



Señora
DELCY HOYOS ABAD
Secretaria General
SENADO DE LA REPÚBLICA
Carrera 7 No. 8-68. Edificio Nuevo del Congreso Oficina 239B
Ciudad

Asunto: CUESTIONARIO PRESENTADO POR EL SENADOR JOSÉ DAVID NAME CARDOZO DIRIGIDO A LA CREG; A LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH Y A LA UPME. PROPOSICIÓN No. 60 DE 2021 Radicado UPME No. 20211130032732

Respetada señora Hoyos,

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. 20211130032732 del 19 de marzo de 2021, 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: Sandra Johanna Leyva Rolón – Andrés Eduardo Popayán Pineda
Revisó: Carolina Cruz Carvajal/Beatriz Herrera/ Margareth Muñoz



CUESTIONARIO

1. Determinar cuáles son las reservas de gas del país, en el corto, mediano y largo plazo.

Respuesta: De conformidad con las funciones establecidas en los artículos 2 y 17 del Decreto 715 del 2012, se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700023161 del 25 de marzo de 2021.

2. ¿Cuáles son los nuevos yacimientos de gas encontrados en los últimos 3 años?

Respuesta: Se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700023161 del 25 de marzo de 2021.

3. ¿Qué nuevos pozos han entrado a operar en los últimos 3 años? ¿de acuerdo a la información recaudada, qué se necesita para que los nuevos hallazgos inicien su producción?

Respuesta: Se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700023161 del 25 de marzo de 2021.

4. ¿Cuáles son las nuevas exploraciones en materia de gas en el país?

Respuesta: Se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700023161 del 25 de marzo de 2021.

5. ¿De qué fecha es el estudio soporte para la construcción y puesta en funcionamiento de la planta de regasificación del Pacífico?

Respuesta:

En el año 2020, mediante la expedición de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40304 de 2020, se adoptó el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural elaborado y socializado por la UPME, en cumplimiento de sus funciones, en los años 2019 y 2020.

Previamente, en el año 2016, la UPME, publicó un estudio técnico con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, para un periodo de diez (10) años. Este documento sirvió de soporte para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, documento adoptado como el *Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural* por el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución MME 40006 de 2017.



En el plan transitorio se hizo explícita la necesidad de disponer de una infraestructura de suministro de gas natural importado en el Pacífico Colombiano.

En los años 2017, 2018 y 2019, la UPME realizó análisis adicionales que confirmaron la necesidad de adición de oferta de gas natural y su ubicación, cumpliendo criterios de confiabilidad. Así mismo, se estimó el valor de un potencial “arrepentimiento” por la decisión tomada, aspecto fundamental para identificar el costo asociado a una eventual adición de oferta nacional de gas, dada la incertidumbre actual de los potenciales hallazgos que pudieran incrementar la producción nacional.

Además, en el año 2017 se realizó un estudio de ingeniería conceptual de la planta de regasificación y del gasoducto que conecta la mencionada planta con el sistema nacional de transporte de gas natural. Los resultados de este estudio se encuentran a disposición del público y constituyen un insumo para los potenciales interesados durante la estructuración de sus proyectos.

Los documentos mencionados se encuentran disponibles en los siguientes enlaces:

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

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/ETPAGN_Dic_2016.pdf

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Escenarios_Oferta_GN.pdf

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Implementacion_Plan_abastecimiento_GN.pdf

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Convocatorias_Doc_General_MME_VF.pdf

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf

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

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Planta-Regasificacion-pacifico-Colombiano.aspx>

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

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Gasoducto-Buenaventura-Yumbo.aspx>



6. ¿Por qué la UPME en los estudios soporte para la construcción de la planta de regasificación del Pacífico desconoce las reservas de gas y no incluye los nuevos hallazgos 2018-2020?

Respuesta: La UPME no desconoce los volúmenes de reservas ni nuevos hallazgos.

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. Mediante el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 y el Decreto 2345 de 2015 se expidieron medidas de política pública para asegurar el abastecimiento de gas natural en el país y dieron lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad¹ y la seguridad de abastecimiento² de gas natural.

La metodología bajo la cual se elabora el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural sigue los lineamientos legales y técnicos definidos en la normatividad vigente e incorpora la mejor información oficial disponible al momento de la elaboración del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Así, se busca brindar el menor grado de incertidumbre en los supuestos y análisis realizados, obedeciendo al principio de transparencia al someter sus resultados a consulta pública.

Dada la incertidumbre sobre la disponibilidad del recurso por la naturaleza propia de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, el escenario de oferta usado para la 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 es realizada por cada productor al Ministerio de Minas y Energía.

A partir de esas declaraciones, que constituyen la línea base para la toma de decisiones de planeación, se analizan además (i) el comportamiento histórico de las reservas de gas natural (información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH); y (ii) los recursos contingentes y/o prospectivos y las condiciones que deben ser superadas para lograr que haya disponibilidad de recursos adicionales a los de la línea base.

En este sentido, las reservas que conforman la línea base son un escenario relativamente conservador, es decir, aquel con el cual es posible asegurar la disponibilidad del recurso para la prestación del servicio público a los usuarios. Los demás recursos (los recursos contingentes y prospectivos) representan un potencial

¹ 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.

² 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.

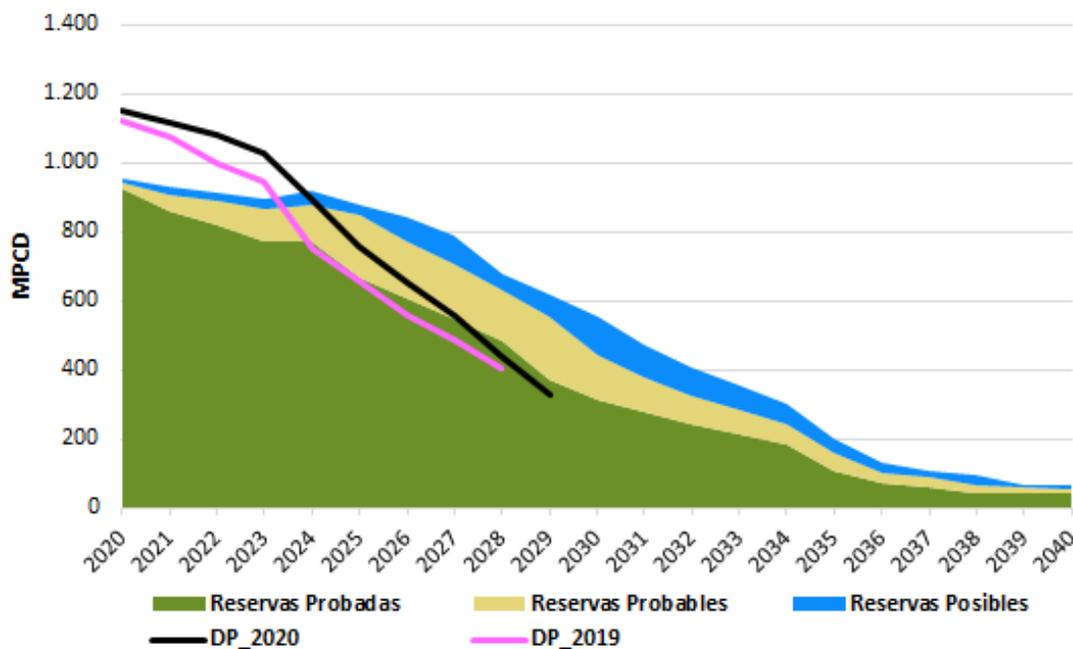


adicional que debe superar condiciones comerciales, territoriales o normativas para materializarse en el mercado. Por lo tanto, tienen un mayor grado de incertidumbre que las reservas de la línea base. En consecuencia, planear el abastecimiento y la confiabilidad asumiendo la disponibilidad de recursos contingentes y/o prospectivos deja un nivel de riesgo mayor al de la línea base, afectando potencialmente el aseguramiento de la prestación del servicio público.

En este sentido, el valor de las reservas a considerar en los planes de abastecimiento de gas natural corresponde a los volúmenes incluidos en la declaración de producción de cada año, que realizan los productores al Ministerio de Minas y Energía. Esto permite una planeación con menores niveles de incertidumbre que responda a las necesidades del servicio público domiciliario.

La siguiente gráfica presenta las reservas existentes con corte a 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 2019 Y 2020



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 (con base en la certificación de las reservas a ANH) corresponden a reservas probadas, probables y posibles.



Sobre los nuevos hallazgos a los que hace referencia la pregunta o a la incorporación de reservas de gas natural en los últimos años, es preciso remitirnos a la información publicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en su página web³. Sobre el particular, la información indica que en el año 2019 no se realizaron incorporaciones de reservas de gas natural, por el contrario las reservas probadas disminuyeron.



COLOMBIA

GAS @ 31.DIC

AÑO	Reservas Probadas (R) (Gpc)	Variación por año (Gpc)	Variación (%)	Producción Anual ⁽¹⁾ (Gpc)	Incorporación Anual (Incl+Res)	Nuevas Incorporaciones (NI) (Gpc)	Revaluaciones (Rev) (Gpc)	Reemplazo Reservas (R) (Gpc)	R/P Según (R) (Gpc)
2007	3.745		-3,6%	266	2	2		1%	14,1
2008	4.354	608	17,0%	319	512	512		161%	13,7
2009	4.737	383	8,1%	371	1554	1554		419%	12,8
2010	5.405	668	14,1%	398	-504	-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	5.500	-219	-3,8%	456	239	239		52%	12,1
2014	4.759	-749	-13,6%	421	-298	-298		-70%	11,3
2015	4.351	-398	-9,4%	417	35	35	20	8%	10,5
2016	4.024	-327	-7,7%	389	22	10	12	6%	10,3
2017	3.806	-128	-3,2%	332	204	265	-61	61%	11,7
2018	3.752	-114	-2,9%	358	272	34	238	70%	9,8
2019	3.163	-619	-16,4%	391	-328	0	-228	-58%	8,1

Fuente: 2007: Ecopetrol S.A.
2008-2019: ANH

Las variaciones presentadas en algunas celdas históricas, hacen referencia a que en años anteriores, se habían excluido campos del balance de reservas, así las compañías hubiesen presentado informes, debido a que se encontraban en evaluación, pero que aún así reportaron reservas y producción. Por este motivo la ANH ha actualizado las tablas históricas, incluyendo todos los activos que no fueron tenidos en cuenta, para tener el valor real de incorporaciones anuales, el cual es el generador de las diferencias con algunos valores de las tablas presentadas históricamente.

⁽¹⁾ Producción: Comisariado de Gas.
Gpc: Giga pies cúbicos



El futuro es de todos

Fuente: ANH. 2020

Tal 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%, lo anterior causado por 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 clasificadas como reservas dejaron de pertenecer a esta categoría) y 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.

7. ¿Por favor explicar las diferencias entre las proyecciones de reservas de gas de la UPME, ANH y ECOPETROL?

Respuesta: La UPME es la entidad encargada de elaborar la planeación que permita garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural a los usuarios del servicio público. En este sentido, emplea la información oficial

³ <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%3%adas-y-Participaciones/Documents/2020.07.07-Hist%3%b3rico%20de%20Reservas%202019.pdf>





suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH para el análisis y la construcción de los planes de abastecimiento.

Específicamente, en el contexto del cuestionario, para la elaboración del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, la UPME es usuaria de la información oficial de reservas reportada por la ANH, tal como lo establece en el artículo 2.2.2.2.28. del Decreto 1073 de 2015.

El estudio que realiza la UPME sobre escenarios de oferta no es exactamente una proyección de reservas: tiene como objeto identificar las condiciones que deben superarse (comerciales, territoriales, sociales, etc.) para que los distintos tipos de recursos se comercialicen. De allí resultan identificados los posibles escenarios de oferta que resultan en la medida en que se cumplan (o no se cumplan) dichas condiciones.

Como se explicó en la pregunta anterior, la construcción de los planes de abastecimiento emplea las reservas oficiales suministradas por la ANH y analiza los escenarios de oferta del estudio descrito, identificando su potencial aporte a la producción nacional y los tiempos en los que se podrían superar las condiciones para que los recursos de dichos escenarios pudieran ser incorporados a la planeación. Esto responde directamente a las funciones de la UPME en materia de planeación.

En contraste con los escenarios de oferta identificados por la UPME, la ANH realiza un ejercicio de escenarios de producción, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, para efectos del Marco Fiscal de Mediano Plazo.

Por su parte, Ecopetrol S.A., en su condición de compañía dedicada a la exploración y producción de gas natural, está obligada a presentar a la ANH la información sobre recursos y reservas de que tratan los acuerdos y normas vigentes. En este sentido, Ecopetrol S.A. no hace proyecciones oficiales de reservas a nivel nacional. Es posible que ejercicios de proyección de sus reservas y recursos para fines internos a la compañía.

Se trata entonces, en el caso de las proyecciones o escenarios de análisis de oferta, de ejercicios con fines distintos para cada entidad o empresa. Cada uno de ellos responde a las necesidades específicas del ejercicio y de las funciones correspondientes. En consecuencia, no se trata de diferencias en las proyecciones, sino de diferencias en los objetivos de los ejercicios realizados.

8. ¿Por qué no existe unificación institucional en los índices que muestran las reservas y demanda de gas en Colombia?

Respuesta: Tal como se señaló en la respuesta dada al numeral 7 de este cuestionario, la ANH es la única entidad en el país que tiene la función de estimar y publicar de manera oficial las reservas de hidrocarburos.



Por otra parte, de conformidad con el Decreto 1258 de 2013 la UPME tiene la función de realizar las correspondientes proyecciones de demanda, tomando en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas, económicas y de precios, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada. Es decir, la proyección de la demanda tiene como insumo, variables que corresponden principalmente a crecimiento económico, dispersión geográfica, evolución de los precios, logística de abastecimiento, evolución histórica, etc. En este sentido, la UPME es la entidad oficial encargada de establecer y suministrar la información de la estimación de demanda de los recursos minero energéticos en el país.

En razón a lo anterior, cada entidad suministra al sector información distinta en el marco de sus competencias y la determinación de cada uno de estos índices de reservas o de demanda responde a los objetivos y las funciones de cada entidad.

9. En cuanto a las regalías que se dejarían de percibir, ¿cuál es el impacto que tendría la entrada en funcionamiento de la Planta Regasificadora del Pacífico en las finanzas públicas del país?

Respuesta: Esta pregunta puede analizarse en dos escenarios: (i) en la medida en que haya nuevos hallazgos de gas natural nacional y este gas 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; y (ii) de no haber nuevos hallazgos que resulten en un incremento de la producción nacional, no se generan regalías adicionales para la Nación, puesto que las regalías se causan siempre que exista producción nacional del recurso.

10. ¿Por favor explicar los fundamentos técnicos y jurídicos para la construcción de una planta regasificadora en el Pacífico?

Respuesta: A continuación, se explican los fundamentos jurídicos y técnicos en los que se basa la UPME para identificar la necesidad de disponer de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico e incorporar esta propuesta en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural que se pone a consideración del Ministerio de Minas y Energía para su adopción. Por último, explicaremos los fundamentos jurídicos y técnicos para la construcción de dicha infraestructura.

De acuerdo con lo definido en el Decreto 1258 de 2013, la UPME tiene la función, de elaborar y actualizar el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La UPME en cumplimiento de sus funciones, elaboró dicho estudio, 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 abastecimiento y de confiabilidad, la demanda del servicio 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 brinden un servicio ya sea de suministro de gas natural (de oferta) o de capacidad de transporte.

El Plan de Abastecimiento de Gas Natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía a partir del Estudio Técnico elaborado por la UPME, 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 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 lineamientos para la elaboración del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y las Resoluciones MinEnergía 40006 de 2017 y 40304 de 2020 adoptaron las obras propuestas en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la UPME.

Los lineamientos del estudio técnico para el plan de abastecimiento están definidos en la Resolución 40052 de 2016, que 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 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 estas 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 ya señalados, el plan de abastecimiento incorpora los siguientes análisis técnicos:

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 2.2.2.21 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, 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.
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

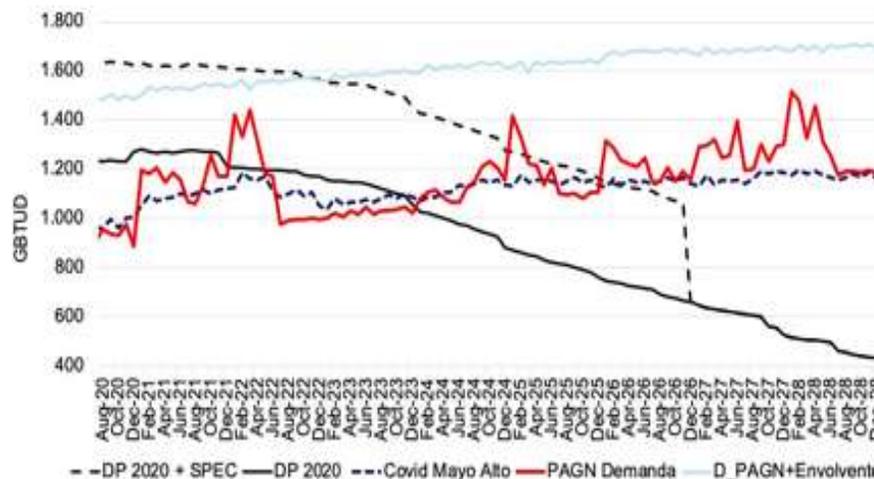


recursos y sobre la demanda nacional de esta fuente que está sujeta, además de la incertidumbre del consumo futuro de los sectores no eléctricos, a los efectos de las anomalías climáticas que exigen importantes consumos de gas para la generación de electricidad, dado que es una fuente que garantiza la confiabilidad del sector eléctrico.

Como se explicó anteriormente, la información empleada para realizar el balance oferta demanda debe corresponder a la información oficial, puesto que la UPME no puede planificar a partir de expectativas de oferta. Si bien los escenarios de oferta y demanda pueden considerarse “muy conservadores”, el desarrollo de las obras propuestas y el dimensionamiento de estas permitirá que el país disponga de seguridad en el abastecimiento y confiabilidad en la prestación del servicio (aún en presencias de contingencias de transporte o suministro).

La necesidad de disponer de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico 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, tal como se señala en la siguiente gráfica.

Balance Gas Natural 2020 - 2029



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Ahora bien, identificado el proyecto de importación de gas natural el cual es necesario para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, la UPME procede a aplicar los mecanismos abiertos y competitivos definidos en el Artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015, así:

ARTÍCULO 5º. El artículo 2.2.2.2.29 del capítulo 2 Aseguramiento del abastecimiento de gas natural del título II del sector de gas, será del siguiente tenor:



“ARTÍCULO. 2.2.2.29. Inversiones del plan de abastecimiento de gas natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural:

1. Criterios para definir cuáles proyectos del plan de abastecimiento de gas natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.

3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

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. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

PARÁGRAFO La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo.

Es decir que, la UPME llevará a cabo aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a que se refiere el Decreto 2345 de 2015 y definidos en la Resolución CREG 107 de 2017 y las que la modifiquen o sustituyan, por medio de un esquema de Convocatoria Pública que consiste en la selección de un inversionista que se encargue, a su cuenta y riesgo, de realizar el Proyecto.



Es de 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, como se ha denominado, 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.

La Convocatoria Pública a cargo de la UPME, se rige por las 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, finalmente, por los Documentos de Selección del Inversionista (DSI), el cumplimiento de las especificaciones técnicas mínimas y las actividades referenciadas en el Anexo No. 1 de los DSI, las cuales incluyen (pero no se limitan a): (i) La definición de las especificaciones técnicas del Proyecto que no se encuentren estipuladas en el Anexo 1. (ii) La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, incluyendo firma del Contrato de Fiducia, los diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto; (iii) La construcción de las obras necesarias, incluyendo las resultantes de los Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la disponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y (iv) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante el Período Estándar de Pago (En adelante PEP) desde la Fecha de Puesta en Operación (En adelante FPO).

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 en su totalidad con recursos del inversionista que sea seleccionado a través de la Convocatoria Pública.

Para la definición de los DSI, en el año 2017, la UPME contrató los servicios especializados de consultoría técnica y jurídica, mediante los cuales se definieron las condiciones técnicas y jurídicas para la construcción de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (IIGP), de conformidad con las normas técnicas, la reglamentación específica del sector de gas natural, la normatividad de la prestación de los servicios públicos, la función estatal, etc.

11. Para la ANH, ¿es conveniente y necesario la construcción de la Planta Regasificadora del Pacífico?

Respuesta: Se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700023161 del 25 de marzo de 2021.

12. Para la ANH ¿Cuál es el potencial en gas de los yacimientos offshore en el país?



Respuesta: Se dió traslado por competencia a la ANH a través del Radicado UPME Nro. 20211700023161 del 25 de marzo de 2021.

13. ¿Por qué recurrir a la importación de gas, teniendo un gran potencial en yacimientos convencionales y offshore en el país?

Respuesta: Tal como ya se ha mencionado, la información empleada para realizar el balance oferta demanda debe corresponder a la información oficial y a los criterios definidos por el Ministerio de Minas y Energía para la elaboración del estudio técnico. Por ello, aunque el país cuente con gran potencial de gas natural, es necesario que dicho potencial se materialice en reservas de acuerdo con los estándares y normas establecidos por la ANH para la clasificación de los recursos de hidrocarburos, información que debe ser reportada por los productores de gas natural anualmente a la ANH, según el marco legal y que posteriormente sirve como insumo a UPME para los distintos análisis.

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 yacimiento no convencionales (en adelante YNC) no han sido suficientes para garantizar la autosuficiencia de este energético. Otro aspecto para tener en cuenta es que para determinar la necesidad de la IIGP es la disminución en la oferta nacional de gas natural y la alta incertidumbre en el ingreso de la nueva oferta nacional proveniente de los YNC o los de costa afuera *OffShore* o *los recursos convencionales*, en el mediano plazo.

Por lo tanto, la UPME, como responsable de la planificación 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 acuerdo con la última información oficial disponible y los análisis presentados en el plan de abastecimiento de gas natural, esta necesidad se suple a través de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

14. ¿Explicar por qué se prioriza la construcción de una infraestructura que no tiene conexión con el sistema de transporte de gas?, si aún no se tiene certeza del gasoducto Buenaventura – Yumbo

Respuesta: La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico - IIGP, incluye (i) la planta de regasificación y (ii) el gasoducto que conecta dicha planta con el sistema de transporte (SNT) de gas. En este sentido, la priorización no es exclusiva para la planta, sino que es conjunta para planta y gasoducto. De esta manera, se plantea



un proyecto que entregue efectivamente gas a la demanda cuando se requiera importar.

Adicionalmente, existe la posibilidad (establecida en la Resolución MME 40304 del 15 de octubre de 2020 y en los Documentos de Selección del Inversionista) de que el adjudicatario implemente alternativas temporales para la prestación de los Servicios Asociados a la IIGP. Esto no lo exime de cumplir a cabalidad con 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 por ducto hasta el sistema de transporte).

En síntesis, esto quiere decir que el adjudicatario 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 adoptada en el Plan de Abastecimiento y especificada 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.

15. ¿Cuál es el horizonte de funcionamiento de la planta de regasificación del Pacífico?

Respuesta: La UPME determinó en los Documentos de Selección del Inversionista un período estándar de pagos de 15 años, los cuales serán contados a partir de la fecha de puesta en operación de la Infraestructura.

16. ¿A cuánto asciende la inversión en la Planta Regasificadora del Pacífico y el gasoducto Buenaventura -Yumbo?

Respuesta: El costo final del proyecto será el del proponente que presente el menor valor en su oferta, siempre que (i) esté por debajo del valor del sobre que someta la Comisión de Regulación de Energía y Gas; (ii) cumpla con los requisitos definidos en los Documentos de Selección del Inversionista; y (iii) cumpla con las demás normas vigentes aplicables.

Este valor deberá ser determinado por cada uno de los inversionistas que participe en la convocatoria, durante la estructuración de su propuesta y conforme con los

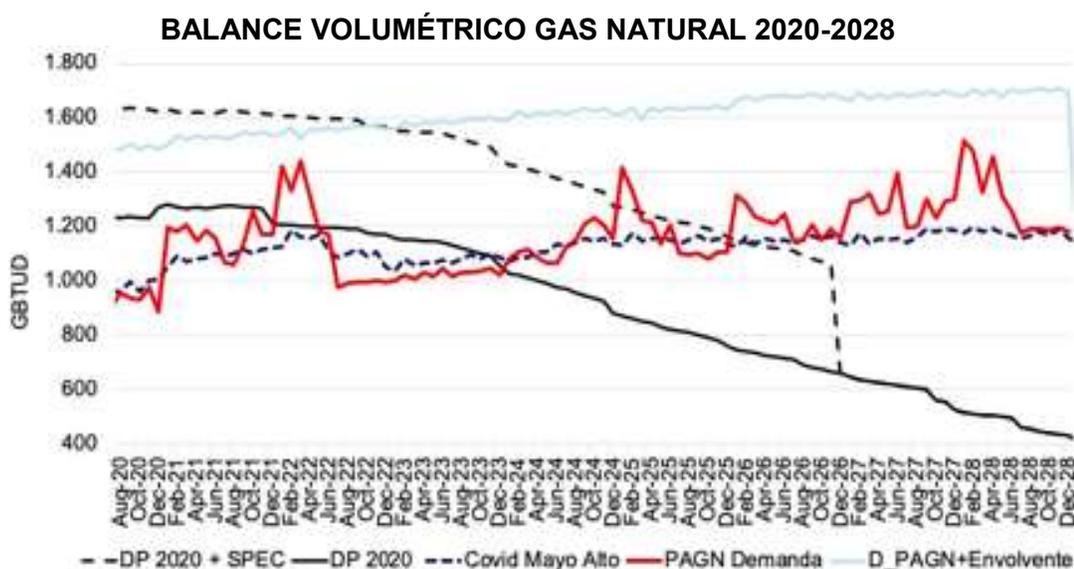


resultados obtenidos de sus análisis propios, incluyendo el resultado de la ingeniería básica y detallada que adelante.

De manera preliminar y de conformidad con los resultados de la ingeniería conceptual (presupuesto tipo IV) contratada por la UPME, se estimó una inversión de 700 millones de dólares.

17. ¿Cuál es la razón técnica para realizar una planta regasificadora, si hay reservas de gas en el país?

Respuesta: 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 con base en la información del gas disponible en superficie para la atención de la demanda de gas natural declarada por los agentes productores de gas natural al Ministerio de Minas y Energía (línea negra continua) en donde se 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 y un escenario que adiciona a la declaración realizada por los productores nacionales la capacidad de regasificación de la terminal de Cartagena (línea negra discontinua) con producto importado.

Por su parte, en la demanda se incluye la proyección realizada por la UPME versión junio 2020 la cual 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 oscura discontinua), adicionalmente, se presenta la proyección de la demanda incluyendo un análisis específico en el sector termoeléctrico que en épocas de incrementos de temperatura le causa estrés al sistema nacional de transporte de gas natural (línea roja continua) y se plantea un escenario ácido de ocurrencia de fenómeno de niño en cualquier período del año (línea azul claro continua) 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, exceptuando el supuesto del fenómeno del niño en cualquier período del año, un nuevo punto de suministro de gas natural que garantice la atención plena de la demanda de gas natural. Así mismo, se puede observar que ante la presencia de un fenómeno del niño en donde se tenga la necesidad de la operación de las plantas térmicas a gas natural a su capacidad total y aun contando con la capacidad de regasificación de la terminal de Cartagena el país requeriría de este nuevo punto de suministro a finales del 2022.

Con los resultados obtenidos de este balance volumétrico y con base en los lineamientos dictados por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME a través del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural propone la infraestructura necesaria tendiente a garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio público de gas natural en el país.

Si bien existen reservas de gas natural, como lo muestra la tabla presentada en la pregunta No 6, 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.

18. ¿Por qué no se invita a invertir en infraestructura de transporte que permita conectar la oferta de gas del norte del país con la demanda del sur del país?

Respuesta: De acuerdo con los análisis y ejercicios realizados por la UPME con la mejor información oficial disponible, en particular el ejercicio de costos de arrepentimiento, se evidencia que la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico brinda seguridad de abastecimiento al sistema de gas natural por las siguientes razones: i) Atención de la demanda ante la pérdida de la autosuficiencia evitando un racionamiento y ii) *Menores costos de inversión frente a la construcción de una nueva interconexión costa-interior en el tramo Barranca – Ballena por posible materialización de expectativas de gas natural offshore, onshore o ampliaciones en la Terminal de Cartagena.* Así mismo, brinda confiabilidad al sistema al diversificar las fuentes de suministro del país, por cuanto todas las actuales se encuentran en la zona norte del País.

Lo anterior implica que, desde el punto de vista de la planeación que garantice el abastecimiento y la confiabilidad del servicio público de gas natural, es fundamental



contar con una fuente de suministro complementaria con las actuales, aprovechando la ubicación estratégica del país y el hecho de que cuenta con dos océanos. Además, diversificar las fuentes de suministro permite ofrecer menores costos de transporte hasta el punto de consumo de los usuarios en las distintas regiones del país, evitando así que el sur y suroccidente del país deban asumir permanentemente los costos de llevar el gas exclusivamente desde el norte.

En cuanto a la conveniencia de la Infraestructura de Importación frente a la materialización de los recursos prospectivos provenientes de los YNC en el Magdalena Medio o los de costa afuera *offshore*, la UPME realizó un ejercicio de *costo de arrepentimiento*⁴ en donde se comparó cual sería el costo de inversión y de racionamiento en el cual incurre el país por disponer de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas para llevar el gas hasta el interior del país, frente a el desarrollo de infraestructura para la incorporación del gas natural del offshore. Esto es el arrepentimiento en MUSD, de disponer o no de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico contra el costo de realizar o no las obras necesarias de infraestructura de transporte para materializar las expectativas del gas nacional (Offshore y Valle Inferior del Magdalena).

Como resultado de este ejercicio, se obtuvo que el *Costo de Arrepentimiento* es menor si se construye la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y se llegasen a materializar las expectativas de gas nacional, frente a la adecuación de la infraestructura de transporte existente y la no materialización de las expectativas de gas nacional.

En conclusión, el costo asociado al riesgo de desabastecimiento causado por una planeación construida sobre escenarios de oferta que pueden no materializarse es mucho mayor que el costo de construir la IIGP e incorporar nuevos hallazgos.

19. ¿Por favor informar cuáles son los aspectos más relevantes que depura o subsana la adenda No. 1, de la convocatoria pública UPME GN 01-2020?

Respuesta: La adenda No. 1 hace ajustes y aclaraciones a los Documentos de Selección del Inversionista publicados a través de la Circular Externa No. 044 del 29 de octubre de 2020. Por tratarse de ajustes y aclaraciones de forma y no de fondo, no se modifican de manera estructural las condiciones plasmadas para la participación por parte de los inversionistas interesados en la Convocatoria Pública GN 001 - 2020.

Los principales cambios efectuados en la Adenda No. 1 a los Documentos de Selección del Inversionista son los siguientes:

⁴ http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Convocatorias_Doc_General_MME_VF.pdf



- Modificación al cronograma de selección del auditor.
- Se amplió el tiempo para presentar observaciones a los resultados a la evaluación del sobre No. 1.
- Aclaraciones en la forma de presentación y expedición de las garantías a través de la Plataforma Tecnológica. Así mismo, se estableció un formato de expedición de la Garantía de Cumplimiento.

20. ¿Por favor informar cuáles son los aspectos más relevantes que subsana la adenda No. 2, de la convocatoria pública UPME GN 01-2020?

Respuesta: A través de la Circular Externa No. 009 del 2 de marzo de 2021 se menciona que en Adenda No. 2 se han incluido los ajustes que UPME considera pertinentes frente a las consultas, comentarios y solicitudes de modificación sobre los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01 – 2020 en lo relacionado con el cronograma del proceso de selección del Inversionista y del Auditor.

A partir de los comentarios recibidos de parte de interesados en el proceso, la UPME consideró pertinente ampliar el tiempo para preparación de propuestas en tres meses. A continuación, se presenta los cuadros comparativos entre las fechas publicadas en los DSI de octubre 2020 y las modificadas en la Adenda No. 2:

PROCESO ORDINARIO SIN CONTRAOFERTA

	EVENTO	FECHA DSI Publicados Oct. 2020	Fechas Adenda No. 2
1.	Publicación Consulta de los Documentos de Selección del Inversionista – DSI	30 Jun. 2020	
2.	Fecha límite para Consultas sobre los Documentos de Selección del Inversionista (DSI)	17 Jul. 2020	
3.	Publicación Documentos de Selección del Inversionista – DSI	29 Oct. 2020	
4.	Solicitud de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica	23 Mar. al 5 Abr. 2021	28 Jun. - 2 Jul. 2021
5.	Capacitación Plataforma Tecnológica y proceso de Adjudicación.	9 Abr. 2021	8 Jul. 2021
6.	Plazo máximo para publicación de adendas a los DSI.	23 Abr. 2021	23 Jul. 2021
7.	Presentación de Sobres No. 1 y 2. (Desde la 00:01 a las 12:00)	27 Abr. 2021	27 Jul. 2021
8.	Plazo máximo de notificación de resultados de revisión y evaluación del Sobre No. 1 a los Proponentes.	14 May. 2021	17 Agos. 2021
9.	Fecha de presentación por parte de la CREG del valor máximo de adjudicación.	18 May. 2021	24 Agos. 2021
10.	Fecha de Audiencia Pública	18 May. 2021	24 Agos. 2021
11.	Apertura del Sobre No. 2 en el proceso de selección del Inversionista	18 May. 2021	24 Agos. 2021



Fuente: UPME.

PROCESO CON CONTRAOFERTA

EVENTO	DSI - Oct. 2020	Adenda No. 2
1. Solicitud de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica.	19 al 20 May. 2021	25 al 26 Agos. 2021
2. Presentación Contraoferta de Sobres No. 1 y 2 (Desde la 00:01 a las 12:00).	27 May. 2021	31 Agos. 2021
3. Plazo máximo de notificación de resultados de revisión y evaluación del Sobre No.1 a los contrapropONENTES.	16 Jun. 2021	20 Sept. 2021
4. Fecha de continuación de Audiencia Pública	18 Jun. 2021	28 Sept. 2021
5. Apertura del Sobre No. 2 en el proceso de selección del Inversionista.	18 Jun. 2021	28 Sept. 2021

Fuente: UPME.

COMPARATIVO DE FECHAS

Evento	FPO DSI Oct.2020	FPO Adenda No. 2
1. Proceso Ordenado Sin Contraoferta	Marzo 2026	Junio 2026
2. Proceso Con Contraoferta	Abril 2026	Julio 2026
3. Selección del Auditor	Marzo 2021	Julio 2021

Fuente: UPME.

21. ¿Por favor explicar por qué se presenta una modificación en el numeral 8.3.1 de la convocatoria pública UPME GN No. 1-2020, denominado cobertura inicial de la garantía?

Respuesta: La modificación efectuada a través de la Adenda No. 1 al numeral 8.3.1 de los Documentos de Selección del Inversionista, corresponde a una aclaración en el valor inicial de las garantías emitidas por entidades financieras en el exterior. Este ajuste responde a los comentarios recibidos a los Documentos de Selección del Inversionista y que la UPME después de llevar a cabo una revisión y análisis de este consideró pertinente incluir. Para mejor ilustración a continuación se subraya el texto incluido mediante la citada adenda:

(...8.3.1 Cobertura Inicial de la Garantía

La Garantía de Cumplimiento debe ser expedida por un monto inicial igual al siete por ciento (7%) del Valor de la Oferta, expresado en pesos colombianos



*del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la presentación de la Propuesta, tratándose de garantías emitidas por entidades financieras del exterior, **el valor inicial de la Garantía de Cumplimiento será el equivalente en Dólares al siete por ciento (7%) del Valor de la Oferta a la Tasa Representativa de Mercado del día de la expedición. ...)***

22. ¿Es conveniente dejar en manos de un inversionista privado el posible impacto medioambiental que presupone la construcción de la Regasificadora del Pacífico?

Respuesta: Si bien el adjudicatario es el responsable de llevar a cabo todas gestiones a que haya lugar para determinar el impacto ambiental por la construcción y puesta en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, es importante mencionar que se mantienen las competencias a cargo de las autoridades municipales, departamentales, nacionales, y en general, todas aquellas que deban intervenir en el proceso de la solicitud y trámite de las licencias y/o permisos ambientales y/o administrativos de cualquier tipo.

Adicionalmente, la Convocatoria Pública UPME GN No. 01 – 2020, en cumplimiento de la regulación, prevé el seguimiento y verificación de las obligaciones a cargo del adjudicatario por parte de un Auditor, quien a través de informe periódico, determinará los avances y estado de cumplimiento de la mismas; así mismo, la necesidad de ejecución de la garantía de cumplimiento.

23. ¿Qué eventuales riesgos financieros generaría la construcción y puesta en funcionamiento de la Planta Regasificadora del Pacífico? Anexe por favor la matriz de riesgos.

Respuesta: La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 se rige por las 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, en conjunto con sus modificaciones y por las demás normas aplicables en esta materia.

Es decir, la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 no es un proceso licitatorio o proceso de contratación pública, mucho menos trae consigo la celebración de un contrato estatal, y en consecuencia, no le es aplicable la Ley 80 de 1993⁵.

Como ya se ha mencionado en diferentes oportunidades, este proceso de selección es a todo riesgo del adjudicatario y las obras requeridas para prestar el servicio que se pretende adjudicar, serán ejecutadas con recursos privados gestionados por

⁵ Artículo 25 de la Ley 80 de 1993.



este. Por lo tanto, el Adjudicatario dentro del proceso de la estructuración de la propuesta deberá llevar a cabo los análisis financieros tendientes a identificar y elaborar una matriz con los riesgos financieros que se derivan por la construcción y puesta en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

24. ¿Por qué el apalancamiento de la Regasificadora del Pacífico se hace a través de la tarifa de gas que pagarían todos los usuarios del país? ¿Cuál es el WACC que se está proyectando?

Respuesta: El artículo 5 del citado Decreto 2345 de 2015 señala 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.

Ahora bien, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 de la Resolución CREG 107 de 2017 la tasa de descuento para calcular el valor presente del flujo del Ingreso Anual Esperado (IAE) que haya ofertado cada uno de los proponentes será del 12%. Adicionalmente, el artículo 11 de la citada Resolución 107 establece que el IAE para cualquier año no podrá representar más de un porcentaje máximo (Pmáx) del valor presente del IAE, ni representar menos de un porcentaje mínimo (Pmín) de ese valor presente. Las variables Pmáx y Pmín tendrán los siguientes valores:

$$Pmáx = \text{Tasa de descuento} + 2,5\%$$

$$Pmín = \text{Tasa de descuento} - 2,5\%$$

25. ¿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 la importación de gas?

Respuesta: 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 del 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 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, y de no presentarse hallazgos que resulten en un incremento de la producción nacional, no representan regalías adicionales para la Nación. En otras palabras, las regalías resultan de la producción nacional de gas natural, independientemente de la posibilidad y de la capacidad de importar con la que cuente el país.

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 adjudicatario de la IIGP no necesariamente deberá ser un agente internacional y de serlo operará bajo la normatividad colombiana, porque 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 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.

26. ¿Cuál es el impacto para las finanzas de Ecopetrol, al asumir el costo de la tarifa para la construcción de la regasificadora? ¿Por favor informar en qué medida beneficia en los precios finales al consumidor de gas importado?

Respuesta: La UPME no es la entidad competente para evaluar el impacto sobre las finanzas de Ecopetrol por la construcción y puesta en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Sin embargo, se reitera que el Decreto 2345 de 2015 señala 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.**

En cuanto a la segunda parte de la pregunta, nos permitimos informar que dentro de los análisis realizados por la UPME hemos identificado que se benefician los precios finales de la demanda principalmente para la región SurOccidente y Tolima Grande teniendo en cuenta el ahorro que se evidencia en el transporte, ya que el gas natural proveniente de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico tiene que hacer un recorrido más corto para llegar a su destino comparándolo con respecto a las distancias que tienen que recorrer desde las fuentes de producción de gas natural nacional de Ballena y Cusiana - Cupiagua.



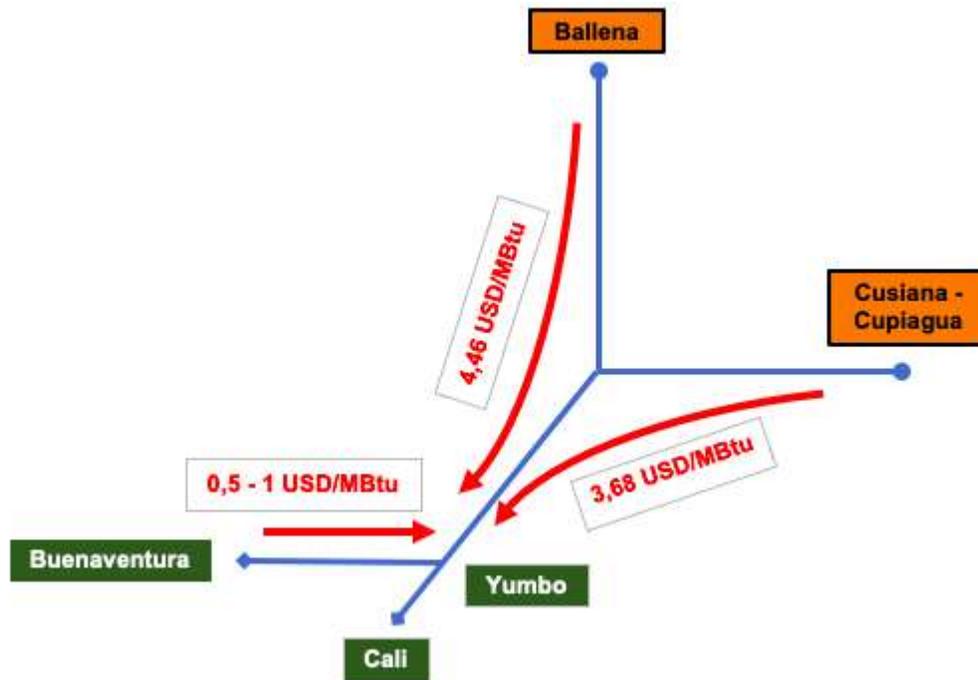
Por considerarlo de su competencia, se dió traslado a Ecopetrol S.A a través del Radicado UPME Nro. 20211700023751 del 26 de marzo de 2021.

27. ¿Por favor informar cuál es el ahorro real en el transporte de gas con la puesta en funcionamiento de la Regasificadora del pacifico?

Respuesta: Para responder a esta inquietud, a continuación se presenta un gráfico con las tarifas tomadas del Boletín Electrónico de operaciones de la empresa Transportadora de Gas Internacional S.A ESP (TGI S.A ESP) para una pareja de cargos fijo y variable de 0-100% respectivamente.



TARIFAS DE TRANSPORTE GAS NATURAL



Fuente: BEO TGI S.A ESP - UPME. Cálculos: UPME.

Del gráfico anterior se puede observar que para abastecer el SurOccidente del país se tiene un costo de transporte de 4,46 USD/MBtu desde la fuente de producción de Ballena ubicada al norte del país y 3,68 USD/MBtu desde las fuentes Cusiana - Cupiagua ubicadas en los llanos orientales.

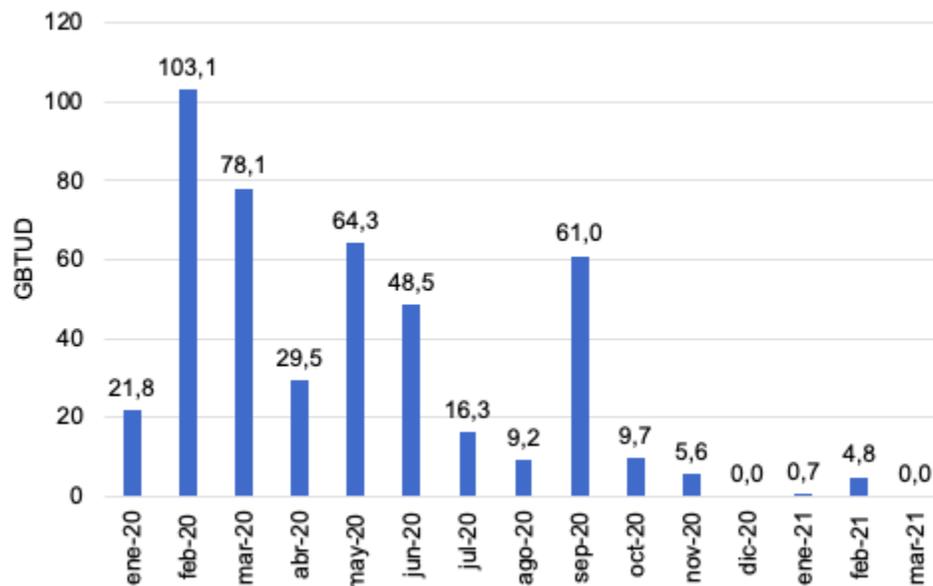
Ahora bien, de los estimados realizados por la UPME de contar con el gasoducto Buenaventura - Yumbo el costo de transporte para abastecer SurOccidente del país oscilaría entre 0,5 y 1 USD/Mbtu, que comparándolo con el costo de transporte desde las otras fuentes de producción se tiene un ahorro para esta región que se estaría reflejando entre 3 y 4 USD/MBtu.

28. En estos momentos, ¿a qué capacidad está operando la planta de Regasificación de Cartagena?

Respuesta: De conformidad con la información registrada en el Gestor del Mercado de Gas Natural, quien tiene la función de recopilar y hacer pública la información relevante del sector, se tienen las siguientes cantidades de energía inyectadas al sistema nacional de transporte (SNT) desde la planta de regasificación de Cartagena para el período de enero de 2020 al 23 de marzo de 2021.



ENERGÍA INYECTADA AL SNT PROVENIENTES DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE CARTAGENA



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural. Cálculo: UPME

Al respecto, es importante mencionar que la planta de regasificación de Cartagena tiene un contrato suscrito hasta noviembre de 2026 con el Grupo Térmico de la Costa Caribe conformado por Termoflores S.A. ESP, Tebsa S.A. ESP y TermoCandelaria S.A. ESP. Es decir, que el uso de esta infraestructura es exclusivamente para respaldar las obligaciones de energía en firme de este grupo térmico.

29. ¿Dar claridad sobre el plan, cronograma y proceso de entrada de operación, y mantenimiento del gasoducto Buenaventura-Yumbo, ¿en qué estado está su diseño y construcción?, ¿Cómo se piensa financiar esta obra?, ¿Ya se cuentan con los permisos y licencias ambientales?

Respuesta: 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 proponente, deberá presentar en su oferta un cronograma y una “Curva S” con cada uno de los hitos o actividades relevantes para el cumplimiento de los compromisos adquiridos con la adjudicación del proceso para cumplir con la fecha de puesta en operación adoptada por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40304 de 2015. Por lo tanto, estará bajo la obligación del adjudicatario 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.

Dentro de este cronograma y “Curva S” deberán estar contempladas, entre otras actividades, los tiempos de diseño, construcción y de licenciamiento ambiental. En cuanto a este último aspecto citado, y marco legal aplicable, la UPME no le corresponde el licenciamiento ambiental del proyecto y tampoco tiene conocimiento de que algún interesado cuente con las licencias y/o permisos ambientales para la construcción y puesta en operación del gasoducto Buenaventura-Yumbo, por consiguiente se dió traslado a la ANLA a través del Radicado UPME Nro. 20211700023171 del 25 de marzo de 2021 por ser la entidad competente en la expedición de las licencias y/o permisos ambientales.

En conclusión, es obligación exclusiva del adjudicatario 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.

En cuanto a cómo se piensa financiar, se reitera que, 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 privados gestionados por el adjudicatario a través del proceso de selección.

La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 se rige por las 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, en conjunto con sus modificaciones y por las demás normas aplicables en esta materia.

Es decir, la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 no es un proceso licitatorio o proceso de contratación pública, mucho menos trae consigo la celebración de un contrato estatal, y en consecuencia, no le es aplicable la Ley 80 de 1993⁶.

⁶ Artículo 25 de la Ley 80 de 1993.



30. ¿Cuáles son los estudios ambientales para el gaseoducto que conectaría la planta Regasificadora del Pacífico con Yumbo?

Respuesta: La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 se rige por las 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, en conjunto con sus modificaciones y por las demás normas aplicables en esta materia.

Es decir, la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 no es un proceso licitatorio o proceso de contratación pública, mucho menos trae consigo la celebración de un contrato estatal, y en consecuencia, no le es aplicable la Ley 80 de 1993⁷. 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, como consecuencia de la aplicación del régimen aplicable a 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.

En este contexto, la UPME llevó a cabo la ingeniería conceptual del proyecto⁸, en donde se obtuvo entre otros productos los documentos: ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO⁹ y ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO¹⁰, los cuales suministran a todos los interesados información secundaria de referencia para el proyecto de la Infraestructura de Importación del Gas del Pacífico.

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

⁷ Artículo 25 de la Ley 80 de 1993.

⁸ 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.

⁹ 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

¹⁰ Documento: <https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/ALERTAS-TEMPRANAS.pdf>. Cartografía: <https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/PLANOS%20PDF%20CARTOGRAFIA%20SIG.zip>



de estudio analizada. Este es un documento ilustrativo para los Interesados, que no determina las condiciones ni los riesgos asociados a la ejecución de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

31. Por favor anexar los estudios del gasoducto Buenaventura –Yumbo.

Respuesta: La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 no es un proceso licitatorio o proceso de contratación pública y tampoco trae consigo la celebración de un contrato estatal, y en consecuencia, no le es aplicable la Ley 80 de 1993

Los informes presentados por el contratista en desarrollo de la Ingeniería conceptual contratada por la UPME para el gasoducto Buenaventura - Yumbo se encuentran publicados en el siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Gasoducto-Buenaventura-Yumbo.aspx>.

No obstante lo anterior, es oportuno reiterar que 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 adjudicatario 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 a que haya lugar con el fin de estructurar su propuesta.

32. ¿Favor entregar un estudio que mida los riesgos sociales, económicos y ambientales que podría conllevar a largo plazo la construcción de la Planta Regasificadora del Pacífico y del gasoducto buenaventura-yumbo?

Respuesta: Es oportuno recordar 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, se llevará a cabo a riesgo 100% del adjudicatario, 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, en el marco legal establecido por las 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 los Documentos de Selección del Inversionista, no existe, ni se requiere, que la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020, esté antecedida de la



medición de los riesgos y análisis propios de los contratos estatales a los que se refiere su solicitud.

33. ¿Cuál es la afectación del sector industrial con la importación de gas por Buenaventura? Simular el efecto tarifario comparado con la conexión de la oferta del norte del país a través de redes de gaseoductos.

Respuesta: Si bien no se cuenta con una estimación de la afectación del sector industrial con la importación de gas por Buenaventura, la UPME realizó el análisis en términos del beneficio costo 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 para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural en su capítulo 9.3¹¹ presenta un análisis que permite evaluar mediante el beneficio -costo cada servicio propuesto y, en particular, el beneficio - costo 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 realizado 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.

¹¹ https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf



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

Bajo los escenarios planteados, la relación beneficio – costo 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.

Tabla 9-8 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

Ahora bien, sobre los análisis de conexión de la oferta del norte del país mediante líneas de transporte de gas natural, en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural del 2016¹², la UPME presentó el análisis de los beneficios que se obtienen por seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al contar con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico frente a la posibilidad de ampliar la capacidad de importación de gas natural por Cartagena y conectar el mercado de la costa atlántica con la el interior del país.

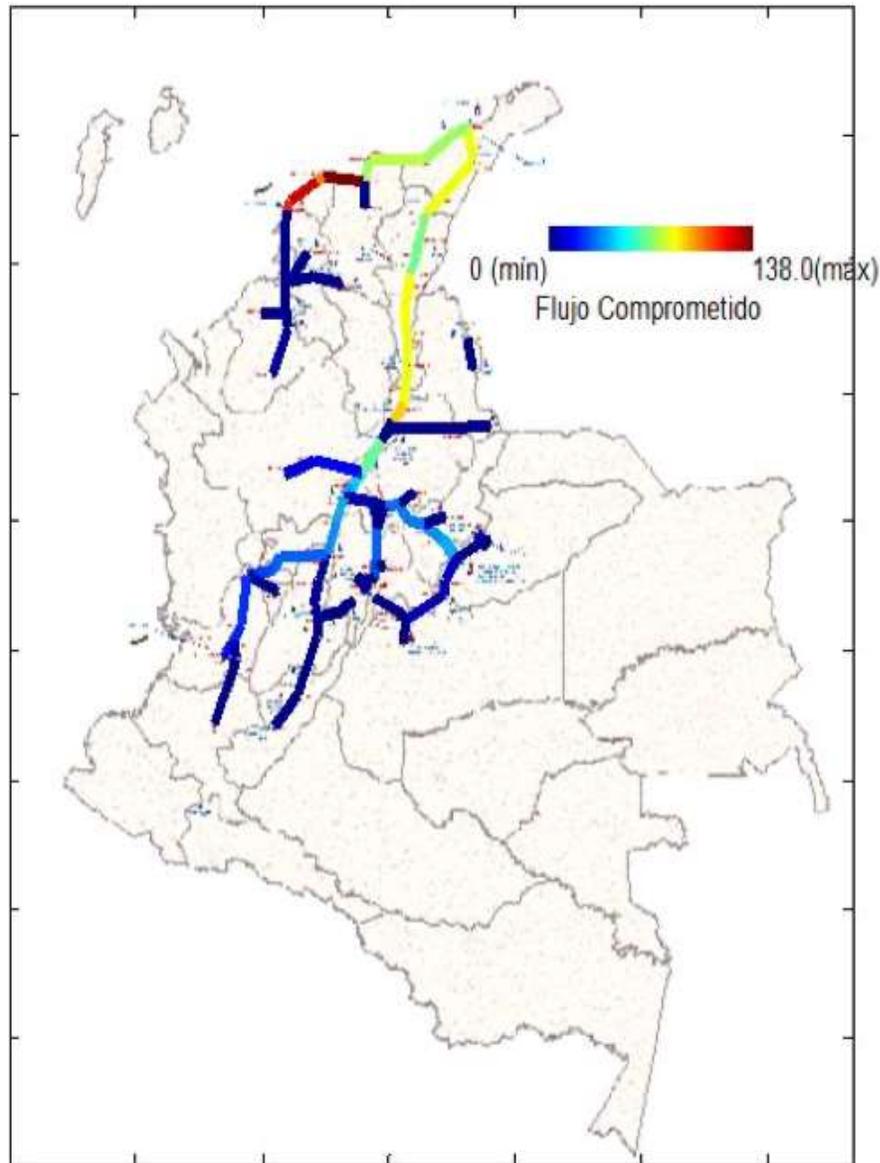
Los análisis realizados por la UPME identificaron que si se toma la decisión de ampliar la capacidad de importación de gas natural importado por Cartagena, esta obra de infraestructura trae consigo la necesidad de reforzar capacidad de transporte actual entre la Costa Caribe y el interior del País, para lo cual se analizaron dos opciones: i) la ampliación de la capacidad de transporte en el tramo Ballena - Barranca o ii) la construcción de un gasoducto entre Jobo y un punto en el tramo Sebastopol - Medellín. Esta opción incrementa la probabilidad de flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte en la zona norte de país que traerá como consecuencia demanda no atendida, tal como se presenta a continuación:

12

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



FLUJOS COMPROMETIDOS AMPLIACIÓN CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL POR CARTAGENA



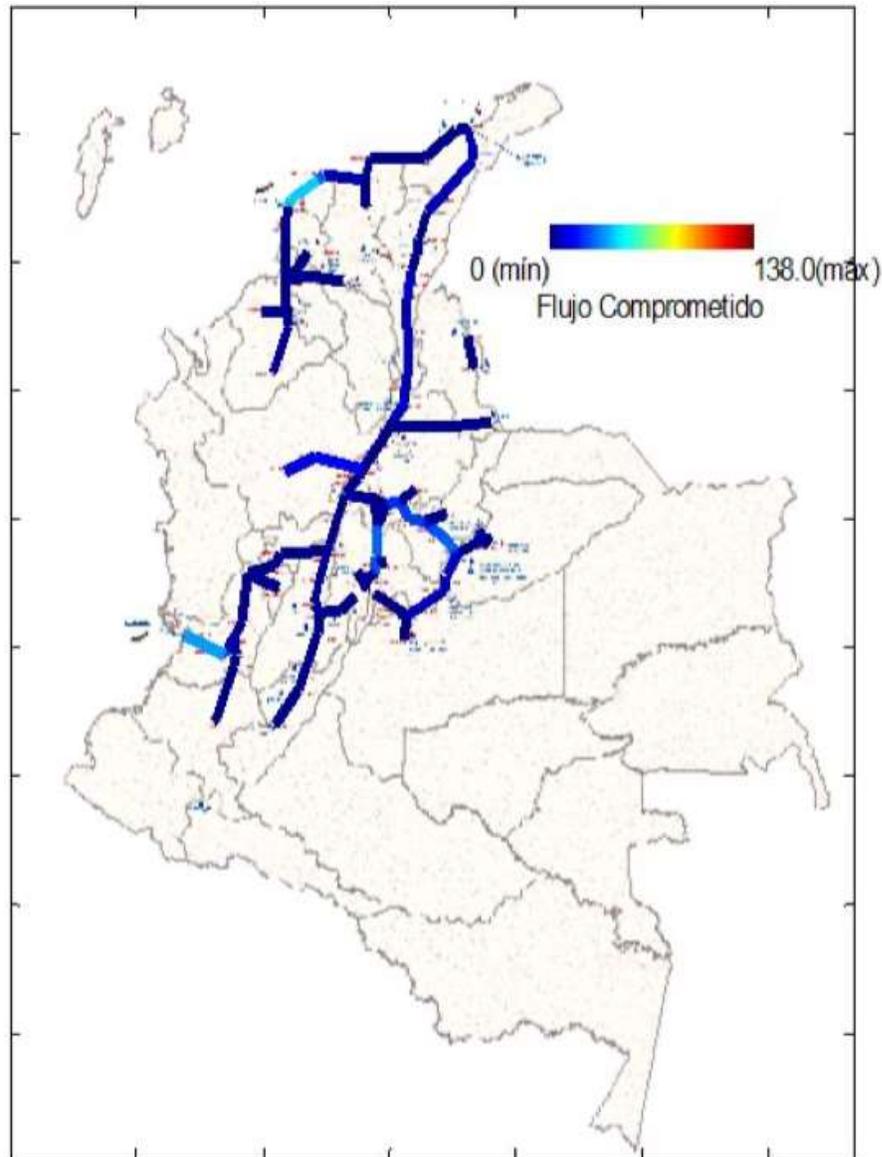
Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

El puerto de Buenaventura en el Pacífico colombiano es el puerto más cercano al sistema de transporte de gas natural. Este es un primer elemento para tener en cuenta como una posible ubicación para importar gas natural, e implica reducción de costos de infraestructura de transporte en la interconexión con el Sistema Nacional de Transporte. Por otra parte, la importación por Buenaventura reduciría el flujo de gas natural entre la Costa Atlántica y el interior del país aliviando la infraestructura de transporte actual en el norte del País.



El disponer de un puerto alternativo de entrada de gas natural al sistema diversifica el riesgo, de manera que los flujos comprometidos por fallas en los gasoductos y campos de producción, y en consecuencia el valor esperado de la demanda no abastecida del país baje, tal como se presenta a continuación

FLUJOS COMPROMETIDOS CON LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS DEL PACÍFICO



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

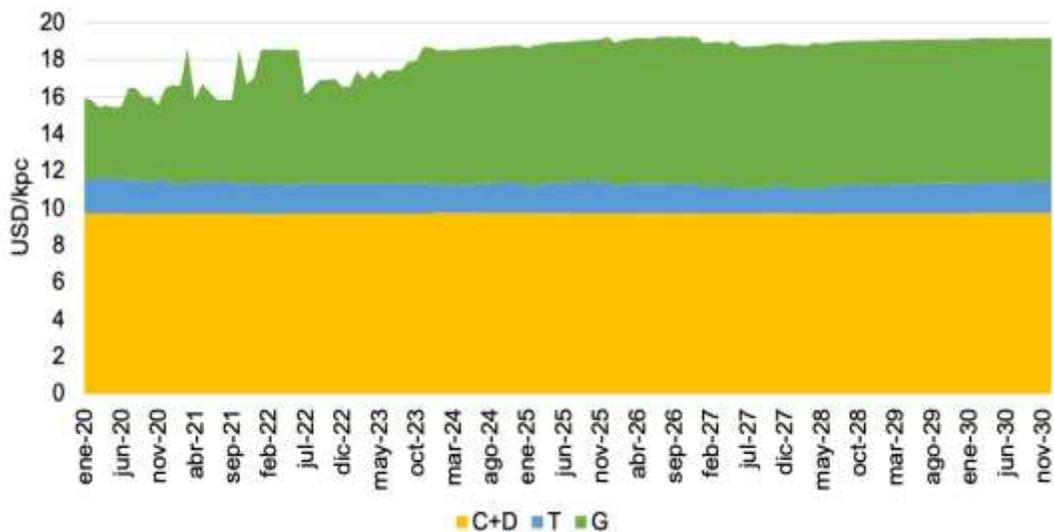
34. ¿Por favor detalle los incrementos tarifarios que van a tener los usuarios de las diferentes zonas del país, en caso de pasar de consumir gas natural local a gas importado por la Regasificadora de Buenaventura?



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. Se observa que el componente de producción (G) es aquel que más pesa, seguido del componente de Comercialización + Distribución (C+D).

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 2305 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.

35. ¿Por qué usuarios que no van a recibir el gas importado por Buenaventura deben asumir en su tarifa el costo de la construcción de esta infraestructura?

Respuesta: La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico es una obra identificada por la UPME y adoptada por el Ministerio de Minas y Energía como necesaria para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural en el país.

Si bien es cierto que existe la posibilidad de que un beneficiario no reciba moléculas físicas regasificadas desde Buenaventura por abastecimiento, desde el punto de vista de confiabilidad, toda la demanda nacional contará con un respaldo ante eventos de falla en el sistema y por consiguiente deberá ser objeto de cobro por ese respaldo que tendría bajo estas condiciones.

36. ¿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?

Respuesta: Adicional al establecimiento de la necesidad y de los beneficiarios propios del proyecto que hemos citado a lo largo del presente documento, debemos sumar que la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020 también se realiza en el marco de la Ley 142 de 1994, en donde se establece que la distribución de gas combustible es un servicio público domiciliario esencial, a ser regulado por la Comisión de Energía y Gas - CREG, especialmente, en materia tarifaria y además definiendo cuáles son las instancias de participación de la ciudadanía y demás interesados en la prestación de este servicio.

Para efectos de definir el pago, 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.

Respecto de la participación de las organizaciones civiles, consumidores y gobernantes, en el ámbito de sus competencias, la CREG realiza las consultas ciudadanas de los marcos tarifarios a aplicar.