

Numeración	Empresa	Pregunta o consulta	Respuesta UPME
1	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	¿Me podrían indicar que información necesitarían de nuestra parte para efectuar el registro de Fisterra Energy como interesado?	<p>Enviar al correo de la Convocatoria (<a href="mailto:convocatoriasgasnatural@upme.gov.co">convocatoriasgasnatural@upme.gov.co</a>), nombre de la Persona jurídica o natural, correo electrónico de notificación, teléfono de contacto. Además, para el caso de personas jurídicas nombre del representante legal.</p> <p>Se modifica el numeral 3.7 de los DSI actualizados, mismos que se publican a la par de este documento.</p>
2	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	<p>La referencia en los DSI establece que "El pago del IAE del Adjudicatario será recaudado a través de la tarifa del servicio público de GN." Rogamos mención de cuáles son los principales transportadores responsables de recaudar, y transferir al adjudicatario, el valor de los pagos de los beneficiarios de este proyecto según el volumen estimado de gas adquirido por estos. Rogamos que nos proporcionen un porcentaje indicativo de la demanda atendible por cada transportista sobre el total de la capacidad anual de la planta.</p>	<p>Los agentes Transportadores que actualmente operan en Colombia son: Progasur, Promigas, TGI, Transcogas, Transmetano, Transoccidente y Transoriente. (<a href="https://www.cnogas.org.co/asp/enlaces.asp?id=27&amp;ids=6">https://www.cnogas.org.co/asp/enlaces.asp?id=27&amp;ids=6</a>)</p> <p>Actualmente, el porcentaje de participación de cada uno de estos agentes para efectos de pago al Adjudicatario está siendo analizado por la CREG y será publicado oportunamente.</p> <p>Se aclara que en todo momento el Adjudicatario tendrá el derecho de recibir el 100% del IAE conforme a las reglas establecidas en la regulación y los DSI.</p> <p>La UPME de acuerdo con las funciones asignadas determinó los beneficiarios del Proyecto que pueden ser consultados en el siguiente link:  <a href="https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Abastecimiento_confiabilidad_Ponderado.xlsx">https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Abastecimiento_confiabilidad_Ponderado.xlsx</a></p>
3	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos ampliación de la cuantía de la garantía bancaria, que garantiza el pago del IAE del Adjudicatario mencionado en este párrafo de los DSI y que es definida en el Proyecto de Resolución N° 702 005, Artículo 17. j) Párrafo 1, a una garantía de vigencia anual a favor del adjudicatario por el ciento por ciento del valor de doce (12) IMT, que corresponde a cada	<p>No se acepta el comentario.</p> <p>Se aclara que es responsabilidad de cada Transportador emitir, mantener vigente y renovar la garantía de manera anual de acuerdo con la regulación como parte de sus obligaciones. Adicionalmente, en caso de ser ejecutada, cada Transportador deberá reponerla hasta por el monto original, cuantas veces sea necesario.</p> <p>El IMT oficializado para el Adjudicatario por parte la CREG a través de Resolución correspondiente, será recaudado por los Transportadores, quienes a su vez lo cobran a través de la tarifa del servicio público de</p>

		transportador, en lugar del valor de dos (2) IMT actuales.	<p>gas natural a toda la demanda nacional beneficiaria de este proyecto. En este sentido, cada Transportador recaudará mes a mes el IMT para transferirlo al Adjudicatario.</p> <p>Cualquier incumplimiento de la regulación por parte de alguno de los Transportadores dará origen a una actuación administrativa por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD.</p> <p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación a la propuesta regulatoria CREG 702-005 la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
4	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor indiquen las medidas disponibles en caso de que algún transportador no renueve la garantía bancaria, que garantiza el pago del IAE del Adjudicatario mencionado en este párrafo de los DSI y que es definida en el Proyecto de Resolución N° 702 005, Artículo 17. j) párrafo 1, de manera anual tras su ejecución en el año anterior por incumplimiento de pago.	Ver respuesta número 3.
5	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor indiquen las medidas disponibles para garantizar el pago al adjudicatario en el caso de que algún transportador no renueve la garantía bancaria, que garantiza el pago del IAE del Adjudicatario mencionado en este párrafo de los DSI y que es definida en el Proyecto de Resolución N° 702 005, Artículo 17. j) párrafo 1, de manera anual. Por ejemplo: si a un transportador se le ejecuta la garantía en el año anterior por incumplimiento de pago, ¿cómo se garantizará que repague los montos a deber (si son mayores a dos meses) y renueve la garantía al año siguiente y año tras año? Rogamos que, si no existe, se	Ver respuesta número 3.

		incluya un mecanismo para garantizar los pagos al adjudicatario año tras año.	
6	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos aclaración de cuándo y cómo se determinará la entidad responsable del suministro del GNL a regasificar por la planta una vez esta entre en operación comercial. Así mismo, rogamos aclaración sobre que ente público será responsable de determinar cuál será dicha entidad.	<p>La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la responsable de establecer los mecanismos de comercialización del GNL y el gas regasificado proveniente de la IIGP. Esta entidad será determinada en una regulación posterior que se publicará por la CREG oportunamente.</p> <p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación a la propuesta regulatoria la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
7	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos aclaración sobre qué pasaría si la suma de la demanda atendible en cada nodo de SNT se redujera, debido a la ampliación de otra regasificadora existente o por cualquier otro motivo, y la demanda proyectada atendible por el proyecto no fuera cubierta en su totalidad. En este caso no se recaudaría la totalidad de del valor de los pagos que se han de trasferir al adjudicatario según lo establecido en el Proyecto de Resolución N° 702 005, Artículo 17. a) iii. Por favor indiquen si nuestro entendimiento es erróneo o por favor resuelvan el riesgo de demanda para que no sea un riesgo del adjudicatario.	<p>Se aclara que la demanda no representa un riesgo ya que en todo momento el Adjudicatario tendrá el derecho de recibir el 100% del IAE conforme a las reglas establecidas en la regulación y los DSI, independientemente del número de beneficiarios del Proyecto.</p>
8	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	En relación a las compensaciones mencionadas en esta referencia, y definidas en el Proyecto de Resolución N° 702 005, Artículo 18, por favor confirmar si, en el caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea posterior a la FPO aprobada por el MME pero el porcentaje de inversión realizado y verificado en la misma fecha de la FPO sea igual o mayor al	<p>No es correcto su entendimiento.</p> <p>Ya que por un lado el Artículo 18 del Proyecto de Resolución contempla los escenarios de indisponibilidad una vez que ha entrado el Proyecto en operación; y por el otro, en el caso de que se hubieran iniciado los pagos por una extensión de la FPO aprobada por el MME y que cumplan con lo establecido en el Artículo 12 del Proyecto de Resolución, si a la FPO aprobada por el MME el Adjudicatario no iniciara la operación del Proyecto los pagos serían suspendidos.</p>

		80%, la compensación por indisponibilidad de la planta será igual a cero.	
9	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor indicar el mínimo porcentaje de inversión realizado y verificado en la misma fecha de la FPO por debajo del cual el adjudicatario dejará de recibir el valor de los pagos IAE a fecha de FPO y posteriormente.	El Artículo 18 del Proyecto de Resolución contempla los escenarios de indisponibilidad una vez que ha entrado el Proyecto en operación; y por el otro, en el caso de que se hubieran iniciado los pagos por una extensión de la FPO aprobada por el MME y que cumplan con lo establecido en el Artículo 12 del Proyecto de Resolución, si a la FPO aprobada por el MME el Adjudicatario no iniciara la operación del Proyecto los pagos serían suspendidos.
10	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor confirmar que los valores de pago de IAE OM en pesos se actualizarán mensualmente con la variación del IPC del mes anterior al mes de prestación del servicio, respecto del IPC del mes de diciembre que sirvió de referencia para ofertar los valores del IAE OM.	El IAE AOM es parte del IAE TOTAL. La actualización IAE TOTAL se hará conforme a lo establecido en el artículo 17 del Proyecto de Resolución.
11	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos confirmación sobre la necesidad de que el Inversionista tenga una sociedad con domicilio en Colombia para la presentación de la oferta.	Para la presentación de las ofertas a la convocatoria pública UPME GN No. 001 de 2022, los proponentes que lo hagan pueden o no contar con domicilio en Colombia.
12	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos aclaración sobre la posibilidad de modificar un consorcio, añadiendo o excluyendo miembros de este, antes de la presentación de la oferta o antes del inicio de construcción del proyecto.	Los Proponentes que se presenten como Consorcios solo están obligados a entregar el acuerdo consorcial (incluyendo sus miembros y porcentaje de participación) con la presentación de la oferta.  En cumplimiento con lo solicitado en el Formulario 4 de los DSI, los Proponentes que se presenten como Consorcio se comprometen a constituirse como Empresa de Servicios Públicos con los miembros y porcentajes de participación previstos en el acuerdo consorcial presentados en la Oferta.

13	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos aclaración sobre si se ejecutará la garantía de cumplimiento, en su parte correspondiente, en el caso de que no se pueda cumplir con los plazos límite de cumplimiento de Obtención de Derechos de Propiedad, Permisos y licencias para conexiones, y Concesión portuaria por causas ajenas al Inversionista (por ejemplo retrasos administrativos etc...).	<p>La ejecución de la garantía está ligada a un retraso general del 50% del Proyecto o al abandono de la ejecución del Proyecto.</p> <p>El no cumplimiento de los hitos de la Curva S se tomará en cuenta para el cálculo del retraso correspondiente, cuando estos incumplimientos no sean derivados de Fuerza Mayor, caso fortuito o causa extraña y hubieran derivado en una modificación de la FPO aprobada por el MME de conformidad a lo establecido en el Artículo 22 del Proyecto de Resolución.</p>
14	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos que no se considere como retraso cualquier dilación de la ejecución de los trabajos en el tiempo ocasionada por prohibiciones o trámites ambientales y administrativos relacionados con la ejecución de los trabajos en zonas de manglar protegidas.	El retraso en la ejecución de los trabajos será parte del cálculo para la ejecución de la garantía de cumplimiento, excepto cuando estos incumplimientos sean derivados de Fuerza Mayor, caso fortuito o causa extraña y hubieran derivado en una modificación de la FPO aprobada por el MME de conformidad a lo establecido en el Artículo 22 del Proyecto de Resolución.
15	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos que el valor de la garantía de cumplimiento esté limitada a cuarenta (40) millones de dólares.	<p>No se acepta la solicitud.</p> <p>El monto de la garantía de cumplimiento está definido en el numeral 3.4 del Anexo 3 del Proyecto de Resolución. Por lo tanto, teniendo en cuenta que su comentario hace relación al Proyecto de Resolución, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
16	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos que se permita la cesión parcial del proyecto siempre y cuando esta no suponga un cambio en la entidad con participación mayoritaria.	<p>El Artículo 15 del Proyecto de Resolución y el numeral 13.1 de los DSI, regulan la cesión de los derechos y obligaciones del Adjudicatario, no de las participaciones accionarias o consorciales de los accionistas o miembros del Proponente.</p> <p>Entendemos que su pregunta hace referencia que miembros o accionistas del Adjudicatario puedan ceder su participación en el mismo sin que haya un cambio de Adjudicatario. Al respecto, los Proponentes deben tener en cuenta que los Consorcios se comprometen a constituirse como Empresa de Servicios Públicos con los miembros y porcentajes de participación previstos en el acuerdo consorcial presentados en la Oferta, de conformidad a lo establecido en el Formulario 4 de los DSI.</p>

17	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos que se permita la cesión completa del proyecto sin contar con la aprobación previa de la UPME una vez el proyecto haya entrado en operación comercial.	<p>El Artículo 15 del Proyecto de Resolución y el numeral 13.1 de los DSI, regulan la cesión de los derechos y obligaciones del Adjudicatario, no de las participaciones accionarias o consorciales de los accionistas o miembros del Proponente.</p> <p>En este sentido, la cesión de los derechos del Adjudicatario deberá cumplir con lo establecido en las normas citadas y demás normas aplicables.</p>
18	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos que en caso de eventos de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Causa Extraña se continúe transfiriendo los pagos correspondientes al adjudicatario en lugar de incrementar el "Periodo Estándar de Pagos" por los días de duración de dicho evento.	Entendiendo que la consulta se refiere al literal c) del Artículo 18 del Proyecto de Resolución, la UPME entiende que el Adjudicatario tiene el derecho de cobrar las indisponibilidades causadas por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Causa Extraña una vez que preste el servicio por el periodo que estuvo indisponible. Esta regla está en proceso de consulta por parte de la CREG, la decisión definitiva quedará incorporada a los DSI.
19	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos aclaración sobre si el inversionista recibirá apoyo por parte de la MME o la UPME para la obtención de las licencias y servidumbres necesarias para el proyecto.	<p>La obtención de las servidumbres, Derechos de Propiedad, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción son responsabilidad del Adjudicatario/Inversionista.</p> <p>El Adjudicatario/Inversionista podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía la inclusión de la IIGP como Proyecto de Interés Nacional y Estratégico (PINES) de conformidad con los DSI y la Normatividad Aplicable.</p>
20	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos aclaración sobre el término "Proyectos de Infraestructura". Rogamos que se amplíe la definición de este término para incluir únicamente proyectos de infraestructura gasista (regasificadoras, gaseoductos, ciclos combinados etc...). Rogamos confirmación de que la localización de dicha infraestructura para la "Evaluación de Experiencia" debe de haber sido realizada únicamente en países de América del Sur y América Latina.	<p>No se acepta la solicitud.</p> <p>La exigencia de acreditación de experiencia en proyectos de infraestructura está contemplada en el Artículo 6 del Proyecto de Resolución. Por lo tanto, teniendo en cuenta que su comentario hace relación al Proyecto de Resolución, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>

21	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor indiquen de quien será la propiedad de los activos de la infraestructura de importación de gas del pacífico una vez finalice el "Periodo Estándar de Pagos".	Una vez concluido el PEP los activos de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico seguirán siendo propiedad del Adjudicatario.
22	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	En el Documento de Selección del Inversionista (DSI), se indica que el plazo de ejecución para FPO es de 58 meses dese la selección del inversionista (apartado 2.2), y por otro lado se mencionan unos hitos de la curva de la S referenciados a la adjudicación del IAE (6.1). ¿Qué plazo se baraja desde la selección del inversionista hasta la adjudicación del IAE?	Teniendo en cuenta que su comentario está relacionado con la Oficialización del IAE a través de la Resolución CREG correspondiente, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.
23	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos indiquen quienes son los actuales propietarios de los cinco polígonos mencionados en el documento de Análisis Área de Estudio Preliminar y Alertas Tempranas, y si dicha propiedad es privada o pública	LA UPME no cuenta con la información solicitada.  El documento de alertas tempranas suministra información de referencia para el Proyecto. El objeto de este documento es dar a conocer a los Inversionistas interesados un análisis preliminar de las componentes bióticas, abióticas y sociales dentro del área de estudio definida por la UPME. Así mismo, es un documento ilustrativo para los proponentes, que no determina las condiciones para la ejecución del Proyecto, toda vez que los proponentes basarán sus propuestas en sus propios análisis, estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones y consultas ante las autoridades, asumiendo en su integridad los riesgos inherentes al mismo.

24	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Rogamos indiquen si es posible considerar emplazamientos alternativos a los cinco polígonos indicados en el documento de Análisis Área de Estudio Preliminar y Alertas Tempranas, o es necesario restringirse a dichas ubicaciones	<p>Es responsabilidad del Adjudicatario/Inversionista conforme a los resultados de su ingeniería básica y detallada determinar la ubicación de la Planta de Regasificación siempre y cuando se encuentre ubicada en la Bahía de Buenaventura en el Valle del Cauca y se conecta al gasoducto Buenaventura - Yumbo. Independientemente de la ubicación y las definiciones técnicas del Proyecto, el Adjudicatario deberá garantizar la prestación de los servicios asociados del numeral 2.1 del anexo 1 de los DSI.</p> <p>Se reitera que la información presentada en el documento de alertas tempranas es de referencia para el Proyecto y que no determina las condiciones para su ejecución.</p>
25	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor indiquen si se ha realizado algún estudio previo de trazado del gasoducto. Indicar también si se conocen los propietarios de los predios afectados.	<p>Es responsabilidad del Adjudicatario/Inversionista realizar todas las acciones y trámites que permitan la construcción y puesta en operación del Proyecto, incluyendo, pero sin limitarse a: elaboración de diseños (trazados y ubicación), gestión de predios, obtención de permisos y licencias o permisos ambientales, obtención de concesión portuaria, gestión del contrato de interconexión del gasoducto al SNT, consultas previas, y en general todas las actividades, licencias, permisos, autorizaciones, consentimientos y trámites necesarios para llevar a cabo el Proyecto.</p> <p>En el siguiente link podrá encontrar el estudio de alertas tempranas del gasoducto. Sin embargo se reitera que este documento es de referencia y es responsabilidad del Adjudicatario/Inversionista llevar a cabo todos los análisis correspondientes para llevar a cabo la construcción y puesta en operación del Gasoducto Buenaventura-Yumbo.</p> <p><a href="https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Gasoducto-Buenaventura-Yumbo.aspx">https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Gasoducto-Buenaventura-Yumbo.aspx</a></p>

26	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Indiquen por favor si está prevista la conexión para suministro eléctrico de las instalaciones desde alguna subestación existente. En caso afirmativo, si dicha subestación y la línea asociada cuentan con capacidad suficiente o es necesario algún tipo de refuerzo.	El diseño, definición y obtención de todos los suministros necesarios para el proyecto son responsabilidad del Adjudicatario.
27	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Indiquen por favor si está prevista la infraestructura para abastecimiento de agua de refrigeración a las instalaciones portuarias.	Ver respuesta número 26.
28	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Indiquen si existe algún requisito de componente nacional en el monto total de la inversión, ya sea en el suministro de equipos o en las empresas involucradas en la ejecución del proyecto.	Los DSI no contemplan requisitos de componente nacional en el monto total de la Inversión.
29	Fisterra Energy Filial del Grupo Inversor Blackstone	Por favor indiquen si es posible licitar los trabajos correspondientes exclusivamente a la terminal de regasificación o al gasoducto, o por el contrario es necesario ofertar ambos alcances de manera conjunta.	Es responsabilidad del Adjudicatario la ejecución total del Proyecto conforme a la definición de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico de los DSI que incluye ambas obras: la Planta de Regasificación y el Gasoducto.
30	Fast Markets	Vi la licitación para la construcción la Planta de Regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura - Yumbo y quisiera saber las especificaciones técnicas de la tubería (longitud, diámetro, espesor de pared, grado de acero) que van a usar para la construcción del gasoducto Buenaventura - Yumbo.	El diseño, definición y suministro de todos los suministros del Proyecto son responsabilidad del Adjudicatario/Inversionista.]

31	Energica LLC	[Esta empresa manifestó interés en el proceso y no presentó ninguna consulta]	NA.
32	Worley	Manifestando nuestro gran interés en participar en el proceso de selección de la referencia, muy amablemente les solicitamos extender el plazo para el envío de consultas sobre los términos de referencia del mismo, para el próximo 8 de julio de 2022.	De conformidad con lo establecido en el numeral 4 de los DSI, se va a realizar una segunda sesión de consultas y respuestas. Agradecemos remitir sus comentarios a más tardar en la fecha indicada.
33	Hoegh LNG AS	Por que el valor maximo de adjudicacion se establecera (parágrafo 2 del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017) despues de que las ofertas han sido entregadas y no antes de esto de acuerdo al numeral 4 del DSI?	<p>El Valor Máximo de Adjudicación será determinado por la CREG con base en la información que suministre la UPME, y que en ningún caso contiene los valores registrados por ninguno de los Proponentes en la Propuesta Económica (Sobre No. 2)</p> <p>El Valor Máximo de Adjudicación será entregado a la UPME a través de la plataforma tecnológica en un archivo electrónico protegido antes de la apertura de las ofertas en Audiencia Pública de Apertura y Lectura de los Sobres No. 2.</p> <p>Ni la UPME ni la CREG tienen acceso al contenido de la Propuesta Económica (Sobre No. 2) hasta la Audiencia Pública de Apertura y Lectura de los Sobres No. 2.</p>
34	Hoegh LNG AS	Si la UPME decide (acorde con las facultades conferidas por las leyes locales) pero no se obliga hacia el Inversionista entonces quien sera la contraparte con obligaciones correspondientes de pago?	<p>El IMT oficializado para el Adjudicatario por parte la CREG a través de Resolución correspondiente, será recaudado por los Transportadores, quienes a su vez lo cobran a través de la tarifa del servicio público de gas natural a toda la demanda nacional beneficiaria de este proyecto. En este sentido, cada Transportador recaudará mes a mes el IMT para transferirlo al Adjudicatario.</p> <p>Cualquier incumplimiento de la regulación por parte de alguno de los Transportadores dará origen a una actuación administrativa por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD.</p> <p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación al Proyecto de Resolución, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>

35	Hoegh LNG AS	Por favor confirmar que no existen restricciones para que una empresa proveedora de FSRU apoye a más de un consorcio proponente como proveedora de servicios técnicos especializados (sin necesidad de entrar como parte en dicho consorcio o integrar una unión temporal).	Es correcto su entendimiento, no existen restricciones para que una empresa proveedora de FSRU apoye a más de un Consorcio proponente como proveedora de servicios técnicos especializados (sin necesidad de entrar como parte en dicho Consorcio o integrar una unión temporal).
36	Hoegh LNG AS	Porque se debe presentar IAOU por separado para la Planta de Regasificación y un IAEO para el Gasoducto Buenaventura – Yumbo si la adjudicación se hace para la sumatoria de estas ofertas? Cual es el propósito?	La información desagregada de los valores serán considerados posteriormente por la CREG, en caso de ser necesario, para la regulación de acceso a los servicios asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, de conformidad con el Artículo 7 del proyecto de resolución CREG 702-006 (en consulta).
37	Hoegh LNG AS	La porción a ser pagada en pesos colombianos puede estar basada en un monto equivalente en USD y sujeta a la tasa cambiaria aplicable en el momento del pago?	La porción establecida dentro de la oferta en pesos será actualizada conforme a lo establecido en el Artículo 17 del Proyecto de Resolución.
38	Hoegh LNG AS	La remuneración en dólares está limitada a 42% y según los términos debe corresponder a un valor único. Este valor no puede tener una variación anual para ajustes por inflación (u otros incrementos en costos)?	La porción establecida dentro de la oferta en dólares será actualizada conforme a lo establecido en el Artículo 17 del Proyecto de Resolución.
39	Hoegh LNG AS	De acuerdo al artículo 7 de la Resolución CREG 152 de 2017 la oferta debe presentarse desagregada. Significa esto que la remuneración se hará de acuerdo con estos valores o la sumatoria de los valores?	La remuneración del IAE corresponderá al oficializado al Adjudicatario por parte de la CREG mediante la resolución respectiva y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 9 del Proyecto de Resolución.  De conformidad con el Artículo 7 del proyecto de resolución CREG 702-006 (en consulta), la información desagregada de los valores serán considerados posteriormente por la CREG, en caso de ser necesario, para la regulación de acceso a los servicios asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

40	Hoegh LNG AS	El periodo dado para subsanar documentos internacionales de 5 días es muy corto teniendo en cuenta que es necesario incluir traducciones certificadas.	No se acepta el comentario.
41	Hoegh LNG AS	En caso de retraso por fuerza mayor se podría ajustar el FPO y también el PEP (plan estándar de pagos)?	De conformidad al Artículo 22 del Proyecto de Resolución, los retrasos derivados por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Causa Extraña podrán generar una modificación de la FPO, en todo caso esta deberá ser aprobada por el MME.  Teniendo en cuenta que su comentario hace relación al Proyecto de Resolución, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.
42	Hoegh LNG AS	24 horas sin incluir tiempos de conexión y desconexión aun esta por encima de lo técnicamente posible para descarga de un cargamento de 200,000 m3. La actividad de transferencia requieren de enfriamiento de mangueras e incremento progresivo del flujo al comienzo de la descarga, así como de la reducción progresiva del flujo y purga de mangueras al final de la misma. Asumiendo un flujo máximo de 9000 m3/hr y presiones idóneas en los tanques de metaneros, se necesitarían al menos de 30 horas para cumplir con la descarga (excluyendo atraque/amarre del metanero, reunión previa, conexión/desconexión de mangueras y desamarre del metanero). Para lograr el flujo máximo se debe de contar con cierto flujo mínimo de regasificación y/o el buque metanero debe contar con equipo que permita control del BOG generado por la operación.	De conformidad a lo establecido en el numeral 2.1 del Anexo 1 de los DSI, los tiempos establecidos de 24 horas no incluyen tiempos de remolque, atraque, conexión /desconexión, purga y enfriamiento del <i>Carrier</i> .  Se modifica el numeral 2.1 del Anexo 1 de los DSI para reflejar una tasa de descarga de LNG por diseño deberá ser de 10.000 m3/hr, mismos que se publican a la par de este documento.

43	Hoegh LNG AS	De acuerdo a clausula 3.1.4 del Anexo 1 la edad maxima del buque no podra superar los 10 años (Notar que en el punto 2.1 (8a) tambien se indica maximo 15 años de antigüedad para la puesta en marcha). Además, importante resaltar que solo existe un FSRU en la flota global con la capacidad de almacenamiento requerida (Challenger) y no se encuentra disponible en el mercado.	La edad máxima de la FSRU a la fecha de la presentación de la propuesta no deberá ser mayor a 10 años, se modifica el Anexo 1 de los DSI. Se confirma la necesidad de contar con una capacidad de almacenamiento de 200.000 m3 de GNL.
44	Hoegh LNG AS	El control del inventario en un FSRU se hace a través del sistema de monitoreo de los tanques (CTMS).	Se toma en cuenta el comentario, se modifica el Anexo 1 de los DSI.
45	Hoegh LNG AS	La vida útil de un buque metanero está en el orden de 40 años. Y, tal como sucede en cualquier industria, las tecnologías mejoran con el tiempo (incluyendo sistemas de tanques de almacenamiento y sus tasas de evaporación de LNG, generación eléctrica a bordo, etc.). En el caso de conversiones de metaneros, la edad del buque candidato para la conversión tendrá una incidencia directa sobre los costos relacionados con consumos de combustible y manejo de LNG evaporado en los tanques. Estos son costos que normalmente no se encuentran incluidos en la tarifa de operación y mantenimiento de ningún FSRU. Sería recomendable que la UPME considere limitar la edad máxima de los mismos a 10 años para asegurarse de que las soluciones	Los costos de eficiencia de los equipos si se encuentran considerados en los DSI y serán evaluados dentro de la propuesta económica (Sobre No. 2) de conformidad a lo establecido en el numeral 7.3.1 de los DSI y el Artículo 9 del Proyecto de Resolución.

		propuestas seran acordes con los ultimos avances en materia de eficiencia.	
46	Hoegh LNG AS	<p>Recibir buques de 267,000 m3? Seguro aumentara los costos asociados al proyecto (p. ej., mantenimiento de canal de navegacion, estructuras de atraque mas robustas, costos de demurrage para poder descargar un cargamento completo, etc.) a cambio de ningun beneficio tangible.</p>	<p>El diseño y ejecución de las obras necesarias para el Proyecto son responsabilidad del Adjudicatario. La información de diseño con buques de 267.000 m3 son de carácter indicativo.</p> <p>Sin embargo, es importante aclarar que la terminal de LNG deberá estar diseñada para recibir cualquier tipo de buque <i>carrier</i> existente en el mercado sin restricción alguna, se realizaron las precisiones al numeral 5.2.2.2 del Anexo 1 de los DSI.</p>
47	Hoegh LNG AS	Capacidad de 400 MPCD en modo N+1?	Favor de replantear su consulta.

48	Hoegh LNG AS	<p>Re: Anteproyecto de DSI para Terminal de Importación de GNL en Buenaventura Requerimiento Técnico wrt. FSRU</p> <p>Con respecto a sus borradores de documentos revisados para la selección de un inversionista calificado (Ref.: UPME GN NO. 01 – 2022), nos gustaría llamar su atención sobre varias implicaciones prácticas derivadas de sus requisitos de FSRU para este proyecto (como se detalla en el Anexo No. 1 – Descripción y Especificaciones Técnicas del Proyecto).</p> <p>Teniendo en cuenta su interés por la capacidad de almacenamiento de 200.000 m3, hay algunas implicaciones directas que deben destacarse, como las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• FSRU existentes: en todo el mundo, solo hay 1 FSRU que se incorporó y entregó a MOL para 2017, que cumpliría con este requisito mínimo de almacenamiento.</li> <li>• Candidatos de conversión de LNGC: solo los LNGC modernos de segunda mano construidos con una eficiencia mejorada para el transporte de GNL y con un alto valor residual calificarían como candidatos de conversión de FSRU. En consecuencia, debido a su nuevo requisito de almacenamiento mínimo, solo los LNGC Q-max/Q-flex serían candidatos válidos para este proyecto. Teniendo en cuenta las</li> </ul>	Se confirma la necesidad de contar con una capacidad de almacenamiento de 200.000 m3.
----	--------------	--	---

		<p>condiciones actuales del mercado mundial, la adquisición de uno de esos LNGC puede no ser factible en absoluto o, en cambio, representaría un activo premium que, sumado al mayor costo de capital de las modificaciones necesarias, no sería competitivo para este proyecto.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Edificios nuevos de FSRU: los cambios en el producto de la industria de la transición energética hacia la energía limpia (es decir, hidrógeno, amoníaco, etc.) significan que los edificios nuevos seguramente tendrán expectativas de vida más cortas y/o una mayor evaluación del riesgo crediticio, lo que resultará en mayores rendimientos requeridos en todo momento. el plazo del proyecto. Otro factor de alteración importante en su invitación es que su plazo operativo permanece reducido a 15 años (más una posible extensión de opción de 5 años). La duración de este contrato reduce efectivamente el período disponible para lograr un rendimiento aceptable de cualquier inversión, lo que también tendería a impulsar las tarifas de las soluciones FSRU más jóvenes. Además, los riesgos relacionados con la ejecución para el desarrollo/construcción de infraestructura fija seguramente se traducirían en un contrato condicional para el propietario de la FSRU. En la tabla adjunta se incluyen otros comentarios y consideraciones</li></ul>	
--	--	---	--

		<p>específicos resultantes de nuestra revisión de sus documentos preliminares.</p> <p>Para generar un impulso positivo, HLNG recomienda respetuosamente a UPME que evalúe un requisito de rango de tamaño de almacenamiento más amplio que ayudaría a minimizar los riesgos especulativos para cualquier armador y, posteriormente, aumentaría la probabilidad de encontrar soluciones competitivas para este proyecto propuesto. Esta acción ampliaría el acceso a una base más grande de soluciones FSRU y seguramente resultaría en una propuesta más competitiva para el beneficio de los clientes, los usuarios finales de la región y, en última instancia, de Colombia.</p>	
49	Canacol Energy	<p>Este documento desconoce el Artículo 3 - ABASTECIMIENTO Y OFERTA NACIONAL DE GAS COMBUSTIBLE de la ley 2128 del 04 de agosto de 2021 "POR MEDIO DE LA CUAL SE PROMUEVE EL ABASTECIMIENTO, CONTINUIDAD, CONFIABILIDAD, Y COBERTURA DEL GAS COMBUSTIBLE EN EL PAIS"</p>	No es correcto su entendimiento.

50	Canacol Energy	<p>En la actualidad Existen dos procesos en contra de la regasificadora y adicional la Armada Nacional, La DIMAR y la Alcaldía de Buenaventura, los cuales se oponen a la ejecución del proyecto. A la fecha se desconoce el estado de estas y las actualizaciones de estos procesos en contra de la regasificadora.</p> <p>Por otra parte la Contraloría General emitió advertencia sobre el riesgo de afectar negativamente los intereses públicos con el posible aumento de las tarifas hasta en un 32% sobre los usuarios. Por lo cual solicitamos se de información respecto del estado de estos procesos, ya que no se pueden desconocer las recomendaciones y los riesgos asociados a esta infraestructura.</p>	<p>Recibido su comentario. Sin embargo, no responde al objeto de la Circular Externa UPME No. 052 de 2022 por la cual se invita a presentar comentarios frente a la prepublicación de los documentos de selección del inversionista (DSI) para selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.</p>
51	Canacol Energy	<p>El Boil off en caso de no uso de la planta, generará ineficiencias y altos costos para los usuarios, adicional al impacto ambiental de lanzar metano a la atmósfera, lo cual iría en contra de la política ambiental.</p>	<p>Recibido su comentario.</p>
52	Canacol Energy	<p>En el proceso anterior se hablaba de una capacidad de 170.000 metros cúbicos ahora en el proceso actual incrementó a 200.000 metro cúbicos, solicitamos aclarar a que se debe este incremento y cuál es la justificación técnica y financiera para este incremento.</p>	<p>Dado que se cuenta con la necesidad de tener un inventario de confiabilidad de 34.000 m3, mantener la capacidad de almacenamiento en 170.000 m3 limitaría la cantidad de buques a los que se tendría acceso al momento de la compra de GNL lo que podría generar un desabastecimiento.</p>

53	Canacol Energy	<p>La puesta en marcha de la planta se estima para 58 meses, contados a partir de la selección del Inversionista según el documento, sin embargo, la resolución 702-005 indica que el proyecto puede retrasarse un año y se iniciarán pagos al adjudicatario sin empezar el servicio. De la lectura armónica de estos dos documentos se debería desprender una clara definición en cuanto a tiempos y remuneración, y garantías para los beneficiarios de este proyecto sin generar pagos anticipados antes de la entrada en operación de la planta.</p>	<p>Teniendo en cuenta que su comentario está relacionado con el Proyecto de Resolución CREG que se encuentra en consulta, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
54	Canacol Energy	<p>La puesta en marcha de la planta se estima para 58 meses, sin embargo, para su construcción se requiere la obtención de permisos ambientales, sociales y consulta previa, ¿se han cuantificado los riesgos en tiempo que pueden traer estos procesos? Estos retrasos no se podrán considerar como fuerza mayor, pues la dificultad de estos procesos ya es conocida. Por tal motivo solicitamos, aclarar este tema, pues representaría una contingencia evidente en los retrasos de este proyecto.</p>	<p>Los 58 meses contados a partir de la selección del Adjudicatario/Inversionista contemplan los tiempos para la expedición de las licencias ambientales y los tiempos para la construcción del proyecto. Este tiempo se obtuvo como resultado de la ingeniería conceptual contratada por la UPME.</p>
55	Canacol Energy	<p>Proponemos que sea definido el monto de adjudicación. Este tema y la falta de claridad genera incertidumbre dentro de los beneficiarios y usuarios que van a pagar esta infraestructura.</p>	<p>Ver respuesta número 33.</p>

56	Canacol Energy	No es clara la interacción entre la construcción de la infraestructura de la planta y la operación comercial de la misma, solicitamos que se tenga coordinación efectiva entre las dos partes CREG y la UPME.	<p>La operación comercial es el resultado de la ejecución satisfactoria del proceso de construcción.</p> <p>El sector de minas y energía trabaja de manera coordinada para la implementación de la política pública sectorial.</p> <p>El Adjudicatario/Inversionista del Proyecto no estará a cargo de la comercialización del GNL y gas regasificado. La CREG en regulación posterior establecerá estas reglas de comercialización.</p>
57	Canacol Energy	Solicitamos actualización de los estudios que justifican el proyecto ya que las bases del Plan de Desarrollo de 2018- 2022 ha tenido varios cambios significativos en términos de oferta, demanda, disponibilidad de pago en usuarios no regulados e infraestructura de transporte.	El Proyecto fue adoptado por el MME a través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (Resolución 40304 de 2020) y se encuentra vigente. En cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, la UPME tiene la función de aplicar los mecanismos competitivos definidos por la CREG para la selección del Adjudicatario/Inversionista que lleve a cabo el diseño, construcción y puesta en operación de este proyecto.
58	Canacol Energy	Solicitamos aclarar los montos y las vigencias de las garantías por parte del inversionista, ya que la falta de claridad de estos genera incertidumbre sobre el cumplimiento durante la ejecución del proyecto y después del FPO.	<p>Los montos y las vigencias de las garantías por parte del Inversionista se encuentran regulados y detallados en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017, y actualmente se encuentran en consulta en el Proyecto de Resolución.</p> <p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación al Proyecto de Resolución, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
59	Naturgas	<p>1. Actualizar estudio técnico para el PAGN</p> <p>Observamos que este segundo proceso de selección del inversionista se fundamenta en lo adoptado en la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PAGN, que incluye la infraestructura de importación de gas del Pacífico. La</p>	<p><b>Actualización del PAGN.</b> Ver respuestas número 50 y 57.</p> <p><b>Soporte ampliación capacidad de almacenamiento.</b> Ver respuesta número 52.</p> <p><b>Fecha de puesta en operación.</b> Ver respuesta número 54.</p>

		<p>necesidad de esta infraestructura está soportada en el “Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019- 2028” realizado por la UPME, y publicado en julio de 2020, el cual considera la información disponible en 2019.</p> <p>Consideramos necesario actualizar el estudio técnico que soporta la necesidad de la infraestructura de importación de gas del Pacífico pues hay información de reservas, demanda y precios de gas importado que ha cambiado de 2019 a la fecha y que puede impactar los resultados del estudio.</p> <p>Así mismo, es necesario actualizar el estudio frente a lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 en el sentido de que los costos de la infraestructura de regasificación e importación serán asumidos por aquellos usuarios cuya disposición a pagar de mediano y largo plazo supere el costo de prestación del servicio que incluye, entre otros, el precio del gas importado, tarifas de regasificación, cargo para remunerar la infraestructura, tarifas de transporte, tarifas de distribución y comercialización. Este análisis debe evaluar el riesgo de salida del servicio de gas de usuarios elásticos al precio.</p> <p>Entre otros elementos esta actualización podría:</p>	
--	--	--	--

		<p>i. Revelar o soportar la necesidad de modificar la capacidad de almacenamiento que en la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía se fijó en por lo menos 170.000 m3 de GNL. En este segundo proceso de selección del inversionista la UPME fijó una capacidad de 200.00 m3 de GNL y no se observa la justificación técnico-económica para haber incrementado a este valor la capacidad de almace- namiento.</p> <p>ii. Contribuir a fijar fecha de puesta en operación y tamaño de la infraestructura acorde con los requerimientos más probables. Esto evitaría sobrecostos para el mercado por el pago de infraestructura ociosa, y por pérdidas de boil-off gas que además se convierten en emisiones de metano que no contribuyen al objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.</p> <p>Frente a la fecha de puesta en operación de 58 meses (menos de 5 años) contados a partir de la selección de inversionista quedan dudas sobre la real posibilidad de cumplirla dado que lo observado en proyectos recientes indica que el solo licencia- miento ambiental toma 3 años. No queda claro cómo se garantizaría este período de ejecución.</p>	
--	--	---	--

60	Naturgas	<p>2. Publicar análisis de impacto de costos que asumirían los distintos mercados de gas</p> <p>Si bien la UPME ha definido los beneficiarios por nodos para cada uno de los proyectos del PAGN, lo cual incluye la infraestructura de importación de gas del Pacífico, no es claro cuál sería el costo que debe asumir cada mercado. Es decir, con base en los beneficiarios identificados por nodo y la fórmula establecida en la Resolución CREG 107 de 2017, modificada por la Resolución CREG 127 de 2021, no se logra determinar cómo se asignan los costos por mercado.</p> <p>Lo que se espera es tener un análisis de impacto con cifras concretas (pesos/m<sup>3</sup> o US/MBTU) de estos costos para cada mercado donde quede claro cuáles son los costos por confiabilidad y cuáles por abastecimiento asignados a la demanda beneficiada. Este análisis lo podría realizar la CREG de manera coordinada con la UPME. Debe tenerse en cuenta que los costos de la infraestructura de regasificación e importación serán asumidos por aquellos usuarios cuya disposición a pagar de mediano y largo plazo supere el costo de prestación del servicio que incluye, entre otros, el precio del gas importado, tarifas de regasificación, cargo para remunerar la infraestructura, tarifas de transporte, tarifas de distribución y comercialización (Artículo 3 de la Ley 2128 de 2021).</p>	Ver respuesta número 50.
----	----------	--	--------------------------

61	Naturgas	<p>3. Definir participación de la demanda térmica</p> <p>Es claro de la demanda térmica es un beneficiario de esta infraestructura, pero no se observa claridad en cómo este segmento de la demanda va a participar en los costos asociados al desarrollo y operación de dicha infraestructura. Esto es, el uso esperado de las térmicas del interior del país será mayor al 60% de la capacidad de la planta lo que sugiere que estas térmicas deberán asumir parte de los costos fijos de esta infraestructura en proporción similar al uso que hagan de la misma 1 .</p> <p>Por tanto, es necesario buscar los mecanismos adecuados, e.g. ajustes regulatorios, para involucrar apropiadamente la demanda térmica en la remuneración de los costos asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.</p>	<p>Entendiendo que su comentario hace referencia a la forma a la cual la demanda beneficiaria va a remunerar el proyecto y siendo este tema de competencia de la CREG se le da traslado.</p>
----	----------	--	--

62	Naturgas	<p>4. Aclarar cuestionamientos de autoridades y procesos legales en curso</p> <p>Es sabido que La Dirección General Marítima, DIMAR, ha manifestado su preocupación sobre el desarrollo del proyecto en el puerto de Buenaventura por la interferencia que podría tener con el tráfico marítimo en la bahía e instalaciones del puerto. Si bien la UPME publicó la respuesta dada a la DIMAR en 2019 (comunicación 20191700050981), no se conoce el estado actual de aprobación o desaprobación de la DIMAR frente a este proyecto. Así mismo, entendemos que hay una acción de nulidad y una acción popular en contra del desarrollo del proyecto.</p> <p>Consideramos que por claridad y transparencia en el proceso de selección es necesario informar y aclarar la situación actual del proyecto frente a cualquier autoridad, e.g. DIMAR o alcaldías, y a los procesos judiciales en curso.</p>	Ver respuesta número 50.
----	----------	--	--------------------------

63	Naturgas	<p>5. Definir reglas de uso o comercialización de la capacidad</p> <p>Uno de los aspectos pendientes de definir es cómo se accede o usa la capacidad de la infraestructura de importación. En la Resolución CREG 182 de 2017 la Comisión sometió a consulta una propuesta sobre criterios de asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico, pero a la fecha no se han adoptado las reglas definitivas. Consideramos que este aspecto hace parte de las reglas que deben conocer los potenciales inversionistas para participar en el proceso de selección y la demanda de gas para evaluar su participación en el mercado de gas.</p> <p>Si bien este aspecto es competencia de la CREG, es importante tenerlo en cuenta al momento de estructurar los pliegos para el proceso.</p> <p>Por lo anterior, solicitamos que el segundo proceso de convocatoria tendiente a ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico avance una vez se hayan realizado las actividades descritas en los numerales anteriores.</p>	<p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación al Proyecto de Resolución, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
----	----------	--	--

64	Naturgas	<p>1. Definir reglas de uso o comercialización de la capacidad</p> <p>Uno de los aspectos pendientes de definir es cómo se accede o usa la capacidad de la infraestructura de importación. En la Resolución CREG 182 de 2017 la Comisión sometió a consulta una propuesta sobre criterios de asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico, pero a la fecha no se han adoptado las reglas definitivas. Consideramos que este aspecto hace parte de las reglas que deben conocer los potenciales inversionistas para participar en el proceso de selección y la demanda de gas para evaluar su participación en el mercado de gas.</p> <p>Por tanto, es importante que la Comisión defina estas reglas previo a avanzar con el proceso de selección que adelante la UPME.</p>	Ver respuesta número 63.
----	----------	--	--------------------------

65	Naturgas	<p>2. Definir participación de la demanda térmica</p> <p>Como lo hemos mencionado en anteriores oportunidades, es claro de la demanda térmica es un beneficiario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, pero no se observa claridad en cómo este segmento de la demanda va a participar en los costos asociados al desarrollo y operación de dicha infraestructura. Esto es, el uso esperado de las térmicas del interior del país será mayor al 60% de la capacidad de la planta lo que sugiere que estas térmicas deberán asumir parte de los costos fijos de esta infraestructura en proporción similar al uso que hagan de la misma 1 .</p> <p>Por tanto, es necesario buscar los mecanismos adecuados, como ajustes regulatorios, para involucrar apropiadamente la demanda térmica en la remuneración de los costos asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.</p>	Ver respuesta número 61.
66	Naturgas	<p>3. Publicar análisis de impacto de costos que asumirían los distintos mercados de gas</p> <p>La UPME definió los beneficiarios por nodos para cada uno de los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAGN, lo cual incluye la infraestructura de importación de gas del Pacífico. Sin embargo, no es claro cuál sería el costo que debe asumir</p>	Ver respuesta número 50.

	<p>cada mercado. Es decir, con base en los beneficiarios identificados por nodo y la fórmula establecida en la Resolución CREG 107 de 2017, modificada por la Resolución CREG 127 de 2021, no se logra determinar cómo se asignan los costos por mercado.</p> <p>Creemos que la CREG en coordinación con la UPME debe realizar un análisis de impacto con cifras concretas (pesos/m<sup>3</sup> o US/MBTU) de estos costos para cada mercado donde quede claro cuáles son los costos por confiabilidad y cuáles por abastecimiento a la demanda beneficiada. Debe tenerse en cuenta que los costos de la infraestructura de regasificación e importación serán asumidos por aquellos usuarios cuya disposición a pagar de mediano y largo plazo supere el costo de prestación del servicio que incluye, entre otros, el precio del gas importado, tarifas de regasificación, cargo para remunerar la infraestructura, tarifas de transporte, tarifas de distribución y comercialización (Artículo 3 de la Ley 2128 de 2021).</p>	
--	--	--

67	Vanti S.A ESP	<p>1. Ubicación de la terminal de importación</p> <p>Se evidenció, en el cronograma planteado para el proceso de selección, que para el proceso de licenciamiento ambiental y consulta previa se tienen dos años. Dados los antecedentes de la región, tal cronograma no parece ser viable. Al respecto, son notables los casos de ejecución de proyectos de generación con Energías No Convencionales en la Guajira, donde se han tenido varios retrasos en la conexión de dichos proyectos a las redes de transmisión, por este tema. Otro antecedente notable es el de la concesión Mulalo – Loboguerrero, que estando en la misma zona de influencia, ha sufrido retrasos considerables. El problema, sin embargo, no radica en el cronograma planteado, sino en la imposibilidad de construir, dentro del plazo previsto, la Planta en el sitio determinado. Por lo anterior, atentamente solicitamos evaluar la alternativa de realizar la planta en un sitio donde el cronograma de ejecución permita la realización de un proyecto que esté acorde con el plazo que se tiene antes del déficit esperado en el suministro de gas natural. Otras razones por las que solicita reevaluar la ubicación del proyecto, son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El mercado internacional de GNL con incrementos de precio muy</li> </ul>	<p>La ubicación estratégica del Proyecto en Buenaventura responde a las necesidades de confiabilidad del SNT.</p>
----	------------------	---	---

		<p>significativos.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Las señales regulatorias dadas al parque termoeléctrico, en especial del cargo de confiabilidad, que no permiten la recuperación de los costos fijos que implican la contratación de la planta por parte de los generadores.</li><li>• La Ley de gas que señala que, para garantizar el abastecimiento de la demanda potencial, los costos de la infraestructura de regasificación e importación que sea impulsada por el Gobierno Nacional a través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y GLP, serían asumidos por la demanda que se beneficie de la misma. Esto es, aquellos usuarios cuya disposición a pagar de mediano y largo plazo supere el costo de prestación del servicio. Estos costos incluyen, entre otros, el precio del gas importado, tarifas de regasificación, cargo para remunerar la infraestructura, tarifas de transporte, tarifas de distribución y comercialización<sup>1</sup></li></ul> <p>. Es decir, la Ley limita los agentes que se pueden considerar beneficiarios de la planta, en los anteriores términos.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• El nivel de uso efectivo esperado de la planta, el cual, según análisis de consultores externos se encuentra sobreestimado en los estudios iniciales del proyecto.</li></ul>	
--	--	--	--

68	Vanti S.A ESP	<p>2. Pagos en caso de retraso</p> <p>En los términos de referencia se hace referencia a los cambios regulatorios que propone la CREG en los que se establece que en caso de que exista un retraso en la construcción del proyecto los beneficiarios de la planta deberán pagar por el activo hasta por un año sin que estén recibiendo el beneficio de confiabilidad que le genera el cobro; en el documento de la CREG, se menciona que esto es una práctica común en el sector eléctrico pues hay proyectos con retrasos importantes en los cuales la demanda paga la anualidad sin recibir el beneficio. Al respecto, se hace énfasis en que entre el sector de gas natural y el eléctrico existen diferencias sustanciales que no hacen aplicables los mismos principios; a continuación, se muestran los aspectos que diferencian los dos sectores:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• En el sector eléctrico la garantía de suministro está a cargo del Sistema, en el caso de gas natural para el mercado regulado son sus comercializadores quienes tienen la obligación de garantizarle el suministro. De otra parte, la demanda no regulada no esencial no tiene garantía de suministro; la propuesta regulatoria contenida en la resolución 226/21 establece las señales regulatorias para administrar la no disponibilidad de suministro para toda la demanda.</li><li>• El sistema de transmisión eléctrico</li></ul>	<p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación a los pagos relacionados a la financiación del Proyecto previo a la FPO, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>
----	------------------	--	--

		<p>está integrado física y comercialmente y se remunera a través de un cargo estampilla que aplica sobre toda la energía que transporta el sistema para cada agente, es decir que, toda la demanda sin distinción que usa efectivamente el sistema y se beneficia de él es la que paga los costos que se generan en los proyectos que están o no en operación. En el caso del gas natural la señal regulatoria indica que se identifican los beneficiarios “reales” de la confiabilidad que brinda el activo en los nodos de salida del STN. Durante el año de pago, sin que esté en servicio el activo, no existe un beneficio real para la demanda al que se le pretende asignar este costo. La Comisión debe considerar que los costos que se pagan por confiabilidad de la planta serán sustancialmente diferentes cuando el activo está en operación que cuando no lo está, pues cuando está en operación se descuentan los contratos de uso de la planta y el pago de confiabilidad se espera sea significativamente menor. El hecho que el plazo de pago se incremente proporcionalmente no cambia la situación descrita. De otra parte, el STN no es un sistema integrado, por lo menos comercialmente, en razón a la señal de distancia que establecen los cargos transporte y a que su pago se hace bajo contratos de capacidad con un alto componente fijo, en gas también se debe migrar aun</p>	
--	--	--	--

		<p>esquema de remuneración diferente de transporte como estampilla o entry exit.</p> <p>Por lo anterior se solicita a la UPME que durante el periodo en que el activo se paga y no está en operación, y al no tener el activo en condiciones de prestar servicios de confiabilidad, los beneficiarios que pueden ser considerados como tales, deben corresponder a toda la demanda nacional sin distinción y de acuerdo con el volumen efectivamente transportado por cada remitente.</p>	
69	Vanti S.A ESP	<p>3. Beneficiarios</p> <p>Finalmente, se considera necesario que se revise a profundidad la definición de los beneficiarios de la planta y cómo se va a distribuir el pago dentro de dichos beneficiarios. De acuerdo con un esquema de costos eficientes sólo quienes de forma directa se beneficien de la planta bien sea por confiabilidad o por suministro deben asumir el costo. Para ello es necesario considerar cuáles son los riesgos de confiabilidad de cada zona particular y la posibilidad real de acceder al gas de la planta bien sea por la infraestructura física o por esquemas de mercado como swaps de gas u otro mecanismo. Esto con el fin de dar cumplimiento a los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos contenida en la Ley 142 de 1994, dar cumplimiento al mandato contenido en la Ley 21238 de 2021 y</p>	<p>Teniendo en cuenta que su comentario hace relación al cálculo de participación dentro de la remuneración total del Proyecto, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>

		<p>evitar imponer cargas contrarias a los principios de equidad y neutralidad<sup>2</sup> que puedan constituirse en abusivas frente a algunos usuarios y por otro lado evitar subsidios y, muy particularmente, subsidios cruzados entre la demanda de gas y el sector termoeléctrico. Si se estima que el sector termoeléctrico será uno de los usuarios principales de esta infraestructura, es necesario considerar que se remuneren de forma adecuada los costos fijos que asumirían las plantas termoeléctricas al contratar capacidad en la infraestructura propuesta.</p>	
70	PROMIGAS S.A ESP	<p>Agradecemos informar el estado de los dos procesos legales en curso contra del proyecto (Acción Popular y Acción de Nulidad) dada la relevancia que tiene este tema en la construcción de las obras necesarias y por el Riesgo de suspensión del proyecto.</p>	Ver respuesta número 50.
71	PROMIGAS S.A ESP	<p>Agradecemos informar el estado de las dos comunicaciones emitidas la Armada Nacional en la cual se opone al proyecto y la carta de la DIMAR en la cual manifiesta su preocupación por la ejecución del mismo, dada la relevancia que tiene este tema en la construcción de las obras necesarias y por el Riesgo de suspensión del proyecto.</p>	Ver respuesta número 50.

72	PROMIGAS S.A ESP	<p>Se requiere un análisis actualizado de factibilidad del proyecto, incluyendo la nueva proyección de oferta y demanda de gas natural y las condiciones actuales del mercado internacional de GNL (baja disponibilidad de FSRU's, altos precios de suministro, entre otros). Se insiste que este estudio debe incluir la factibilidad y la relación costo-beneficio de construir el proyecto en la bahía de Buenaventura frente a otras ubicaciones, como también considerar otras soluciones, entre esas, la expansión de infraestructuras existente.</p>	<p><b>Actualización del PAGN.</b> Ver respuestas número 50 y 57.</p> <p><b>Ubicación del Proyecto.</b> Ver respuesta número 67.</p>
73	PROMIGAS S.A ESP	<p>Agradecemos indicar cuál es el análisis o justificación técnica de cambiar el almacenamiento de 170,000 m3 a 200,00 m3.</p> <p>Lo anterior porque ese cambio genera un sobre costo para el proyecto y en el caso de una FSRU el tamaño estándar más comercialmente disponible es el de 170,000 m3. Un almacenamiento de 200,000 m3 implica la construcción de una FSRU nueva o utilizar una Qmax (pocas en el mundo) con lo cual se limitan las opciones comerciales, lo cual se refleja en aumento del costo de la FSRU que se requiera y por tanto va en detrimento económico del proyecto, más aún cuando el período es de 15 años y no 20 como se pensó en un inicio además de la incertidumbre que rodea el uso efectivo de la terminal.</p> <p>Se solicita volver a la capacidad de almacenamiento de 170,000 m3."</p>	<p>Ver respuesta número 52.</p>

74	PROMIGAS S.A ESP	<p>Si bien la UPME ha definido los beneficiarios del proyecto ante diferentes escenarios (abastecimiento demanda media, confiabilidad o abastecimiento en Fenómeno Pacífico Sur - Niño) aún no se conoce cuáles serán los costos que asumirán dichos beneficiarios por el proyecto. El estudio de disponibilidad a pagar por parte de la demanda no solo debe contemplar la demanda actual de gas natural del sistema, sino también considerar eventuales escenarios de salida de demanda, ya que es muy probable que algunos beneficiarios, hoy considerados por la UPME, por sus características de elasticidad precio de la demanda, opten desconectarse de la red para utilizar combustibles sustitutos más competitivos. Esta situación resulta muy importante tenerla monitoreada considerando que impacta la competitividad del proyecto y la recuperación de la inversión por parte del Adjudicatario.</p>	Ver respuesta número 69.
75	PROMIGAS S.A ESP	<p>Si bien 58 meses es un tiempo prudente para la entrada en operación de la terminal, se reitera la preocupación de que ese tiempo puede no ser suficiente para lograr la puesta en operación del gasoducto, debido a la alta probabilidad de materialización de riesgos sociales en la zona que puedan impedir la continuidad en la ejecución del mismo. Es importante resaltar que en la zona se han retrasado, suspendido e incluso</p>	Ver respuesta número 53.

		cancelado proyectos lineales por riesgos sociales.	
76	PROMIGAS S.A ESP	Teniendo en cuenta que no existirá vínculo contractual con el Estado Colombiano, se solicita indicar cuáles son los costos que asumirán los distintos mercados para garantizar el pago del IAE del Adjudicatario.	Ver respuesta número 69.
77	PROMIGAS S.A ESP	Dado el sentido de ser un proyecto financiado para el sector energético en Colombia, se solicita indicar cuál es la participación que se espera de la demanda térmica. Es importante resaltar que el proyecto se verá beneficiado si se cuenta con una demanda térmica ancla, lo cual se traduce en una mayor eficiencia de las instalaciones, optimización de los costos y por tanto menor impacto a la demanda en el pago que realizarán a través del servicio público de GN."	Ver respuesta número 61.
78	PROMIGAS S.A ESP	De acuerdo con el calendario de la convocatoria, la publicación de la versión final de los DSI está programada para el 3 de agosto del 2022; sin embargo, los interesados en el proceso aún tenemos muchas inquietudes respecto del mismo, las cuales se manifestaron en la versión anterior de la convocatoria cerrada en el 2021 y pese a al nuevo lanzamiento del 2022, aún persisten las inquietudes. Se requiere que antes de lanzar el proceso nuevamente, la UPME y la CREG coordinen para dar debida respuesta y atención a las inquietudes	Se realizaron las precisiones al numeral 4 de los DSI.

		manifestadas por los interesados, las cuales no han sido atendidas a la fecha.	
79	PROMIGAS S.A ESP	Los hitos relacionados con Obtención de Derechos de Propiedad, Consultas previas, Permisos y Licencias Ambientales y Concesión Portuaria no deberían estar como obligatorios con un plazo dado que dependen de terceros y no del Inversionista. Lo anterior es especialmente crítico para el tema de consultas previas debido a los antecedentes de retrasos y cancelaciones de otros proyectos en el área por ese componente. Se solicita que los hitos estén referidos a elementos bajo el control y la gestión del Inversionista como la radicación de las solicitudes más no de la obtención de los permisos.	El no cumplimiento de los hitos de la Curva S no representan una carga adicional para el Adjudicatario. En el caso del cumplimiento en las fechas mencionadas es un incentivo para dar mayor certeza al Proyecto ya que generarían una disminución en el monto de Garantía de Cumplimiento.
80	PROMIGAS S.A ESP	Los hitos relacionados con la firma de los contratos para diferentes servicios no pueden estar vinculados únicamente al cierre financiero del proyecto dado el alto riesgo de la no obtención de permisos. Se pueden hacer pre-acuerdos. La firma final de dichos contratos sólo se puede hacer posterior a la obtención de los permisos críticos como son licencia ambiental y concesión portuaria.	Es de nuestro entendimiento que los contratos pueden ser firmados y quedar condicionados a la obtención de permisos, licencias y concesiones.

81	PROMIGAS S.A ESP	<p>"El Inversionista puede utilizar diversas estrategias constructivas según las cuales no necesariamente se cuenta con el 100% de la tubería en sitio con tanta anticipación. Se puede ir trasladando según el plan de construcción. Se solicita eliminar este hito y cambiarlo por ""Inicio de movilización a sitio""."</p>	<p>El no cumplimiento de los hitos de la Curva S no representan una carga adicional para el Adjudicatario. En el caso del cumplimiento en las fechas mencionadas es un incentivo para dar mayor certeza al proyecto ya que generarían una disminución en el monto de Garantía de Cumplimiento.</p>
82	PROMIGAS S.A ESP	<p>En términos generales, los hitos deberían ser definidos por el Adjudicatario según su estrategia en la presentación de oferta y sujetos a validación de cumplimiento por parte del auditor.</p>	<p>En los DSI se establecen los Hitos de la Curva S para generar un incentivo que dará mayor certeza al Proyecto con el fin de que generen una disminución en el monto de Garantía de Cumplimiento.</p>
83	PROMIGAS S.A ESP	<p>De lo establecido en los DSI surgen las siguientes inquietudes: 1. Pudiera suceder que la CREG establezca en la resolución un IAE a un valor más bajo del IAE ofertado. Para este caso, los DSI deben establecer que el Adjudicatario no estaría obligado a ejecutar el Proyecto sin incurrir en responsabilidad o quede claramente establecido en los DSI que el IAE fijado por la CREG luego de la adjudicación, debe ser igual al IAE ofertado por el Inversionista sobre el cual resultó adjudicado. 2. También pudiera ocurrir que la CREG no emita la resolución que reconozca el IAE conforme el IAE ofertado dentro del plazo establecido en los DSI. Por consiguiente, la cláusula debería incluir estos eventos.</p>	<p><b>Valor IAE:</b> No es posible que la CREG oficialice un IAE TOTAL por debajo del IAEO ya que el IAE TOTAL que oficializa la CREG es el IAE TOTAL presentado en la oferta.</p> <p><b>Oficialización del IAE:</b> Teniendo en cuenta que su comentario está relacionado con la Oficialización del IAE a través de la Resolución CREG correspondiente, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.</p>

84	PROMIGAS S.A ESP	Se sugiere incluir, de forma expresa, que el Adjudicatario asume la obligación de indemnidad siempre que el reclamo, demanda, acción legal o costos, se originen en hecho u omisiones imputables a la culpa o dolo del Adjudicatario. En adición la indemnidad aquí planteada debe ser en doble vía.	Favor de replantear su consulta.
85	PROMIGAS S.A ESP	Estos Interesados y Proponentes que contraoferten deben ser distintos a aquellos que participaron en el proceso y sus propuestas fueron descalificadas o declaradas no válidas por las distintas razones establecidas en los DSI. En adición, a estos nuevos Interesados y Proponentes se les debe exigir el cumplimiento de todo aquello que se le exigiera al Proponente cuya propuesta es la única Oferta Válida, bajo las mismas y reglas y condiciones. Por lo anterior, se solicita, dejar expresamente consagrado en dicho aparte lo anteriormente expuesto. Así mismo, debe establecerse una restricción para que no participen en la presentación de contraofertas 1) los Proponentes que participaron y cuyas ofertas fueron descalificadas o declaradas como no válidas, sea directamente o a través de Consorcios o vehículos en los que tengan participación accionaria y 2) las empresas relacionadas o vinculadas de Proponentes que participaron y cuyas ofertas fueron descalificadas o declaradas como no válidas.	Se aclara que cualquier tercero, sin importar que haya sido o no Proponente podrá, presentar una contraoferta a través de la Plataforma Tecnológica y deberá cumplir con cada uno de los documentos y requisitos exigidos en estos DSI (Sobre No. 1 - Conforme y Sobre No.2).

86	PROMIGAS S.A ESP	Favor revisar redacción. Existe una contradicción en la cláusula a partir de la línea 30, pues se regula precisamente los casos en que se puede modificar dicha fecha.	El numeral 11 de los DSI establecen las condiciones para modificar la fecha de inicio de ejecución del Proyecto, la cual es diferente a la FPO.  Este numeral especifica que el Adjudicatario/Inversionista podrá modificar por una sola vez la fecha de inicio de ejecución del Proyecto y ésta modificación no dará lugar a la modificación de la FPO ni las fechas de los Hitos de la Curva S.
87	PROMIGAS S.A ESP	Técnicamente la definición de límites de BOG es incorrecta pues está referida al volumen de GNL almacenado y no a la máxima capacidad de almacenamiento como es lo correcto. Se solicita cambiar la redacción como sigue: Boil-off Gas (BOG): 0,15% por día de la capacidad (o carga) máxima de almacenamiento (opción FSRU) Boil-off Gas (BOG): 0,05% por día de la capacidad (o carga) máxima de almacenamiento (opción terminal en tierra).	No es correcto su entendimiento. Se confirma la información presentada en el numeral 2.1 del Anexo 1 de los DSI.
88	PROMIGAS S.A ESP	La tasa de descarga de diseño de GNL de 12.000 m3 solicitado en la línea 20 no es un estándar en la industria. Los valores de transferencia de GNL estándar en la industria entre LNGC y FSRU están entre 9.000 y 10.000 m3/h.  De igual forma se solicita revisar y ampliar el tiempo de las 24 horas de transferencia solicitadas.  Solicitamos que se acepten caudales de descarga entre 9.000 y 10.000 m3/h	Se modifica el numeral 2.1 del Anexo 1 de los DSI para reflejar una tasa de descarga de LNG por diseño deberá ser de 10.000 m3/hr, mismos que se publican a la par de este documento.

89	PROMIGAS S.A ESP	Favor suministrar el sustento técnico para determinar la capacidad mínima de regasificación. Valores típicos están entre 50-80 Mpcd. Valores menores implican la instalación de equipos adicionales y mayores costos de inversión del proyecto.	Se recibe su comentario y se informa que la UPME llevará a cabo el análisis correspondiente, mismo que se reflejará en la siguiente publicación de los DSI.
90	PROMIGAS S.A ESP	Este numeral se contradice con lo establecido en el numeral 2.1 Descripción de los servicios asociados a la planta de regasificación. Página 10 línea 35. "En ningún caso la edad máxima del buque podrá ser mayor a quince (15) años contados a partir de la Fecha de Puesta de Operación del Proyecto y se deberá considerar que no podrá ir a dique seco durante el Período Estándar de Pagos contados a partir de la FPO o FPO Ajustada"	La edad máxima de la FSRU a la fecha de la presentación de la propuesta no deberá ser mayor a 10 años, se modifica el Anexo 1 de los DSI.
91	PROMIGAS S.A ESP	Todo el capítulo 5 se refiere a la opción de regasificadora en tierra por ende este inciso relacionado con FSRU no aplicaría.	Se toma en cuenta el comentario, se modifica el Anexo 1 de los DSI.
92	PROMIGAS S.A ESP	Se solicita permitir la realización de pruebas neumáticas de toda o segmentos de la línea previa aprobación del Auditor.	Es facultad del Adjudicatario decidir los tramos en que se dividirá la prueba hidrostática, basándose en los sitios donde sea posible la consecución de permisos ambientales para la captación y desalojo de agua de conformidad a lo establecido en el numeral 10.1 del Anexo 1 de los DSI.

93	PROMIGAS S.A ESP	<p>“UPME podrá agregar requerimientos para cubrimiento de los riesgos asociados a etapa preoperativa”.</p> <p>Los requerimientos deben incluirse desde un inicio para que las condiciones a las que se adhiere el oferente no sean modificadas a posteriori.</p>	Favor de replantear su consulta ya que no se encontró el texto en la ubicación mencionada dentro de los DSI.
94	PROMIGAS S.A ESP	Los incentivos se plantean en función de la disminución de la garantía se sugiere sean en un mayor ingreso	Teniendo en cuenta que su comentario hace relación a los ajustes mensuales al valor de la Garantía por cumplimiento, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.
95	PROMIGAS S.A ESP	<p>Remuneración ante indisponibilidad del proyecto: “La compensación de la indisponibilidad se hará como un mayor periodo del servicio”.</p> <p>Lo planteado es inconveniente para cálculos de VPN del inversionista. La duración del contrato debe tener una fecha de finalización determinada o fecha máxima.</p>	<p>Los eventos de indisponibilidad que cumplan con lo establecido en el inciso c) del Artículo 18 del Proyecto de Resolución que sean adicionados a la prestación del servicio del Proyecto después de cumplir el PEP, solo representan un beneficio para el Adjudicatario ya que de otra forma simplemente serían descontados del ingreso generando una pérdida.</p> <p>Las indisponibilidades no pueden ser parte del cálculo del VPN porque no pueden ser anticipados por el Inversionista al momento en que la UPME calcula el VPN.</p>
96	PROMIGAS S.A ESP	<p>Cálculo de los pagos de los beneficiarios: “En el caso de que para un nodo se terminen los contratos de transporte de ese nodo, las cantidades proyectadas por la UPME deberán ser retiradas del cálculo por el transportador que atienda dichos contratos”.</p> <p>Es importante que estos ajustes también se registren en los datos</p>	Teniendo en cuenta que su comentario hace referencia a la forma a la cual la demanda beneficiaria va a remunerar el proyecto, la UPME da traslado a la CREG por su competencia.

		presentados a la CREG para el cálculo de tarifa.	
97	PROMIGAS S.A ESP	<p>Dadas las características de la zona donde se llevará a cabo el proyecto, existen diversos factores que incrementan la complejidad en la ejecución y que incrementan los tiempos de construcción. Dentro de los factores más relevantes está la incertidumbre en los tiempos que toma el licenciamiento ambiental y consultas previas con comunidades; la elevada complejidad topográfica y características geotécnicas de la zona; la dificultad de los accesos y los antecedentes de demoras significativas en la ejecución de proyectos de infraestructura en esta zona debido principalmente a aspectos sociales y ambientales, entre otros.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, persisten las preocupaciones sobre el alto riesgo de que no se logre la puesta en operación del proyecto dentro de los plazos establecidos.</p>	<p>Recibido su comentario. La obtención de las servidumbres, Derechos de Propiedad, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción son responsabilidad del Adjudicatario/Inversionista.</p>
98	PROMIGAS S.A ESP	<p>Es indispensable que la UPME informe sobre el estado de los procesos legales en curso sobre el proyecto, al igual que el estado de las comunicaciones emitidas por la Armada Nacional y la DIMAR. Estos riesgos al estar subvalorados desincentivan la participación en el proyecto, ya que los inversionistas, al enfrentarse a riesgos que implican un grave retraso en las obras, e incluso, que comprometen su ejecución, desaceleran su interés de inversión.</p>	<p>Ver respuesta número 50.</p>

99	PROMIGAS S.A ESP	<p>Se requiere que la UPME entregue el análisis actualizado de la factibilidad del proyecto, incluyendo la nueva proyección de oferta y demanda de gas natural y las condiciones actuales del mercado internacional de GNL (baja disponibilidad de FSRU's, altos precios de suministro, entre otros). Se insiste en que este estudio debe incluir la factibilidad y la relación costo-beneficio de construir el proyecto en la bahía de Buenaventura frente a otras ubicaciones, como también considerar otras soluciones, entre esas, la expansión de infraestructuras existentes.</p>	<p><b>Actualización del PAGN.</b> Ver respuestas número 50 y 57.</p> <p><b>Ubicación Buenaventura.</b> Ver respuesta número 67.</p>
100	PROMIGAS S.A ESP	<p>Si bien la UPME ha definido los beneficiarios del proyecto ante diferentes escenarios (abastecimiento demanda media, confiabilidad o abastecimiento en Fenómeno Pacífico Sur - Niño) aún no se conoce cuáles serán los costos que asumirán dichos beneficiarios por el proyecto. El estudio de costos del proyecto y de disponibilidad a pagar por parte de la demanda no solo debe contemplar la demanda actual de gas natural del sistema, sino también eventuales escenarios de salida de demanda, ya que es muy probable que algunos beneficiarios considerados por la UPME opten desconectarse de la red para utilizar combustibles sustitutos más competitivos. Esta situación resulta muy importante tenerla monitoreada considerando que impacta</p>	<p>Ver respuesta número 69.</p>

		la competitividad del proyecto y la recuperación de la inversión por parte del Adjudicatario.	
101	PROMIGAS S.A ESP	Teniendo en cuenta que dentro del IAE se deben considerar todos los costos fijos y variables del proyecto, y que los costos variables se optimizarían si se cuenta con un cliente ancla que garantice un despacho mínimo de la terminal, se reitera la necesidad a la UPME de considerar la inclusión de una demanda base o ancla del proyecto, lo cual se traduciría en una mayor eficiencia de las instalaciones y en la optimización de los costos, reflejándose en una disminución de la estampilla que asumirá la demanda de gas natural.	Recibido su comentario.
102	PROMIGAS S.A ESP	Deben definirse las reglas de comercialización de la capacidad de la infraestructura de importación, así como las normas para el acceso a la misma.	Ver respuesta número 6.
103	PROMIGAS S.A ESP	Preocupa el cambio de la capacidad de almacenamiento de 170,000 m3 a 200,00 m3, y sobre lo cual, la UPME no proporcionó un análisis o justificación técnica. Este tema es relevante dado que, en el caso de utilizar una FSRU, el tamaño estándar más comercialmente disponible es de 170,000 m3. Un almacenamiento de 200,000 m3 implicaría la construcción de una FSRU nueva, que evidentemente impacta la competitividad del proyecto, más aún cuando, el período definido para su remuneración es de 15 años y no de 20	Ver respuesta número 52.

		<p>años como se estableció en un inicio. Todo lo anterior sumado a la incertidumbre que rodea el uso efectivo de la terminal, se traducirá en ineficiencias a ser asumidas por la demanda de gas natural.</p>	
104	PROMIGAS S.A ESP	<p>Con relación a lo establecido en el calendario de la convocatoria, la fecha límite para el Registro de Interesados a través del correo <a href="mailto:convocatoriasgasnatural@upme.gov.co">convocatoriasgasnatural@upme.gov.co</a> es el 23 de julio del 2022 y en el numeral “7.1 Registro de los Participantes y presentación de Propuestas” se establece:</p> <p>“La solicitud deberá ser presentada por el Representante Legal del Proponente y dichos datos serán registrados por la UPME en la Plataforma Tecnológica, una vez registrados al correo electrónico indicado se le comunicara el usuario y su respectiva contraseña asignada, para que el Proponente realice su actualización. El Proponente será el único responsable de la administración y custodia de su contraseña.”</p> <p>Debido a lo anterior, agradecemos confirmar lo siguiente.</p> <p>Cuando se dice “dichos datos”, ¿a qué datos se hace referencia?  ¿Qué información se debe adjuntar en la solicitud de registro de interesados?  ¿La solicitud de registro de interesados</p>	<p>Enviar al correo de la Convocatoria (<a href="mailto:convocatoriasgasnatural@upme.gov.co">convocatoriasgasnatural@upme.gov.co</a>), nombre de la Persona jurídica o natural, correo electrónico de notificación, teléfono de contacto. Además, para el caso de personas jurídicas nombre del representante legal.</p> <p>Se modifica el numeral 7.1 de los DSI actualizados, mismos que se publican a la par de este documento.</p>

		debe ser una carta enviada al correo o puede ser un correo electrónico?	
105	Grupo Ecopetrol	<p>De manera respetuosa le solicitamos a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, el aplazamiento del proceso del asunto. Como sustento de esta petición, a continuación presentamos unas consideraciones sobre el ejercicio de identificación de los beneficiarios de la infraestructura de importación de gas natural que se instalaría en el Pacífico según lo plantea el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y nos referimos a los esfuerzos complementarios que el Grupo Ecopetrol viene haciendo por poner en funcionamiento soluciones eficientes para la importación de gas natural.</p> <p>(....)</p> <p>Por tanto, comedidamente solicitamos que se ajuste el cronograma del proceso de selección, de manera que el Gobierno y los agentes del sector tengamos la certeza de que las decisiones alrededor de la infraestructura de importación contemplan aspectos relevantes como los expuestos en esta comunicación.</p>	Ver respuesta número 78.

106	TGI S.A ESP	<p>Teniendo en cuenta la Invitación de la UPME mencionada en la referencia, TGI ve con optimismo que el Gobierno continúe con acciones contundentes para garantizar la sostenibilidad, confiabilidad y abastecimiento del sector de gas natural.</p> <p>Al respecto, como resultado parcial de la revisión de los DSI publicados por la UPME el pasado 16 de junio, vemos la necesidad de pedir un plazo de dos meses adicionales para remitir los comentarios a estos documentos, lo anterior atendiendo la necesidad de realizar consultas sobre diferentes temas como son; los cambios en las garantías, los nuevos temas operativos definidos, la comercialización del gas, entre otros.</p>	Ver respuesta número 32.
-----	-------------	--	--------------------------