

Sector:

Proyecto:

Decreto

Fecha inicio:

Fecha fin:

Gas

MATRIZ DE RESPUESTA A COMENTARIOS Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones"

20/1/2019

3/2/2019

No	Empresa	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado	Estado	Respuesta UPME
1	CANACOL	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	1.2	Resaltamos, principalmente que, dentro del Plan de Abastecimiento de Gas Natural que se adopta por el Proyecto de Resolución, en lo referente a los Balances de Oferta de Gas Natural, <u>la UPME omitió incluir dos proyectos</u> que en el momento se están adelantando y que pueden representar 200 MPCD adicionales. Entre estos proyectos desatendidos por la UPME se encuentra el que está en cabeza de Canacol que incluye destinar 100 MPCD adicionales al interior de país, <u>en el proyecto JOBQ – MEDELLÍN, el cual en su etapa de negociación de suministro presenta un avance del 80%</u>. Este proyecto es de gran importancia para la Nación, toda vez que permitirá suministrar gas natural proveniente de la costa caribe al departamento de Antioquia. Adicionalmente, tampoco ha sido incluido dentro de dicho documento propuesto, <u>el POZO ORCA – 1, el cual, según declaraciones de la Compañía ECOPETROL S.A., del 29 de enero de 2020, se espera que suministre gas natural a partir del año 2024. Gracias a este proyecto, la Nación podrá contar con 100 MPCD adicionales para el Balance de Oferta.</u> Añadido a lo anterior, nos permitimos expresar que para el país resulta mucho más eficiente abastecer la demanda del mercado de gas natural con su producción interna debido al aporte en impuestos, regalías, derechos económicos, dividendos, generación de empleo, desarrollo de las regiones y mejora en los precios, que terminan beneficiando a los consumidores, más aún, cuando se cuenta con 200 MPCD adicionales en proyectos, que en este momento la UPME no ha considerado.	Contestado	Agradecemos su comentario y compartimos lo manifestado en cuanto a que resulta mucho más eficiente abastecer la demanda del mercado de gas natural con su producción interna debido al reporte en impuestos, regalías, derechos económicos, dividendos, generación de empleo, desarrollo de las regiones y mejora en los precios, que terminan beneficiando a los consumidores. Sin embargo, a pesar de 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 ANH en el 2019 y las acciones adelantadas para adicionar volúmenes de gas natural provenientes de YNC no han sido suficientes. Por lo anterior, la UPME en ejercicio de sus funciones de planeador del sector energético ve la necesidad de contar con un punto de suministro de gas natural importado que de conformidad con los resultados de los análisis realizados el punto más óptimo es la Bahía de Buenaventura del Pacífico Colombia por menores costos de inversión frente a la construcción de una nueva interconexión costa interior en el tramo Barranca – Ballena y por brindar mayor confiabilidad del sistema al diversificar las fuentes de producción. Conforme a las reuniones sostenidas con los operadores en el 2019, la UPME pudo concluir que Canacol estimaba poner a la disposición de la demanda 100 MPCD a partir de diciembre de 2019 y 100 MPCD adicionales a partir de diciembre 2022 (destinados al departamento de Antioquia /interior del país tal como lo manifiesta en su comentario). Ahora bien, con respecto a los primeros 100 MPCD de diciembre 2019, en la fecha de análisis para la elaboración del Estudio Técnico, la producción real de Canacol en lo corrido del 2019 según reporte del Gestor del Mercado estaba en promedio en 130 GBTUD y la declaración de producción de Canacol se registró para los meses de diciembre 2019 y febrero de 2020 un potencial de producción de 240 GBTUD y 252 GBTUD. Teniendo en cuenta el comportamiento de la producción y el potencial de producción declarado, la UPME consideró que los 100 MPCD que Canacol manifestó colocar en el mercado a finales de 2019 ya se encontraban declarados y por consiguiente bajo este escenario fueron incluidos dentro de la planeación. Este fue el motivo por el cual no fueron incluidos dentro el escenario de oferta 2 del Estudio Técnico. En cuanto a los otros 100 MPCD que estiman poner a disposición de la demanda a partir de diciembre de 2022, se acepta el comentario, estos no se reflejan en el escenario de oferta 2 del Estudio Técnico. Por lo anterior, se ajustará el escenario de oferta 2 del Estudio Técnico versión Enero 2020 agregando a nombre de Canacol 100 MPCD a partir de diciembre de 2022. Por otra parte, las declaraciones de la compañía ECOPETROL S.A se realizaron el 29 de enero de 2020 y este Estudio Técnico tiene información con corte octubre 2019. En la nueva versión del Estudio Técnico versión 2020 la UPME analizará la viabilidad de identificar obras con expectativas de gas natural que no han sido registradas en la declaración de producción.
2	CANACOL	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	1.2	En el trabajo gremial en el que ha participado Canacol, <u>se ha evidenciado que los precios que maneja la UPME en los estudios para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, no concuerdan con la realidad del gas importado.</u> Utilizando el mismo procedimiento para la obtención de los precios, los resultados obtenidos, muestran que, para el <u>usuario final de ciudades capitales como Bogotá o Medellín, el precio de dicho gas importado será de USD 11.5 / MBTU y no USD 8.0 / MBTU como lo muestra la UPME</u>. Esto implicaría, en la realidad, un aumento de precios del 77% para Bogotá y del 45% para Medellín, contradiciendo los preceptos constitucionales y regulatorios que debe propender por aplicar la Unidad. Lo anterior, reduciría significativamente la demanda de gas en el interior del país, dado que esta es elástica en sectores como el industrial o el gas natural vehicular (que tanto se ha venido desarrollando en dichos territorios), situación que podría replicarse en todo el territorio nacional. Además, a lo largo del texto del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, no se evidencia de manera fehaciente cuál es la demanda que será atendida, o que esté dispuesta a contratar y pagar los servicios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, antes de que se inicie su ejecución. En este orden, dicha infraestructura afectaría en sobre medida a la población nacional toda vez que no le permitiría conocer previamente quiénes serían los verdaderos beneficiarios de una inversión que es excesiva y además ineficiente. Por lo anterior, se sugiere que la UPME complete el análisis con escenarios reales, que tengan en cuenta la elasticidad del gas natural, previo a que el Ministerio de Minas acoja el Plan de Abastecimiento propuesto.	Contestado	Los modelos utilizados por la UPME para los análisis de precios por regiones y que se presentan en el Estudio Técnico, contemplan que el beneficiario asuma el menor costo de producción y transporte mitigando la posibilidad de que no se presente la sustitución del energético. Ante la disponibilidad de una nueva fuente de gas para el país, los consumidores de cada región elegirán la fuente de gas que menores costos de suministro y transporte le representen, sin que necesariamente tengan que realizar sustitución de gas por otros energéticos. Adicionalmente, en el documento soporte de la proyección de demanda tenida en cuenta en los análisis del Estudio Técnico (http://www.sigp.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion_Demanda_GN_Ago_2019.pdf) se hacen unos ejercicios de sensibilidad al precio en el sector industrial (numeral 6) y un análisis de elasticidad precio – demanda (Numeral 8).

3	CANACOL	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	1.2	En el Plan de Abastecimiento de Gas Natural propuesto, se observa que la UPME plantea la <u>construcción de una planta de regasificación sin un gasoducto operativo al momento de la entrada en operación de la planta que permita transportar la gran cantidad de combustible que se pretende importar. Esta situación se encuentra reflejada en el numeral 1.2 del Proyecto de Resolución, en el cual la fecha de puesta en operación de la planta de regasificación corresponde al 31 de septiembre de 2023 mientras que la fecha de puesta en operación del gasoducto Buenaventura – Yumbo sería el 31 de enero de 2024.</u> Lo anterior presenta serios problemas en el orden de la ineficiencia de una planta que no tenga como transportar el gas natural regasificado para lo cual fue llamada a existir. Durante el tiempo en el que no se cuente con transporte por gasoducto con capacidad de 400 MPGD (proyecto que lleva 0% adelantado), se deberá transportar por carretera el gas natural licuado y regasificarlo en Yumbo. Para lo anterior, para transportar solo el 20% de la capacidad de la planta de regasificación propuesta, se necesitaría de aproximadamente 86 isotanques (con sus respectivos cabezotes) que transiten sin descanso la ruta para el suministro de dicho gas natural importado, representando una inversión de USD 500.000 por unidad de transporte, siendo esto inviable desde el punto de vista económico para nuestro país, además de ser un caos en el aspecto operativo. Esto, sin considerar las demoras a la que está expuesto un proyecto de esta envergadura, en un territorio difícil desde los ámbitos de tierras, social, comunidades y permisos medioambientales, los cuáles son obstáculos previsible para la oportuna entrada de dicha infraestructura. Tomando en cuenta que la única demanda que se va a beneficiar con la construcción de la infraestructura de importación de gas del Pacífico propuesta en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural en cuestión será la demanda termoeléctrica de los generadores térmicos del interior del país – producto de la reducción de la demanda tradicional de gas natural causada por la subida en los precios por la importación – el esquema de financiación de este proyecto debería ser similar al del proyecto de la planta de regasificación del Atlántico.	Contestado	Sobre tiempos de construcción de la Infraestructura de Importación y transporte virtual, las fechas de puesta en operación tienen en cuenta tiempos de licenciamiento y construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo, estos tiempos son resultado de la ingeniería conceptual contratada por la UPME. Si bien la ruta crítica está dada por el gasoducto, la Planta de Regasificación puede entrar en operación en una fecha anticipada a la del gasoducto en mención tal como se propone en el Estudio Técnico, aún más, cuando se abre la posibilidad que el buque FSRU o FSU podrá ser de nueva construcción o existente en el mercado procedente de otra localización donde haya prestado sus servicios previamente, o como resultado de una reconversión de un Buque Carrier de GNL en FSRU o FSU. No obstante lo anterior, se podrá modificar la FPO bajo los causales establecidos a través de los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 107 de 2017. Sin embargo, este aspecto será analizado por la UPME y el Ministerio en conjunto. Si bien es cierto que el transporte virtual de GNL entre Buenaventura y Yumbo representan unos costos adicionales o sobrecostos por la inversiones que se deben realizar, la UPME considera que esta alternativa es más económica frente a un racionamiento de gas natural en el País. Consideramos que estos sobrecostos son consecuencia de los retrasos presentados por las discusiones que se han presentado desde principios de 2017 por la construcción y puesta en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico que no han permitido cumplir con los cronogramas propuestos para la apertura de la convocatoria para seleccionar al Inversionista que lleve a cabo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de esta infraestructura. Adicionalmente, se espera que con este servicio de transporte virtual de GNL se abran nuevos nichos de mercado en aquellas poblaciones remotas que no cuentan con gas combustible contribuyendo con el aumento de la cobertura de este energético y mejorando la calidad de vida de los habitantes, adicionalmente, se estima la incursión del GNL en el sector transporte a partir del 2024, la proyección de demanda publicada en el Estudio Técnico tiene en cuenta este supuesto.
4	CANACOL	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	Último considerando	En lo que se refiere a la conclusión incluida en el último considerando del Proyecto de Resolución, en cuanto a que el mismo no requiere concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio, respetuosamente nos permitimos discrepar de la misma, toda vez que como antecedentes del proyecto de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, la CREG, a través del artículo 1 de la Resolución 113 de 2018, que modificó el artículo 5 de la Resolución 152 de 2017, estipuló que únicamente distribuidores, comercializadores y transportadores podrían participar en los procesos de selección del inversionista que ejecutaría la infraestructura de regasificación del pacífico, lo cual, en lugar de garantizar la competencia y el mercado, estaría creando un sistema discriminatorio contrario a la competencia, al excluir de participar en la misma a otros agentes como los Productores, de manera que no presente incidencia sobre la libre competencia.	Cambios	El presente proyecto de resolución, no establece ningún sistema discriminatorio de la competencia. Como bien lo señala CÁNACOL , es la Resolución CREG 113 de 2018, modificatoria de la resolución 113 de 2017, la que puede estar creando dicha situación, por lo que no se acoge el comentario.
5	ANDESCO	General		Destacar la importancia de la estructuración, adopción y seguimiento periódico al Plan Anual de Abastecimiento de Gas Natural - PAG, como un instrumento de planeación que busca garantizar el abastecimiento y confiabilidad de este combustible en el corto, mediano y largo plazo, a través de Infraestructura de suministro y transporte, en la medida en que las obras que se identifican en el mismo facilitan la ejecución de las inversiones requeridas.	Respuesta	Agradecemos comentario.
6	ANDESCO	Sobre la ejecución de los proyectos planteados		Con el fin de garantizar el abastecimiento y confiabilidad del energético, <u>venmos importante priorizar la ejecución de los proyectos que son necesarios para cumplir dicho objetivo en el corto plazo</u>	Respuesta	Agradecemos comentario.
7	ANDESCO	Sobre la ejecución de los proyectos planteados		Complementar el Plan con un análisis de alertas tempranas, orientado a proporcionar mayor certidumbre sobre el cumplimiento de las fechas de puesta en operación planteadas. Lo anterior, teniendo en cuenta que la gestión y trámites requeridos para los proyectos de infraestructura energética. <u>El análisis de alertas tempranas, con el enfoque de gestión de riesgos, permite la prevención a corto plazo, facilitando la toma de decisiones y ejecución de acciones para dar solución frente a un eventual retraso en los proyectos.</u> En concordancia con lo anterior, la entrada en operación de la infraestructura asociada a la importación de gas en el Pacífico toma mayor relevancia para garantizar el abastecimiento de la demanda doméstica bajo un escenario de declinación de las principales fuentes.	Contestado	La Planta de Regasificación y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo tienen el respectivo un análisis de alertas tempranas y las FPO propuestas incluyen los tiempos de licenciamiento y construcción. El documento de Alertas Tempranas de la Planta de Regasificación lo puede consultar en el siguiente link: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Alertas_Tempranas_Planta.pdf y el del Gasoducto Buenaventura – Yumbo en el siguiente link: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/ALERTAS-TEMPRANAS.pdf. Las demás obras aunque no cuentan con un análisis de alertas tempranas, la fecha de puesta en operación, es resultado del análisis de abastecimiento y confiabilidad por parte de la UPME que permite identificar la fecha en que la obra se requiere para cumplir con el objetivo. Así mismo, se tienen en cuenta los tiempos estimados de licenciamiento y construcción para cada una de las obras. No obstante lo anterior, se revisarán las fechas de puesta en operación de los proyectos IPATS y de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en la versión final del Estudio Técnico.
8	ANDESCO	Sobre la ejecución de los proyectos planteados		Entendiendo que la auditoría de cumplimiento de los proyectos está contemplada en la regulación, <u>sugerimos que la UPME publique de manera periódica los avances de los proyectos definidos en el Plan, con el fin de facilitar al sector conocer del desarrollo de los mismos.</u>	Contestado	Conforme a lo establecido en el artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017, el cual dicta que el auditor deberá radicar sus informes en las oficinas del Minenergía, SSPD, Fiducia y UPME. La regulación no contempla que estos informes sean publicados por parte de alguna de estas Entidades. Sin embargo, la UPME analizará la opción de publicar informes de avances generales conforme a su solicitud.
9	ANDESCO	Sobre la ejecución de los proyectos planteados		<u>Recomendamos respetuosamente al Ministerio de Minas y Energía que en la resolución que adopte el Plan se establezca que los proyectos identificados clasifican como Proyectos de Interés Nacional y Estratégico.</u> Lo anterior, dado que los Lineamientos de Política para el desarrollo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos , definen que, el Ministerio cabeza del sector administrativo en donde se encuentre el mayor alcance en el objeto propuesto con el desarrollo del proyecto (minas, energía, transporte, etc.), para este caso el Ministerio de Minas y Energía, deberá coordinar al interior de su sector, las iniciativas de proyectos de interés nacional y estratégicos que cumplan con los requisitos mínimos definidos en los lineamientos para ser clasificado como proyecto PINE, los cuales son: • Que aumente significativamente la productividad y competitividad de la economía nacional o regional. • Que genere impacto significativo a la creación de empleo directo o por vía de encadenamientos y/o la inversión de capital. • Que genere retorno positivo a la inversión y sea sostenible operacionalmente. • Que aumente la capacidad exportadora de la economía nacional. • Que genere ingresos significativos a la Nación y las regiones. • Que el alcance del proyecto contribuya al cumplimiento de las metas previstas en el PND. En razón a que los proyectos incluidos en el PAG cumplen más de uno de estos requisitos, solicitamos amablemente considerar la sugerencia planteada para resolución de adopción.	Contestado	De acuerdo con el documento Conpes 3762, el Ministerio deberá presentar para consideración los proyectos del sector, por lo anterior este ministerio evaluará su solicitud respecto a los proyectos aprobados por el plan de abastecimiento.

10	ANDESCO	Sobre proyectos planteados	los	Respecto a la <u>Infraestructura de Regasificación del Pacífico, con el fin de obtener mayor flexibilidad para los despachos intradiarios de energía eléctrica, vemos necesario que se definan características técnicas que permitan la regasificación del gas de acuerdo con los tiempos de aviso que se requieren y las cantidades mínimas para realizar dicha operación.</u>	Contestado	En el numeral 5.2.1 del Estudio Técnico se establecen las condiciones mínimas que se deben garantizar para brindar el servicio de regasificación, en éste se servicio se establece que el tiempo de arranque en frío, es decir de no estar en uso la Planta de Regasificación, debe ser no más de seis (6). Así las cosas, este es el tiempo máximo de arranque a tener en cuenta para los despachos intradiarios de energía eléctrica. Si la Planta de Regasificación se encuentra operando el tiempo máximo para llegar a su capacidad máxima de operación debe ser no más de una (1) hora.
11	ANDESCO	Sobre proyectos planteados	los	Sugerimos evaluar <u>otros proyectos que puedan aportar a la confiabilidad del sistema</u> , en procura de que la demanda cuente con un respaldo frente a un evento de falla, los cuales seguramente serán manifestados directamente por los desarrolladores de proyectos.	Contestado	En el Estudio Técnico versión enero 2020 se mencionan las obras que se encuentran en estudio o. análisis. Con estas obras se brinda seguridad de abastecimiento y confiabilidad al Sistema Nacional de Transporte y por ende a la atención plena de la demanda de gas natural en el país. En próximas versiones de Estudio Técnico se harán lo estudios pertinentes de seguridad de abastecimiento y confiabilidad en nuevos puntos de suministro de gas natural. Al respecto, es importante mencionar que estos análisis dependerán de la evolución de la materialización de las expectativas de oferta de gas natural onshore y offshore que se tienen en el mediano y largo plazo.
12	ANDESCO	Sobre proyectos planteados	los	Teniendo en cuenta que el pasado 10 de enero la UPME publicó el <u>Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural</u> a través de Circular Externa N°003 de 2020 y sobre el cual recibió comentarios hasta el 31 de enero, consideramos <u>pertinente articular los resultados del estudio definitivo con la Resolución</u> , en caso de que haya cambios que puedan influir en la propuesta del asunto.	Respuesta	Agradecemos su comentario. Al respecto, le informamos que el Minenergía y la UPME están trabajando en conjunto en la versión definitiva del Estudio Técnico y en la expedición de la Resolución de adopción.
13	ISAGEN	Fecha de puesta en operación: Planta de Regasificación del Pacífico y Gasoducto Buenaventura Yumbo	los	Artículo 1.1.2. <u>Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico</u> En el proyecto de resolución evidenciamos que <u>la fecha de puesta en operación prevista para la Planta de Regasificación del Pacífico es el 30 de septiembre de 2023 y para el Gasoducto Buenaventura – Yumbo es del 31 de enero de 2024, fechas que no son iguales en el sentido de que se trata del mismo grupo de infraestructura</u> . Por lo tanto, solicitamos que se ajusten dichas fechas para que los dos proyectos (suministro y transporte) entren en operación al mismo tiempo, 30 de septiembre de 2023, toda vez que son obras complementarias. Lo importante es que con esta implementación se garantice el abastecimiento de gas para el interior del país antes de que se presente un déficit en la oferta.	Contestado	Las fechas de puesta en operación tienen en cuenta tiempos de licenciamiento y construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo, estos tiempos son resultado de la ingeniería conceptual contratada por la UPME. Si bien la ruta crítica está dada por el gasoducto, la Planta de Regasificación puede entrar en operación en una fecha anticipada a la del gasoducto en mención tal como se propone en el Estudio Técnico, aún más, cuando se abre la posibilidad a de que el buque FSRU o FSU podrá ser de nueva construcción o existente en el mercado procedente de otra localización donde haya prestado sus servicios previamente), o como resultado de una reconversión de un Buque Carrier de GNL en FSRU o FSU. No obstante lo anterior, se podrá modificar la FPO bajo los causales establecidos a través de los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 107 de 2017. Una vez entre en operación la Planta de Regasificación y mientras entra en operación el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, la UPME considera que el transporte virtual de GNL es una solución temporal para que la demanda del suroccidente colombiano pueda acceder a los beneficios de esta Infraestructura. No obstante, se estima que esta solución puede ser a largo plazo una alternativa de abastecimiento del servicio de gas natural a aquellas poblaciones distantes que no cuenten con gas combustible mejorando la calidad de vida los habitantes.
14	VANTI	Proyectos considerados	los	Artículo 1 Consideramos <u>pertinente esperar a la publicación por parte de la UPME del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas definitivo</u> , ya que la publicación del pasado 9 de enero de 2020 fue para comentarios y en la versión definitiva podría haber proyectos adicionales, eliminados, o cambios en las características de los proyectos propuestos.	Respuesta	Ver respuesata comentario 12.
15	VANTI	Infraestructura de importación del Pacífico	los	Número 1.2 del artículo 1 En el caso de infraestructura de importación del Pacífico, vemos fundamental <u>que se considere como un único proyecto la instalación de la planta así como la construcción del gasoducto, y que cuenten con una única fecha de puesta en operación como se contempla en la Resolución 4006 de 2017</u> , en la medida en que el gasoducto es absolutamente necesario para la viabilidad de suministrar a la demanda hasta 400 MPCD.	Tema contestado	Ver respuesta comentario 13
16	VANTI	Trazabilidad de los proyectos	los	Por otra parte, entendiendo que la auditoría de cumplimiento de los proyectos está contemplada en la regulación, sugerimos que la <u>UPME publique de manera periódica los avances de los proyectos definidos en el Plan</u> , con el fin de facilitar al sector conocer del desarrollo de los mismos, considerando que si miramos las fechas de la Res 4 0006 de 2017 se ampliaron considerablemente en el tiempo.	Tema contestado	Ver respuesta comentario 8.
17	CENIT	Considerando	los	Considerando, Hoja 2 Párrafo 4. En la publicación del documento: “ <i>Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural</i> ” por parte de la UPME y los lineamientos expuestos, se debe tener en cuenta que en el tema del Desarrollo de Infraestructura de importación que con los escenarios de oferta y demanda que se plantean por parte de la UPME en el estudio mencionado, basados en las declaraciones oficiales de producción, no hay duda que el país requiere fuentes adicionales de suministro; en consecuencia <u>apoyamos el desarrollo de otras fuentes alternas de importación, pero consideramos que debe eliminarse cualquier barrera regulatoria para la participación de todos los agentes en el desarrollo de este tipo de infraestructuras –como las que le aplican al Grupo Empresarial Ecopetrol y sus filiales, pues esto permitiría que el mercado por sí mismo busque alternativas costo eficientes apalancados en infraestructura, derechos de vía, licencias ambientales y etc. ya existentes, que no necesariamente requieren de estampillamiento o cargos regulados para su desarrollo</u> , abriendo el mercado a soluciones más expeditas y económicamente más competitivas, lo cual traería beneficios para el país y al consumidor final.	Contestado	Agradecemos su comentario y su apoyo al desarrollo de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.
18	CENIT	Considerando	los	Considerando, Hoja 2 Párrafo 4. En la publicación del documento: “ <i>Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural</i> ” por parte de la UPME y los lineamientos expuestos, se debe tener en cuenta que <u>se deben dejar abiertas alternativas de importación de gas que ya cuenten con infraestructura in situ, y que permitan a futuro la posibilidad de modelos alternos de importación gradual, que admitan un menor costo de inversión, manejo de activos bajo arriendo u propiedad, y garantía de suministro a menor costo.</u>	Contestado	El Párrafo 1 del artículo 4 del Decreto 2345 de 2015 establece que el plan de abastecimiento no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el SNT previo cumplimiento de la normatividad vigente. Es este mismo sentido, se puede entender que un agente privado puede realizar inversiones para otras alternativas de importación de gas natural.
19	CENIT	Considerando	los	Considerando, Hoja 2 Párrafo 5. Se menciona en el párrafo enunciado: (...) “ <i>Que de conformidad con las bases del Plan Nacional de Desarrollo aprobado mediante la Ley 1955 de 2019, específicamente en lo relacionado con la puesta en operación del proyecto la planta de regasificación en el Pacífico, en los objetivos y estrategias para aprovechar los mercados energéticos internacionales, se estableció como parte del Pacto Por los Recursos Minero-Energéticos para el Crecimiento Sostenible y la Expansión de Oportunidades que: “[s]e continuará con el proceso de elaboración y publicación de los términos definitivos para el desarrollo de este proyecto, incluyendo la asignación de riesgos en cada una de sus fases.(...)”</i> ” Para ello, <u>se debe tener en cuenta que el uso de la infraestructura de importación tiene varias consecuencias que requieren ser analizadas detalladamente. Por un lado, con el mecanismo de remuneración previsto para esta planta (toda la demanda no térmica), se generan asimetrías entre los dos esquemas de importación de gas, pues la planta Regasificadora del Caribe está siendo apalancada en un 50% por la demanda térmica beneficiaria de esta infraestructura</u> . Una asimetría de esta naturaleza distorsionaría el mercado eléctrico, al configurarse un subsidio artificial entre los 2 mecanismos. Por otro lado, respecto a los precios de gas natural en el Pacífico y al costo de su transporte hacia los sitios en que estarían localizados los beneficiarios reales, <u>es posible que la industria no haga uso de la capacidad de regasificación, pues es más eficiente el uso de energéticos sustitutos</u> . El uso de los proyectos de abastecimiento y confiabilidad por parte de la demanda depende de una decisión racional en función del costo de oportunidad del sustituto, por lo cual, no se podría afirmar que todos los usuarios conectados al Sistema Nacional de Transporte SNT de gas serán beneficiarios de la infraestructura, hecho que modifica sustancialmente los resultados del cálculo de la estampilla. Finalmente <u>consideramos necesario mencionar los impactos en los contratos vigentes de transporte de gas debido a los cambios de flujo en el SNT por efecto de la incorporación de la infraestructura de regasificación</u> , y su impacto en las tarifas de los usuarios finales. <u>Para ello, se hace necesario tener en cuenta en la determinación de riesgos por fases del proyecto, que estos considerandos sean tenidos en cuenta.</u>	Contestado	En relación a la posible sustitución del energético, los modelos utilizados por la UPME para los análisis de precios por regiones y que se presentan en el Estudio Técnico, contemplan que el beneficiario asuma el menor costo de producción y transporte mitigando la posibilidad de que no se presente la sustitución del energético. Ante la disponibilidad de una nueva fuente de gas para el país, los consumidores de cada región elegirán la fuente de gas que menores costos de suministro y transporte le representen, sin que necesariamente tengan que realizar sustitución de gas por otros energéticos. Adicionalmente, en el documento soporte de la proyección de demanda tenida en cuenta en los análisis del Estudio Técnico (http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion_Demanda_GN_Ago_2019.pdf) se hacen unos ejercicios de sensibilidad al precio en el sector industrial (numeral 6) y un análisis de elasticidad precio – demanda (Numeral 8).

20	CENIT	Considerando	Considerando, Hoja 2 Párrafo 5.	Se menciona en el párrafo enunciado: (...) "Que de conformidad con las bases del Plan Nacional de Desarrollo aprobado mediante la Ley 1955 de 2019, específicamente en lo relacionado con la puesta en operación del proyecto la planta de regasificación en el Pacífico, en los objetivos y estrategias para aprovechar los mercados energéticos internacionales, se estableció como parte del Pacto Por los Recursos Minero-Energéticos para el Crecimiento Sostenible y la Expansión de Oportunidades que: "[s]e continuará con el proceso de elaboración y publicación de los términos definitivos para el desarrollo de este proyecto, incluyendo la asignación de riesgos en cada una de sus fases.(...)". Para ello, se debe tener en cuenta que 'través del Decreto 2345 de 2015, por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, el rector de la política energética del país estableció los lineamientos para aumentar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de un servicio público esencial como el gas natural, a fin de garantizar su prestación continua, ininterrumpida y eficiente; así mismo dispuso que para fines estadísticos y de planeación del Sector, <u>la UPME debería establecer los costos de racionamiento por clase de usuario y para varios periodos de duración</u> (numeral 2.2.2.44 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 7 del Decreto 2345 de 2015), <u>y dispuso para efectos de la metodología de remuneración que todos los usuarios deberán remunerar los proyectos de los que sean beneficiarios, y que ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento. Este costo de racionamiento captura la disposición a pagar y capacidad de sustitución de los diferentes agentes que hacen parte de la demanda, sin embargo, no se emplea todo el potencial que esta herramienta ofrece.</u> En efecto, la UPME en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural únicamente segmenta los beneficiarios de la infraestructura por región. Si bien consideramos que es oportuno realizar esta segmentación por región, no es la única característica por la que se debieran segmentar los agentes. <u>Una lectura integral de las disposiciones normativas aquí descritas muestra que para el formulador de la política, es evidente que existen diferencias entre los usuarios del servicio público de gas natural, razón por la cual introduce reglas para distinguir sus efectos ante situaciones de desabastecimiento</u> (cálculo del costo de racionamiento por usuario y periodos de duración), y la manera de mitigarlos mediante la remuneración de la infraestructura de abastecimiento y confiabilidad por parte de toda la demanda bajo la condición que ningún usuario pague un costo superior a su costo de racionamiento. Estas disposiciones muestran la clara intención de individualizar los efectos por tipo de usuario, por lo que así debe reflejarse tanto en el análisis beneficio/costo, como en la comprobación de que la remuneración por parte de la demanda no sea superior a su costo de racionamiento. En este sentido, identificamos la necesidad de complementar el Capítulo 6 del documento "Estudio Técnico Para El Plan De Abastecimiento De Gas Natural" - Análisis económicos de las obras de infraestructura, en el sentido de modificar el costo	Contestado	En relación a lo manifestado de que la UPME debía establecer los costos de racionamiento por clase de usuario y para varios periodos de duración, 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 estimó la disposición a pagar de los usuarios de los servicios de energía eléctrica y gas natural para no tener un corte del servicio. Así mismo, el estudio permitió desarrollar un aplicativo para, mediante un ejercicio de optimización, 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. Utilizando la información de costos de racionamiento, en el Estudio Técnico, se realizó la evaluación económica de la infraestructura que contiene la evaluación de beneficios y la estimación de los costos de infraestructura de las obras propuestas. Para su solicitud de complementar el Capítulo 6 del estudio técnico, procedemos a analizar el tema y de considerarlo a lugar se harán los ajustes respectivos en la versión final del Estudio Técnico.
21	CENIT	Artículo 1	Artículo 1. 1.1. Proyectos embebidos en un sistema de transporte: iii) Bidireccionalidad Barranquilla Ballena	En el marco de lo expuesto en la evaluación por confiabilidad del numeral 6.5.1 del documento publicado por la UPME: "<i>Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural</i>", <u>se asume un evento de falla en el campo productor Cusiana/Cupiagua que impediría la atención de la demanda del interior, por lo que se supliría con gas de la Costa Caribe</u>. Al respecto, el balance regional de la Costa Caribe detallado en la gráfica 30 de este documento muestra superávit de abastecimiento solo hasta enero de 2024, por lo que a partir de aquel momento materialmente no le es posible suplir la demanda del interior ante un evento de confiabilidad sin desatender su demanda natural (Región Caribe); elemento que, entre otros, debe formar parte de los criterios de implementación de los planes de abastecimiento. Las inversiones a desarrollar en el marco del aseguramiento del abastecimiento y la confiabilidad del gas natural, deben ejecutarse conforme a los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, particularmente lo referente a la eficiencia económica (numeral 87.1), y la imposibilidad de trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, como la que se presentaría con la reversión Barranquilla - Ballena, sin la previa disposición de abastecimiento excedentario regional. En este sentido el costo estimado de la demanda no atendida mostrada en el numeral 6.5.1 del documento, solo debería considerar el periodo en el que efectivamente la Costa Caribe puede atender eventos de confiabilidad del interior (hasta enero de 2024), y no los 20 años que hoy soportan dicho cálculo. Las soluciones de confiabilidad como la aquí descrita necesariamente requieren de capacidad de abastecimiento excedentaria, bien sea por producción propia o mediante la incorporación de infraestructura de importación que asegure su suministro de largo plazo y al mismo tiempo permita la atención de eventos de confiabilidad.	Contestado	La UPME considera que se puede mantener el supuesto más allá del 2024, lo anterior, teniendo en cuenta que existen grandes expectativas de producción de gas natural en onshore y offshore (cuenca sinú) que permitirían utilizar esta obra no solo en condiciones de confiabilidad sino también en condiciones de abastecimiento. Así mismo debe tenerse en cuenta que los supuestos de oferta del estudio técnico incluyen inyección de gas en Cartagena, recurso que deberá ser de origen nacional o importado.
22	ENEL			<u>se incorporen en la resolución definitiva los diferentes cronogramas que detallen para cada obra los diferentes hitos o etapas importantes de cada una.</u> Para así tener certeza y poder realizar un mejor análisis y seguimiento en la ejecución de cada una de estas y de las posibles consideraciones que puedan ocasionar retrasos o avances en la fecha final esperada de puesta en marcha de cada proyecto necesario	Contestado	No se acepta comentario, la Resolución definirá para cada proyecto la FPO. El cronograma de cada proyecto es responsabilidad de cada incumbente y deberá estar ajustado a la FPO. Sobre este tema, es oportuno mencionar que la UPME tiene como función seleccionar el inversionista que lleve a cabo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y es función de este inversionista, conforme a su experiencia y análisis realizados, determinar y/o establecer cada una de las actividades a desarrollar en su cronograma para cumplir con las fechas de puesta en operación aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. Por otro lado, de conformidad con el artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017 es función del Auditor, seleccionado por la UPME y remunerado por el Inversionista seleccionado, realizar el seguimiento del cronograma de la curva S y de las condiciones técnicas establecidas para el proyecto. Ver respuesat comentario 8.
23	ENEL			recomendamos respetuosamente que en la resolución definitiva <u>se establezca que los proyectos identificados corresponden a Proyectos de Interés Nacional y Estratégico</u> : PINE, soportado lo anterior a que estos proyectos cumplen con los requisitos mínimos y lineamientos de política definidos para su desarrollo.	Tema contestado	Ver respuesat comentario 9.
24	ENEL			Reconocemos por último el esfuerzo e interés que el Ministerio ha demostrado y la importancia que le ha otorgado al sector de gas natural para garantizar en el corto, mediano y largo plazo la confiabilidad y el abastecimiento, y en ese sentido escuchar a los diferentes actores de la cadena, para que así desde la política se identifiquen y prioricen la ejecución de las obras sin sesgo alguno que el país necesita y se logren materializar y poner en funcionamiento para beneficio del país de manera definitiva y concreta	No requiere respuesta	Agadecemos comentario.
25	PROMIGAS	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	Artículo numeral 1.2	1. Necesidad de incorporar a la ANH para la proyección de oferta de gas nacional.	Tema contestado	Durante el 2019, la UPME llevó a cabo diferentes sesiones de trabajo con la ANH y el MinEnergía en relación con el tema objeto de su comentario. Adicionalmente, el MinEnergía esta llevando a cabo un estudio de oferta el cual consideramos brindará elementos importantes para la planeación.

26	PROMIGAS			Desestimación de oferta anunciada por productores sin indicar criterios utilizados.	Respuesta	Al respecto, es importante mencionar que la UPME al momento de realizar el balance volumétrico de gas natural con el cual se determina la fecha a partir de la cual se presenta desabastecimiento y se realizan los análisis de seguridad de abastecimiento y confiabilidad que identifican las obras de infraestructura, tiene como insumos principales en la oferta la información oficial de la declaración de producción reportada por los productores al Ministerio de Minas y Energía y en la demanda el último escenario medio de proyección elaborado por la UPME. Lo anterior se refleja en el Balance 1 del Estudio Técnico versión enero 2020. En la oferta no se incluye ninguna expectativa de oferta de gas nacional ya sea onshore (YNC, CBM o áreas asignadas del PPA) o offshore, por cuanto se adiciona incertidumbre al análisis y como es conocido, estos recursos podrían ser declarados por los operadores, solamente una vez se constata la viabilidad técnica y económica de los proyectos. La nueva información de estos proyectos, de considerarlo necesario, será incluida dentro de la versión 2020 del Estudio Técnico que se encuentra en elaboración. No obstante lo anterior, la UPME se encuentra revisando la posibilidad de incluir dentro de la planeación expectativas de producción local de gas natural que tengan un alto grado de certeza de materialización y que no requieran mayores inversiones para que estas corrientes estén disponibles en el mercado, que de considerarlo viable, serán incluidas como oferta adicional a la declarada en el Estudio Técnico versión 2020 que se encuentra actualmente en elaboración.
27	PROMIGAS			Ausencia de estudio o consideraciones de elasticidad precio de la demanda.	Tema contestado	Ver respuesata comentario 2.
28	PROMIGAS			Senda ascendente de demanda frente incrementos de precio por entrada de gas de importación e inversiones en infraestructura de USD700MM (presupuesto +/-40%).	Tema contestado	Ver respuesata comentario 2.
29	PROMIGAS			Utilización de elevado costo de racionamiento que permite justificar el beneficio de las obras.	Tema contestado	Ver respuesta comentario 20.
30	PROMIGAS			Comprometida viabilidad constructiva en la zona de Buenaventura, donde existen antecedentes como el desistimiento por parte de EPSA, del proyecto de una línea de transmisión que luego de 4 años de planeación tuvo que ser abandonado por la ocupación intencional sobre el trazado de la línea por parte de comunidades del área de influencia.	Respuesta	Ver respuesta comentarios 3, 7 y 9.
31	PROMIGAS			Diferentes fechas de puesta en operación entre la planta y el gasoducto, bajo el supuesto de transporte de gas por medio de cisternas, sin análisis de la factibilidad y eficiencia económica de esta alternativa.	Tema contestado	Ver respuesta comentario 13.
32	PROMIGAS			Antes de adoptar el proyecto de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico solicite a la UPME ajustes y profundización en los análisis contemplados en el estudio técnico del Plan de Abastecimiento 2020.	Respuesta	El Estudio Técnico es claro en los supuestos y escenarios contemplados bajo el criterio de la UPME para ratificar las obras de infraestructura que ya habían sido adoptadas por el Minenergía a través de la Resolución 40006 de 2017. Es importante mencionar que cada agente podrá tener sus criterios para definir los análisis tendientes a identificar la necesidad o no de las obras identificadas en el Estudio Técnico y cualquier variación en los supuestos de entreda generaría una modificación en la salida, sin embargo, bajo los escenarios y supuestos plasmados en el Estudio Técnico la UPME ratifica la necesidad de estas obras para garantizar las premisas del Decreto 2345 de 2015 de seguridad de abastecimiento y confiabilidad para el sector de gas natural.
33	PROMIGAS			Con los anuncios de nueva oferta para el 2024 de Canacol y Ecopetrol-Orca con 100MPCD cada uno, con la entrada en operación de bidireccionalidad Barranquilla-Ballena por 170MPCD entre 2022 y 2023 y con la viabilidad de un proyecto para ampliación de la capacidad actual de la planta de regasificadora de Cartagena entre 130 y 250MPCD a partir de 2025, se podría postergar el déficit entre 2 y 4 años (2026-2028). Estas alternativas generarían un menor costo para el país y maximizaría el uso de la infraestructura de transporte existente. Postergar el déficit permitiría tomar decisiones de inversión con mayor grado de certidumbre, así como dar un compás de espera al desarrollo de la producción nacional de gas offshore o fuentes no convencionales de gas.	Tema contestado	Se ratifica que a la fecha la UPME lleva a cabo la planeación con la información oficial disponible que para la oferta corresponde a la Declaración de Producción. Ver respuesta comentario 26.
34	PROMIGAS			Teniendo en cuenta que la UPME plantea que la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se requiere principalmente para abastecimiento y que se utilizará en un 80%, se sugiere implementar un proceso de Open Season que reflejaría la necesidad e intención de contratación de la demanda frente a la obra, partiendo del precepto de que toda cantidad o volumen que sea realmente requerido para abastecimiento debe ser remunerado por aquella demanda que usará la infraestructura.	Respuesta	La Infraestructura de Importación no tiene un esquema de remuneración de Open Season en donde se tiene que demostrar la demanda para remunerar el proyecto de inversión. La remuneración es un Ingreso Anual Esperado el cual deberá reflejar la totalidad de la inversión y gastos AOM (Artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017). Los beneficiarios de la Infraestructura de Importación, es decir toda la demanda nacional conforme a lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, deberá remunerar IAE en su totalidad al adjudicatario independientemente su nivel o porcentaje de uso.
35	PROMIGAS	Proyecto Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena y Proyecto Interconexión Barranquilla – Ballena con Barrancabermeja	Artículo numeral 1.1	1. El documento propone que las fechas de entrada en operación de estos proyectos son diciembre 31 de 2021 y enero 31 de 2021 respectivamente, ante esto se reitera, tal como se ha hecho en comunicaciones anteriores, que el tiempo esperado de ejecución es de 2 años aproximadamente, una vez estén aprobados los trámites ambientales por la autoridad competente y las inversiones por la CREG, hitos que a la fecha no han ocurrido.	Tema contestado	Se harán los análisis respectivos para no entorpecer las fechas de entrada en operación propuesta en el Estudio Técnico.
36	PROMIGAS			El proyecto incluido en la versión 2020 difiere del incluido en el plan de 2016, en lo que se refiere a condiciones de capacidad y presiones, por lo que se hace necesario remitir a la UPME y la CREG las nuevas estimaciones de inversión y escenarios operacionales, para lo cual estaremos a la espera de la adopción del proyecto por parte del Ministerio. Es importante aclarar que el proyecto propuesto por la UPME asume que los 170MPCD están puestos en Barranquilla para ser transportados desde allí hasta Ballena.	Respuesta	Se acepta su comentario sobre lo mencionado en que se hace necesario remitir a su Unidad y a la CREG las nuevas estimaciones de inversión y escenarios operacionales, para lo cual estaremos a la espera de la adopción del proyecto de resolución por parte del Ministerio. Ver respuesta comentario 35.
37	PROMIGAS			Asimismo, recomendamos al Ministerio que los proyectos que sean adoptados se declararen como Proyectos de Interés Nacional y Estratégico, PINES para facilitar su ejecución.	Tema contestado	Ver respuesta comentario 9.
38	TGI	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	Artículo numeral 1.2	1. Para la Planta de Regasificación, recomendamos considerar que para cumplir la fecha de entrada en operación propuesta, la publicación de los pliegos definitivos debe realizarse antes de finalizar el primer trimestre de 2020, ya que estimamos un tiempo para la preparación de la oferta de nueve (9) meses como mínimo, tiempo que demandará la realización de los estudios. Para el proyecto del gasoducto de Buenaventura a Yumbo, la publicación de los pliegos definitivos es más apremiante, puesto que su ejecución tomará más tiempo, dado que al ser una infraestructura lineal, es necesario adelantar consultas previas, DAA, EIA, obtención de la licencia ambiental, negociación de predios, fabricación de Tubería y equipos de larga entrega (trampas y válvulas), construcción de accesos y cruces especiales (Subfluviales, Carreteras, Vías Férreas), entre otros.	Tema contestado	En el 2019 la UPME y el MinEnergía trabajaron conjuntamente para llevar a cabo dos actividades necesarias antes de proceder con la apertura oficial de la convocatoria. Estas actividades corresponden a: i) Elaboración y publicación del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y ii) Modificación de la Resolución Minenergía 40006 de 2017. Las actividades en mención se llevaron a cabo en el mes de enero 2020 y deben surtir el debido proceso de recepción y respuesta a comentarios antes de su versión definitiva. En este orden de ideas, y dependiendo de la evolución de las actividades que se deben llevar a cabo antes de la expedición definitiva del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y expedición de la Resolución Modificatoria de la 40006 de 2017, la UPME estima abrir oficialmente la convocatoria en el primer semestre del 2020 y realizar la selección (adjudicación) del inversionista en el primer trimestre de 2021. En cuanto a la coordinación en la construcción y desarrollo de los proyectos de la Planta de Regasificación del Pacífico, Gasoducto Buenaventura – Yumbo y la Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita, nos permitimos aclarar que de estas tres (3) obras, la Plan de Regasificación del Pacífico es la única que tiene una fecha de puesta en operación diferente con respecto a los otros dos (2) proyectos. Una vez entre en operación la Planta de Regasificación y mientras entra en operación el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, la UPME considera que el transporte virtual de GNL es una solución temporal para que la demanda del suroccidente colombiano pueda acceder a los beneficios de esta Infraestructura. No obstante, se estima que esta solución puede ser de mediano y largo plazo para llevar el servicio de gas natural a aquellas poblaciones distantes que no cuenten con gas combustible mejorando la calidad de vida los habitantes.

39	TGI			El Gobierno Nacional como las autoridades locales deben acompañar el desarrollo de estos proyectos para facilitar su etapa constructiva; para lo cual proponemos que se adelanten las gestiones pertinentes para que los proyectos antes mencionados sean seleccionados como Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINE), por su alto impacto económico y social. De igual manera se designe un gerente de proyecto en el Ministerio, quien sea el contacto directo entre el inversionista, el Gobierno Nacional y las autoridades locales.	Tema contestado	Ver respuesta comentario 9.
40	TGI			De igual manera, se sugiere que se designe un gerente de proyecto en el Ministerio, quien sea el contacto directo entre el inversionista, el Gobierno Nacional y las autoridades locales.	Respuesta	El Ministerio realizará el seguimiento continuo a la ejecución del proyecto y la coordinación con las autoridades locales y nacionales.
41	TGI	Proyectos IPAT de interior del país:	Artículo numeral 1.1	1. En general, se hace necesario que la UPME al determinar las fechas de entrada de operación de cada proyecto, considere además del tiempo de ejecución, los tiempos que maneja la CREG para calcular el valor eficiente y la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a cada proyecto (Artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017). Por lo que se sugiere indicar la fecha de entrada en operación según los tiempos de ejecución del proyecto, desde la expedición de la resolución CREG que contenga la valoración mencionada, estos tiempos de ejecución son los siguientes: -Bidireccionalidad Yumbo Mariquita: 28 meses. -Ampliación Capacidad de transporte ramal Jamundi: 24 meses. -Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday: 30 meses.	Respuesta	Ver respuesta comentario 35.
42	TGI			En relación con proyecto Bidireccionalidad Ballena – Barrancabermeja, es fundamental unir los dos sistemas Costa e Interior de manera rápida y prioritaria, ya que esto facilitará el acceso a nuevas fuentes para cada mercado. De igual manera vemos necesario manifestar que ante la situación crítica que se pueda presentar en el año 2024, obligará a las demandas esenciales a buscar el suministro en el mercado nacional, esto es especialmente importante para las poblaciones que se conectan directamente en el tramo Ballena - Barrancabermeja como Valledupar, quienes podrían encontrar suministro ya sea en la costa atlántica o en el interior, siendo fundamental para ello que este activo sea reconocido para abastecimiento.	Respuesta	El Estudio Técnico publicado por la UPME especifica que el proyecto IPAT Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena es una obra de Abastecimiento y Confiabilidad (tabla 4).
43	TGI			Adicional a los proyectos propuestos, es importante y crítico incluir por confiabilidad una segunda entrada a Bogotá y La Sabana, que sea un respaldo para la ya existente.	Contestado	Compartimos lo manifestado en la relación a la necesidad de incluir por confiabilidad una segunda entrada a Bogotá y la Sabana. Esta obra está siendo analizada por la UPME y será mencionada en una próxima versión del Estudio Técnico.
44	GEB	Documento estudio técnico	Precio de GNL en Colombia	Con relación a los precios presentados en la Tabla 1 "Rango costos licuefacción, transporte marítimo y regasificación", consideramos que estos son elevados para las características de la planta de regasificación del Pacífico y las dinámicas del mercado de LNG actual, con lo cual, bajo condiciones de contratación que garanticen una demanda base y continua de la Planta, el precio final del gas regasificado al cual podrían acceder los usuarios oscilaría entre 4.5 y 5.5 USD/MBTU.	Respuesta	Los valores relacionados en la tabla 1 del Estudio Técnico versión enero 2020 son valores de referencia tomados por la UPME de las fuentes internacionales de información IHS, Kogas y Oxford Institute. Con base en esta información se realizó un ejercicio académico para estimar una banda de costos del GNL puesto en Buenaventura. Los valores relacionados en la tabla 1 del Estudio Técnico son valores de referencia tomados por la UPME de las fuentes internacionales de información IHS, Kogas y Oxford Institute. Con base en esta información se realizó un ejercicio académico para estimar una banda de costos del GNL puesto en Buenaventura. No obstante lo anterior, es importante mencionar que no desconocemos lo manifestado en su comentario en relación a que estos valores pueden variar según la fuente de procedencia, volúmenes licuados y volúmenes regasificados.
45	GEB		Gasoducto virtual temporal	Dada la diferencia en las fechas de entrada en operación de la Planta de Regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo, consideramos que es viable y conveniente incluir dentro del Plan la definición de una solución temporal de gasoducto virtual, con transporte terrestre de LNG, para aprovechar los servicios de la planta en escenarios de alta demanda por parte del sector eléctrico y refinerías, puesto que además de ser una alternativa comúnmente usada en el mundo, sólo implicaría un costo adicional de 0.01 USD/MBTUD por el tiempo que se utilice y es una solución más eficiente técnica y económicamente en comparación con llevar combustibles líquidos vía terrestre.	Respuesta	Ver respuesata comentario 13.
46	GEB		Oportunidad en la implementación del PAG	Queremos llamar la atención sobre el tiempo que ha tomado la decisión final de las medidas que garanticen la confiabilidad y abastecimiento de gas natural en el país, lo cual ha postergado en años la entrada en operación de las facilidades de importación, en un contexto de agotamiento de las reservas que empieza a ser ya crítico. Consideramos que este tipo de demoras en la implementación de medidas, que han sido identificadas de una manera técnicamente responsable, puede llevar al país a asumir sobrecostos o correr riesgos innecesarios de abastecimiento. Según un estudio realizado por la firma PHC, el no contar con la Planta de Regasificación del Pacífico, antes del año 2025 le podría costar al país más de 501 mil millones de pesos anuales.	Respuesta	Compartimos lo manifestado en comentario. Al respecto, es oportuno mencionar que las discusiones que se han generado alrededor de la construcción y puesta en operación de no solo la Infraestructura de Importación si no de todas las obras adoptadas en la Resolución 40006 de 2017 del Minenergía han ocasionado retrasos afectando drásticamente las fechas de entrada en operación adoptadas en la Resolución en mención. No obstante lo anterior, la UPME en este último año y medio ha ratificado en diferentes escenarios que para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del sector de gas natural, el país requiere de un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo con la última información disponible y los análisis realizados esto se logra con un punto de gas natural importado a través de una planta de regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura con sus obras asociadas como lo son el gasoducto entre Buenaventura – Yumbo y la Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita. Ver respuesat comentario 38.
47	ALCANOS	Proyecto Mariquita Gualanday	Artículo numeral 1.1	1. La Resolución 4006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, adoptó el Plan Transitorio propuesto por la UPME y sus siete obras particulares, entre las cuales se encontraba la obra "Construcción Loop 10" Mariquita Gualanday", en el dueto Mariquita Gualanday con una longitud aproximada de 150 kilómetros y fecha de entrada en operación enero de 2020; a la fecha actual, dicha obra aún se encuentra en análisis por parte de la CREG. La UPME ha publicado recientemente el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, en el cual plantea obras necesarias para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto y mediano plazo. Propone la obra "Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday 20 MPD" e indica en el numeral 9.6 del documento que "la opción de una estación de compresión intermedia entre ambos nodos resultaría suficiente para tal cometido". Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., como distribuidor incumbente en la zona, que atiende la demanda de los departamentos de Tolima, Huila y Caquetá, manifiesta estar de acuerdo con lo propuesto por la UPME y considera que esta iniciativa es la adecuada para garantizar la atención de la demanda proyectada. Por lo tanto, solicitamos se derogue parcialmente la resolución 40006 de 2017 en el inciso iv. artículo 1 "Construcción loop 10", Mariquita Gualanday".	Respuesta	Este proyecto de Resolución busca derogar la Resolución 40006 de 2017.
48	FRONTERA	Proyectos de transporte	Artículo numeral 1.1	1. Los nuevos proyectos de transporte deben tomar en cuenta la entrada de producción de gas de los bloques identificados como prospectivos en gas, así como su futura conexión a los mercados. Actualmente los bloques del VIM (a manera de ejemplo) requieren ser considerados como futuros usuarios de infraestructura de transporte en el mediano plazo para su conexión con la demanda. En tal sentido, los proyectos de transporte previstos en el plan de abastecimiento deberían incluir esta necesidad ya identificada e incluir dentro de los proyectos de transporte, la construcción de infraestructura de conexión que facilite la entrada de la producción nueva de estos bloques al mercado nacional. Se sugiere que dicha infraestructura agrupe a los bloques en un pool que a su vez sea conectado al SNT. La aplicación de esta recomendación ayudaría en la toma de decisiones al interior de las compañías productoras, ya que la construcción de gasoductos individuales de conexión al SNT, de 50 a 100 kilómetros de longitud, representan grandes esfuerzos individuales que podrían agruparse logrando mayores eficiencias económicas, en beneficio del país. Lo anterior, todo bajo un enfoque que permita al productor concentrarse en su actividad de exploración y producción, mientras que actividades como el transporte, las lleven a cabo los agentes a quienes les corresponda, de forma que se viabilicen los proyectos.	Respuesta	Agradecemos su comentario y se pone en conocimiento de la UPME para que se adelanten los estudios respectivos.