propuestas en el plan de abastecimiento de gas natural.

La UPME en cumplimiento de sus funciones, elaboró el estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, cuyo objetivo es identificar las necesidades de suministro (volumen de gas natural) y transporte (capacidad en los gasoductos) para satisfacer desde el punto de vista de la seguridad en el abastecimiento¹ y la confiabilidad², la demanda de gas natural, conforme con lo definido en el Decreto 2345 de 2015. La identificación de las necesidades antes mencionadas se traduce en obras de infraestructura que presten un servicio ya sea de suministro de gas natural (de oferta) o de capacidad de transporte.

Los lineamientos del estudio técnico para el plan de abastecimiento están definidos en la Resolución 40052 de 2016, señala lo siguiente:

“(…) Artículo 1°. Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el

¹ Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.

² 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.



Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Este estudio contendrá, al menos, los siguientes elementos:

- i) Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.*
- ii) Identificación de los beneficiarios de cada proyecto.*
- iii) Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas. Estos análisis de costo-beneficio deben considerar, entre otros, las fuentes de importación, los riesgos de desabastecimiento de cada una de ellas, y otros riesgos relevantes para los análisis.*
- iv) Indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio.*
- v) Horizonte de planeamiento no inferior a diez (10) años.*

En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros. Adicionalmente, en el estudio técnico se tendrán en cuenta las obras con un beneficio superior a su costo, que sean requeridas para incorporar oportunamente volúmenes adicionales de gas natural al Sistema Nacional de Transporte (SNT), o a los sistemas aislados. Para el efecto se deberán tener en cuenta todas las fuentes de suministro, sean éstas nuevas o existentes.

Asimismo, se incorporarán criterios de seguridad energética en relación con el nivel de dependencia de las importaciones.

Parágrafo. En la evaluación de los beneficios y los costos de los nuevos proyectos la UPME solamente tendrá en cuenta la infraestructura existente y los proyectos asociados al SNT o a los sistemas aislados que estén por iniciar ejecución, así como los que estén en ejecución. (...)

Además de los lineamientos definidos, metodológicamente el plan de abastecimiento contiene los siguientes elementos:

1. Escenarios de proyección de precios de gas natural.
2. 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, la cual es realizada por los productores al Ministerio de Minas y Energía. Así mismo, se tiene en cuenta el comportamiento histórico de las reservas de gas natural y su



proyección de producción, 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 brinda el menor grado de incertidumbre en los supuestos y análisis realizados.

3. Escenarios de proyección de demanda de gas natural. Estos escenarios son elaborados por la UPME en cumplimiento de sus funciones.
4. 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 de oferta y demanda.
5. Requerimientos de expansión de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural que brinden seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema.
6. Evaluación económica de las alternativas de expansión de la infraestructura del sistema.
7. Análisis de las implicaciones ambientales de la prestación de los servicios propuestos.

Es de resaltar que la naturaleza propia de las actividades asociadas con el desarrollo del sector de hidrocarburos implica incertidumbre sobre la disponibilidad de estos recursos y sobre la demanda nacional de esta fuente que está sujeta, además de la incertidumbre del consumo futuro de los sectores no eléctricos, a los efectos de las anomalías climáticas que exigen importantes consumos de gas.

La fecha de entrada de la IIGP se identifica en el estudio técnico del plan de abastecimiento de gas natural, el cual en su ejercicio de balance revela un déficit de gas natural a partir de 2024. La curva de oferta no incluye nuevas fuentes, sino que corresponde con la declaración de producción. El gas natural de origen no convencional y del offshore además de la incertidumbre propia no se proyectan para estar disponibles antes de 2024.

La opción de disponer de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (en adelante IIGP) presenta menor costo de arrepentimiento³, respecto a la alternativa de no hacerlo y no contar con recursos de gas natural.

³ El arrepentimiento es una medida del costo que implicaría que, una vez asumida una oferta futura y consecuentemente construido un tipo de infraestructura, se dé efectivamente otra oferta diferente que implique diferente desabastecimiento, nuevos costos y/o inversiones.



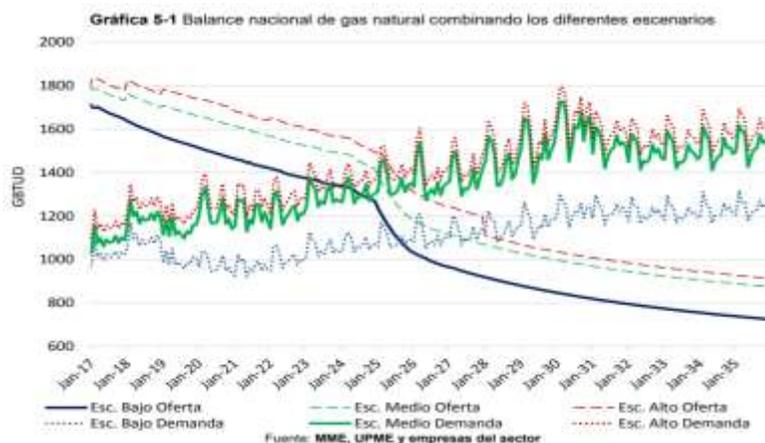
Frente a la incertidumbre sobre la oferta, disponer de la IIGP ofrece mayor confiabilidad, ya que permite diversificar las fuentes de producción al no concentrarlas en la zona norte del país. Además flexibiliza el sistema nacional de transporte ante eventos de falla en el sistema.

En cuanto a la confiabilidad brindada por la disposición o no de la Infraestructura de importación de gas del pacífico, la operación de ésta reduce los riesgos de desatención de la demanda nacional dada una falla, en razón a la diversificación de las fuentes de gas natural.

2. ¿Por qué razón el plan de abastecimiento expedido en 2017 establecía una fecha de entrada de operación en enero de 2021 y ahora se desplaza varios años después?; ¿Cuáles fueron los supuestos que no se cumplieron para dicho cambio?; ¿Qué probabilidad existe para que esta fecha se siga aplazando?

Sobre la propuesta de fecha de puesta en operación de la planta de regasificación del Pacífico, en 2021, fecha propuesta en el Plan Transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 40006 de 2017, es de señalar lo siguiente:

Dicho plan, se encuentra publicado en la página web de la UPME⁴, y el mismo, en su análisis de balance de oferta y demanda señala (i) desbalance hacia 2023 bajo el escenario alto de demanda de gas natural y (ii) desbalance hacia 2024 bajo el escenario medio de demanda, tal como se observa en la gráfica tomada del documento.



A su vez, en el anexo 5 del Plan Transitorio de abastecimiento de gas natural, se presenta el análisis económico de adelantar la entrada en operación de la planta de regasificación de Buenaventura. Dicho análisis presenta una evaluación de los

⁴https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf



beneficios derivados de adelantar la Planta de Regasificación del Pacífico, que estaba prevista para 2023-2024, periodo en el cual las fuentes de abastecimiento disponibles eran insuficientes para abastecer la demanda. Se planteó entonces adelantar la entrada en operación para el año 2021, fecha considerada en el momento del análisis como la fecha más temprana para la construcción de dicha planta y de la infraestructura de transporte asociada, proyectando una duración de la construcción del proyecto de 4 ó 5 años.

Tal como se desarrolló en el Anexo 5, los beneficios derivados de una mayor confiabilidad del servicio compensan suficientemente los costos de adelantar la Planta de Regasificación y de la infraestructura asociada. Adicionalmente, se analizó el caso hipotético de que algunos generadores térmicos ubicados en el Centro y Suroccidente del país decidieran sustituir combustibles líquidos por gas natural importado. En este caso, se logró evidenciar beneficios superiores a los costos de anticipar la fecha de puesta en operación de esta infraestructura.

Si bien el Plan Transitorio propuso como fecha de puesta en operación de la planta de regasificación del Pacífico el año 2021, esta decisión se tomó basada en el mayor beneficio recibido por la confiabilidad que brinda al sistema la inyección de gas natural desde el Pacífico Colombiano. Las necesidades de oferta adicional de gas para los años 2023 y 2024 ya se identificaban.

El desplazamiento en el tiempo del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda de gas natural, varía en función de la información empleada para la estimación del balance. Depende de los volúmenes que los productores incorporen en la curva de la declaración de producción y de la proyección de la demanda de gas natural.

Si bien la fecha de puesta de operación de la IIGP planteado en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural para 2021 no se materializó, la recomendación dada por el mayor beneficio recibido por la confiabilidad que brinda al sistema la inyección de gas natural desde el Pacífico Colombiano se mantiene, puesto que las curvas de oferta y demanda actuales siguen mostrando necesidades de importación de gas natural para el año 2024. En consecuencia, si se llegase a interrumpir el proceso de selección que se está llevando a cabo, puede verse comprometido el abastecimiento de gas natural del país.

- 3. Si se utiliza la metodología de la pregunta 1 y 2 utilizando la información que estuvo disponible en el año 2015, ¿Cuál sería el año en el que la metodología determinaría la necesidad de una nueva planta de regasificación? ¿Cuál sería el resultado para los años 2016, 2017, y así sucesivamente hasta el año 2021?*

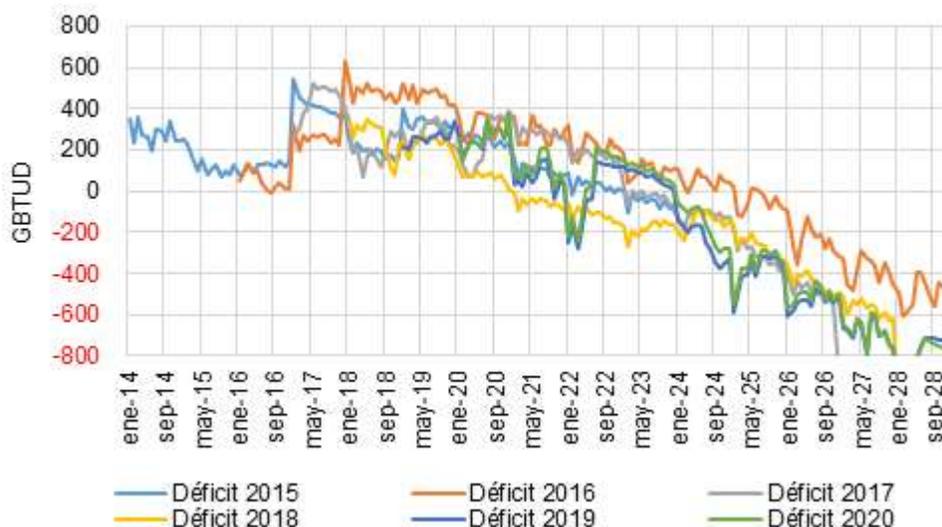
El momento de déficit depende de los volúmenes de gas reportados por los productores al Ministerio de Minas y Energía y de los supuestos de los escenarios de proyección de la demanda.



En la siguiente gráfica se presentan los resultados netos del balance para cada año (Declaración de producción – Proyección de demanda), donde se identifica que el déficit ocurriría entre los años 2022 y 2025.

A continuación, se presenta el déficit que se evidencia en el servicio de gas natural, según los resultados obtenidos en el balance volumétrico (Balance volumétrico = Declaración de Producción - Proyección de Demanda) realizado anualmente por la UPME en los últimos cinco (5) años:

Déficit para cada año



Fuente: MinEnergía – UPME. Cálculos: UPME

A partir de lo anterior se observa que el déficit no se corre año tras año sino que varía en función de la información empleada para la estimación del balance de gas natural. En todos los casos y bajo la metodología presentada, después del año 2024 ocurre un déficit en el abastecimiento de gas natural.

4. *Por favor detalle los escenarios de reservas que se van a incorporar en el futuro que se están utilizando en la metodología a la que se hace referencia en la pregunta 1 y 2.*

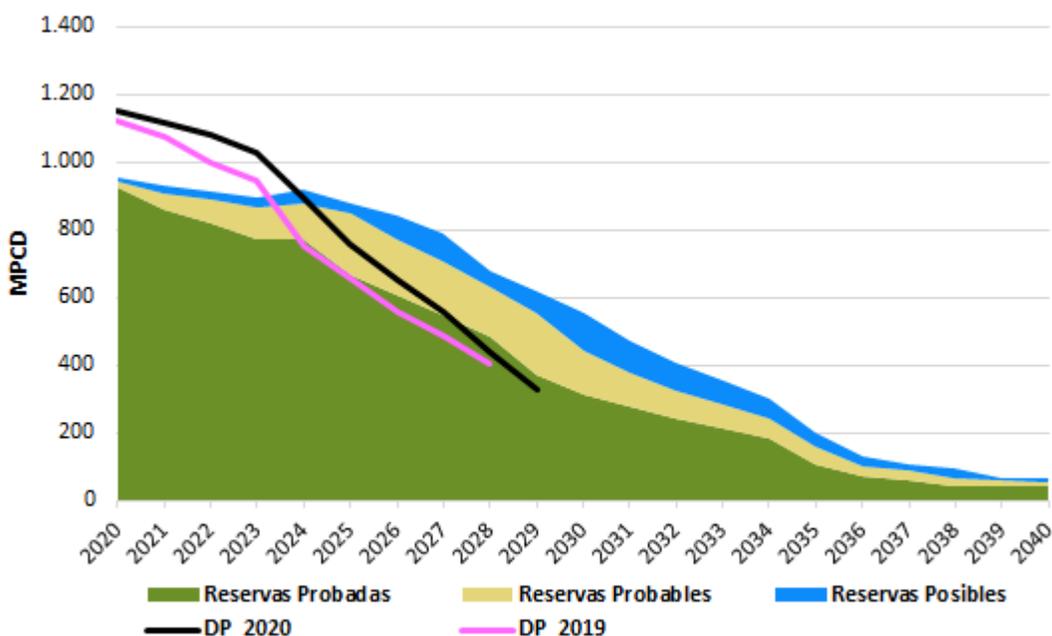
Conforme con lo descrito en el numeral 1 de este cuestionario, el escenario de planeación lo constituye la declaración de producción de gas natural, conforme con lo definido en Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, la cual es realizada por los productores al Ministerio de Minas y Energía.

En consecuencia, las reservas a incorporar corresponden a los volúmenes incluidos en la declaración de producción de cada año, en la siguiente gráfica se presentan las reservas a corte 31 de diciembre de 2019, información suministrada por la



Agencia Nacional de Hidrocarburos, y las curvas de la declaración de producción para los años 2019 y 2020.

Reservas P1, P2 y P3 Vs. Declaración de Producción



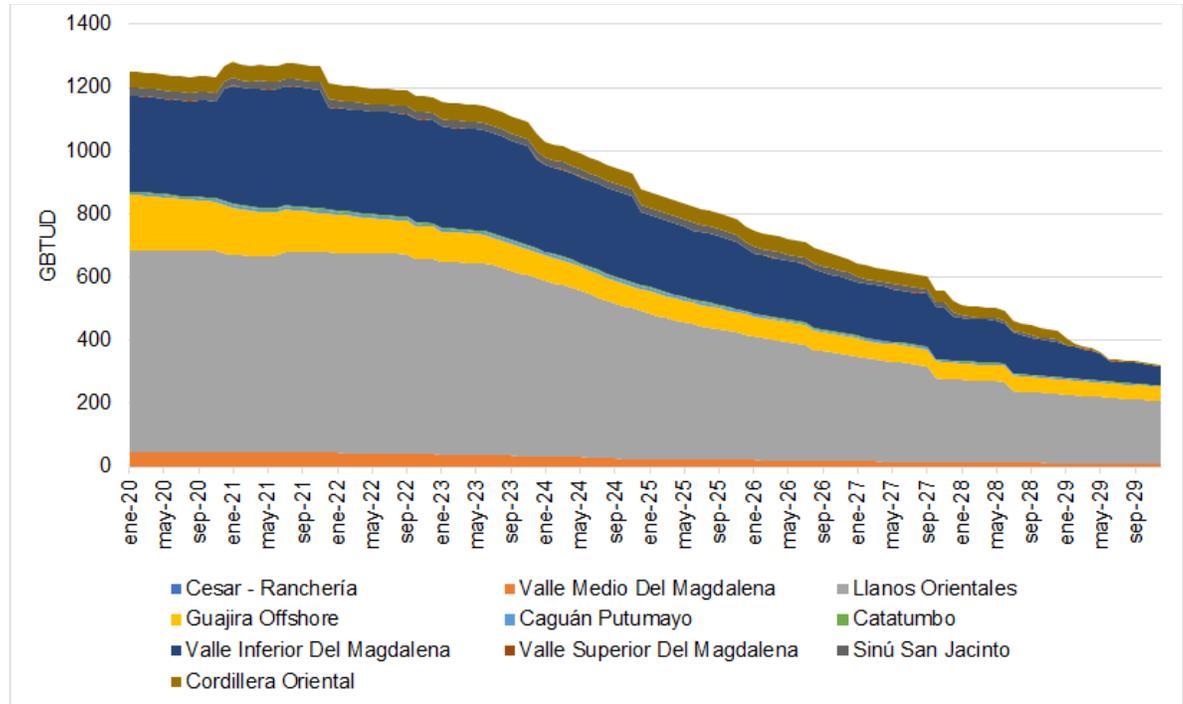
Fuente: ANH - MME. Cálculos: UPME

De acuerdo con la información presentada en la gráfica, en el año 2024 los volúmenes de gas natural reportados en la declaración de producción corresponden a reservas probadas, probables y posibles.

Así mismo en la siguiente gráfica se presenta la configuración de la curva de la declaración de producción de acuerdo con la cuenca de origen. El principal aporte lo hacen las cuencas: Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y Guajira.



Declaración de producción por cuencas sedimentarias



Fuente: MME. Cálculos: UPME

5. Considerando que en el estudio contratado por la UPME en el año 2018 “ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES”, el consultor contratado por la UPME llega a la conclusión que (página 108, entregable 1) “el gas producido es suficiente para abastecer la demanda de gas en el escenario alto hasta 2028, en el medio hasta 2030 y en el bajo hasta 2031.”, entonces ¿Por qué se está contratando la obra para el año 2024? ¿El estudio tiene errores tan graves para justificar esa diferencia de fechas? ¿Cuánto se pagó por dicho estudio?

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.

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



Frente a la incertidumbre en la incorporación de recursos locales y los tiempos mismos de desarrollo de estos, la IIGP, resulta en una inversión menor al asegurar el gas natural y no al enfrentar a la demanda a precios más altos de energéticos sustitutos o a un racionamiento.

La UPME utiliza estos escenarios como un insumo para el análisis y la toma de decisiones que permitan elaborar el estudio técnico. Aunque el estudio constituye un elemento de análisis relevante, no es el único elemento que se tiene en cuenta para la elaboración del estudio técnico.

Como se explicó anteriormente, la información empleada para realizar el balance debe ser la información oficial, puesto que la UPME no puede planear a partir de expectativas de oferta. Si bien los escenarios de oferta y demanda pueden considerarse “muy conservadores”, el desarrollo de las obras propuestas permitirá que el país disponga de seguridad en el abastecimiento y confiabilidad.

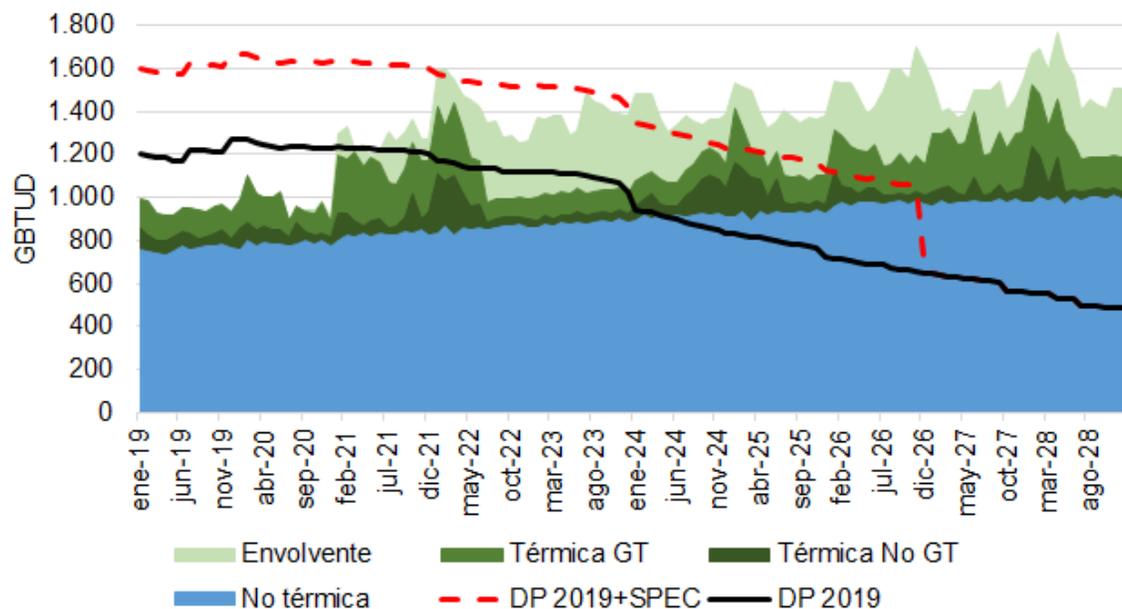
La conclusión del estudio sobre la suficiencia de gas natural se traza frente a cada uno de los escenarios planteados, los cuales, como ya se explicó, estiman unas inversiones para su materialización.

De acuerdo con los análisis presentados en el Plan de Abastecimiento de gas natural⁵, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 40304 de 2020, el balance de gas natural señala déficit hacia el año 2024, tal como se puede observar en la siguiente gráfica:

⁵ <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>



Balance Gas Natural 2019 - 2028



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

El estudio titulado: “Determinar los escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 25 años, que incluyan recursos convencionales y no convencionales y se estime 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”, realizado en el año 2018, tuvo un costo de: \$952.000.000 de pesos mda cte.

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?

Se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700010501 del 15 de febrero de 2021.



7. ¿Cuánto será el costo para los usuarios de gas natural del país cada año en que la planta y el gasoducto entren en operación y no se utilicen?; ¿Los usuarios tendrán que pagarle al constructor independientemente que la infraestructura no se use ?.

Se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20211700010511 del 15 de febrero de 2021.

8. ¿Por qué se abrió la licitación para la construcción de la infraestructura sin definir exactamente quién la va a pagar? Por favor detalle cómo será pagada dicha infraestructura, por región del país y clase de usuario.

Es necesario precisar que no existe un proceso licitatorio o proceso de contratación pública a desarrollar en el marco de la Ley 80 de 1993 a cargo de la UPME. La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020, tiene por objeto seleccionar el inversionista que se encargará de la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación y transporte de gas natural y Servicios Asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico conformada por la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

Dicho proceso abierto y competitivo, se llevará a cabo sin la intermediación o entrega de recursos públicos por parte del estado y las obras requeridas para prestar el servicio que se pretende adjudicar, serán ejecutadas con recursos del inversionista que sea seleccionado a través de un proceso de selección.

Respecto de cómo será pagado, bajo los lineamientos planteados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40052 de 2016, la UPME elaboró el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural identificando, entre otros, el Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico como necesario para garantizar el cumplimiento de las premisas dictadas por el Decreto 2345 de 2015 de seguridad en el abastecimiento y confiabilidad del servicio público de gas natural.

En cumplimiento a lo establecido en el citado Decreto 2345 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía adoptó los Proyectos identificados por la UPME a través del Estudio Técnico incluyendo el de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, dando origen al Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Conforme con lo anterior, en el marco de Leyes 401 de 1997, 142 de 1994, 1955 de 2019, por los Decretos 1073 y 2345 de 2015, las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía MME Nos. 4 0052 de 2016 y 40304 de 2020, junto con sus modificaciones, así como por las Resoluciones CREG Nos. 107 y 152 de 2017 y 113 de 2018, la UPME procedió a utilizar los mecanismos abiertos y competitivos aplicables a los Proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. En



consecuencia, a través de los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN 001 - 2020 publicados de manera oficial el 29 de octubre de 2020 se dio inicio al proceso de convocatoria.

Los documentos de selección pueden ser consultados en el siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>.

Así las cosas, la apertura de la convocatoria pública para llevar a cabo la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico obedece al cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto 2345 de 2015 para las entidades involucradas, MinEnergía, CREG y UPME.

En cuanto a la definición exacta de quiénes van a pagar los Proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el artículo 5 del citado Decreto 2345 señala que que todos los usuarios, incluyendo la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiados, el cual no podrá ser superior a su costo de racionamiento. De acuerdo con lo anterior, al ser la Infraestructura de Importación un proyecto para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad de todo el país, deberá ser objeto de cobro toda la demanda nacional según su beneficio.

Así mismo, los beneficiarios de las obras propuestas han sido identificados en el Plan de Abastecimiento de gas natural y son de público conocimiento, toda vez que se encuentran publicados en la página web de la Unidad en el enlace: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>

Los beneficiarios están definidos como la demanda que hace uso directo⁶ del servicio de gas natural a través de las citadas obras. Los beneficiarios se identifican a un nivel de resolución nodal y se dividen en dos rubros principales que son, (i) abastecimiento y (ii) confiabilidad. El primero es el beneficiario que recibe gas de la obra en consideración en condiciones normales de operación y el segundo es la demanda que hace uso de la obra cuando se deben atender interrupciones de corta duración ante de fallas de la infraestructura. A su vez, los beneficiarios de abastecimiento se descomponen en dos rubros: bajo demanda en condiciones normales o demanda media, correspondientes a condiciones hidrológicas que no estresan el sistema de gas y bajo demanda Niño, correspondiente a condiciones hidrológicas severas producto de la falta de agua para generación.

En cuanto a la solicitud de detallar cómo será pagada dicha infraestructura, por región del país y clase de usuario, le informamos que dimos traslado por

⁶ El uso directo está definido como la parte del gas consumido en la demanda proveniente de la obra.



competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20211700010511 del 15 de febrero de 2021.

9. ¿Los usuarios residenciales de estrato 1 y 2 van a pagar por la planta de regasificación de Buenaventura a pesar que, por su condición de demanda esencial, tienen prioridad en la asignación del gas natural local y por ende no van a necesitar gas natural importado durante muchos años?

Tal como se había mencionado, el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, señala que todos los usuarios, incluyendo los de la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios.

Esto quiere decir que, por ser la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico una obra adoptada por el Ministerio de Minas y Energía para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, todos los beneficiarios serán objeto de cobro para su remuneración incluyendo los de la demanda esencial en donde se encuentran los usuarios residenciales de estrato 1 y 2.

Los beneficiarios se determinan en relación con el volumen de gas natural que, haciendo uso de la infraestructura, sirve a la demanda de las diferentes regiones y nodos del país. Son beneficiarios, entonces, todos aquellos usuarios del servicio público de gas natural en Colombia que, de acuerdo con las proyecciones de demanda, reciban gas importado a través de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

10. ¿Existe un compromiso concreto de qué porcentaje de la planta de regasificación y el gasoducto van a pagar las plantas termoeléctricas?. En caso afirmativo, ¿Cuánto va a ser dicho porcentaje?; ¿El resto del costo de la infraestructura lo van a pagar los demás usuarios así no utilicen toda la capacidad?; ¿Los térmicos han otorgado algún tipo de garantía que respalde su compromiso de contratación de los servicios de la planta de regasificación de Buenaventura, o pueden arrepentirse de contratar dichos servicios a cero costo ?.

De acuerdo con la información disponible en esta Unidad no existe un compromiso concreto de las plantas de generación térmica para la remuneración de un porcentaje de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. De conformidad con la normatividad vigente las plantas de generación térmica son beneficiarios de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y por consiguiente serán objeto de cobro para remunerar la Infraestructura en las condiciones que lo determine la CREG.



Sin embargo, esta Unidad tiene conocimiento del posible interés de las plantas de generación térmica del interior, de contratar capacidad de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico para respaldar sus obligaciones de energía, sin que esto se trate de un compromiso en firme.

Al respecto, se dió traslado a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20211700010511 del 15 de febrero de 2021 para que esta Entidad se manifieste sobre este tema en particular.

11. Por favor detalle los incrementos tarifarios que van a tener los usuarios de las diferentes zonas del país en caso de pasar de consumir gas natural local a gas importado por la regasificadora de Buenaventura.

Se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20211700010511 del 15 de febrero de 2021.

Conforme con los resultados obtenidos de los análisis realizados por la UPME, basados en la proyección de precios internacionales y considerando los costos asociados a la importación como lo son licuefacción, transporte marítimo, regasificación y transporte terrestre, con la entrada en funcionamiento de la IIGP, se estima un incremento aproximadamente del 15% de impacto en la tarifa media nacional de un usuario del sector residencial que consume 15 m³ por mes.

12. Por favor informe la disposición a pagar por el servicio público de gas natural que utiliza el gobierno en sus cálculos para justificar la regasificadora del Pacífico, por clase de usuario y estrato. ¿Qué porcentaje representa dicho valor con respecto al valor que los usuarios pagan actualmente?

En el año 2015, la firma Econometría realizó para la UPME el estudio titulado “Desarrollo de una metodología de costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural”, en el cual se estimaron los costos de interrupción que los diferentes tipos de usuarios de los servicios de energía eléctrica y gas natural estaban dispuestos a pagar para no tener un corte del servicio. También desarrollaron un aplicativo para que, mediante un ejercicio de optimización, se pueda obtener la curva de costos de racionamiento para diferentes escenarios de corte a nivel nacional. En el desarrollo del estudio se destacan dos etapas: la primera es la valoración de los costos de interrupción y la segunda es el cálculo de la curva de costos de racionamiento.

El costo de racionamiento ya sea de la electricidad o del gas natural, se define como la medida de los daños económicos o sociales ocasionados por la interrupción anunciada o no anunciada del servicio (pérdida de excedente del consumidor). Por



otra parte, los costos de interrupción hacen referencia a la disposición a pagar de un usuario para no tener un corte del servicio.

Para el cálculo de los costos de interrupción, la UPME aplicó el método de valoración contingente, en la cual se le pregunta al usuario la disposición a pagar para evitar el racionamiento. Para tal fin, la consultoría realizó encuestas y entrevistas a sectores de consumo específico (residencial, comercial, industrial, gas natural vehicular y termoeléctrico), tanto para energía eléctrica como para gas natural.

Del estudio referido se establecieron los valores de costos de interrupción a nivel regional y sectorial. Para estimar el valor de las tarifas se utilizó información del Sistema Único de Información, de la Superintendencia de Servicios Públicos. Aplicando estas magnitudes y ponderando la participación sectorial de la demanda a escala nodal, se proyectó la curva de costos de racionamiento promedio nacional

Magnitudes de costos de racionamiento e interrupción a nivel regional y sectorial

	[COP/m3]			[USD/kPC]		
	Costo de Interrupción	Tarifa	Costo de Racionamiento	Costo de Interrupción	Tarifa	Costo de Racionamiento
Comercio servicios General total	4,132.8	1,203.7	5,336.5	39.0	11.4	50.4
Gas Vehicular General total	4,468.2	1,141.3	5,609.6	42.2	10.8	53.0
Industria Andina Total	740.3	1,205.2	1,945.6	7.0	11.4	18.4
Industria Bogota Total	1,376.0	1,203.9	2,579.9	13.0	11.4	24.4
Industria Caribe Total	1,696.7	1,054.0	2,750.7	16.0	9.9	26.0
Industria Central Total	3,273.5	1,053.9	4,327.4	30.9	9.9	40.9
Industria Occidental Total	481.1	1,246.3	1,727.4	4.5	11.8	16.3
Residencial Andina	1,334.8	1,286.7	2,621.5	12.6	12.1	24.7
Residencial Bogota	1,000.9	1,285.0	2,286.0	9.4	12.1	21.6
Residencial Caribe	806.3	1,202.8	2,009.1	7.6	11.4	19.0
Residencial Central	1,256.1	1,258.3	2,514.4	11.9	11.9	23.7
Residencial Occidental	1,711.8	1,331.0	3,042.8	16.2	12.6	28.7
Termoeléctrico General total	2,472.1	643.0	3,115.1	23.3	6.1	29.4

Fuente: UPME. Cálculos UPME. 2016

13. Dar claridad sobre el plan, cronograma y proceso de entrada de operación, y mantenimiento del Gasoducto Buenaventura-Yumbo, proyecto que no podrá entrar en posterior construcción de la Planta y el cual probablemente, deberá contar con



un proceso de Consulta Previa y Estudio Ambiental dentro de la zona de construcción.

Como se explicó con anterioridad, no existe un proceso licitatorio o proceso de contratación pública a desarrollar en el marco de la Ley 80 de 1993 a cargo de la UPME. La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020, se llevará a cabo sin la intermediación o entrega de recursos públicos por parte del estado y las obras requeridas para prestar el servicio que se pretende adjudicar, serán ejecutadas con recursos del inversionista que sea seleccionado a través de un proceso de selección.

En consecuencia, el proceso de selección del inversionista de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico es a todo riesgo del inversionista. En este sentido, el inversionista seleccionado, quien presentó con su oferta un cronograma, una “Curva S” y demás hitos relevantes para el cumplimiento de los compromisos a su cargo, estará bajo la obligación de acometer la totalidad de las actividades, trámites y acciones necesarias para que pueda realizar la construcción, puesta en operación y mantenimiento del Proyecto de la Infraestructura de Importación en los términos de la normatividad aplicable y los Documentos de Selección del Inversionista. Cada proponente tiene la obligación de analizar, por su cuenta y riesgo, la totalidad de la información disponible con el fin de estructurar su propuesta.

Por lo tanto, corresponde al inversionista llevar a cabo todos los trámites y acciones relacionadas con lo anterior, incluyendo (pero sin limitarse) a la elaboración de diseños, planos, gestión de predios y otros documentos, obtención de permisos y licencias (incluyendo, pero sin limitarse a, licencia ambiental, permisos de construcción u otros necesarios conforme a las normas vigentes), gestión de consultas previas, vinculación (de ser el caso) de contratistas, proveedores y terceros, obtención de concesión portuaria y otros permisos asociados y, en general, todas las actividades, licencias, permisos, autorizaciones, consentimientos y trámites necesarios para llevar a cabo el Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Así las cosas, sin importar las acciones adelantadas por el Inversionista seleccionado para llevar a cabo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, el inversionista seleccionado deberá dar cumplimiento a la fecha de puesta en operación adoptada por el Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a que el Gasoducto Buenaventura - Yumbo no puede entrar en operación posterior a la Planta de Regasificación del Pacífico, nos permitimos informarle que sí está abierta la posibilidad (tanto en la Resolución MME 40304 del 15 de octubre de 2020 como en los DSI) para que el inversionista seleccionado implemente



alternativas temporales para la prestación de los Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, sin perjuicio de la obligación adquirida para la prestación de la totalidad de los servicios asociados a esta infraestructura (que corresponde, entre otros, a almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural).

En síntesis, esto quiere decir que el inversionista puede recibir una remuneración por el funcionamiento de un “*anillo de seguridad*”, en el caso en el que la totalidad de la IIGP (planta+ducto) no esté lista al mismo tiempo. La condición es que esté efectivamente en capacidad de prestar los servicios asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Puesto que lo que se remunera es la disponibilidad de la Infraestructura de Importación para prestar el servicio, el inversionista es remunerado una vez dicha disponibilidad sea garantizada. Es decir, siempre que pueda entregar el gas importado por Buenaventura al Sistema Nacional de Transporte en el límite geopolítico del municipio de Yumbo en el departamento del Valle del Cauca.

No significa que el inversionista pueda cambiar la obra especificada en el Plan de Abastecimiento y en el proceso de selección. Significa que el inversionista puede tener un “plan B” que le permita prestar los servicios, entretanto culmina la puesta en marcha de la obra en su completitud.

14. Dar respuesta sobre quién asumirá el pago del costo de esta infraestructura y en caso de recaer en los ciudadanos dar a conocer la forma en la que llamará a los representantes de las organizaciones civiles, consumidores y gobernantes a participar en dicho proceso.

Por considerarlo como parte del proceso tarifario, se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20211700010511 del 15 de febrero de 2021, no obstante es relevante mencionar lo siguiente:

El artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, señala lo siguiente: “*Todos los usuarios, incluyendo los de la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios*”.

Esto se traduce, por ser la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico una obra adoptada por el Ministerio de Minas y Energía para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, todos los beneficiarios serán objeto de cobro para su remuneración incluyendo los de la demanda esencial en donde se encuentran los usuarios residenciales de estrato 1 y 2.



Los beneficiarios se determinan en relación con el volumen de gas natural que, haciendo uso de la infraestructura, sirve a la demanda de las diferentes regiones y nodos del país. Son beneficiarios, entonces, todos aquellos usuarios del servicio público de gas natural en Colombia que, de acuerdo con las proyecciones de demanda, reciban gas importado a través de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Así las cosas, la normatividad define quién será objeto de cobro para la remuneración de los proyectos de infraestructura de confiabilidad y seguridad de abastecimiento y no contempla que se debe llamar en algún momento a los representantes de organizaciones civiles, consumidores y gobernantes a participar en el proceso de selección del inversionista de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Sobre lo anterior es importante aclarar que la naturaleza del proceso **NO** corresponde a una figura de Licitación Pública, por los siguientes motivos: i) Los recursos provenientes para la ejecución de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico son 100% capital privado gestionado por el Inversionista seleccionado, ii) El Estado no invierte recursos y no ofrece créditos para su financiación, iii) No se genera una figura de concesión sobre la infraestructura y iv) No se establece ninguna relación contractual con el Estado Colombiano. El Inversionista tendrá el derecho a recibir un Ingreso Anual Esperado ofertado en su Propuesta por la prestación de los servicios asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico a través de una tarifa que será remunerada por toda la demanda de gas natural del País según su beneficio.

15. Entregar el plan o proyección de impacto económico y de competencia frente a las regalías, empleos y aportes de las empresas de operación nacional que podrán salir de las regiones, con la llegada de un operador internacional.

El objeto legal y técnico de identificar proyectos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, es brindar al país seguridad de abastecimiento y confiabilidad al servicio de gas natural.

La consecuencia directa de identificar y establecer las necesidades de servicio es la de anticiparse a medidas de racionamiento, es decir, una afectación a la prestación del servicio de gas natural, lo cual resultará más costoso para la demanda frente en comparación con la remuneración de los proyectos de seguridad de abastecimiento y confiabilidad adoptados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la tarifa.

La entrada en operación de la IIGP de ninguna manera desplaza la actividad económica de las empresas nacionales actuales, puesto que se trata de una nueva actividad de la cadena de suministro de gas natural. En este sentido, los empleos y contribuciones generados por esta Infraestructura durante los procesos de diseño, construcción, operación y mantenimiento son adicionales para la Nación.



Como ya se ha manifestado en el cuestionario, la necesidad de la IIGP se da por la disminución en la oferta nacional de gas natural y la alta incertidumbre en el ingreso de nueva oferta nacional en el mediano plazo, la no existencia de gas nacional para atender la demanda tampoco genera regalías para el País.

En términos de competencia, en la medida en que el gas natural nacional sea más barato que el gas natural importado (en el punto de consumo, es decir, incluyendo los costos de llevar el gas hasta su destino final), la importación no sería necesaria. Sin embargo, ya sea con gas natural importado o no, de presentarse un incremento importante en la producción nacional de este energético, en cualquiera de los casos, no representan regalías adicionales para la Nación.

Por otra parte, según el numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene, conforme al artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

En consecuencia, para poder participar deberá cumplir lo previsto en la resolución CREG 113 de 2018, la cual señala:

...”Artículo 5. Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico. En el proceso de selección que adelante la UPME para la ejecución y operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico podrán participar todas las personas jurídicas interesadas, con excepción de las siguientes:

- a. Productores – comercializadores de gas natural o comercializadores de gas natural importado.*
- b. Personas jurídicas con cualquier participación en productores-comercializadores o en comercializadores de gas importado definidos en la Resolución CREG 114 de 2017 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*
- c. Personas jurídicas que en su sociedad tengan cualquier participación de productores-comercializadores o comercializadores de gas importado definidos en la Resolución CREG 114 de 2017 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.”...*

Así mismo, el inversionista seleccionado de la IIGP no necesariamente deberá ser un agente internacional y de serlo operará bajo la normatividad Colombiana, porque



además este inversionista deberá constituirse como una empresa de servicios públicos domiciliarios (ESP). Por lo tanto, estará sujeto al régimen jurídico especial para la prestación de servicios públicos domiciliarios previsto en la Ley 142 de 1994 y por consiguiente estará bajo la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios (SSPD).

Sobre los empleos que pueda generar el proyecto, como cualquier otra infraestructura para el país, la aspiración, entre otras, es que genere empleo para mano de obra Colombiana, que brinde oportunidades de empleo a las personas de la región. Todo el personal deberá contratarse en cumplimiento de la normatividad técnica, operativa y de seguridad nacional y/o internacional aplicable a este tipo de infraestructuras.

16. Entregar avances sobre el estudio de impacto ambiental del Proyecto de la construcción de la de la Planta De Regasificación Del Pacífico y el diseño y la construcción, operación, y mantenimiento del Gasoducto Buenaventura-Yumbo.

Como se explicó con anterioridad, no existe un proceso licitatorio o proceso de contratación pública a desarrollar en el marco de la Ley 80 de 1993 a cargo de la UPME. La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020, se llevará a cabo sin la intermediación o entrega de recursos públicos por parte del estado y las obras requeridas para prestar el servicio que se pretende adjudicar, serán ejecutadas con recursos del inversionista que sea seleccionado a través de un proceso de selección.

En consecuencia, el impacto ambiental del Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico conformada por una Planta de Regasificación ubicada en el límite geopolítico de Buenaventura y el Gasoducto Buenaventura - Yumbo deberá ser evaluado y estimado por cada uno de los inversionistas interesados dentro de sus análisis de ingeniería básica y detallada.

El proceso de selección del inversionista de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico es a todo riesgo del potencial inversionista. En este sentido, el inversionista seleccionado estará bajo la obligación de acometer la totalidad de las actividades, trámites y acciones necesarias para que pueda realizar la construcción y puesta en operación del Proyecto de la Infraestructura de Importación en los términos de la normatividad aplicable y los Documentos de Selección del Inversionista. Cada proponente tiene la obligación de analizar, por su cuenta y riesgo, la totalidad de la información disponible con el fin de estructurar su propuesta.



Sin embargo, la UPME llevó a cabo la Ingeniería Conceptual⁷ del Proyecto, en donde se obtuvo entre otros productos los documentos: **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO⁸** y **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO⁹**, los cuales suministran a todos los interesados información secundaria de referencia para el Proyecto. El objeto de este documento es dar a conocer a los inversionistas interesados un análisis preliminar de las componentes bióticas, abióticas y sociales dentro del área de estudio identificada. Este es un documento ilustrativo para los Interesados, que no determina las condiciones para la ejecución del Proyecto.

17. Dar a conocer respuesta o plan de contingencia frente a la advertencia de la Dirección General Marítima sobre la grave afectación que representa el montaje proyectado en el Puerto de Buenaventura.

Es importante aclarar que en la comunicación de la Dirección General Marítima (DIMAR) se plasman las observaciones emitidas por esa Entidad a las solicitudes de concesión portuaria efectuada por algunos inversionistas interesados en el Proyecto de la Infraestructura de Importación. Sin embargo, de acuerdo con los resultados obtenidos de una reunión sostenida entre la Dirección General Marítima - DIMAR, Armada Nacional, Agencia Nacional de Infraestructura - ANI y la UPME, se pudo ratificar que las observaciones se encuentran dentro del debido proceso de solicitud de concesión portuaria y concluir que lo señalado por la DIMAR en la comunicación son actividades propias del desarrollo del proyecto y son completamente gestionables por el inversionista interesado.

Las observaciones plasmadas en la comunicación de la DIMAR fueron identificadas con anterioridad por la UPME en la ingeniería conceptual y plasmadas en el documento de **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**

⁷ La ingeniería conceptual sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto.

⁸ Documento: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Alertas_Tempranas_Planta.pdf.

Cartografía: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Mapas_Base.zip

⁹ <https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/ALERTAS-TEMPRANAS.pdf>.

Cartografía: <https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/PLANOS%20PDF%20CARTOGRAFIA%20SIG.zip>



TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO. En este documento de conocimiento público se señala que cada uno de los factores identificados deberán ser evaluados y gestionados por el Inversionista interesado dependiendo de la localización que él mismo decida.

Ahora bien, el objetivo de la UPME al socializar las inquietudes de la DIMAR y la Armada Nacional era precisamente poner en conocimiento de todos los interesados los requisitos exigidos por cada una de estas entidades en el debido proceso del trámite de la concesión portuaria ante la ANI para la puesta en operación.