

CIRCULAR EXTERNA No. 028-2020

PARA: TODOS LOS TERCEROS INTERESADOS

DE: DIRECTOR GENERAL (E)

ASUNTO: RESPUESTA A COMENTARIOS CIRCULAR EXTERNA 009 – 2018 Y SOCIALIZACIÓN “PREPUBLICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, LA CONSTRUCCIÓN, LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO Y EL GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO”

FECHA: 30 DE JUNIO DE 2020

El Director General (E) de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, se permite presentar las respuestas sobre los comentarios recibidos frente a la “prepublicación de los Documentos de Selección del Inversionista para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo” sometido a consulta ciudadana mediante las Circular Externa 009 – 2018, entre el 15 de mayo y 15 de junio de 2018 y los recibidos en la Audiencia de Socialización del 8 de junio de 2018. Por correo electrónico se recibieron 772 comentarios y en la citada socialización 45, para un total de 817, frente a los que a continuación nos pronunciamos:

1 COMENTARIOS RECIBIDOS A TRAVÉS DEL CORREO ELECTRONICO convocatoriasgasnatural@upme.gov.co

Comentario 1.

Respecto a la planta de regasificación, me gustaría saber cuál es opción u obligación entre las plantas en el terreno (in land) o tipo de FSRU. Si no hay base u obligación, podría ofrecer propuesta con opción de terreno (in land)?

Respuesta:

La UPME después de realizar un análisis interno decidió dejar la tecnología abierta para la planta de regasificación, es decir, se deja a la libertad del inversionista interesado proponer el tipo de tecnología a implementar, de acuerdo a su experiencia y resultados de su ingeniería básica y detallada y al estudio que haya realizado a las características de la Bahía de Buenaventura, lo anterior, cumpliendo con las características técnicas de los servicios obligatorias establecidos en los Anexos 1A y 1B de documentos de selección del inversionista (DSI).

Corresponde a cada Oferente la determinación de su IAE a proponer, el inversionista interesado en su propuesta deberá informar la descripción del proyecto e informar la forma

como dará cumplimiento a cada uno de los servicios establecidos los anexos 1A y 1B de los DSI, sin necesidad de entrar en la ingeniería de detalle. De considerarlo necesario, el adjudicatario podrá modificar tales aspectos propuestos en el sobre Nro. 1 de la oferta, caso en el cual deberá realizar los ajustes a que haya lugar en el cronograma y la curva S y obtener aprobación de la UPME con el previo concepto favorable del Auditor, el cual se dará si con las nuevas características se cumple lo establecido en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, los DSI, lo anterior no dará lugar por ningún motivo a la modificación de la FPO ni del IAE .

Los Anexos 1A y 1B de los Documentos de Selección del Inversionista contempla la normatividad vigente aplicable al Proyecto. Toda la ingeniería será total responsabilidad del inversionista interesado.

Comentario 2.

Entendemos que dicho proyecto va a adjudicarse los inversionistas no solo para epecista, sino la inversionista para ejecutar el proyecto, operar y mantener el proyecto y el adjudicator va a seleccionar EPCistas como sus subcontratistas, es cierto?(sic)

Respuesta:

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

Todos los interesados en la convocatoria podrán consultar en la pagina web de la UPME el Documento de Alertas Tempranas que contiene información secundaria e indicativa sobre los resultados de análisis preliminares de índole ambiental (biótico, abiótico y social) dentro de un área de estudio indicativa resultante de la ingeniería conceptual realizada por la UPME. No obstante, se reitera que cada proponente debe llevar a cabo su propio análisis.

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

Los requisitos establecidos en los DSI fijan los servicios que se compromete a cumplir el Inversionista. Corresponde al inversionista elaborar toda la ingeniería que garantice el

cumplimiento del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y la disponibilidad de los servicios establecidos en el Anexo 1A y 1B de los documentos de selección del inversionista (DSI).

El inversionista interesado en su propuesta deberá informar la descripción del proyecto e informar la forma como dará cumplimiento a cada uno de los servicios establecidos los anexos 1A y 1B de los DSI, sin necesidad de entrar en la ingeniería de detalle. De considerarlo necesario, el adjudicatario podrá modificar tales aspectos propuestos en el sobre Nro. 1 de la oferta, caso en el cual deberá realizar los ajustes a que haya lugar en el cronograma y la curva S y obtener aprobación de la UPME con el previo concepto favorable del Auditor, el cual se dará si con las nuevas características se cumple lo establecido en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, los DSI, lo anterior no dará lugar por ningún motivo a la modificación de la FPO ni del IAE.

Comentario 3.

Según los artículos y noticias por internet, el costo de proyecto (planta de regasificación y gasoducto) es 660 millones US dólares y me gustaría saber cómo ha cotizado? (de que manera o datos).

Respuesta:

El valor estimado del Proyecto fue resultado de la Ingeniería Conceptual contratada por la UPME con un presupuesto tipo IV que permite una desviación entre el +/-20% y el +/-30% para el gasoducto y del +/-15% para la planta de regasificación tecnología FSRU y del +/-30% para tecnología en tierra. Teniendo en cuenta que es un valor de referencia resultante de una Ingeniería Conceptual, la UPME considera no prudente la publicación de datos (rubros, cuentas, valores) tenidos en cuenta para determinar este valor.

Así mismo, las actividades contempladas para estimar el tiempo de construcción de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico son indicativas y por consiguiente cada inversionista deberá contemplar dentro de su cronograma de actividades las que considere a lugar conforme a los resultados de toda la ingeniería y experiencia en ejecución de proyectos.

Es total responsabilidad del inversionista interesado determinar su Ingreso Anual Esperado (IAE) conforme a su experiencia y los resultados de la ingeniería realizada por éste.

No obstante a lo anterior, como resultado de la ingeniería conceptual se estimo el valor del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en 700 millones de US dólares asumiendo los rangos máximos de las desviaciones superiores.

Ver respuesta al comentario 2.

Comentario 4.

Si el adjudicador se obliga comprar terreno para gasoducto y terreno de regasificación?

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 2.

Comentario 5.

Según DSI, el costo de garantía de seriedad llegara equivalente a US 70 millones y me gustaría clarificar si la garantía de seriedad significa "Bid Bond" o "Performance Bond" en ingles.

Respuesta:

Conforme a lo dispuesto en la regulación aplicable y los DSI, la garantía de seriedad puede consistir en una garantía bancaria o un aval bancario. Dicha garantía, así como su emisor, deben cumplir los requisitos previstos en la regulación y los DSI, los cuales no permiten desviaciones de tipo alguno.

El entendimiento de la UPME es que esta garantía corresponde a un "bid bond". No obstante, cada proponente tiene la obligación de analizar la forma jurídica de dicha garantía con el fin de asegurarse que la misma sea admisible conforme a los DSI y la regulación aplicable.

Comentario 6.

En el Julio, cuando publica definitiva DSI, si hay más informaciones como Pre estudio de factibilidad (Pre-F/S) o Pre FEED (Front End Engineering Design) o algo similar?

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 2.

Comentario 7.

Para averiguar si podría participar o no, podría proveernos más información como arriba mencionado (Pre-F/S o FEED o algo similar)

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 2.

Comentario 8.

UPME no especifica FSRU o terminal en tierra y su especificación depende del licitador de la terminal, ¿correcto?

Respuesta:

Ver respuesta a los comentarios 1 y 2.

Comentario 9.

Es interesante que UPME recomiende impulsar el cronograma del proyecto por 2 años. ¿Cuál es el motivo de tan gran decisión?

¿Hay algún otro comentario sobre el cronograma del proyecto? FID, COD, Commissioning, etc.

Respuesta:

Con este proyecto se garantiza el abastecimiento y la confiabilidad del gas natural en el país en un mediano plazo. El Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40006 de 2017 aprobó enero 2021 como fecha de entrada en operación de este proyecto. Sin embargo, de conformidad con el Estudio Técnico adelantado por la UPME se solicitó al Ministerio de Minas y Energía la modificación de la fecha de Puesta en Operación (FPO), la cual será adoptada por acto administrativo expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

Ver respuesta a comentarios 1 y 2

Comentario 10.

Entendí que habrá 2 ofertas separadas para el operador de la terminal y el contratista de la tubería. ¿Quiere decir que UPME cambió de opinión y un contratista se encargará tanto de la terminal como de la tubería? Si es así, ¿cuál es el motivo para cambiar de opinión?.

Respuesta:

Según las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 152 de 2017 la UPME puede integrar los dos proyectos en uno solo o tratarlos de manera separada. La UPME, siempre ha contemplado un solo proceso de convocatoria para seleccionar el Inversionista tanto para el diseño, construcción, operación y Mantenimiento de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico (Planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo).

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 11.

¿Hay alguna indicación sobre la parte contratante? ¿Es un cuerpo gubernamental?

Respuesta:

Este proceso de selección no genera ningún vínculo contractual o concesión con el Estado Colombiano. Lo anterior significa, que los recursos de este proyecto son 100% capital privado gestionado en su totalidad por el inversionista interesado, el Estado Colombiano no invierte recursos públicos en el proyecto. Por consiguiente, la propiedad de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico es del Inversionista.

De conformidad con lo establecido en el Decreto 2345 de 2015 y las resoluciones CREG 107 de 2017, 152 de 2017 y 113 de 2018:

- La UPME se encarga de seleccionar al inversionista.
- La CREG oficializará al Inversionista el IAE presentado en la propuesta durante un período de tiempo de 20 años, el cual no será objeto de modificación o negociación alguna salvo por la indexación establecida regulatoriamente. La resolución que oficializa el IAE expedida por la CREG no supone o establece una obligación alguna a cargo de la UPME (o de cualesquiera entidad estatal colombiana) para con el inversionista adjudicatario.
- Una vez finalizado el período de pagos, la remuneración del proyecto será resultado de aplicar la metodología de remuneración que se encuentre vigente en dicho momento para este tipo de infraestructura.
- Los pagos al inversionista adjudicatario no los realiza entidad estatal alguna, ni están o estarán incluidos en presupuestos de dichas entidades

Comentario 12.

6.2 Pidiendo dinero de la confianza. \$240MM pesos or US\$82,800. ¿Se trata de una especie de bono de oferta que se pagará en la presentación de la propuesta?

Respuesta:

Los Documentos de Selección del Inversionista serán modificados para reflejar que estos Documentos no tendrán costo alguno.

Comentario 13.

La Tabla 12 dice que Colombia puede comprar la carga de Qatar por Q-Max. y la capacidad de regas será de 400 mmscf. Sin restricción en la velocidad del servicio?

Respuesta:

Las características de los buques presentados en la Tabla 12 tal como se señala en el renglón 21 y 22 de la pagina 34 del el Anexo 1A de los DSI prepublicados el 15 de mayo de 2018, se presenta a modo orientativo con base en las características de buques similares a los que previsiblemente funcionarán en la futura terminal. La velocidad o rata de transferencia del metanero a la Planta de Regasificación se especificara en la nueva versión de los DSI.

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 14.

Libre acceso. En la página 9 de la línea 13 a 16 se define el gasoducto y en el documento Anexo 1ª líneas 16 a 18 define el alcance del FSRU, pareciera que el gas natural que alimentará el gasoducto debe venir de la planta de regasificación y esta infraestructura se “amarra” a la planta. En este sentido, la UPME aclarará si el gasoducto será de acceso abierto y no exclusivo a solo gas proveniente de la planta de regasificación. ¿Puede alimentarse con gas natural que cumpla los requisitos RUT provenientes de otro proveedor diferente a la planta de regasificación?

n

Respuesta:

De conformidad con el artículo 11.6 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 13 de la Ley 681 de 2001, es obligación de los propietarios y/o operadores de los sistemas de transporte permitir el libre acceso de otros agentes a tales bienes, mediante el pago de los cargos por uso establecidos por la CREG, y sujeto a la disponibilidad de capacidad y al cumplimiento de la reglamentación aplicable.

Igualmente, el Artículo 4 de la Resolución CREG 152 de 2017 establece que los servicios asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se prestarán sobre la base de libre acceso y no discriminación y que en resolución aparte la CREG establecerá disposiciones sobre el acceso y uso de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Comentario 15.

Inventario Mínimo. En la página 10, en los renglones del 11 al 13, se menciona que la UPME solicitará a la CREG que establezca la obligación de contar con un inventario mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el sistema. ¿Esto presume que este gas de inventario mínimo será comprado por el inversionista? De ser así, cuando el gas sea consumido, ¿este deberá ser pagado por el o los usuarios que lo nominen al precio en que se compró más una tarifa de almacenamiento y un margen de comercialización? ¿En caso de ser nominado el gas del inventario mínimo, de quién sería la obligación de reponerlo? ¿En cuánto tiempo? Es importante tener en cuenta que es muy difícil para el inversionista determinar el precio futuro del GNL, especialmente para un horizonte de 20 años, por lo tanto dejar en cabeza suya, del inversionista, la responsabilidad de la reposición de este inventario supone un riesgo adicional en el proyecto, que solo es posible cubrirlo con un mayor precio en la oferta del IAE, no solo por la dificultad de predecir

el precio, sino, además, porque resulta imposible establecer la frecuencia con la que se nominará el mismo, sobre todo cuando la regulación establece explícitamente la prohibición para el inversionista de comercializar el GNL.

Por otra parte, si no se nomina este gas, ¿quién debe responder por el boil off?

Es importante que estas reglas queden muy claras a fin de poder preparar la oferta de manera correcta.

Respuesta:

Teniendo en cuenta que el objeto de la Planta de Regasificación del Pacífico es el de brindar seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas natural en el País en el mediano y largo plazo, la UPME concluyó que la Planta de Regasificación del Pacífico debía contar con un inventario mínimo de 34.000 m³ de GNL (20% del almacenamiento total de la planta de regasificación) el cual servirá para atender la demanda en eventos de falla en el sistema.

En el siguiente link se podrá consultar los análisis realizados por UPME sobre el inventario mínimo:

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

Por otra parte, la CREG considera que los mecanismos de compra del gas natural importado en los mercados internacionales, quién o quiénes pueden comprar el gas natural licuado, y la incorporación del gas importado en el mercado mayorista, reposición del inventario mínimo, entre otros elementos, serán definidos en regulación posterior.

En este orden de ideas, la UPME establecerá en los DSI que el inventario mínimo deberá ser del 20% de la capacidad de almacenamiento de GNL en la Planta de Regasificación del Pacífico.

Comentario 16.

Período de Pagos. *En la página 11, en los renglones del 3 al 5, de menciona que el periodo estándar de pagos será de 20 años, según el artículo 2 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la sustituyan o modifiquen. Entendemos que este punto depende de la CREG, más que de la UPME, sin embargo, es muy importante señalar, que para preparar una oferta es necesario hacer un gran trabajo previo, que implica gestiones en diferentes aspectos (ingeniería, ambiental, legal, financiero, etc.) y un cambio a última hora en el periodo de pagos, puede cambiar completamente las condiciones para la financiación, y podría de plano eliminar a la competencia, teniendo como consecuencia el cierre del proyecto a un precio mucho más elevado por cuenta de la sustracción de una parte de la oferta. Por lo tanto, nos permitimos sugerir que se fije el periodo de pagos con lo que esté vigente en la regulación al momento de la expedición de los términos definitivos.*

Respuesta:

Es claro que en el artículo 2 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que el período estándar de pagos será definido para cada proyecto en los respectivos DSI, y como máximo será de 20. La UPME a través de los DSI estableció el PEP para este proyecto de 20 años.

Comentario 17.

Fecha Puesta en Operación. *En la página 15, en los renglones 8 y 9 se menciona que la UPME solicitará al Ministerio modificar la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017, para establecer como Fecha de Puesta en Operación (FPO) febrero de 2023. Consideramos que esto es un error, pues se estaría perjudicando de manera grave a la demanda del país, especialmente a la de la región suroccidental. Para empezar la UPME decidió unir dos proyectos: la planta de regasificación y el gasoducto en una solo. Esta decisión, contraria a lo expuesto en la Resolución 40006 del Ministerio, ignora para empezar que se trata de dos activos de naturaleza diferente, con riesgos muy distintos y con posibilidades de entrar en operación en momentos que no coinciden necesariamente.*

Vale la pena señalar que hoy, dado el estado de avance de la etapa previa de los proyectos (licencia ambiental, permisos, concesión, estudios de ingeniería, etc.) la planta de regasificación puede entrar en operación en la fecha prevista por el Ministerio en la Resolución 40006 de 2017.

Si bien es posible pensar que este no es el caso para el gasoducto entre Buenaventura y Yumbo, es un error posponer la fecha de entrada de operación de los dos proyectos (planta de regasificación y gasoducto) para 2023, pues este análisis ignoraría que existe una gran parte de la demanda nacional que se beneficiaría directamente de la existencia de la planta de regasificación, incluso sin que esté disponible el gasoducto, y de manera indirecta, la totalidad de la demanda nacional.

Por ejemplo, la demanda de Buenaventura no necesita de la existencia del gasoducto para poder gozar de los beneficios de la existencia de la planta, ahorrando para sus habitantes grandes costos, producto de los costos evitados de transporte, sobre todo teniendo en cuenta que desde Yumbo se hace en camiones, lo que se refleja en grandes costos para los usuarios finales. Si hacemos el análisis para la demanda de Cali, solo es necesario observar las últimas publicaciones sobre la tarifa, hechas por el comercializador – distribuidor que atiende este mercado, para ver que hoy un usuario de Cali tiene que pagar por un kpc de gas USD\$7.13 y por el transporte de ese mismo kpc USD\$6.37 (fuente: GDO, tarifas para el mes de marzo de 2018, publicadas en la página www.gdo.com.co) eso sin contar la distribución y comercialización, si la planta de regasificación estuviera en operación, ese mismo kpc de gas podría costar un valor cercano a los USD\$7, por regasificación, algo como USD\$1.50 y por el transporte hasta Cali algo cercano a USD\$1 lo que sumaría USD\$9.50, esa diferencia en el consumo total de la región (150Mpcd) en un día, da que: la región está pagando un sobre costo, por no tener la planta operando, de, alrededor de, USD 600 mil diarios, y al año casi USD\$219 millones. Luego demorar la fecha de entrada en operación de la planta de regasificación, aun con indisponibilidad del gasoducto es perjudicial para la demanda.

Que los usuarios de Cali, Buenaventura, Popayán, el eje Cafetero, y en general todo el suroccidente del país tengan una alternativa competitiva para su suministro de gas beneficia al resto de los usuarios del país, pues al disminuir la demanda por el gas nacional, esto se ve inmediatamente reflejado en precios más bajos para el resto de la demanda.

Por otra parte, esto le permitirá al país contar con gas natural para atender la demanda de las plantas de generación a gas natural, que hoy en día se ven obligadas a despacharse con combustibles líquidos, lo cual afecta a los usuarios y a las empresas de generación.

La UPME parece darse cuenta de esta situación al exigir que la planta de regasificación tenga asociada a la misma, facilidades para cargar camiones de GNL, las mismas que deberían ser utilizadas asiduamente mientras entra en operación el gasoducto.

Si la UPME persiste en hacer un solo concurso para escoger a un solo inversionista para la planta de regasificación y para el gasoducto, debería permitirse que se remunere desde el momento de entrada en operación la porción que corresponda a la planta de regasificación. Es decir, que se deba discriminar en la oferta el valor del IAE que se destina para remunerar la planta y el que remunerará el gasoducto, pero que se le adjudique a aquel cuya suma, IAE total, sea la menor.

Por otra parte, unir los dos proyectos en uno solo, implica que la demanda de Buenaventura deberá contratar y pagar una capacidad en el gasoducto que no va a utilizar, generando una escasez innecesaria y costosa para la demanda. No solo para los usuarios residenciales, sino también para los industriales y demás usuarios no regulados del sistema.

Respuesta:

En cuanto a la FPO, las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia, pacto por la Equidad” adoptado por la Ley 1955 de 2019, 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 se 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. De igual forma, se buscará la articulación interinstitucional a escala nacional y territorial, de manera que la puesta en funcionamiento se realice en el año 2023”.

De conformidad con la Resolución CREG 152 de 2017, en el IAE se deberá presentar en forma desagregada los valores de la oferta económica del Gasoducto Buenaventura – Yumbo, incluidos compresores si los hay, y los valores asociados a cada una de las componentes de la Planta de Regasificación.

Al respecto es importante mencionar que se remunerará la parte del proyecto que entre de manera anticipada, si entra la Planta de Regasificación con anterioridad a la FPO o FPO ajustada aprobada por el Ministerio de Minas y Energía, se reconocerá el promedio simple del IAE presentado en la oferta para la planta de regasificación y del mismo modo funcionará para el gasoducto Buenaventura-Yumbo.

Vale la pena señalar que en el Estudio Técnico de Gas Natural sometido a consulta en Enero 09 de 2020 se proponen Fechas de Puesta de Operación independientes para la Planta de Regasificación y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, viabilizando la entrada anticipada de

la Planta de Regasificación, con potenciales usos en generación eléctrica en Buenaventura, distribución urbana de gas Natural y cargue de cisternas para diferentes actividades.

De otro lado, los 20 años del PEP empezarán a contar a partir de la FPO o FPO ajustada establecida por el Ministerio de Minas y Energía, es decir, que la entrada anticipada todo o parte de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico sería un beneficio para el inversionista por operar por los 20 años más el tiempo ganado por la entrada anticipada de operación.

En este orden de ideas se podrá modificar la FPO, siempre y cuando cuente con la aprobación del MME en las condiciones establecidas en los DSI.

Ver respuesta comentario 10.

Comentario 18.

Ingreso Anual Esperado IAE. En la página 31, en los renglones del 9 al 14, se menciona que el IAE ofertado debe estar en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a presentación de la propuesta, así mismo, que se debe indicar el porcentaje del IAE que se solicita en dólares de los Estados Unidos de América, el cual no podrá exceder el 42 % del IAE. Al respecto tenemos las siguientes Comentarios:

1. El valor que se solicite en dólares, por ejemplo 42% del IAE, queda fijo en dólares por los 20 años? ¿O lo que queda fijo es el porcentaje del IAE en pesos, solo que se pagan en dólares? Si lo que queda fijo es el porcentaje, entonces eso es lo mismo que tener el ingreso 100% en pesos. En cambio, si lo que queda fija es la cantidad de dólares que se van a remunerar y una cantidad de pesos como parte del IAE, entonces este porcentaje variará a lo largo del tiempo, pues la volatilidad de la tasa de cambio producirá este efecto. De ser así, es necesario que se determine con cuál tasa de cambio se debe hacer el cálculo del porcentaje.

De manera más general, es importante tener en cuenta que, al fijar un porcentaje tan alto en pesos para el IAE, se está restringiendo la participación de una gran parte de la banca internacional en la estructuración financiera del proyecto, lo que se traduce ineludiblemente en mayores costos para los oferentes y por supuesto, para la demanda nacional.

2. En los renglones 13 y 14 de la página 31, se establece que el porcentaje en dólares debe ser un valor único. Solo hay una forma de que esto sea así y es que el IAE sea igual para todos los años, o que el valor solicitado en dólares sea igual a cero, 0 %. Lo que parece contrario a lo que pretendía el regulador.

Respuesta:

En el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017 está la siguiente disposición sobre el ingreso anual esperado, IAE:

“Artículo 9 Ingreso anual esperado, IAE. El proponente deberá (i) presentar una oferta económica que deberá corresponder a un ingreso anual esperado,

expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, y para el PEP contado a partir de la FPO; este IAE se utilizará para calcular el valor de la oferta, y (ii) reportar el porcentaje del ingreso anual esperado, IAE, que solicita le sea remunerado en dólares americanos; este porcentaje no podrá ser superior al 42% y deberá corresponder a un valor único para cada uno de los años del PEP.

(...)"

De acuerdo con el texto transcrito el porcentaje de la parte que se remunera en dólares y que decide el proponente es sobre el ingreso anual esperado, IAE, reportado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta.

Al aplicar este porcentaje se obtendrá un monto en pesos constantes el cual se convertirá a dólares con la TRM del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, como se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017. Este valor en dólares quedará explícito en la resolución de la CREG que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto, según se establece en el mismo artículo.

Ahora bien, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017 el ingreso mensual se obtiene dividiendo en 12 el valor anual en dólares aprobado en la resolución de la CREG que oficialice la remuneración del adjudicatario. Este ingreso mensual en dólares se convierte a pesos con la TRM del último día calendario del mes de prestación del servicio, y este valor es el que se factura a los beneficiarios del proyecto y que se traslada al adjudicatario.

De acuerdo con lo anterior, los ingresos para el adjudicatario siempre serán en pesos y variarán de acuerdo con los cambios en la tasa de cambio. Es decir, se garantiza el valor en dólares aprobado en la resolución de la CREG que oficialice la remuneración del adjudicatario. Esto busca mitigar el riesgo de tasa de cambio para el adjudicatario durante el periodo de operación del proyecto.

Comentario 19.

Qué refleja el ingreso anual esperado. *En la página 31, en el renglón 19, se menciona que el IAE deberá reflejar el costo, entre otros, de la conexión al sistema de transporte. Si la planta de regasificación entra en operación antes que el gasoducto, no debería exigírsele que tenga tal conexión, al menos no mientras el ducto entra también en operación.*

Respuesta:

Conforme al artículo 9 de la Resolución 107 de 2017, el IAE deberá reflejar los costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios, licencias ambientales y términos para su trámite y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de conexiones al sistema de transporte y estaciones de transferencia de custodia que se requieran, el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento

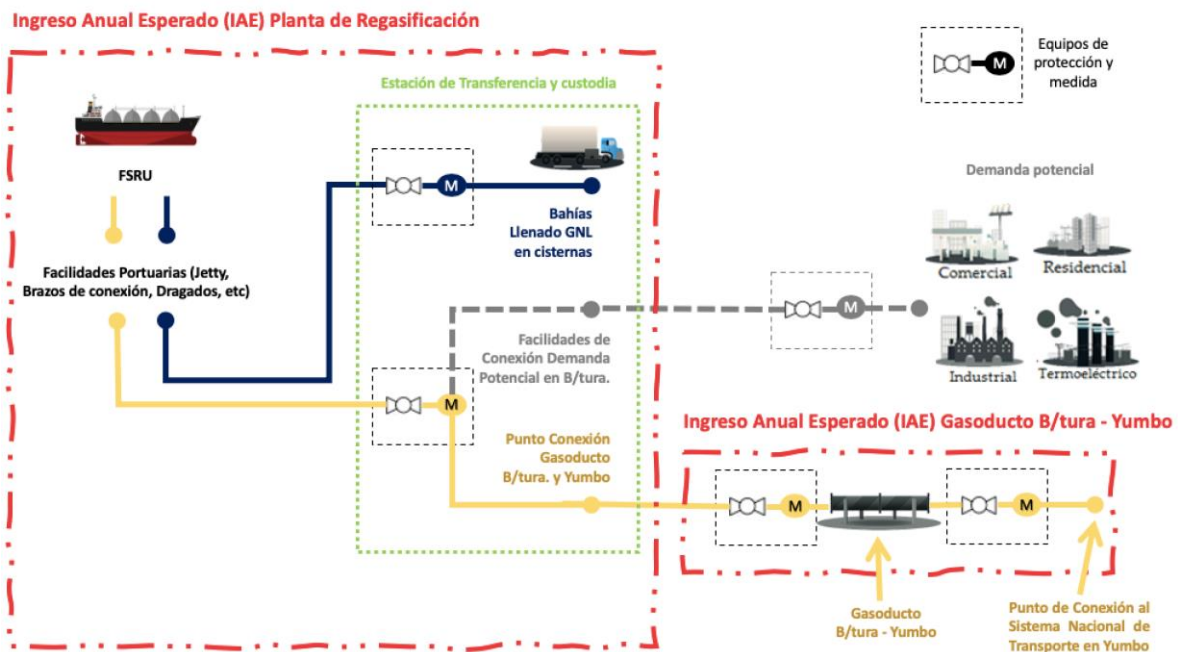
correspondientes, AOM. Adicionalmente, el IAE presentado por el proponente cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el proponente seleccionado en desarrollo de su actividad durante el período de pagos y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

Así mismo, el proponente, con la presentación de su oferta, acepta que el IAE remunera la totalidad de las inversiones y gastos AOM correspondientes al respectivo proyecto, incluyendo los gastos de combustible o energía asociada a la operación de estaciones de compresión u otra infraestructura y la reposición de activos que componen el proyecto cuando sea necesario. Por tal razón asumirá la responsabilidad y el riesgo inherentes a la ejecución y explotación del proyecto.

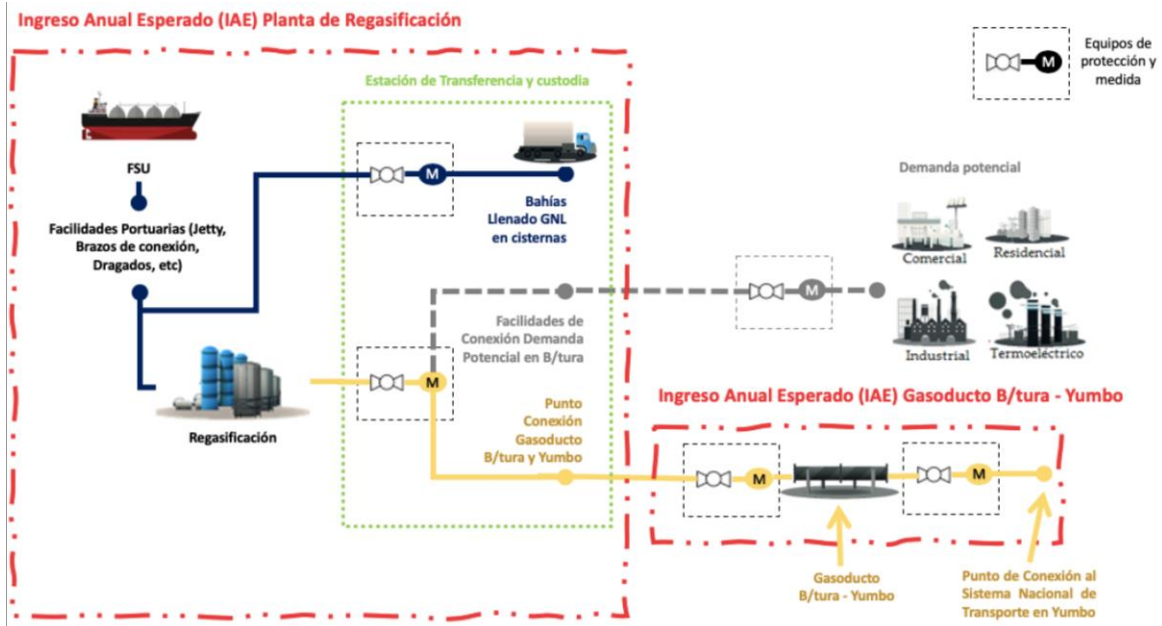
Es decir, el IAE de la Planta de Regasificación será remunerado hasta que se cumpla con los servicios establecidos en el Anexo 1A en la FPO de los DSI.

De manera ilustrativa se presentan las posibles configuraciones de lo que compone el Ingreso Anual Esperado de la Infraestructura de Importación Gas del Pacífico el cual corresponde a la sumatoria del IAE de la Planta de Regasificación y el IAE del Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

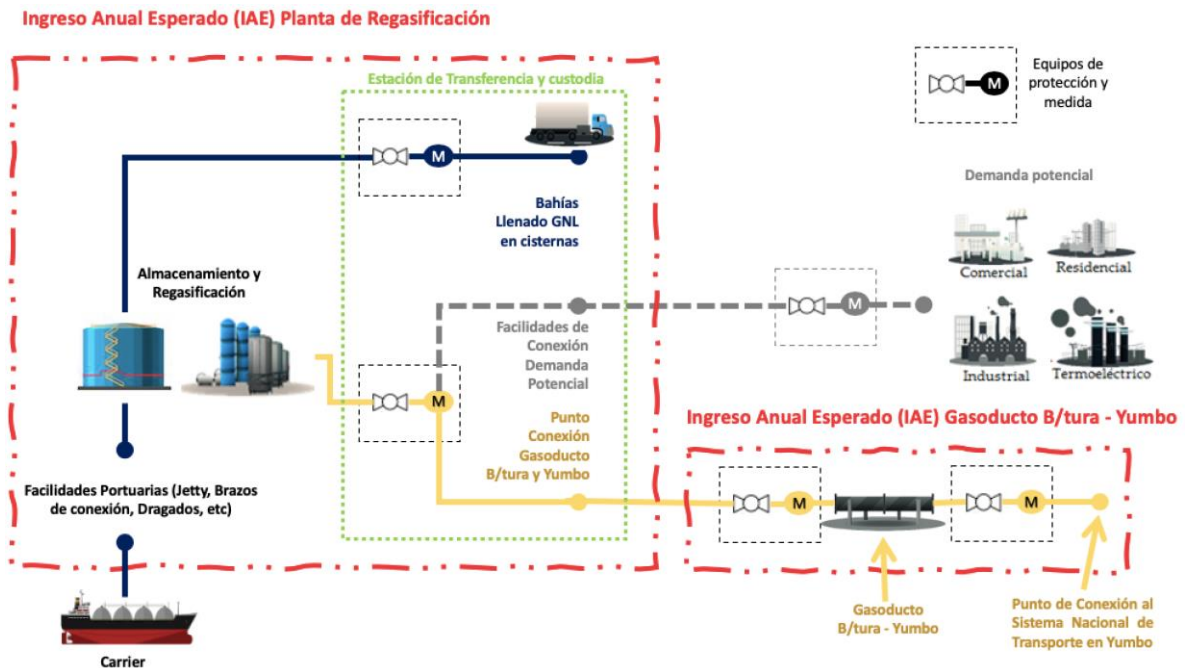
Gráfica 1. Opción de Almacenamiento y Regasificación Offshore y Gasoducto Buenaventura - Yumbo



Gráfica 2 Opción de Almacenamiento Offshore y Regasificación Onshore y Gasoducto Buenaventura - Yumbo



Gráfica 3 Opción de Almacenamiento y Regasificación Onshore y Gasoducto Buenaventura - Yumbo



Ver respuesta comentarios 2, 17 y 62.

Comentario 20.

Evaluación del Sobre 1. *En la página 36, en los renglones del 13 al 33 se relatan las causas para que declaren uno u otro proyecto como no conforme, solicitamos que, dentro de estas causas, se incluya el haber entregado cualquier documento que sea falso o ilegítimo y que, de comprobarse dicha situación no sea subsanable por parte del proponente.*

Respuesta:

Se ajustarán los DSI, conforme a su solicitud.

Comentario 21.

Indexación del IAE, para actualizar su valor. *Se entiende que el IAE será actualizado mensualmente, de acuerdo con lo expresado en la Res CREG 107 de 2017 o la que la modifique o sustituya, usando los índices y las fuentes de ellos allí especificadas, entendemos que dichos índices y el procedimiento de aplicación deberán ser fijados en los términos definitivos, a fin de que los proponentes puedan tener clara la forma y los indexadores que se usarán para actualizar sus ingresos.*

Respuesta:

Los índices de indexación del IAE están definidos en la normatividad vigente expedida por la CREG. Al respecto debe remitirse al artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, en donde se establece la manera de cómo indexar el IAE.

Comentario 22.

Garantía de Seriedad. *De acuerdo con lo expresado en los renglones 29 a 31 de la página 32, la UPME fijará un valor que deberá ser garantizado por el oferente, en pesos colombianos, dado que dicha garantía podría ser emitida por un banco internacional, ¿la UPME podría recibir dicha garantía denominada en dicha moneda?.*

Respuesta:

De conformidad con lo establecido la Garantía de Seriedad de los DSI, ésta se deberá presentar en moneda legal colombiana, equivalente a 70 millones de dólares a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) vigente al día de la expedición de la misma.

Se modificarán los Pliegos para permitir que la garantía sea expedida en Dólares de los Estados Unidos de América. En caso de expedirse la garantía por un banco del exterior se requerirá de un banco avisador o confirmador con domicilio en Colombia.

Comentario 23.

Periodo de pagos en los casos en que la fecha de entrada en operación sea anterior o posterior a la FPO. En la página 44 numeral 8.3.8. En el evento en que una de las partes del proyecto, la planta de regasificación, entre en operación con anterioridad a la FPO y lo haga en una fecha diferente que la entrada en operación del gasoducto, se realizará el mismo procedimiento enunciado en la Res CREG 107 de 2018, es decir que se realizará un promedio simple de los IAE, dado que la planta podría prestar servicios de forma independiente, mediante el llenado de camiones cisterna o la conexión a la red local de Buenaventura.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17 y 19.

Comentario 24.

Ajustes a la FPO. De acuerdo con lo consultado anteriormente, en el caso de que la planta y el gasoducto puedan entrar en fechas diferentes, ¿dichas fechas se podrán ajustar de la misma manera que se expresa en el numeral 9 de la página 46?

Respuesta:

Los DSI no contemplan la modificación de la FPO por entrada anticipada.

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 25.

Ingreso anual esperado. Entendemos que los valores expresados en los formularios número 1 de la página 50, deberán ser en pesos constantes del último día del año anterior a la presentación de las ofertas, que una porción de ese IAE estar expresado en dólares de los Estados Unidos de América y que ambas partes se ajustarán de acuerdo al procedimiento y los índices que se encuentran expresados en la Res CREG107-2017 o las que las modifiquen o reemplacen, pero cualquier cambio en estos procedimientos o en los indexadores podría modificar de manera significativa los valores del IAE y por tanto del flujo de caja del inversionista. ¿La UPME fijará las condiciones de indexación con anterioridad a la adjudicación?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 18 y 21.

Comentario 26.

Desagregación de Valores. En los formularios de los numerales 3.1 y siguientes, en los que se separan las actividades del proyecto, separar los valores de las actividades puede significar que los proyectos van a ser remunerados de forma separada, es decir que cada una de las actividades, al

momento de entrar en operación, en caso de ser en una fecha anterior o posterior a la FPO, ¿serán remuneradas de acuerdo con las reglas establecidas en la Res CREG 107?.

De otro lado, realizar esa división no es sencillo, ya que en el caso de que las facilidades de regasificación sean realizadas por una unidad flotante, FSRU, en ella vienen todas integradas y no será fácil diferenciar sus componentes ni sus costos de operación y que, como se mencionó, todas hacen parte de una sola unidad.

Respuesta:

Lo primero a mencionar es que en materia regulatoria las disposiciones que rigen la remuneración de la planta de regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura – Yumbo están en las resoluciones CREG 107 de 2017 y 152 de 2017 donde al adjudicatario se le establece un ingreso regulado (IAE) desde la fecha de puesta en operación comercial y por el periodo estándar de pagos.

Con referencia a la desagregación de los servicios, en el artículo 7 de la Resolución CREG 152 de 2017 está la siguiente disposición:

“Artículo 7. Ingreso anual esperado, IAE. La oferta económica que entregue el (los) proponente(s) deberá(n) cumplir con lo establecido en el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

En la oferta económica para la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico el (los) proponente(s) deberá(n) presentar en forma desagregada los valores asociados a cada una de las componentes de la planta de regasificación, necesarias para la prestación de los siguientes servicios: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de cisternas de gas natural licuado, y v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío.

En caso de que se decida realizar un único proceso de selección para la ejecución de toda la infraestructura de importación de gas del Pacífico, el proponente también deberá presentar en forma desagregada los valores de la oferta económica del gasoducto Buenaventura – Yumbo, incluidos compresores si los hay.

Estos 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”.

Nótese que de acuerdo con la disposición transcrita los proponentes en sus ofertas económicas deben desagregar el valor de sus servicios, el cual puede ser suministrado en valores porcentuales estimados. Esta información es para propósitos únicamente referenciales y no afectan en ninguna manera el valor a remunerar al adjudicatario.

Se precisa que en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 y todas aquellas que las modifican, adicionen o sustituyan, al adjudicatario se le establece un ingreso regulado.

Por otra parte, según las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 152 de 2017 la UPME puede integrar los dos proyectos en uno solo o tratarlos de manera separada.

En los DSI se solicitará el IAE de la Planta de Regasificación y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo por separado y se adjudicará al menor valor que corresponderá a la sumatoria de estos dos IAE.

Ver respuesta comentario 19.

Comentario 27.

Declaraciones y garantías. *En el renglón 5 de la página 62, dice que el proponente declara que cumplirá con todos los requisitos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, en dicho plan, se presentan como dos proyectos separados a los componentes de esta convocatoria, eso quiere decir que: ¿aun cuando sea un solo proceso y la UPME vaya a seleccionar un solo adjudicatario para ambos, en la parte regulatoria, en sus FPO y en la remuneración, serán, de alguna manera independientes, para cumplir con lo dicho en el plan?*

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17 y 19.

Comentario 28.

Formulario 2. *En el renglón 10 de la página 66, se debe declarar que la empresa/consorcio, debe tener una duración mínima de 20 años, con esa declaración se entiende que: ¿la duración mínima de la empresa será de 20 años, más el tiempo que demore la puesta en operación?*

Respuesta:

Se aclara que la duración mínima de las empresas deberá ser como mínimo 20 años contados a partir de la FPO y de conformidad con el literal c del artículo 8 de la Resolución CREG 107 de 2017 debe contar como mínimo con tres años más de existencia, contados a partir de la fecha de terminación del periodo de pagos.

Comentario 29.

Formulario 6. *En la página 78, se entiende que se emitirá una garantía de cumplimiento para el proyecto en general, es decir que en esa garantía estarán relacionados los dos grandes componentes del proyecto, siendo que son proyectos de complejidades distintas y que cada uno podría terminar su ejecución en fechas diferentes, ¿no ha considerado la UPME que deban emitirse garantías para cada uno de los componentes del proyecto?*

Respuesta:

Al ser un solo proceso de convocatoria para la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (Planta de Regasificación y Gasoducto), se deberá emitir una garantía de seriedad y una garantía de cumplimiento para todo el Proyecto tal como lo expresa los DSI.

Comentario 30.

Lugar de desarrollo del proyecto. En la página 10 de la línea 16 a 35 y en la página 11 de la línea 1 a 7 se establecen los detalles del conjunto de instalaciones plenamente operativas que garantizarán la entrega del gas natural regasificado en cantidad y calidad. Se solicita a la UPME requiera a los oferentes incluir en sus propuestas el sitio exacto en el cual desarrollará el proyecto de la Planta Regasificadora del Pacífico, teniendo en cuenta que la definición del lugar de construcción del proyecto permite generar estudios previos de ingeniería de mayor confiabilidad, así como otras actividades de diseño tales como suministro de materiales, construcción, montaje y pruebas inherentes al proyecto. Lo anterior permitiría una mejor estimación de costos y de la viabilidad, previa a la construcción, asegurando de mejor manera la ejecución de las obras.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 31.

Concesión Portuaria. En relación a la concesión portuaria que deberá tener el adjudicatario del proyecto, entendemos que la UPME considera esto como parte de las obligaciones del proponente/ adjudicatario, que deberán ser cumplidas con posterioridad a la adjudicación. Dado que los plazos de ejecución del proyecto son ajustados, la solicitud de la concesión ante la ANI, del sitio exacto donde proyecta desarrollar el proyecto, debería ser un requisito anterior a su participación, ya que una demora en su trámite puede afectar el desarrollo del proyecto.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 32.

Uso del gasoducto Buenaventura – Yumbo. Según la socialización llevada a cabo por la UPME el día 8 de junio de 2018 se entiende que el gasoducto Buenaventura – Yumbo no es de uso exclusivo de la Planta Regasificadora, es decir que hace parte del SNT y por tanto tiene libre acceso. En el

caso de que haya nuevo gas que, cumpliendo las especificaciones RUT, quiera hacer uso de la infraestructura de transporte, no existirán restricciones para su ingreso

Respuesta:

Ver respuesta comentario 14.

Comentario 33.

Solicitud estudio impacto ambiental. En la página 13 del Anexo 1A región 13 numeral 3.1.3 “Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación” se establece que el inversionista seleccionado será responsable de las investigaciones y consultas con las autoridades competentes de asuntos ambientales. Se sugiere a la UPME solicitar al proponente que el proyecto cumpla los mismos requisitos solicitados a un proyecto de generación en Fase 2 de su ejecución ya que con ello se garantiza que el proponente ha realizado estudios suficientes, que le permitieron presentar ante la Autoridad de Licencias Ambientales el Estudio de Impacto Ambiental y el diagnóstico ambiental de alternativas según sea el caso.

Respuesta:

Se rechaza la solicitud por considerarlo restrictivo a la participación de los inversionistas interesados.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 34.

Especificaciones Técnicas. Aun cuando la UPME menciona en los documentos que el proponente podrá escoger libremente la tecnología que quiera usar para realizar el proceso de regasificación, limita está al gas natural licuado mediante la disminución de temperatura, es posible que la UPME considere viable una tecnología que mantenga las condiciones de entrega de gas al SNT pero que no cumpla con las especificaciones del gas importado, es decir que el gas importado sea transportado mediante métodos diferentes a los buques metaneros que emplean tecnología criogénica y que su regasificación sea por métodos diferentes al intercambio de calor.

Respuesta:

Las tecnologías de regasificación de GNL incluidas en el Anexo 1A de los DSI se basan en la importación de GNL en el mercado internacional con tecnologías ampliamente utilizadas a nivel mundial y con un mercado altamente competitivo de GNL. No obstante, es importante aclarar que lo que debe garantizar el adjudicatario es cumplir con los servicios relacionados en el citado Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentario 1.

Comentario 35.

Podría dar una fecha exacta para entrega de propuesta. (Sabemos de acuerdo al cronograma que la entrega de propuestas está dada para Febrero del 2019).

Respuesta:

El cronograma completo y detallado del proceso de la convocatoria será incluido en la nueva publicación de los DSI.

Comentario 36.

Qué requisitos se tienen para el adjudicatario. (Más allá de aquellos que se expusieron por la CREG en su presentación que hizo en la socialización el pasado viernes).

Respuesta:

Los requisitos se encuentran establecidos por la normatividad vigente expedida por la CREG. A la fecha de elaboración del presente documento se disponen de las Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 y 113 de 2018.

Comentario 37.

Quien le paga al adjudicatario por el proyecto. Y cómo?. Por favor explicar el concepto de Ingreso anual esperado.

Respuesta:

Sobre quién le paga el ingreso regulado al adjudicatario:

En el artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece, entre otros aspectos, que “Los transportadores responsables de los sistemas de transporte que sean utilizados por remitentes beneficiarios del proyecto, según los beneficiarios que establezca la UPME, serán los

responsables de liquidar, actualizar, facturar, y recaudar el valor de los pagos para el adjudicatario del proceso de selección”.

Así mismo, en el párrafo 1 de este artículo se establece que “El pago al adjudicatario se hará dentro de los tres días hábiles siguientes al vencimiento de la factura para los participantes del mercado mayorista de gas natural de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El transportador podrá exigir garantía de pago a sus remitentes por este concepto y deberá establecer garantía de pago al adjudicatario. Cuando el transportador que recauda sea el mismo adjudicatario, los valores que recaude por concepto del proyecto harán parte de sus ingresos”.

Sobre el concepto de ingreso anual esperado:

En la Resolución CREG 107 de 2017 se define el período estándar de pagos, PEP, en los siguientes términos:

“Tiempo durante el cual un adjudicatario espera recibir el ingreso anual esperado, *IAE*, para remunerar un proyecto ejecutado mediante proceso de selección y el cual deberá considerar para efectos de presentar la propuesta económica. El periodo estándar de pagos será definido para cada proyecto en los respectivos documentos de selección, y como máximo será de 20 años”.

El PEP lo define la UPME en los pliegos del proceso de selección. En este caso específico, se definió en 20 años.

Ahora bien, en la Resolución CREG 107 de 2017 se define la fecha de puesta en operación comercial, FPO, así:

“Fecha en la cual se prevé la puesta en operación de un proyecto prioritario. Esta fecha debe coincidir con la fecha establecida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, aprobada o ajustada por el Ministerio de Minas y Energía o por quien este delegue”.

De esta disposición entendemos que la FPO la aprueba el Ministerio de Minas y Energía en el plan de abastecimiento de gas y que puede ser modificada por el mismo Ministerio o por quien este delegue. Es decir, la FPO es una fecha definida por el Ministerio o por quien este delegue.

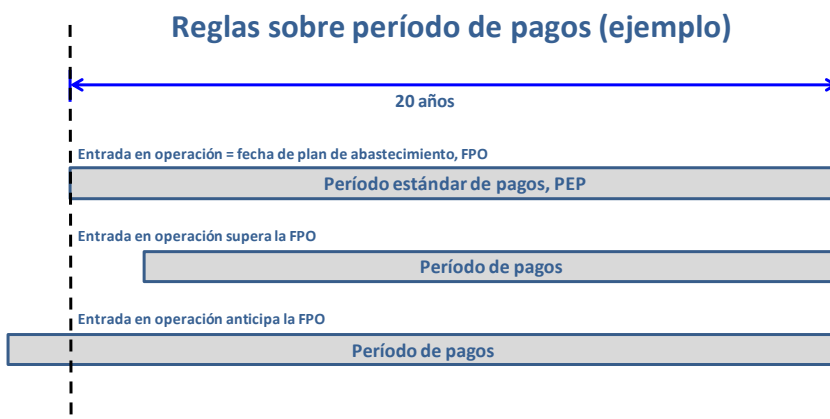
También entendemos que la FPO no necesariamente coincide con la fecha de puesta en operación del proyecto pues es posible que el adjudicatario tome más o menos tiempo del previsto, se adelante o se atrase con respecto a la FPO. Cuando hay atrasos el adjudicatario debe actualizar la garantía de cumplimiento como se establece en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017.

De otra parte, en el artículo 12 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece, entre otros aspectos, lo siguiente:

“Los proyectos ejecutados mediante procesos de selección tendrán un período de pagos de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) En el evento en que el proyecto inicie su operación en la FPO o en la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el adjudicatario recibirá pagos durante el PEP contado a partir del inicio de la operación del proyecto.
- b) En caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea diferente a la FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el adjudicatario recibirá pagos desde la fecha de entrada en operación hasta la fecha en que se cumpla el PEP contado a partir de la FPO o de la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución”.

De estas disposiciones entendemos que un atraso en la entrada en operación del proyecto, con respecto a la FPO, implica reducción del período de pagos frente al PEP; y un adelanto implica ingresos adicionales al ingreso anual esperado pues el período de pagos se extiende frente al PEP. La siguiente figura ilustra esta situación para el caso de un proyecto cuyo PEP es de 20 años.



La primera barra de arriba hacia debajo de esta figura muestra que el adjudicatario recibirá el IAE durante el PEP cuando la fecha de entrada en operación del proyecto coincide con la FPO; aquí el período de pagos es igual al PEP. La segunda barra muestra que el adjudicatario recibirá el IAE desde la entrada en operación hasta el PEP, contado desde la FPO, cuando el proyecto se atrasa; aquí el período de pagos es menor al PEP. La tercera barra muestra que el adjudicatario recibirá el IAE durante el PEP más ingresos durante el período de adelanto cuando el proyecto se adelanta; aquí el período de pagos es mayor al PEP.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 152 de 2017, el ingreso regulado para el inversionista provendrá de dos fuentes, a saber: i) venta de servicios asociados al proyecto; y ii) pagos por parte de la demanda beneficiada del proyecto. Este ingreso siempre se paga a través de la demanda beneficiada. Es decir, el ingreso proveniente de la demanda beneficiada será la diferencia entre el ingreso regulado, IAE, y el ingreso obtenido por la venta de servicios. Así, el

ingreso que se recauda de la demanda beneficiada será igual al IAE cuando no haya ingresos por venta de servicios y disminuirá en la medida en que aumenten los ingresos por venta de servicios asociados al proyecto.

Los ingresos por venta de servicios los factura y recauda el adjudicatario del proyecto y podrán estar respaldados con garantías de cumplimiento por parte de los usuarios que compren los servicios, según se acuerde entre el Inversionista y el usuario. Por su parte, los transportadores en los que haya usuarios beneficiados con el proyecto serán los encargados de recaudar y transferir al adjudicatario los pagos por parte de la demanda beneficiada. Los transportadores deberán establecer garantías de pago al adjudicatario.

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 38.

Desde que no va a haber un contrato, sino que los ingresos se definen de acuerdo con la regulación existente de la CREG, ¿cómo se garantizan que los ingresos del inversionista aseguren, por lo menos, la recuperación de su inversión?

Respuesta:

En las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 la CREG diseñó un esquema regulatorio que le permite al adjudicatario recibir periódicamente los ingresos regulados¹.

Dichas resoluciones son actos administrativos, tendientes a producir efectos jurídicos ya sea creando, modificando o extinguiendo derechos para los administrados o en contra de éstos, que tienen como presupuestos esenciales su sujeción al orden jurídico y el respeto por las garantías y derechos de los administrados.

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 39.

En cuanto a la licencia ambiental, teniendo en cuenta que más allá de la debida gestión que haga el inversionista, los tiempos de aprobación dependen en primera instancia, de la aceptación de las comunidades afectadas por el proyecto. Como esta aceptación, incluso podría no darse y, aún si se diera, podría tomar mucho más tiempo del previsto (en cualquiera de los dos casos), excediendo el porcentaje de atraso permitido por la UPME del 10% del plazo total. ¿Cómo han previsto mitigar este riesgo para que el Inversionista no sufra consecuencias por algo que no puede ser previsible, ni modificable por el inversionista, una vez se presente? Especialmente teniendo en cuenta que el ducto requiere de la aprobación de diversas y múltiples comunidades que se encuentran en el área de influencia de su recorrido.

¹ Debe precisarse que es a través del diseño regulatorio que se define al adjudicatario que él recibe el ingreso.

Respuesta:

Este riesgo debe ser valorado por el inversionista al momento de la estructuración de su propuesta.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 40.

En segunda instancia, la licencia ambiental depende del tiempo que la misma ANLA se tome. Con las mismas consideraciones del punto anterior ¿Cómo han previsto mitigar este riesgo para que el Inversionista no sufra consecuencias por algo que no puede ser previsible, ni modificable por el inversionista?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 39.

Comentario 41.

Fecha de entrada en operación. *Es fundamental que la Infraestructura de importación de gas del Pacífico entre a operar cuando realmente se requiera, dado que en caso contrario se generaría un sobre costo innecesario para la demanda por una infraestructura que estaría ociosa varios años. Al respecto, el documento incluye la fecha de enero del 2021 (fecha incluida en la Resolución MME No. 40006 del 4 de enero de 2017), pero, a su vez, incluye un comentario sobre la solicitud que realizará la UPME de modificarla para febrero de 2023.*

Pese a lo anterior, al calcular el balance oferta demanda con la declaración de producción publicada este año y la última proyección de demanda de la UPME² se observa que el cruce de oferta demanda se produciría en el año 2026; es decir, 5 años después de la recomendación inicial de la UPME y 3 años después de la nueva fecha recomendada en los ple-pliegos.

Lo anterior es un reflejo de que es necesario ajustar la metodología para calcular el balance oferta demanda, dado que la historia reciente muestra que de haberse contratado la planta para entrar en el año 2021 la demanda hubiera pagado por una infraestructura ociosa durante al menos 5 años.

El principal ajuste que consideramos necesario realizar es utilizar escenarios probables de nueva oferta, como los definidos en el documento UPME “BALANCE DE GAS NATURAL 2017 – documento de trabajo”, dado que estos escenarios son más realistas que el supuesto actual sobre que la declaración de producción no se va a incrementar con el tiempo, lo cual contrasta con el incremento en la última declaración de producción de 113 GBTUD en promedio durante todo el período.

Otro ajuste importante que se debe realizar es el discriminar los tipos de demanda, entre termoeléctrica respaldada con la regasificadora de Cartagena, termoeléctrica del interior y demanda

² Escenario medio de la revisión de abril de 2018

no termoeléctrica. La razón de lo anterior es que, según nuestros cálculos, la única demanda que necesitaría la planta de regasificación con antelación al año 2015 es, en caso de un fenómeno de El Niño, las plantas térmicas del interior.

No obstante, dichas plantas actualmente respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con combustibles líquidos, por lo que dicha demanda no debería incluirse hasta tanto estas plantas se comprometan a pagar por la capacidad de regasificación que necesitan y respalden sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural importado, lo cual solo se va a dar si se dan señales claras por parte del gobierno en materia de la sustitución de la generación con Diésel y Obligaciones de Energía Firme de largo plazo para las planta que entren a participar en el esquema.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 42.

***Identificación de la demanda beneficiada.** En consonancia con el punto anterior de esta comunicación, se considera importante que la UPME defina cuál es la demanda beneficiada con el proyecto de infraestructura, lo anterior cobra especial relevancia, si se considera que la viabilidad de la planta y de los costos que puede implicar la misma dependen en gran medida de la participación de la demanda térmica del interior en el esquema de pagos que proponga la Comisión de Regulación.*

Adicionalmente a la hora de identificar la demanda beneficiada es importante considerar la orden impartida por el Gobierno Nacional a través del decreto 2345 de 2015, la cual consiste en que se identifique cuáles son los beneficiarios para que así mismo estos sean objeto de cobro de la infraestructura.

Respuesta:

La UPME en Enero de 2020 publico para comentarios el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y en el numeral 7 se proponen los beneficiarios de cada una de las obras identificadas para garantizar la seguridad del abastecimiento y confiabilidad. Una vez se cuente con la versión definitiva de este estudio, los beneficiarios serán remitidos a la CREG para el ejercicio de sus competencias.

Los beneficiarios que se proponen en este documento tienen como fundamento lo establecido en el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 el cual dicta que todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y de seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios y éste valor no podrá ser superior a su costo de racionamiento. El ejercicio de verificar si la obra supera el costo de racionamiento se presentó en el numeral 6 del Estudio Técnico.

Comentario 43.

Comentarios adicionales en relación con los mecanismos de comercialización del gas de la planta de regasificación. A pesar de no ser el objeto directo de los documentos prepublicados, esta asociación considera que al ser un elemento que puede afectar todo el proceso de selección del inversionista y en especial el costo total del esquema de regasificación es importante que la UPME solicite a la CREG en varios aspectos que no se encuentran regulados actualmente: i) ¿Cómo se compra el gas? Y como se determinará la prioridad de atención de la demanda si no existe un agente que centralice las ofertas de gas a regasificar. ii) Quién es responsable de la compra del gas? y iii) ¿Cuál va a ser el manejo de los inventarios?.

Respuesta:

Se considera que, para los efectos de seleccionar el adjudicatario del proyecto, las disposiciones contenidas en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 y aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, son suficientes. Esto en virtud de que con esas disposiciones para los proponentes debe ser claro que recibirán un ingreso regulado el cual no se afecta por la demanda o nivel de utilización de los servicios del proyecto.

Por otra parte, en lo que tiene que ver con aspectos como la asignación de los servicios del proyecto, los mecanismos de compra del gas natural importado en los mercados internacionales, quién o quiénes pueden comprar el gas natural licuado, y la incorporación del gas importado en el mercado mayorista, entre otros elementos, serán definidos en regulación posterior.

Ver respuesta comentario 15.

Comentario 44.

de los documentos de selección del inversionista y el auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura – Yumbo, me permito poner a su consideración el terreno de PUNTA SOLDADO, COMO LA MEJOR OPCIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO, POR SUS CARACTERÍSTICAS.

A mi carta de solicitud de inclusión del Terreno Punta Soldado como opción para la ubicación de la Planta de Regasificación del Pacífico con Radicado No. 20181110003712 del 25/01/2018, la UPME respondió “que el inversionista interesado es quién define entre otros aspectos, la mejor ubicación de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura de acuerdo con los resultados obtenidos en sus propios análisis de ingeniería básica y detallada” (con Radicado No. 20181700004901 del 09/02/2018) y en mi calidad de propietaria del terreno conocido como “Punta Soldado”, estando debidamente facultada por mis hermanos, igualmente propietarios del terreno en mención, me permito exponer formalmente a usted, las razones por las cuales considero que el terreno citado es el más apropiado para tal fin

Al darse luz verde a la licitación para la construcción de la planta de regasificación del Pacífico en la Bahía de Buenaventura, se debe considerar como factor determinante a la población de la zona. Buenaventura tiene una población estimada de 424.000 habitantes para el 2018, de los cuales se estiman 390.000 habitantes urbanos que debe estar protegida. (Fuente: <http://poblacion.population.city/colombia/buenaventura/>)

La percepción pública de los desastres potenciales que los derrames de gas natural licuado (GNL) podrían producir en altamar o en tierra ha dado lugar a la emisión de normas sumamente estrictas a nivel mundial que todos deben respetar.

El inconveniente público es obvio, el peligro es alto y las consecuencias de un accidente en esta área son catastróficas. Hay muchos otros problemas ambientales, pero el mayor problema es el entorno en el que se puedan construir las instalaciones y debe evitarse un área densamente poblada. De allí que es importante que la planta de regasificación se construya en un terreno lejos de la isla de Cascajal, su población y terminales portuarias aledañas donde se pone en riesgo a la comunidad que habita y labora, además de las operaciones portuarias que se suceden en esas terminales.

El riesgo es una combinación, no sólo de las consecuencias de un evento, sino también de la probabilidad de que ocurra el evento. En la escala de riesgos, un evento de grandes consecuencias con baja probabilidad de que ocurra puede ser similar a un evento de poca consecuencia con alta probabilidad de que ocurra.

En Colombia, todos los diseños de plantas de GNL deberán contener un estudio de localización de la planta cuyos registros incluyan, entre otros, la zona de riesgo establecida de acuerdo a los lineamientos de la Ley 1523 del 24 de abril de 2012 que establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. Internacionalmente, la NORMA NFPA 59A, Para La Producción, Almacenamiento y Manejo Del Gas Natural, en su apartado 15.8 Evaluación de riesgos y sus consecuencias, habla que siempre se deben calcular las distancias mínimas para limitar los diferentes riesgos.

La misma inflamabilidad del gas natural, que lo convierte en un producto deseable, también lo hace peligroso. Las personas que se oponen a la ubicación de las terminales de GNL cerca de áreas pobladas temen los siguientes tipos de riesgos asociados con el mismo (Fuente: SISTEMAS DE SEGURIDAD Y PROTECCION DE GNL, Center for Energy Economics, 2003):

- Incendio
- Explosión
- Nube de vapor
- “Rollover”
- Fase de transición acelerada (RPT)

Los impactos de salud y seguridad de la comunidad durante la operación de las instalaciones de GNL o el transporte de GNL están relacionados con las posibles fugas accidentales de gas natural, en forma líquida o gaseosa. La radiación y sobrepresión de gas o calor inflamable que pueden afectar potencialmente las áreas comunitarias vecinas fuera del límite de la instalación. (Fuente: GIIGNL - The International Group of Liquefied Natural Gas Importers website - www.GIIGNL.org).

Es por esto que el terreno que se escoja para la construcción y operación de la planta de regasificación del Pacífico debe minimizar los riesgos emergentes vinculados donde “...la distancia de separación entre la instalación y el público y / o instalaciones vecinas fuera de los límites de las instalaciones debe basarse en una evaluación de los riesgos del fuego de GNL (protección contra la radiación térmica), nubes de vapor (protección contra la dispersión de vapor inflamable) u otros

peligros mayores.” (Fuente: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO (GNL), Grupo del Banco Mundial - Desarrollo internacional, pobreza y sostenibilidad, 11 de abril de 2017.) Colombia pertenece al Grupo del Banco Mundial desde 1995 y éste está conformado por 189 países.

El informe de Incoplan 2005, indicó que, por razones ambientales, se debían retirar las operaciones de hidrocarburos del muelle 13 de la entonces Sociedad Portuaria Regional de Buenaventura, ubicada en la isla de Cascajal. Este mismo informe dio un concepto favorable, en cuanto a factores ambientales, para el desarrollo de actividades portuarias en el área del ingreso de la bahía de Buenaventura donde se encuentra ubicado el terreno de Punta Soldado.

Colombia no debe enfrentar otra situación de desastre que amenace la seguridad de la población como la que actualmente vive con el proyecto energético Hidroituango.

El conocimiento de la comunidad de los peligros inherentes que afrontaría con la cercanía de la planta regasificadora, que vería justificadamente amenazada su vida y sus bienes, podría demorar o revocar la ejecución del proyecto, tal como sucedió con la planta regasificadora de Fall River (MA, EEUU) después de 8 años de disputas, del 2003 al 2011.

El Proyecto de la Regasificadora del Pacífico en Punta Soldado apoyaría el crecimiento y desarrollo de Colombia de una manera ambiental y socialmente sostenible.

A continuación, detallamos las características del terreno:

I. PUNTA SOLDADO

a. Ubicación - Descripción del terreno denominado “Punta Soldado”

Punta Soldado cuenta con características y algunas ventajas competitivas y comparativas frente a cualquier otra opción de desarrollo portuario al interior de la bahía de Buenaventura que hacen de él el mejor sitio para desarrollar proyectos minero energéticos.

LOTE DE TERRENO "PUNTA SOLDADO",
BUENAVENTURA VALLE DEL CAUCA. 2018
SITIO CON VOCACION PORTUARIA



- Ubicación: 3°47'13.61"N - 77°08'22.29"O
A 7.22 millas náuticas de la isla Cascajal de Buenaventura (13.2 Kilómetros).
A 335 millas náuticas de Balboa, ciudad de Panamá.
- Área: 1.384 Hectáreas distribuidas así:
173 Hectáreas 468 m2 vendidas al Incoder en el 2009 para unificación de la población al sur del terreno.
3 Hectáreas vendidas a Harimar en el 2003.
Libres en propiedad privada un total de 1.200 Hectáreas, aproximadamente
- Población: Son 114 familias emplazadas en la parte sur del lugar, aproximadamente unas 650 personas.
- Descripción: El terreno es predominantemente llano y está completamente cubierto de vegetación, con áreas de manglares, además de especies arbóreas y otras especies menores. Durante los períodos de marea alta, toda la tierra se convierte en una isla, y en la marea baja, la tierra está unida al continente.
- Propiedad: Pertenece a la familia Navia Tejada con títulos de propiedad legítimos desde 1867, antes de la emisión del código de ingresos fiscales de Colombia.
- Historia: Los hermanos NAVIA TEJADA adquirieron la plena propiedad de la propiedad Punta Soldado por adjudicación y participación indivisa en el proceso de sucesión intestada de su madre, la Sra. MARIA LUISA TEJADA BLUM (escritura No. 4008 del 10 de julio de 1981, sucesión, registrada en el folio de registro de propiedad No. 372-004-227 Oficina de Registros Públicos de Buenaventura.) La posesión material ha sido ejercida por los propietarios directamente o a través de gerentes contratados por escrituras públicas o poderes otorgados por la ley.

➤ Características y algunas ventajas competitivas y comparativas frente a cualquier otra opción de desarrollo portuario al interior de la bahía de Buenaventura:

- Punta Soldado tiene 5 Kilómetros lineales, aproximadamente, de playa frente a mar abierto,
- Cuenta con área resguardada, dentro de la Bahía.
- Tiene un faro operado por la Dimar.
- Cuenta con la instalación en sitio de Navtex que es un servicio de radiodifusión automatizado en frecuencia media para la transmisión de información sobre seguridad marítima, a embarcaciones y buques de cualquier tipo que cuente con receptor NAVTEX. Operado por la Dimar.
- Cuenta con profundidades naturales que se pueden acondicionar a cualquier tipo de embarcación que se proyecte atender en los puertos que ahí se desarrollen.
- El acceso a Punta Soldado NO está condicionado al tránsito por el Canal de Acceso a la Bahía de Buenaventura. Sus accesos son independientes y particulares.
- En Punta Soldado la población civil cuenta con instalaciones de EPSA para la generación Fotovoltaica de energía eléctrica.
- El canal de acceso a la bahía de Buenaventura tiene 32 kilómetros de largo, 160-200 metros de ancho y un calado que en algunas partes mide 13 metros y en otros 13.5 metros de profundidad. La influencia de la sedimentación es continua debido a varios ríos que desembocan en la bahía, con residuos naturales y mineros. Esto, en combinación con un bajo calado de esta parte del canal, exige un dragado constante. Básicamente, Buenaventura es una bahía para puertos de carga en contenedores y de tamaño mediano.
- En la actualidad, los puertos marítimos ubicados dentro de la bahía de Buenaventura enfrentan un serio problema con el tráfico de barcos ya que este canal frecuentemente presenta congestión debido a las operaciones de la "Sociedad Portuaria de Buenaventura", "Cemas", "Terminal de Contenedores de Buenaventura" y "Puerto Aguadulce" Todos estos puertos comparten el mismo canal de acceso a la bahía de Buenaventura.
- Frente a Punta Soldado la DIMAR tiene aprobadas dos zonas de fondeo con profundidades de 12 a 17 metros.
- La marea alta le aporta 4 metros más a la profundidad del calado que se aprovechan en caso de requerirse para hacer las maniobras navales.
- Punta Soldado no recibe la sedimentación de las desembocaduras de los ríos que afectan a toda la bahía de Buenaventura en el canal de acceso y a los puertos de la isla cascajal y sus alrededores.
- Para el transporte continental de los productos hidrocarburos (GNL, Diésel, Nafta, crudos de petróleo, etc.) que se podrían almacenar en Punta Soldado, ya sea por oleoductos, poliductos, gasoductos o vía terrestre, no tendrían que cruzar el casco urbano de Buenaventura, dejando fuera de todo riesgo a la población civil en caso de una fuga o una explosión generada por cualquier evento natural (terremotos, tsunamis, vandalismo, etc.) o por fallas técnicas de la operación.
- Es de resaltar la solicitud que desde hace muchos años realizaron las autoridades municipales de Buenaventura de retirar del casco urbano las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos como las de Ecopetrol, Texaco y Almacol,

precisamente para evitar posibles accidentes con consecuencias catastróficas para la población civil y la infraestructura municipal (hoy en día distrito especial).

- Se debe considerar que la actividad portuaria de Buenaventura representa más del 60% del movimiento del comercio exterior del país.
- Punta Soldado se perfila como un clúster o hub de productos energéticos con miras no solo al mercado doméstico respaldando las necesidades presentes y futuras del país, sino que dan un beneficio competitivo a la industria nacional con miras a la “Cuenca del Pacifico” y a sus convenios internacionales como la “Alianza del Pacifico”, entre otros
- La distancia entre Punta Soldado y el Centro, Oriente y Sur Occidente de Colombia es mucho menor que la de los puertos de la costa Atlántica, reflejándose en menores costos logísticos y optimización en tiempos y cumplimiento oportuno de los compromisos comerciales.

➤ ALCANCE DEL PROYECTO EN PUNTA SOLDADO

- Terminal de GNL (Planta de Regasificación)
- Servicios de Bunkering
- Terminal de Hidrocarburos Líquidos (Petróleo Crudo y Refinados Como Nafta, Diésel, Etc.)
- Terminal GLP (Propano y Butano)
- Preparación y Comercialización de Lfo’s
- Terminal de Generación de Energía Eléctrica – Térmica a Gas
- Subestación
- Línea de Transmisión
- Punto de Conexión Gasoducto (Buenaventura - Yumbo)
- Embarque de Carbón
- Planta de Procesamiento de Carbón (Licuefacción, Gasificación, Etc)
- Planta de Procesamiento de Residuos Urbanos para Transformación en Energía Eléctrica
- Planta Refinación de Minerales



b. *Información Técnica general disponible como soporte para la construcción y operación de la Planta Regasificadora en “Punta Soldado”*

Diferentes entidades del estado y empresas privadas han aportado estudios sobre vientos, corrientes y mareas, batimetrías, escolleras, oleaje, distancias de seguridad, zonas de maniobra o tránsito de buques, características geológicas, e incluso sismicidad, en la zona; estudios que sirven de soporte a la firma para sus estudios de ingeniería conceptual de la planta regasificadora cuya propuesta pretendemos que sea conocida por el Gobierno nacional, analizando desde luego la viabilidad de conexión de la Planta de regasificación con uno o varios gasoductos de derivación.

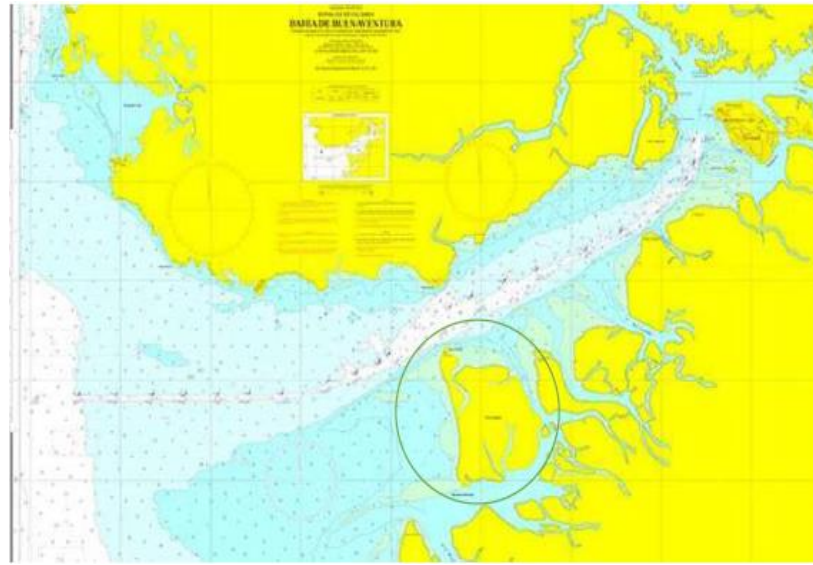
No sobra reiterar que además de la información técnica mencionada con la que se cuenta, también se puede disponer de información gubernamental y privada, sobre condiciones operativas, geológicas y geotécnicas, sísmicas, de tráfico marítimo con lo cual se sustenta que Punta Soldado es una zona estratégica para el desarrollo del proyecto.

Entidades como la DIMAR, El CCCP, CIOH, IDEAM, Universidad Del Valle, UNAL, CVC, INGEOMINAS, Ministerio de Transporte y la propia UPME cuentan con información hidrográfica disponible, cartas náuticas, informes periciales técnicos, proyectos, artículos científicos, cartografía digital. Estudios geotécnicos mediante campañas in situ.

Punta Soldado no se encuentra afectado por la llegada de sedimentos que si tienen lugar en el Estuario de Buenaventura, en razón a las descargas que en esa zona interna de la Bahía de Buenaventura aportan los ríos Dagua, Anchicayá, San Joaquín, Aguadulce, los esteros de Gamboa y el San Antonio.

La construcción de la futura Planta de Regasificación en Punta Soldado tiene la garantía de un terreno completamente consolidado con la entrada de algunos brazos de mar en suelos fuertes con extensión de playa de hasta 5 kilómetros que permiten dimensionar a futuro la ampliación de otros proyectos Minero energéticos y siempre alejados de las zonas urbanas y de la Isla de Cascajal. Lo anterior resulta un importante condicionante para determinar que Punta Soldado es la zona ideal para el desarrollo del proyecto.





De acuerdo con la gráfica anterior, se aprecia que Punta Soldado está ubicado frente a la Bocana (Punta Bazán) donde se presenta una anchura de unos dos (2) km entre Punta Bazán y Punta Soldado. También se cuenta con suficientes estudios de entidades del gobierno sobre el oleaje en esa área, que permiten determinar que en la zona se dan excelentes condiciones para el desarrollo de la Planta de Regasificación del Pacífico.

En el mismo sentido y entendiendo que el régimen de vientos es un componente esencial para determinar la viabilidad del proyecto en Punta Soldado, también se cuenta con información técnica que revela que existen condiciones óptimas de baja intensidad, que no implican la adopción de medidas especiales, ya que los vientos del pacífico en esta área garantizan la operatividad de la terminal sin límite de maniobras.

Es decir que en cualquier época del año en todo el terreno de Punta Soldado se puede garantizar la seguridad de las operaciones no solo de buques, (amarre/desamarre, estiba/desestiba manejo de gráneles líquidos/gaseosos) sino también cuando se trate de operaciones en el conjunto de tuberías y/o conexiones del buque al muelle. (Sistema de medición de Parámetros Oceanográficos y de Meteorología)

Se da a conocer en los diferentes estudios de la entidades gubernamentales y privadas que en las costas del Pacífico Colombiano nunca se presentan fenómenos naturales como huracanes, ni siquiera vientos fuertes, que afecten la seguridad de las operaciones portuarias puesto que no se encuentran en la trayectoria de las tormentas tropicales que pudieran generarse en el Pacífico (lejano Oriente). En este orden de ideas, Punta Soldado no se afectaría por estos fenómenos naturales.

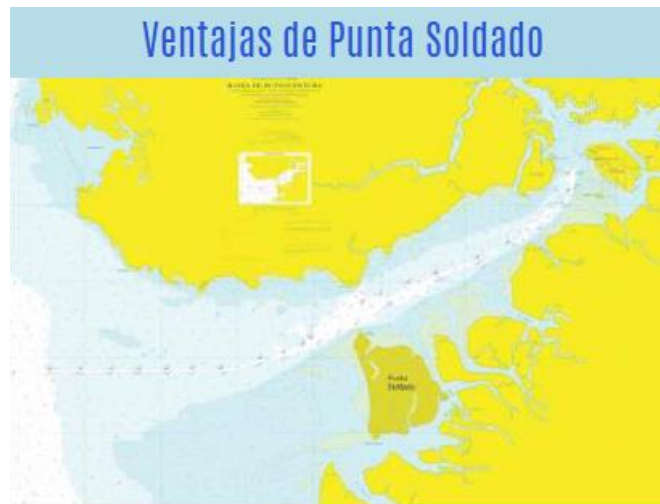
No obstante lo anterior, la firma que licite, en la medida que el desarrollo del proyecto requiera la construcción de obras de protección como diques y espolones que permitan asegurar la utilización de mayores extensiones de terreno con áreas abrigadas, contará con los diseños que le permitirían mantener su reconocido nivel de operatividad como experto en temas minero energéticos. Las obras a realizar se sustentaran con diseños y estudios

conforme se establece en la normatividad nacional e internacional vigente aplicable a esta clase de proyectos, desde lo técnico y lo ambiental. (Recomendaciones De Obras Marítimas)² Especial atención se prestará al componente de la Señalización Marítima que se requiera contando con el concepto favorable de la Autoridad Marítima Nacional – DIMAR en cumplimiento a los estándares de seguridad ordenados por la IALA3 (International Association of Lighthouse Authorities) o la AISM (Asociación Internacional de Señalización Marítima).

c. Registro gráfico de Punta Soldado

Tomas de Google Earth, presentación de ventajas del terreno sobre Carta Náutica y registro fotográfico de las playas.





Su posición es privilegiada, en la parte sudoeste de la Bahía de Buenaventura, en la entrada al canal de acceso



- *Punto Soldado es una propiedad privada, no una posesión, como la gran mayoría de la tierra en la costa del Pacífico.*
- *Las escrituras desde 1867 demuestran que la familia ha sido propietaria de esta tierra desde esa fecha y los 5 hermanos NAVIA TEJADA adquirieron la plena propiedad de Punta Soldado como herencia de su madre, la Sra. MARIA LUISA TEJADA BLUM*



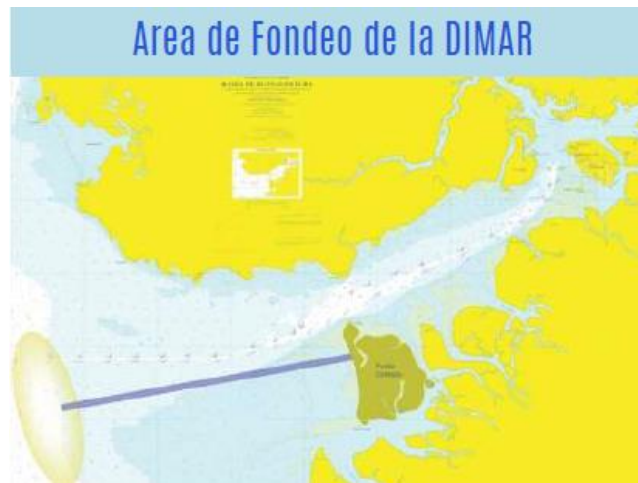
Punta Soldado tiene un área de 1,200 hectáreas aproximadamente que le permite construir la planta de regasificación del tamaño deseado y una probable expansión portuaria sin limitaciones para inversiones y operaciones de acuerdo con las necesidades reales que el mercado demandará en los próximos años.



La tierra tiene casi 5 kilómetros de línea de playa, frente al mar abierto, y una superficie potencial cercana a las 1.200 hectáreas, inexistente a lo largo del corredor WCSA / WCNA / WCCA.



Tiene una plataforma de bajo calado que facilita la construcción de una tubería para llegar a una de las áreas de fondeo en la bahía externa asignada por DIMAR.



DIMAR ha designado dos áreas de fondeo, una a la izquierda y otra a la derecha de la bahía externa, punto al que se puede llegar con una única boya, un muelle o una tubería flotante.



El canal de acceso a la bahía de Buenaventura tiene 32 kilómetros de largo y 180 metros de ancho

en promedio. Tiene un calado de 13 metros en promedio, pero el calado más profundo en la bahía se encuentra en el punto norte de Punta Soldado, con un calado natural de 17 metros.



Se encuentra precisamente en el medio de la bahía, a 7 millas náuticas (16 kms) de la primera boya (bahía externa), y 7 millas náuticas (16 kms) de la ciudad/puerto -Isla Cascajal- (Bahía Interna).



Lo suficientemente cerca del puerto, con fines logísticos y lo suficientemente lejos de la ciudad para la seguridad de la población en caso de sustancias y carga potencialmente peligrosas.



Logísticamente hablando es la mejor combinación. Punta Soldado llegará al Puerto de Buenaventura en buques a través de la Bahía de Buenaventura y al Aeropuerto de Zacarías en camiones por la carretera de 16 kms (por construir) y al resto del país por infraestructura vial, partiendo desde Cascajal o Zacarías. Cada proyecto basado en Punta Soldado se beneficiaría con este triángulo.



La cercanía a la desembocadura del Río Sabaletas permite solucionar el abastecimiento de agua y dentro del terreno hay área suficiente para instalar paneles solares u otro tipo de planta para el suministro de energía.



Respuesta:

La UPME reitera lo manifestado a través del Radicado 20181700004901 del 9 de febrero de 2018, el inversionista interesado es quién define entre otros aspectos, la mejor ubicación de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura de acuerdo con los resultados obtenidos en sus propios análisis de ingeniería básica y detallada y condiciones de la Bahía de Buenaventura.

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 45.

Inventario Mínimo.

La regulación expedida por la CREG establece lo siguiente:

Parágrafo 1. Las pérdidas por evaporación de gas (i.e. boil off gas) que se presenten en la planta de regasificación deberán ser asumidas por la demanda hasta el porcentaje de eficiencia que defina la UPME.

Parágrafo 2. Los únicos casos en los que el adjudicatario podrá comprar gas serán para cubrir el gas que requiere para la operación o para cubrir pérdidas.

Parágrafo 3. El gas natural licuado que suministre el agente responsable de entregar gas a la planta de regasificación deberá tener una composición tan que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, o aquellas que lo modifiquen o susituyan.

Sin embargo, en los documentos de selección, se menciona que la UPME solicitará a la CREG que establezca la obligación de contar con un inventario mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el sistema. Este riesgo de inventario mínimo se puede administrar en cuanto se refiere al “Boil off” de planta de regasificación ya que es previsible en el tiempo y se podrían buscar contratos con ciertos términos que coincidan con los ciclos de la evaporación, eso sí con precios índices y no fijos. Pero si llegase a ver consumos diferentes a éste, este riesgo no se puede administrar de esta manera. Mantener el inventario exigiría un activo papel en el mercado spot del gas natural importado sin poder predecir el nivel de precios de combustible.

Sugerimos entonces que, dentro de la oferta que presente el interesado, el gas natural que se deba reponer para mantener el inventario pueda ser ofrecido como un ítem aparte que deberá ser reconocido de manera diferente al IAE, inclusive discriminando entre el gas del “boil off” que puede tener un índice a largo plazo y la reposición de gas por razones de otros usos que se debe reconocer a costo. Sugerimos analizar el proceso de contratos de áreas exclusivas de energía eléctrica para San Andrés y Leticia que se diseñaron hace unos años y que contemplaban oferta por la infraestructura y su mantenimiento y un reconocimiento del combustible a costo.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 15 y 43.

Comentario 46.

Ingreso anual esperado IAE

En los documentos, se menciona que el porcentaje del IAE que se solicita en dólares de los Estados Unidos de América, no podrá exceder el 42% del IAE. Este aspecto puede mermar ostensiblemente la concurrencia o aumentar el precio de las ofertas o ambos ya que al exigir un porcentaje tan alto en pesos se restringe la participación de la banca internacional. Cabe mencionar, que en los últimos años la banca nacional ha restringido la financiación de los proyectos de infraestructura en Colombia. Consideramos entonces conveniente que se permita un mayor valor en dólares y de esta manera incentivar a que la banca internacional participe en el financiamiento de estos proyectos.

Respuesta:

Esta es una propuesta de ajuste regulatorio. En el momento la CREG no ha considerado modificaciones.

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 47.

Regulación pendiente

Hay una cantidad de ítems que afectan a esta convocatoria y que dependen de la expedición final de regulaciones de la CREG. Es importante que todos estos temas se definan de manera oportuna.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 48.

Our main concern is that 1) It is an open technology basis, where it is the responsibility of the bidder to choose project concept, whether to go for a land-based terminal or FSRU, 2) The specific project location is not defined yet, also to be proposed by the bidder. 3) It is an all-risk investment (which is a part that needs to be clarified as per our inquiry), where it is the bidders responsibility to acquire the permits and licenses related to the implementation of the project.

In consideration of the above 3 factors, please be noted that it would be difficult for us to participate in the tender under these terms, and we kindly request that UPME revises the conditions above to define the technology and project location, and provide support for permits and licenses.

Traducción: *Nuestra principal preocupación es que 1) sea una base de tecnología abierta, donde el licitador tiene la responsabilidad de elegir el concepto del proyecto, ya sea para un terminal terrestre o FSRU, 2) la ubicación del proyecto específico aún no está definida, también ser propuesto por el postor. 3) Es una inversión de todo riesgo (que es una parte que debe aclararse según nuestra consulta), donde es responsabilidad de los licitantes adquirir los permisos y licencias relacionados con la implementación del proyecto.*

En consideración de los 3 factores anteriores, tenga en cuenta que sería difícil para nosotros participar en la licitación bajo estos términos, y amablemente solicitamos que la UPME revise las condiciones anteriores para definir la tecnología y la ubicación del proyecto, y brinde soporte para los permisos y licencias

Respuesta:

1. Ver respuesta comentario 1.
2. Ver respuesta comentario 1.
3. Ver respuesta comentario 2.

Comentario 49.

Business Model. *Please share us details about commercial structure (contractual structure, (TUA, PUA, etc) shareholding structure, etc) and who will be the signing party of the contract?*

Traducción: *Por favor, comparta los detalles sobre la estructura comercial (estructura contractual, (TUA, PUA, etc.), la estructura accionaria, etc.) y quién será la parte firmante del contrato?*

Respuesta:

Las condiciones de presentación de la propuesta se encuentran establecidas en el los DSI. Las condiciones de los participantes en el proceso de selección se encuentran estipuladas en las Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 y 113 de 2018 o aquellas que la modifiquen o sustituyan

Ver respuesta comentario 1, 2, 11 y 37.

Comentario 50.

Business Model. *In what form will the government guarantee an annual income if the government does not intend to sign a contract or concession with the successful bidder?*

Traducción: *¿De qué forma el gobierno garantizará un ingreso anual si el gobierno no tiene la intención de firmar un contrato o concesión con el adjudicatario?*

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 51.

Business Model. Please explain the concept of government providing an “annual income” to investor, and how this concept differs with the tolling model in which terminal’s daily CAPEX, OPEX (fixed and variable) fees are guaranteed.

Traducción: Explique el concepto de que el gobierno proporciona un "ingreso anual" al inversionista, y cómo este concepto difiere con el modelo de peaje en el que se garantizan las tarifas diarias CAPEX, OPEX (fijas y variables) del terminal.

Respuesta:

Debe precisarse que es a través del diseño regulatorio expedido por la CREG que se determina la forma como el adjudicatario recibirá su ingreso.

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 52.

Business Model. Pre-tender documents state that bidder is to fill out the percentage of payment that is to be made in USD (up to 42%). Will there be any mechanism to guarantee no loss from Colombian peso currency exchange to USD?

Traducción: Los documentos previos a la licitación establecen que el licitador debe completar el porcentaje de pago que se realizará en USD (hasta 42%). ¿Habrá algún mecanismo para garantizar que no haya pérdidas del cambio de moneda del peso colombiano a USD?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 53.

Bidding Process & Selection Criteria. Are there any restrictions for the application of this bidding process (such as participation restriction towards companies that are already involved in gas related projects in Colombia)? Any local content requirement?

Traducción: ¿Existen restricciones para la aplicación de este proceso de licitación (como la restricción de participación para empresas que ya están involucradas en proyectos relacionados con el gas en Colombia)? ¿Algún requisito de contenido local?

Respuesta:

En los DSI se establecen las condiciones de los proponentes que pueden presentar propuesta. Estas condiciones se encuentran enmarcadas conforme lo establecido en la Resolución CREG 113 de 2018.

Comentario 54.

Bidding Process & Selection Criteria. Please confirm that the bidding process for regasification plant and pipeline will be held jointly and will be awarded to one single bidder.

Traducción: Confirme que el proceso de licitación para la planta de regasificación y el ducto se llevará a cabo conjuntamente y se otorgará a un solo oferente.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 10.

Comentario 55.

Bidding Process & Selection Criteria. The documents state that winner of public bidding will be the one with minor costs. Is cost the only factor taken into consideration, or will other factors such as technical schemes, financial credibility of bidders be evaluated as well? If so, how will it be evaluated and undergo apple-to-apple comparison?

Traducción: Los documentos establecen que el ganador de la licitación pública será el que tenga menores costos. ¿El costo es el único factor que se tiene en cuenta, o se evaluarán también otros factores, como los esquemas técnicos, la credibilidad financiera de los licitantes? De ser así, ¿cómo se evaluará y se someterá a una comparación de manzana a manzana?

Respuesta:

Los DSI establecen las condiciones para la presentación de las propuestas conforme las resoluciones CREG 107 de 2017, 152 de 2017 y 113 de 2018, o aquellas que las modifiquen o sustituyan. Una vez habilitada la propuesta jurídica y financieramente, la selección del adjudicatario del Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se hará con el menor valor presente neto del IAE de la propuesta.

Ver respuesta comentario 61.

Comentario 56.

Bidding Process & Selection Criteria. Has it been settled whether bidding process will be based on defined technology or open technology?

Traducción: ¿Se ha resuelto si el proceso de licitación se basará en tecnología definida o tecnología abierta?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 1.

Comentario 57.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones.

Texto Original.

8 “Beneficiario Real” Se entiende como cualquier persona o grupo de persona que, directa o
9 indirectamente, por sí misma o a través de interpuesta persona, por virtud de contrato,
10 convenio o de cualquier otra manera, tenga respecto de una acción de una sociedad, o
11 pueda llegar a tener, por ser propietario de bonos obligatoriamente convertibles en
12 acciones, capacidad decisoria de empresas que dentro de su objeto social puedan
13 desarrollar las actividades de producción y comercialización, distribución, distribución y
14 comercialización o comercialización de gas natural en Colombia, o de comercialización de
15 gas natural importado a través de infraestructuras de importación de gas natural en
16 Colombia, de conformidad con el [literal b) del artículo 5 de la Resolución CREG 152 de
17 2017]1.

Comentario

Se solicita confirmación del impacto y la influencia que el resultado final de la resolución CREG 202 puede generar en el tipo de inversionista que pueda ser cualificado para participar en el proyecto con una garantía de separación vertical del negocio de producción, transporte y distribución de gas natural o de otros tipos de energía.

Tal y como se establece en el artículo 4 de la resolución CREG 152, “Estos servicios se prestarán sobre la base del principio del libre acceso y no discriminación. En resolución aparte la Comisión establecerá disposiciones sobre el acceso y uso de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.”, por lo que se hace necesario que no existan restricciones por la participación de empresas involucradas en la distribución y/o comercialización del gas natural que se pueda importar.

Respuesta:

Libre acceso remitirse a la respuesta del comentario 14.

Restricciones en la participación remitirse a la respuesta del comentario 53.

Comentario 58.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

23 “Consortio”: es la unión de dos o más Personas, con el propósito de presentar una misma
24 Oferta o Propuesta, según sea el caso. Los integrantes del Consortio responderán
25 solidariamente de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la Oferta o Propuesta.
26 En consecuencia, las actuaciones, hechos y omisiones que se presenten en desarrollo de
27 la Oferta o Propuesta, afectarán a todos los miembros que lo conforman.

Comentario

Se solicita confirmación de la posibilidad de establecer una forma de asociación entre los miembros del grupo de empresas que deseen presentar una oferta, tales como subcontratos y contratos de prestación de servicios.

Respuesta:

Los DSI permiten que se presenten Oferentes en la forma de sociedades o consorcios, sujeto a que el Oferente cumpla con los requisitos señalados en los DSI y la regulación vigente. Cada Oferente está en libertad de contratar uno o más subcontratistas bajo la modalidad que estime conveniente para efectos del desarrollo del Proyecto.

Las pólizas de responsabilidad y cumplimiento se deberán expedir a nombre del inversionista que presenta la propuesta, por ser éste el responsable del diseño, la construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de Importación de gas del Pacífico.

Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 59.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

23 “Consortio”: es la unión de dos o más Personas, con el propósito de presentar una misma
24 Oferta o Propuesta, según sea el caso. Los integrantes del Consortio responderán
25 solidariamente de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la Oferta o Propuesta.
26 En consecuencia, las actuaciones, hechos y omisiones que se presenten en desarrollo de
27 la Oferta o Propuesta, afectarán a todos los miembros que lo conforman.

Comentario

En el caso de que sea posible la realización de contratos de prestación de servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones a construir, se solicita la confirmación de que las condiciones de cualificación como inversionista se requerirán únicamente al solicitante principal.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 55 y 58.

Comentario 60.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

23 "Consortio": es la unión de dos o más Personas, con el propósito de presentar una misma
24 Oferta o Propuesta, según sea el caso. Los integrantes del Consortio responderán
25 solidariamente de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la Oferta o Propuesta.
26 En consecuencia, las actuaciones, hechos y omisiones que se presenten en desarrollo de
27 la Oferta o Propuesta, afectarán a todos los miembros que lo conforman.

Comentario

Se solicita que se aclaren las condiciones de asociación entre potenciales inversionistas que mostrasen su interés en participar en la presente licitación y que.

- 1) Resultasen seleccionados como potenciales desarrolladores del proyecto o
- 2) No resultasen seleccionados como potenciales desarrolladores del proyecto

Respuesta:

Ver respuesta comentario 58.

Comentario 61.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

23 "Consortio": es la unión de dos o más Personas, con el propósito de presentar una misma
24 Oferta o Propuesta, según sea el caso. Los integrantes del Consortio responderán
25 solidariamente de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la Oferta o Propuesta.
26 En consecuencia, las actuaciones, hechos y omisiones que se presenten en desarrollo de
27 la Oferta o Propuesta, afectarán a todos los miembros que lo conforman.

Comentario

Se solicita la aclaración de si se va a realizar una precalificación técnica de los inversionistas y los consorcios que puedan formar en función de su experiencia demostrable en el desarrollo y operación de proyectos similares.

Respuesta:

Los DSI prevén una etapa en la que se lleva a cabo una revisión de los documentos que conforman el Sobre No. 1 de los diferentes Oferentes y sobre los cuales se podrán realizar subsanación a las fallas encontradas por el Comité Evaluador.

El procedimiento establecido para este proceso de convocatoria, consiste en una verificación de los documentos del Sobre No. 1 por parte del Comité Evaluador, que permitirá determinar si la propuesta está conforme o no con respecto a los requisitos y exigencias previstas en los DSI. Solo se abrirá el Sobre No. 2 para aquellas propuestas que han quedado conforme y se seleccionará la de menor valor presente del IAE ofertado.

En caso de empate se dará cumplimiento a lo establecido en lo referente a la Evaluación de la Propuesta y Adjudicación del Proyecto según los DSI.

Comentario 62.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

29 “Cargo por Conexión a un Sistema de Transporte”: Es el cargo que debe pagar el
30 Adjudicatario al Transportador o a un tercero, por los costos de la conexión y que formarán
31 parte del Ingreso Anual Esperado del Adjudicatario. Los Costos de Conexión deberán estar
32 incluidos dentro del valor contenido en la Propuesta Económica. Con este propósito, la
33 UPME dará a conocer a los Interesados los costos de conexión reportados por los
34 propietarios de los puntos de conexión o de activos relacionados con la conexión de los
35 Proyectos. Dicha información se enmarca en los principios establecidos en la ley 142 de
36 1994 especialmente artículo 2º, artículo 34. La definición de las condiciones del Contrato
37 de Conexión y los riesgos asociados le corresponderán al Adjudicatario.

Comentario

Se solicita que el pliego efectivamente incluya la normativa aplicable sobre el coste de conexión al sistema de transporte existente para que dicho coste sea conocido por todos los licitantes y pueda ser considerado por todas las partes, evitando que se convierta en una herramienta de negociación de los propietarios de la red en la que se conectará el gasoducto propuesto.

Además de esto, el pliego debería incluir el coste y plazo requerido por operador de la red de transporte a la que se va a conectar el nuevo gasoducto, para que sea conocido por los potenciales inversionistas

Respuesta:

Entendemos que este comentario se refiere a los costos y plazos para conectar el gasoducto Buenaventura – Yumbo a la infraestructura existente del sistema de transporte de gas natural de TGI en el tramo de gasoducto Mariquita – Yumbo.

Al respecto se debe observar la definición de infraestructura de importación de gas del Pacífico, establecida en el Artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017 así:

“Infraestructura de importación de gas del Pacífico: corresponde a la planta de regasificación del Pacífico y al gasoducto Buenaventura – Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas natural, SNT, definidos en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del SNT. De acuerdo con lo que considere la UPME se podrá adelantar un solo proceso de selección objetiva que

cobije tanto la planta de regasificación del Pacífico como el gasoducto Buenaventura – Yumbo o adelantar un proceso de selección objetivo por cada uno de los competentes de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, es decir uno para la planta de regasificación del Pacífico y otro para el gasoducto Buenaventura – Yumbo”.

Esta definición establece, entre otros aspectos, que el gasoducto Buenaventura – Yumbo hace parte del SNT y está sometido a la regulación expedida por la Comisión. Como parte del SNT este gasoducto está sometido a las reglas establecidas en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT (Resolución CREG 071 de 1999 y otras que la han modificado y complementado).

De otra parte, en el RUT se incluyen las siguientes definiciones:

“ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES: Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, que interconectan dos o más Transportadores, en el Sistema Nacional de Transporte. Las Interconexiones Internacionales para Exportación, que se conecten al Sistema Nacional de Transporte, se considerarán como un Transportador. El Transportador que requiera la Estación, para prestar el respectivo servicio, será el responsable de construir, operar y mantener la estación.

ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia y cuyos equipos e instrumentos de medición deben cumplir con las normas colombianas o, en su defecto, con las de AGA o ANSI, establecidas para la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos e instrumentos. Estas estaciones pueden ser de Entrada, de Salida o Entre Transportadores.

(...)

PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Es el sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un Productor-Comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Almacenador Independiente, un Usuario Regulado atendido por un Comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una Interconexión Internacional, entre dos Transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo”.

De estas definiciones se deduce que:

- i) El conjunto de bienes que interconectan dos o más transportadores y que están destinados a determinar, entre otros aspectos, el volumen, la energía y la calidad del gas, se define como *estación entre transportadores*.
- ii) El transportador que requiera la *estación entre transportadores* será el responsable de construir, operar y mantener la estación.
- iii) El punto donde se transfiere la custodia del gas entre dos transportadores también se denomina punto de transferencia de custodia.

- iv) La *estación entre transportadores* también es una estación para transferencia de custodia cuando está instalada en un punto de transferencia de custodia entre transportadores.

De lo anterior entendemos que, desde el punto de vista regulatorio, la infraestructura requerida para conectar gasoductos del SNT en un punto donde haya transferencia de custodia corresponde a una estación entre transportadores.

Es importante aclarar que los costos de construir, operar y mantener las estaciones entre transportadores, así como los plazos para ejecutar estas estaciones, a la fecha no están definidos en la regulación. Los costos los asume el agente que requiera la estación, y los plazos en los cuales se ejecutan esas estaciones, los establecen de mutuo acuerdo las partes involucradas. Los costos acordados corresponderán a valores de mercado.

Cabe anotar que si bien en la Resolución CREG 169 de 2011 se establecen costos máximos para los puntos de entrada y de salida al SNT; en esa disposición no se establecen costos para estaciones entre transportadores o estaciones de transferencia de custodia.

Adicionalmente, debe indicarse que si bien de acuerdo con los documentos que hizo públicos la UPME es claro que el proyecto comprende la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura – Yumbo, entre la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura – Yumbo y entre éste último y la infraestructura de TGI en el tramo Mariquita - Yumbo hay puntos de transferencia de custodia donde debe haber estaciones de transferencia de custodia, así se trate de un mismo proyecto.

Si se tratara de proyectos separados el costo de la estación de transferencia de custodia entre la planta y el gasoducto Buenaventura – Yumbo lo asumiría el adjudicatario de la planta, y el costo de la estación de transferencia de custodia entre el gasoducto Buenaventura – Yumbo y la infraestructura del transportador TGI en Yumbo lo asumiría el adjudicatario del gasoducto Buenaventura – Yumbo.

Cabe señalar que en materia de costos la CREG interviene únicamente cuando un transportador solicita tarifa y la CREG aprueba el valor de la inversión. En general, en estos casos la CREG, mediante referencias internacionales y locales, y con criterios de eficiencia, establece un valor para el gasoducto, en el cual están incorporados, entre otros aspectos, las estaciones de transferencia de custodia, si hay lugar a ello.

No obstante, la UPME solicitó a TGI S.A ESP la cotización para realizar la conexión del gasoducto Buenaventura – Yumbo al gasoducto Mariquita – Yumbo de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 169 de 2011. Al respecto mediante radicado UPME No. 20181110028022 del 17 mayo de 2018 TGI manifestó que conforme a lo establecido en la Resolución CREG 169 de 2011, es el remitente o el potencial agente que entregue el gas al SNT el llamado a determinar los eventuales costos de la conexión y las actividades incluidas.

Adicionalmente, la UPME solicitó el modelo del contrato de conexión al Gasoducto Mariquita – Yumbo, el cual fue remitido a través del comunicado previamente citado, y este se encuentra publicado en la pagina web de la UPME.

Por lo tanto, el valor de la conexión es asumido por el Adjudicatario y deberá ser incluido en la estimación del IAE.

Ver respuesta comentario 19.

Comentario 63.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

16 “Entidad Financiera de Primera Categoría”: son aquellas entidades financieras que cuentan
17 con la capacidad para otorgar una Garantía de Seriedad o Garantía de Cumplimiento,
18 según el caso y que cumplan además los siguientes requisitos: i) En el caso de entidades
19 financieras domiciliadas en Colombia que sean vigiladas por la Superintendencia Financiera
20 de Colombia y cuenten con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo
21 de Grado de Inversión por parte de una agencia calificador de riesgos vigilada por la
22 Superintendencia Financiera de Colombia y que cumplan con los demás requisitos exigidos
23 en estos DSI y ii) En el caso de entidades financieras extranjeras estas deberán estar
24 incluidas en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el Anexo 1 de la
25 Circular Reglamentaria externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las
26 normas que la modifiquen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo
27 de Standard & Poor’s Corporation, Fitch Ratings o Moody’s Investor’s Services Inc., de al
28 menos Grado de Inversión, y que cumplan con los demás requisitos exigidos en estos DSI.

Comentario

Se solicita que se aclaren con mayor precisión los criterios que deben cumplir las empresas extranjeras que quieran ser consideradas como entidades financieras de primera categoría, indicando el ratio de las entidades propuestas (Standard & Poor’s Corporation, Fitch Ratings o Moody’s Investor’s Services Inc..).

Igualmente, se solicita que sea admisible la presentación de ratios crediticios emitidos por otras agencias internacionales, como por ejemplo Dun & Bradstreet.

Respuesta:

Los requerimientos para que una entidad financiera del exterior pueda considerarse como una Entidad Financiera de Primera Categoría son los establecidos en la definición de “Entidad Financiera de Primera Categoría” en los DSI, los cuales se encuentran en consonancia con la regulación emitida por la CREG para el efecto.

Es de anotar que tales requerimientos de calificación aplican a la institución emisora de la garantía, mas no a su holding, matriz o sociedades afiliadas. Cualquier entidad que no cumpla con los requisitos establecidos para el efecto no puede ser considerada como una Entidad Financiera de Primera Categoría.

No es posible acceder a su solicitud de permitir una calificación por parte de la agencia Dun & Breadstreet, toda vez que las agencias calificadoras admisibles son aquellas taxativamente establecidas por la CREG en las normas aplicables.

Comentario 64.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

16 “Entidad Financiera de Primera Categoría”: son aquellas entidades financieras que cuentan
17 con la capacidad para otorgar una Garantía de Seriedad o Garantía de Cumplimiento,
18 según el caso y que cumplan además los siguientes requisitos: i) En el caso de entidades
19 financieras domiciliadas en Colombia que sean vigiladas por la Superintendencia Financiera
20 de Colombia y cuenten con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo
21 de Grado de Inversión por parte de una agencia calificadora de riesgos vigilada por la
22 Superintendencia Financiera de Colombia y que cumplan con los demás requisitos exigidos
23 en estos DSI y ii) En el caso de entidades financieras extranjeras estas deberán estar
24 incluidas en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el Anexo 1 de la
25 Circular Reglamentaria externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las
26 normas que la modifiquen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo
27 de Standard & Poor’s Corporation, Fitch Ratings o Moody’s Investor’s Services Inc., de al
28 menos Grado de Inversión, y que cumplan con los demás requisitos exigidos en estos DSI.

Comentario

Debido a la posibilidad de que participen holding de empresas a través de sus filiales o subsidiarias de reciente creación o específicamente creadas para la presente licitación, se ruega la confirmación de que el cumplimiento de estos índices se podrá justificar mediante el análisis de la información financiera que se disponga (cuentas anuales de la compañía, situación de balance, etc).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 63.

Comentario 65.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

9 “Inventario Mínimo”: [Es la cantidad mínima de gas natural licuado que debe estar
10 almacenado en la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, cuyo uso se restringirá de
11 acuerdo con
12 la Normatividad Aplicable.] Nota: La UPME solicitará a la CREG establecer la obligación de
12 contar con un inventario Mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el



13 sistema.

Comentario

Se solicita que se aclare con más detalle el concepto de inventario mínimo y su consideración de reserva estratégica para el sistema energético del país.

En el caso de que el inventario mínimo sea del 30% de la capacidad de almacenamiento del proyecto (170.000 m³), esto implica que dicho inventario mínimo debe ser de 51.000 m³, por lo que la capacidad efectiva de los tanques de almacenamiento quedaría reducida a 119.000 m³, cantidad que no es compatible con la gestión eficiente de las descargas de buques en la terminal.

Igualmente se deberá aclarar si el valor del 30% se mantiene o se modifica al 20%, tal y como se expuso en la reunión de aclaración del día 8 de junio.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 15.

Comentario 66.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

9 "Inventario Mínimo": [Es la cantidad mínima de gas natural licuado que debe estar
10 almacenado en la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, cuyo uso se restringirá de
acuerdo con

11 la Normatividad Aplicable.] Nota: La UPME solicitará a la CREG establecer la obligación de
12 contar con un inventario Mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el
13 sistema.

Comentario

Se solicita que se aclare con más detalle el concepto de inventario mínimo y su disponibilidad permanente en el caso de la opción FSRU, ya que en situaciones de meteorología severa que obligan bien a la desconexión de los brazos de descarga del buque de la terminal o incluso el desamarre del buque de la terminal, quedaría indisponible temporalmente.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 15.

Comentario 67.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

9 "Inventario Mínimo": [Es la cantidad mínima de gas natural licuado que debe estar

10 almacenado en la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, cuyo uso se restringirá de acuerdo con

11 la Normatividad Aplicable.] Nota: La UPME solicitará a la CREG establecer la obligación de
12 contar con un inventario Mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el
13 sistema.

Comentario

Se solicita que se aclare el procedimiento administrativo que se prevé aplicar para la gestión del volumen de almacenamiento que el inversionista pueda disponer en la terminal por encima de los 170.000 m³, pudiéndose considerar dicho almacenamiento extra como de libre disposición para el inversionista

Respuesta:

La Planta de Regasificación deberá tener un almacenamiento de 170.000 m³ de LNG, el inventario mínimo exigido es el 20% de ese almacenamiento, el cual corresponde a 34.000 m³ de LNG, es decir, el inventario mínimo no es un almacenamiento adicional a los 170.000 m³. El inversionista tiene libre disposición de la capacidad de almacenamiento adicional a los 170.000 m³, su remuneración no está incluida el Ingreso Anual Esperado regulado por la CREG.

Ver respuesta comentario 15 y 43.

Comentario 68.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

1 "Período estándar de pagos o PEP": Tiempo durante el cual un adjudicatario espera recibir
2 el Ingreso Anual Esperado, IAE, para remunerar el Proyecto y el cual deberá considerar
3 para efectos de presentar la propuesta económica. El periodo estándar de pagos será de
4 [veinte (20) años], según el Artículo 2 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que
5 la modifiquen o sustituyan.

Comentario

Se solicita la confirmación detallada del tipo de contrato que se pretende establecer entre la UPME y el inversionista (BOOT, BOO...) para definir el tipo de actividad que se espera de la terminal una vez transcurridos los 20 años de contrato que se propone en el pliego.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 11.

Comentario 69.

Selección de inversionista /. 1 términos y expresiones

Texto Original

19 "Proyecto": comprende el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, 20 puesta en servicio en la Fecha Oficial de Puesta en Operación, operación, mantenimiento 21 y reposición de las obras y equipos descritos en el Anexo No. 1 de los DSI, junto con sus 22 riesgos y costos.

Comentario

En la Resolución 4 0006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, se establece que el proyecto de la terminal de regasificación del pacífico es un proyecto independiente del proyecto del gasoducto buenaventura-yumbo.

En el documento de selección de inversionistas no aparece claro que el proyecto de la terminal y el proyecto del gasoducto se puedan seleccionar por los inversionistas de forma separada y se da a entender que la licitación se refiere a los dos conjuntamente. Se ruega confirmación por escrito al respecto, tal y como se aclaró en la reunión de presentación de los pre-pliegos del día 8 de junio.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 10.

Comentario 70.

Selección de inversionista / 2.2. Fecha de puesta en operación del proyecto (página 15 de 86)

Texto Original

2 [De acuerdo con la Resolución MME No 4 0006 del 4 de enero de 2017, el Proyecto debe 3 entrar en operación a más tardar en [enero de 2021], esta fecha es parte integral del 4 Proyecto]. 5 La Fecha Oficial de Puesta en Operación podrá ser modificada en los términos de los 6 artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificaciones, previa 7 autorización del MME.

8 Nota: La UPME solicitará al Ministerio modificar la Resolución 40006 del 4 de enero de 9 2017, para establecer como Fecha de Puesta en Operación (FPO) febrero 2023.

Comentario

Se solicita la confirmación de la fecha final de puesta en operación ya que es determinante para la selección de la opción de planta de almacenamiento y regasificación como opción FSRU u onshore. Se solicita la confirmación de la posibilidad de establecer dos fechas diferentes para el gasoducto y la terminal de GNL, ya que la segunda podría comenzar a suministrar gas a la zona de Buenaventura antes de que se finalicen las obras de construcción del gasoducto.

Respuesta:

Ver respuestas comentarios 17.

Comentario 71.

Selección de inversionista/ 3. Selección de inversionista /ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DE INVERSIONISTA

Texto Original

13 Con base en la información de las Propuestas recibidas, la UPME seleccionará aquel
14 Proponente que, cumpliendo con todos los requisitos y exigencias técnicas previstas en los
15 Documentos de Selección del Inversionista, haya presentado la Propuesta para asumir el
16 Proyecto en su integralidad y haya presentado el MEJOR VALOR DE LA OFERTA según lo
17 indicado en el Formulario No. 1 - Carta de Presentación de la Propuesta Económica.

Comentario

Se solicita la inclusión de criterios técnicos en el procedimiento de evaluación de los inversionistas, tal como la experiencia previa en el desarrollo de infraestructuras similares, la experiencia en la realización de cargas de carrotanques o en el proceso de trasvase de GNL a buques y su puesta en frío. De forma que se garantice que el inversionista agrupa las capacidades necesarias para el desarrollo del proyecto.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 61 y 306.

Comentario 72.

Selección de inversionista /ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DE INVERSIONISTA

Texto Original

18 La CREG podrá establecer un valor máximo de adjudicación. En esos eventos y sin perjuicio
19 de las demás condiciones establecidas en estos DSI y en la Normatividad Aplicable, la
20 validez de la propuesta estará condicionada a que se encuentre dentro de dicho valor.

Comentario

Se solicita que CREG incluya en el pliego el valor máximo de adjudicación, de modo que todos los licitantes dispongan de dicho valor.

Este valor deberá ser debidamente justificado por parte de CREG para poder evaluar las condiciones con las que se ha calculado.

En el caso de que no se quiera publicar el valor máximo de adjudicación, se propone que se elimine o bien que se establezca un mecanismo de oferta de máximos y mínimos, siendo responsabilidad y criterio del inversionista reducir el valor al mínimo posible para obtener la rentabilidad esperada en el proyecto

Respuesta:

En este comentario se solicita ajuste regulatorio. Al respecto la CREG indica que en el momento no se ha considerado modificar la forma y fecha mediante la cual se establece el valor máximo de adjudicación.

De conformidad con el párrafo 2 del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017 el valor determinado por la CREG no podrá ser revelado antes del plazo dentro del cual los proponentes podrán presentar sus propuestas económicas.

Comentario 73.

Selección de inversionista /ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DE INVERSIONISTA (página 16/86)

Texto Original

1 El Inversionista ejecutará la totalidad del Proyecto por su 1 exclusiva cuenta y riesgo. La 2 selección del Inversionista que ejecute el Proyecto no implica ningún tipo de asunción de 3 obligación, responsabilidad o riesgo por parte de la UPME, el MME o cualquier otra entidad 4 estatal.

Comentario

Se considera que el inversionista deberá ejecutar el proyecto por su cuenta y riesgos, si bien la selección del inversionista y su nombramiento como desarrollador del proyecto implica la obligación y responsabilidad de la UPME de garantizar el pago anual esperado, así como la obligación del suministro del GNL que garantice el correcto funcionamiento de la terminal.

Se ruega confirmar los mecanismos que la UPME y/o el CREG utilizará para garantizar el pago de los ingresos anuales esperados durante todo el periodo del proyecto

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 74.

Selección de inversionista /ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DE INVERSIONISTA (página 16/86)

Texto Original

1 El Inversionista ejecutará la totalidad del Proyecto por su 1 exclusiva cuenta y riesgo. La 2 selección del Inversionista que ejecute el Proyecto no implica ningún tipo de asunción de

3 obligación, responsabilidad o riesgo por parte de la UPME, el MME o cualquier otra entidad estatal.

Comentario

Se considera que el inversionista deberá ejecutar el proyecto por su cuenta y riesgos. La selección del inversionista y su nombramiento como desarrollador del proyecto debe llevar asociada la obligación y responsabilidad de desarrollar unas normas de gestión y retribución de la terminal y del gasoducto en el caso de que, debido a potenciales reducciones de su utilización, no se genere una emisión de gas desde la terminal, y sea necesario ventear o quemar el BOG generado.

Se solicita la confirmación y la exposición de la norma de retribución para la gestión de estas mermas en la terminal de GNL y el papel y responsabilidad de las partes implicadas en ello.

Respuesta:

Una instalación de Regasificación puede tener BOG nulo, y así lo tienen implantado varias terminales (a costa de algún consumo energético), por medio de tres mecanismos:

- Instalación de una pequeña planta de licuefacción del BOG, que lo retorna a su estado líquido. Esta opción es muy costosa en inversión y consumo energético.
- Instalación de un pequeño compresor de BOG de alta presión. Este equipo comprime el BOG hasta una presión alta y lo envía a gasoducto.
- Mantenimiento de un caudal de regasificación de mínimo técnico (que suele oscilar entre el 25 y 50 % de la capacidad de regasificación nominal de la planta). En este caso el BOG se recondensa en el GNL a regasificar y se emite al gasoducto.

Es importante remarcar que la referencia a mermas del sistema de gas se refiere a operación normal. En ningún caso se refiere a pérdidas por Boil-off cuando la planta está parada o a un caudal de emisión por debajo del mínimo. Todas las Plantas de Regasificación actuales (ya sean entierra o flotantes) están equipadas con relicuador que permite re-condensar el gas de boil-off y no perder/ventear nada de gas a la atmósfera. Para ello es necesario que las plantas estén emitiendo gas.

Por lo general las plantas de regasificación siempre están emitiendo a una determinada capacidad (variable en función del tiempo pero nunca nula), y nunca están quemando en la antorcha o enviando gas a la atmósfera.

Ver respuesta comentario 1.

Comentario 75.

Selección de inversionista /3.2. No configuración de Vínculo Contractual (página 17/86)

Texto Original

*31 La sola presentación de Propuesta por un Proponente implica su aceptación, sin limitación
32 o restricción alguna, de lo dispuesto en estos Documentos de Selección del Inversionista y
33 el reconocimiento de que no tendrá vínculo contractual alguno con el Estado Colombiano.*

Comentario

Atendiendo a las prácticas internacionales, debe ser posible presentar una oferta que incluya excepciones razonables y fundamentadas a las condiciones establecidas en los pliegos, por lo que el pliego final deberá contemplar esta alternativa.

Respuesta:

Las condiciones de participación y adjudicación de esta convocatoria son las que se encuentran plasmadas en los DSI y en la normatividad expedida por la CREG y el Ministerio de Minas y Energía. Los inversionistas interesados deben dar cumplimiento a lo allí establecido sin limitación o restricción alguna desde la propuesta.

Propuesta que no cumpla con las condiciones establecidas en los DSI será declarada como no conforme.

Ver respuesta comentarios 2 y 11.

Comentario 76.

Selección de inversionista /3.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista.

Texto Original

*13 Los Documentos de Selección del Inversionista, tendrán un costo de _Doscientos millones
14 de pesos (\$ 240.000.000,00) moneda legal colombiana, los cuales deberán consignarse en
15 la cuenta de ahorros número 059-01875-4 titular Fiduciaria de Occidente
16 Sociedad Fiduciaria del BANCO AV VILLAS y en el correspondiente recibo de consignación,
17 o en la transferencia electrónica, si fuere el caso. Deberá constar la identificación de la
18 presente Convocatoria Pública (UPME __ – 201_), el nombre del Interesado y su número
19 de identificación (NIT o cédula de ciudadanía).*

Comentario

El coste de la documentación de los pliegos (70.000 US\$) es excesivo y fuera de todo rango normal de concursos internacionales. En el caso de mantenerse este valor, se deberá contemplar como un aval de evaluación de la documentación y que deberá ser retornado al interesado en el caso de que decline participar en el concurso.

La buena voluntad de los potenciales inversionistas se demuestra en el estudio y análisis de los documentos del pre-pliego que la UPME ha emitido y que se han revisado sin coste alguno para la UPME.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 77.

Selección de inversionista /3.5. Solicitud de Aclaraciones (página 20/86)

Texto Original

1 Cada respuesta incluirá la consulta o comentario respectivos sin identificar el nombre del
2 Interesado que las formuló. Dichas respuestas serán enviadas a la dirección de correo
3 electrónico (e-mail) del Interesado que las formuló, y adicionalmente estarán disponibles en
4 la página Web de la UPME.

Comentario

Se propone la inclusión de un formato único para la remisión de comentarios y aclaraciones al pliego final

Respuesta:

La UPME consolidará y publicará en la página web los comentarios y las respuestas brindadas a los mismos.

Comentario 78.

Selección de inversionista/ 4. CRONOGRAMA DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA

Texto Original

8.	Fecha límite para apertura del Sobre No. 2 en el proceso de selección del Inversionista	A más tardar al ___ día hábil posterior a la fecha de apertura del Sobre No. 1, en caso de ser necesario
9.	Fecha límite para envío a la CREG los resultados de la Convocatoria Pública UPME	1 día hábil posterior a la fecha de apertura del Sobre No. 2
10.	Firma del Contrato de Fiducia [1] y constitución del patrimonio autónomo.	Dentro de los [] días hábiles posteriores a la fecha de apertura del Sobre No. 2

Comentario

Según la secuencia indicada en el cronograma, no se contempla un periodo de aclaraciones y negociación de la propuesta técnica y económica.

Se solicita a la UPME que aclare que efectivamente no se contemplará dicha actividad y la selección del inversionista se llevará a cabo por medio de la selección directa de la oferta más baja presentada por los licitantes, sin evaluar la viabilidad técnica, económica y de plazos del proyecto con el planteamiento propuesto por la UPME

Respuesta:

La convocatoria no contempla negociación de oferta técnica ni económica.

Ver respuesta comentario 61.

Comentario 79.

Selección de inversionista/ 5.2. Identificación y Facultades del Representante Legal del Proponente (página 24/86).

Texto Original

18 [En caso de que el Proponente sea un Consorcio, todos sus integrantes designarán en el
19 documento de constitución del Consorcio un solo Representante Legal y su suplente, para
20 que los represente, mediante uno o varios poderes firmados por los representantes legales
21 de cada una de ellos, de tal manera que quede claro que los representantes legales de
22 cada una de las Personas que conforman el Consorcio, designaron el mismo Representante
23 Legal].

Comentario

En el caso de que un conjunto de empresas colombianas y extranjeras muestren su interés en participar en la licitación por medio de un consorcio, es probable que la constitución legal de dicho consorcio solo sea efectiva cuando el consorcio propuesto sea seleccionado como inversionista. Por lo tanto, en el momento de presentar la propuesta, debería ser suficiente con un acuerdo de socios que asegure la intención de crear un consorcio o una asociación mercantil compatible con las leyes colombianas, si dicho consorcio resulta ser seleccionado.

Esto deber incluirse igualmente en el cronograma de actividades

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 80.

Selección de inversionista/ 6.3. Garantía de Seriedad (página 32/86)

Texto Original

29 La Garantía de Seriedad deberá cubrir como mínimo la suma de _____
30 PESOS (\$ _____) moneda legal colombiana (Equivalente a US 70 Millones según la
31 TRM vigente al día de la expedición de la garantía).

Comentario

El valor propuesto de garantía de seriedad se considera como excesivamente elevado, unido a los ya elevados costes de adquisición de los documentos del pliego.

Se propone que la garantía de seriedad se reduzca a un valor de diez (10) millones de US\$.

Se propone igualmente que la garantía de seriedad se divida para cada uno de los proyectos en un valor que pueda ser del orden del 5%, como máximo, del valor total del proyecto. Esto permitirá adecuar la garantía de seriedad a las fechas de puesta en operación de cada infraestructura.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

El parágrafo 2 del artículo 28 de la Resolución CREG 107 de 2017 dicta que la garantía de seriedad debe cubrir el diez por ciento (10%) del valor estimado del proyecto por parte de la UPME. En los DSI se da cumplimiento a lo dictado en el citado artículo.

Ver respuesta comentarios 12 y 29.

Comentario 81.

Selección de inversionista/ 7. PRESENTACIÓN DE PROPUESTAS Y SELECCIÓN DEL ADJUDICATARIO (página 37/86)

Se solicita la inclusión en el pliego de los criterios de evaluación de las propuestas técnicas (sobre 1), así como una definición más adecuada de las condiciones que los inversionistas, de forma individual o en forma de consorcios o de otro tipo de asociación, deberán cumplir.

El mismo criterio de selección del inversionista, como condición mínima, es el de tener la experiencia en la gestión de la construcción, en la operación y en el mantenimiento de un gasoducto similar o equiparable al requerido en los pliegos en cuanto a distancia y puntos de entrada y salida.

Si el objetivo del gobierno de Colombia es la seguridad la confiabilidad en el suministro de gas al sector industrial y de generación eléctrica del país, el inversionista que desarrolle el proyecto deberá acreditar su experiencia en terminales tipo onshore y/u offshore de características similares, así como en la carga de camiones de GNL (por ejemplo más de 1.000 camiones al año) y en las operaciones de puesta en frío y carga de buques (por ejemplo más de 10 operaciones en los últimos 10 años).

El cumplimiento de esta condición debería ser un criterio para seleccionar al inversionista, al igual que se realiza en otros proyectos internacionales de plantas de regasificación.

Respuesta:

La experiencia mínima requerida se encuentra en el literal (a) del artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017, el cual establece que el proponente deberá demostrar experiencia relacionada con la construcción de proyectos de infraestructura de valor similar al valor estimado del proyecto objeto del proceso de selección.

Por lo anterior, es claro que la única experiencia solicitada a los inversionistas interesados en participar en la convocatoria del proyecto de la Infraestructura de Importación del Pacífico es la relacionada en la construcción de proyectos de infraestructura y no experiencia específica en GNL. En los DSI está conforme con lo establecido en la regulación.

Ver respuesta comentarios 53 y 61.

Comentario 82.

Selección de inversionista/ 7.1.2. Evaluación del Sobre No. 1 (página 37/86)

Texto Original

11 Si el Comité Evaluador solicitó a alguno de los Proponentes subsanar alguna falla y no es
12 posible subsanarla en esta Audiencia, el Presidente de la Audiencia procederá a
13 suspenderla. Los Proponentes podrán subsanar sus Sobres No. 1, dentro de los tres (3)
14 Días siguientes a la suspensión de la audiencia. Las fallas a subsanar se deben presentar
15 en la forma descrita en el Numeral 3.7. Los resultados finales del Acta de Evaluación, se
16 darán a conocer en la Audiencia que se celebrará en el día establecido como límite para
17 apertura del Sobre No. 2 en el CRONOGRAMA de la presente Convocatoria Pública.

Comentario

El plazo propuesto de tres (3) días para la subsanación de las posibles fallas que el comité evaluador pueda considerar, es excesivamente corto y poco realista, ya que dependiendo de la entidad de la falla detectada, el plazo para resolverla puede ser mucho mayor.

Se solicita ampliar el plazo máximo a quince (15) días e incluir dicho plazo en el cronograma del punto 4. CRONOGRAMA DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA

Respuesta:

Se modificarán los DSI ampliando el plazo de subsanación.

Comentario 83.

Selección de inversionista/ 7.2. Evaluación de la Propuesta y Adjudicación del Proyecto (página 38/86)

Texto Original

13 Dentro de las Propuestas Económicas admisibles, se seleccionará como Adjudicatario al
14 Proponente cuya oferta tenga el MEJOR VALOR DE LA OFERTA.
15 Si existe empate entre dos o más Propuestas, los Proponentes cuyas Propuestas hayan
16 resultado empatadas, deberán presentar dentro de la media hora siguiente una nueva
17 Propuesta Económica suscrita por el Representante Legal del Proponente o el apoderado.
18 De presentarse nuevos empates se utilizará este mismo sistema hasta que se seleccione
19 como Adjudicatario al Proponente cuya Propuesta Económica sea la de menor VALOR DE

20 LA OFERTA. Si el empate persiste después de 5 rondas de desempate, se decidirá mediante
21 sorteo que consistirá en el lanzamiento al aire, por una sola vez, de una moneda de
22 quinientos pesos moneda legal colombiana, sobre la cual previamente cada uno de los
23 Proponentes sobrevivientes hayan escogido uno de los lados de dicha moneda; si las
24 Propuestas empatadas después de las cinco (5) rondas son más de dos, se realizará sorteo
25 mediante balotas. 23 Proponentes sobrevivientes hayan escogido uno de los lados de dicha
moneda; si las

Comentario

Se propone incluir un criterio técnico que permita evaluar una oferta en función de los beneficios que aporte a Colombia, en igualdad de precios con otras propuestas, en lugar de recurrir a un sistema de subastas sucesivas en el caso de empate. El artículo 13 de la resolución 107 CREG define la necesidad de establecer los mecanismos de resolución de empates en las ofertas económicas de los inversionistas, pero no obliga a determinar un sistema de subastas que nos reflejará la calidad y confiabilidad de las soluciones propuestas por los inversionistas y reducirá el proceso a una especulación del precio.

Respuesta:

El literal (c) del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017 dicta que en caso de empate se aplicarán las reglas de desempate que establezca la UPME en los DSI.

Las reglas en caso de presentarse empate que estableció la UPME se encuentran la Evaluación de la Propuesta y Adjudicación del Proyecto de los DSI.

Comentario 84.

Selección de inversionista/ 7.2.3. Única Oferta válida (página 39/86)

Texto Original

9 En caso de que sólo haya una única oferta válida se dejará constancia en el acta de la
10 existencia de único Proponente (el "Proponente Inicial") y de que la selección quedará
11 sujeta a las reglas de la contraoferta.
12 De acuerdo con lo previsto en el literal b) del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de
13 2017, cuando exista una única Oferta Valida, la UPME hará público el valor de la oferta a
14 través su página web, o correo electrónico a los INTERESADOS para que dentro de los diez
15 (10) días hábiles siguientes a la fecha de apertura del sobre No. 2 los otros Proponentes
16 presenten contraofertas con valores menores al publicado. Dicha contraoferta deberá estar
17 acompañada de todos y cada uno de los documentos exigidos en estos DSI.
18 La contraoferta válida que cumpla con los requisitos exigidos será informada al Proponente
19 Inicial quien deberá manifestar a la UPME si acepta ejecutar el proyecto por el valor
20 presentado en la contraoferta y en este caso se le adjudicará el proyecto al Proponente
21 Inicial.
22 Si el Proponente Inicial no acepta, el proyecto será adjudicado al proponente que presentó
23 la contraoferta. Si no se presentan contraofertas válidas, el proyecto será adjudicado al
24 Proponente Inicial.

25 La nueva fecha límite para el cumplimiento de los requisitos exigidos para la aprobación del
26 Ingreso Anual Esperado (IAE), será ___ días hábiles posteriores a la fecha en que el
27 Proponente Inicial acepte ejecutar el proyecto por el valor del proyecto presentado en la
28 contraoferta o la UPME comunique al Proponente que realizó la contraoferta que el proyecto
29 le fue adjudicado.

Comentario

La metodología propuesta en el caso de que se considere una única oferta válida destruye el criterio de competencia e igualdad de oportunidades para la presentación de la propuesta en una primera ronda, generando una ventaja competitiva a aquellas propuestas que por no cumplir los criterios técnicos y económicos quedaron descartadas en la primera fase de evaluación.

Se propone eliminar este criterio y en el caso de que solo exista una oferta válida que cumpla los criterios técnicos y que proponga un valor anual esperado inferior o igual al planteado por CREG, sea directamente confirmada como el inversionista que desarrolle el proyecto.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud. Las reglas de la contraoferta se encuentran establecidas en el literal d) del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017 plasmadas en los DSI.

Comentario 85.

Selección de inversionista/ 8.4. [Póliza de Responsabilidad Civil extracontractual (página 45/86)]

Texto Original

26 Esta póliza deberá atender los siguientes valores asegurados y vigencia atendiendo la
27 etapa en la que se encuentre:

28 a) Durante la Construcción y puesta en operación: En esta etapa tendrá una vigencia
29 desde de inicio de ejecución del proyecto y hasta la FPO y un valor asegurado
30 correspondiente a _____.

31 b) Durante la Operación, reposición y mantenimiento: En esta etapa tendrá una
32 vigencia desde la FPO y hasta que culmine la operación y mantenimiento del
33 proyecto y un valor asegurado correspondiente a _____ Podrá
34 ser contratada en periodos anuales sucesivos y sin solución de continuidad.

Comentario

Con el objetivo de unificar el valor asegurado y el coste de la póliza para todos los licitantes, se solicita que dicho valor se incluya en los pliegos.

Respuesta:

Este requerimiento no aplica. Se hará las respectivas modificaciones a los DSI.

Comentario 86.

Selección de inversionista/ 9.1. Fecha de inicio de ejecución. (página 46/86)

Texto Original

7 La fecha de inicio de un proyecto podrá ser modificada por una sola vez por el adjudicatario.

8 Para ello, el Adjudicatario deberá entregar a la UPME antes de la fecha de inicio prevista

9 inicialmente en la oferta técnica del adjudicatario la nueva fecha de inicio, el cronograma y

10 la curva S ajustada, junto con el visto bueno del auditor. Esta modificación no dará lugar a

11 modificar la FPO.

12 Antes de la fecha de inicio de ejecución del proyecto y de acuerdo con las revisiones

13 anuales del plan de abastecimiento de gas natural, la UPME de común acuerdo con el

14 Adjudicatario y previa aprobación del MME, podrá modificar la FPO. Una vez se modifique

15 la FPO el adjudicatario dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del

16 proyecto, la duración del contrato de auditoría y la vigencia de la garantía de cumplimiento

Comentario

En el caso de que la fecha de inicio de la ejecución del proyecto sea modificada por iniciativa de la UPME, el acuerdo entre el adjudicatario y la UPME deberá contemplar la modificación de los plazos y costes generales del proyecto por la modificación de dicha fecha.

En el caso de que el adjudicatario no alcance un acuerdo con la UPME, se mantendrá la fecha de inicio de ejecución y la fecha de puesta en operación (FPO)

Respuesta:

Conforme con lo establecido en el artículo 21 de la Resolución CREG 107 de 2017, el adjudicatario es el único que puede modificar por una sola vez la fecha de inicio de ejecución del proyecto y antes de la fecha de inicio de ejecución la UPME podrá modificar la FPO en común acuerdo con el adjudicatario previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las revisiones anuales del plan de abastecimiento de gas natural.

En caso que el adjudicatario no solicite la modificación de la fecha de inicio de ejecución del proyecto se mantendrá la fecha del cronograma y curva S presentado por el adjudicatario en su propuesta, en el caso que solicite su modificación se dará cumplimiento a lo establecido en los DSI y no dará lugar a modificar la FPO conforme al artículo 21 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Por su parte, si la UPME no considera la necesidad de modificar la FPO se deberá cumplir con la FPO establecida por el Ministerio de Minas y Energía mediante acto administrativo y si la UPME considera necesario modificar la FPO deberá ser aprobada por el Ministerio de Minas y Energía, una vez aprobada la FPO ajustada se hace de obligatorio cumplimiento.

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 87.

Selección de inversionista/ 9.2. Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto – FPO (página 46/86)

Texto Original

18 Si el Proyecto sufre atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público o por
19 demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control
20 del Adjudicatario y de su debida diligencia, la FPO podrá ser modificada previa aprobación
21 del MME, o la entidad que este delegue en los términos de la Resolución CREG 107 de
22 2017. Una vez se modifique la FPO el adjudicatario dispondrá de 15 días calendario para
23 ajustar el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la garantía de
24 cumplimiento.

Comentario

Se propone incluir dentro de las causas de modificación de la FPO los efectos que el suelo o subsuelo puede ocasionar en el desarrollo del proyecto, y que no fuesen detectados en la fase de estudio del terreno en el periodo de tiempo de preparación de las propuestas

Respuesta:

Los causales para modificar la FPO iniciada la ejecución del proyecto se encuentran establecidas vía regulatoria a través del artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017, las cuales están plasmadas en los DSI.

Ver respuesta comentarios 2 y 86.

Comentario 88.

Selección de inversionista/ 10. Auditoría (página 47/86)

Texto Original

30 La UPME seleccionará al Auditor de acuerdo con el procedimiento descrito en los Términos
31 de Referencia para la Selección del Auditor. Con anterioridad a la fecha de presentación de
32 Propuestas la UPME anunciará el Auditor seleccionado para el Proyecto durante el
33 respectivo proceso de selección y el costo de dicha auditoría. Entre el Auditor y el
34 Adjudicatario no podrán existir relación alguna de subordinación o control, ni estar
35 sometidos a control común. El Inversionista garantizará que no contratará ni permitirá que
36 se subcontrate a entidades que se encuentren con el Auditor en situación de subordinación,
37 control o estén sometidas a control común.

Comentario

Se solicita la confirmación de que si el proceso de selección por parte de la UPME del Auditor es anterior a la fecha de presentación de las propuestas de los inversionistas, una empresa puede participar en el proceso de selección del auditor, y, en función del resultado del mismo optar igualmente a ser elegido como inversionista si:

- No es seleccionado como el auditor del proyecto.

- *Es seleccionado como auditor del proyecto pero igualmente es seleccionado como inversionista, teniendo que renunciar por tanto a una de las dos atribuciones, manteniendo la calidad de los servicios ofrecidos.*

Respuesta:

El Auditor será seleccionado por la UPME antes de adjudicar la convocatoria de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, lo anterior teniendo en cuenta que el valor de esta auditoría deberá estar incluido dentro de la oferta económica de los inversionistas interesados.

El proceso de selección del auditor a se hará conforme al cronograma establecido en el Anexo 4A Auditoría de los Términos de Referencia del Auditor de los DSI.

De conformidad con el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017 el auditor no podrá tener participación con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada. Por lo tanto, es claro que no es posible que la firma auditora seleccionada presente ofertas como Proponente, pero de no llegar a ser seleccionada como auditor para el proyecto de la infraestructura de importación de gas del pacífico podrá presentarse como Proponente interesado cumpliendo con las exigencias establecidas en los Documentos de Selección del Inversionista. Sin embargo, se aclara que las firmas que hayan asesorado a la UPME en el proceso de estructuración de la convocatoria, no podrán presentarse como proponentes interesados.

No obstante dada la importancia del auditor en el proceso de ejecución de las obras identificadas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, nos permitimos informarle que la UPME, a través de los Documentos de Selección del Auditor se establecerá como obligación a cargo de éste, que una vez seleccionado el Inversionista o manifestado el interés del transportador incumbente de llevar a cabo el proyecto, y en caso de presentarse conflicto de interés con el adjudicatario o con el transportador incumbente, deberá manifestarlo expresamente a la UPME para que el contrato de auditoría sea celebrado con la firma auditora que por mérito de precio se encuentre habilitada según el listado del acta de adjudicación.

El citado artículo 23, establece que la firma auditora firmará un contrato con una fiduciaría el cual deberá tener una vigencia, por lo menos, hasta seis meses después de la FPO o FPO ajustada. La fiduciaría será contratada por el adjudicatario y este entregará a la fiduciaría, al momento de suscribir el contrato, todos los recursos correspondientes al costo de la auditoría. El adjudicatario deberá suscribir un contrato de fiduciaría, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, donde se definirá, entre otros aspectos, que la UPME es la entidad que autoriza los pagos al auditor.

Las anteriores condiciones establecidas por la normatividad expedida por la CREG se encuentran plasmadas en el Anexo 4B de los DSI, el cual contiene la Minuta del Contrato del Auditor que se suscribe entre la firma Auditora seleccionada y la Fiduciaría. Así mismo, este Anexo 4A cuenta con los Términos de Referencia donde se plasman los mecanismos de

participación para el proceso de selección del Auditor que desarrollará la UPME para llevar a cabo la auditoría al proyecto de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Es importante mencionar que de conformidad con el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017, la UPME seleccionará al Auditor del listado de firmas auditoras publicado por el Consejo Nacional de Operación de Gas – CNOG y que por su puesto hayan presentado propuesta en el proceso de selección que realice la UPME para tal fin (Anexo 4 de los DSI).

Las funciones del auditor se encuentran detalladas en el artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017. Conforme al anterior artículo, el Auditor deberá verificar el cumplimiento de las características técnicas establecidas para el proyecto, las cuales no se limitan a las condiciones básicas del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural sino también a las indicadas por el inversionista en su Oferta.

La implementación de la auditoría (apertura de la auditoría), metodología y cronograma de actividades a desarrollar por parte de la firma auditora para llevar a cabo la auditoría será establecido por la respectiva firma auditora cumpliendo como mínimo las condiciones establecidas en el Anexo 4A de los DSI.

Comentario 89.

Selección de inversionista/ 10. Auditoría (página 48/86)

Texto Original

32 El Contrato de Auditoría deberá estar firmado en el plazo que se indica en el cronograma 33 contenido en el numeral 4 de estos DSI.

Comentario

El documento que se incluye en el Anexo 5, MINUTA DE CONTRATO DE FIDUCIA, no establece de una forma clara y unívoca el coste total del servicio de auditoría que el adjudicatario inversionista deberá pagar por los servicios del Auditor preste a la UPME.

Se ruega confirmar que la estructura de gestión de costes de seguimiento y control de proyecto siga las prácticas internacionales y que sea la UPME la que gestione y pague directamente al Auditor. Esto permitirá que los ingresos anuales esperados por la ejecución del proyecto reflejen los costes realmente asociados a su desarrollo.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 90.

Selección de inversionista/ 10. Auditoría (página 47/86)

Texto Original

5 a) Un informe cada noventa (90) días calendario contados a partir del momento en que 6 se legalice su respectivo contrato, donde se presente el resultado de verificación del

7 cumplimiento del cronograma, de la curva S y de las características técnicas
8 establecidos para el proyecto. El informe deberá explícitamente indicar el número
9 de meses de atraso en números enteros según el cronograma y la curva S. Un
10 atraso mayor o igual a 15 días calendario se contará como un mes, y un atraso
11 menor a 15 días se contará como cero.

Comentario

De acuerdo con las prácticas habituales de gestión de proyectos se recomienda a la UPME que solicite al auditor un informe mensual de seguimiento

Respuesta:

De acuerdo con la disposición contenida el literal d) del artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017 se entiende que la UPME puede solicitar informes específicos al auditor.

No obstante lo anterior, los literales a) y b) del citado artículo 24, le establecen la obligación al auditor de presentar un informe cada noventa (90) días calendario contados a partir del momento en que se legalice su respectivo contrato y un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento, así como que el proyecto cumple lista de chequeo a satisfacción que demuestre que el proyecto se encuentra listo para su entrada en operación.

Comentario 91.

Selección de inversionista/ 11. FORMULARIOS DE LA CONVOCATORIA 1. INGRESO ANUAL ESPERADO (página 50/86)

Texto Original

2 El INGRESO ANUAL ESPERADO, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre de [indicar
3 el año anterior a la fecha de presentación de la propuesta], y para cada uno de los primeros años
4 operación del PROYECTO es el mostrado en la siguiente tabla, teniendo en cuenta que en
5 caso de presentarse contradicción entre el valor de los Ingresos Anuales Esperados
6 expresados en letras y números, primará lo expresado en letras:

Comentario

El pliego identifica el método de cálculo del IAE y su dependencia con un valor fijo y un valor variable en función de demanda y utilización de la terminal, que tendrá un impacto directo en los autoconsumos energéticos, la generación de BOG y el uso de medios externos, como son los remolcadores o actividades no planificables como puede ser el dragado de la zona de navegación. Se solicita que se explique y detalle el método de cálculo que se pretende aplicar, o bien la normativa de referencia para ser empleada.

Respuesta:

Con referencia a la forma de asignación de los servicios de la planta y el tubo la CREG en resolución posterior determinará estos aspectos. En el momento, con la Resolución CREG 182 de 2017, la CREG estableció un proyecto de consulta que rige estos aspectos.

Ver respuesta comentarios 2, 37 y 38.

Comentario 92.

Selección de inversionista/ 11. FORMULARIOS DE LA CONVOCATORIA 2 Porcentaje de remuneración en dólares de los Estados Unidos de América: (página 50/86)

Texto Original

2 Solicitó que del INGRESO ANUAL ESPERADO ofertado me sea remunerado el [%] en Dólares 3 americanos de conformidad con el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario

El pliego debe confirmar el porcentaje máximo y/o mínimo que se puede requerir en dólares para el pago del ingreso anual esperado. En su defecto se requiere la confirmación de la aplicación del valor máximo del 42% establecido por el artículo 9 de la resolución 107 CREG.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 93.

Selección de inversionista/ 11. FORMULARIOS DE LA CONVOCATORIA 2 Porcentaje de remuneración en dólares de los Estados Unidos de América: (página 50/86)

Texto Original

2 Solicitó que del INGRESO ANUAL ESPERADO ofertado me sea remunerado el [%] en Dólares 3 americanos de conformidad con el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario

Se solicita la confirmación de que el porcentaje de pago de ingresos anuales esperados puede ser dividido en dos divisas, dólares y pesos colombianos en los diferentes conceptos desagregados.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 18 y 21.

Comentario 94.

Selección de inversionista/ 3. Desagregación de valores: (página 50/86)

Texto Original

5 De conformidad con la **NORMATIVIDAD APLICABLE** a continuación se presentan en forma 6 desagregada los valores asociados al **GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO** y a cada una 7 de las componentes de la **INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS DEL PACÍFICO** necesarias para la 8 prestación de los **SERVICIOS ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN**:

Comentario

El pliego identifica el método de cálculo del IAE y su dependencia con un valor fijo y un valor variable en función de demanda y utilización de la terminal, que tendrá un impacto directo en los autoconsumos energéticos, la generación de BOG y el uso de medios externos, como son los remolcadores.

Se solicita que se detallen claramente, o se haga referencia expresa a la normativa aplicable, las fórmulas que se deben emplear para el cálculo del IAE para cada una de las infraestructuras.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 91.

Comentario 95.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) L PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se solicita aclaración de si la tecnología y diseño preliminar expuesto en la documentación descriptiva de la terminal se consideran de obligado cumplimiento o si por el contrario el inversionista pueda plantear otras soluciones tecnológicas y de diseño que cumplan los criterios básicos de diseño (capacidad de emisión, capacidad de almacenamiento, disponibilidad...).

Se solicita que se aclaren unívocamente cuáles deberán ser los criterios básicos de diseño.

Se solicita que se confirme si la UPME o CREG puede vetar y no admitir, una vez presentada una oferta y determinadas tecnologías de diseño y operación, y que dicha oferta resulte ser adjudicataria variaciones en el tipo de tecnología y en la metodología de construcción y ejecución del proyecto que, tras el desarrollo de la ingeniería de detalle, se viese que resultan ser más adecuadas para el proyecto.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 96.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) L PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO (página 9de 223)

Texto Original

- 10 1. Capacidad de regasificación: 400 MPCD
- 11 2. capacidad de almacenamiento: 170.000 m3
- 12 3. Disponibilidad: 99.5% anual
- 13 4. Sitio: Bahía de Buenaventura
- 14 5. Servicios: i) Descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas
- 15 licuado, iii) regasificación, iv) carga de cisternas de gas natural licuado, y v)
- 16 trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío. (Res.
- 17 CREG 107 y 152 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustiyan).
- 18 6. Gas regasificado entregado al gasoducto en condiciones RUT (Res. CREG
- 19 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen y sustituyan).
- 20 7. Boil Of Gas (BOG): 0,15% por día
- 21 8. Inventario Mínimo: 30% de la capacidad de almacenamiento.
- 22 9. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto civiles, mecánicas,
- 23 eléctricas y de instrumentación así como físicas necesarias para cumplir con
- 24 el objeto de la presente Convocatoria durante la construcción, operación y
- 25 mantenimiento de las obras garantizando siempre su compatibilidad con la
- 26 infraestructura existente y el medio ambiente.

Comentario

Se requiere que el pliego incluya una descripción detallada del procedimiento de cálculo de los parámetros que se requieren como condición técnica del pliego.

Factores como la disponibilidad pueden variar de forma severa si están influenciadas por factores externos como la meteorología, la operación de la red de gasoductos de conexión, etc.

Se solicita que el valor del 30% de inventario mínimo se confirme o actualice al 20%, tal y como se indicó en la reunión de aclaraciones del día 8 de junio

Respuesta:

1. Ver respuesta comentarios 2 y 3
2. Ver respuesta comentario 169.
3. Ver respuesta comentario 15.

Comentario 97.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO (página 9 de 223)

Texto Original

31 a. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente
32 Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última
33 tecnología. No se aceptarán prototipos o tecnologías no probadas. Tampoco
34 se aceptarán equipos y elementos que impliquen alguna restricción o
35 limitación a la importación de gas natural licuado.

Comentario

El requerimiento de que todos los equipos sean nuevos y de última tecnología es incoherente con lo indicado en el punto 4.3 buque regasificador (página 136/223) en el que se dice “30 El buque FSRU podrá ser de nueva construcción o existente en el mercado

31 (procedente de otra localización donde haya prestado sus servicios previamente), o
32 como resultado de una reconversión de un Buque Carrier de GNL en FSRU. En
33 todos los casos el FSRU deberá cumplir con lo requerido en los apartados 34 siguientes.”
Se ruega una aclaración al respecto.

Respuesta:

Se acepta el comentario y se ajustara el Anexo 1A de los DSI. Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. No obstante para el buque FSRU 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.

Ver respuesta comentario 104.

Comentario 98.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 2.1 Descripción de las obras (página 11 de 223)

Texto Original

11. Realizar el dragado, cada vez que sea necesario, 1 en la Bahía de
2 Buenaventura para la correcta navegabilidad, maniobrabilidad y seguridad
3 de los buques FSRU (si fuere el caso) y Carrier.

Comentario

Debido a que la ubicación del muelle para recibir el buque carrier o amarrar el buque FSRU se encuentra en la bahía de buenaventura, que es transitada por otros buques y cuya morfología submarina puede sufrir variaciones por fenómenos ambientales o por modificaciones del entorno (otras obras públicas) , se considera que es más adecuado que el mantenimiento del dragado quede

fuera de la responsabilidad del adjudicatario y que la realización de este tipo de servicios se engloben entre los servicios generales de las autoridades portuarias.

En el plazo previsto para la preparación de la propuesta no es posible realizar una campaña representativa de las modificaciones del lecho marino en la bahía de Buenaventura y se desconoce el tipo de estudios realizados anteriormente y su representatividad.

Respuesta:

El inversionista deberá realizar todas las actividades necesarias para la construcción y posterior operación de la Planta de Regasificación, así como la correcta recepción de los buques carrier de GNL durante la fase de concesión portuaria. La necesidad de dragado, su mantenimiento y demás condiciones a que haya lugar en su polígono de concesión portuaria deberán ser acometidas por el inversionista conforme a las normas aplicables. No obstante, se aclara que es responsabilidad de la ANI el mantenimiento del canal público de acceso a la bahía de Buenaventura.

Ver comunicado de la dirección marítima en el siguiente link:
(https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Direccion_Maritima_DIMAR.pdf)

Comentario 99.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 3.1.1 Composición GNL (página 12 de 223)

Texto Original

Tabla 1. Rango de composiciones de suministro de GNL

	GNL Diseño	GNL Ligero	GNL Pesado
Composición molar %	Mol %	Mol %	Mol %
Nitrógeno	0.57	0.01	1.40
Metano	89.07	96.78	85.8
Etano	10.26	2.78	8.37
Propano	0.1	0.37	3.00
I-Butano	0.01	0.04	0.60
n-Butano	---	0.02	0.60
Pentano	---	---	0.23
Peso Molecular	17.53	16.51	18.86
PCS, MJ/Nm ³	42.9	41.05	45.05
Peso específico (líquido)	0.452	0.431	0.473

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

Tabla 2. Calidad del Gas Natural en el Sistema Nacional de Transporte

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 J/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120° F
Temperatura de entrega mínima	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Comentario

El valor de poder calorífico superior de GNL Pesado que se muestran en la tabla 1 del documento no cumplen con el requerimiento de calidad que se establece en la tabla 2 del mismo documento y que proviene de la resolución CEREG 054-2007.

Igualmente, otros parámetros como el N₂ que el GNL que se puede adquirir en el mercado internacional puede diferir de los límites establecidos en la tabla 2.

Se ruega la confirmación de que CREG modificará la especificación técnica de las calidades de gas a recibir en el sistema de transporte nacional o bien se ruega la confirmación de que los comercializadores que adquieran el GNL en el mercado internacional deberán ser los únicos responsables del cumplimiento de la calidad del GNL recibido en la terminal y en ningún caso se hará responsable a la terminal de las posibles desviaciones que se detecten en la composición del gas.

La nueva regulación deberá identificar los mecanismos de gestión y resolución de conflictos en la calidad del GNL recibido.

Respuesta:

En el artículo 6 de la Resolución CREG 152 de 2017, se establece que el Adjudicatario debe recibir el gas natural licuado cuya composición sea tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. El adjudicatario puede negarse a recibirlo en caso de que el gas al regasificarlo no cumpla con las especificaciones del RUT.

Lo anterior significa que el Comercializador de LNG debe garantizar que el producto entregado al Adjudicatario cumpla con las condiciones RUT al momento de regasificarlo.

El inversionista deberá implementar los procedimientos operativos necesarios para garantizar el perfecto mezclado del GNL almacenado y evitar estratificaciones que estén fuera de especificación.

Ver respuesta comentarios 43 y 111.

Comentario 100.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación (página 14 de 223)

Texto Original

6 El Inversionista seleccionado correspondiente deberá analizar y tener en cuenta
7 todos los posibles riesgos de cualquier tipo, incluyendo, entre otros, los físicos y
8 sociales.

Comentario

Debido al interés del inversionista en realizar el proyecto y cumplir con los criterios técnicos de ejecución, así como el respeto y cuidado del medioambiente y las comunidades sociales presentes en la zona, se propone considerar que, en previsión de riesgos no controlables por parte del inversionista, que actuará de buena fe, como pueden ser huelgas, oposición social al proyecto y presión social contra el mismo, estas se incluyan igualmente como causas de retraso o aplazamiento en la fecha de inicio de la ejecución o de la fecha de inicio de la producción.

En el caso de que se presenten situaciones del entorno que comprometan el correcto desarrollo del proyecto en los plazos establecidos, el inversionista solicitará la colaboración de la UPME y de aquellos órganos administrativos que fuesen competentes en cada caso.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 87.

Comentario 101.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación (página 14 de 223)

Texto Original

10 En el documento ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS
11 TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO se

12 suministra información secundaria de referencia para el Proyecto. El objeto de este
13 documento es dar a conocer a los inversionistas interesados un análisis preliminar
14 de las componentes bióticas, abióticas y sociales dentro del área de estudio
15 identificada. Este es un documento ilustrativo para los Interesados, que no
16 determina las condiciones para la ejecución del Proyecto.

Comentario

Al ser un informe no vinculante e indicativo, no se puede considerar como una base de diseño para la terminal. En el plazo indicado para la presentación de las ofertas, no es posible realizar una caracterización ambiental detallada de la zona o lote que el inversionista seleccione para la ejecución del proyecto, por lo que todos los riesgos que se puedan derivar del diseño del proyecto no serán conocidos en el momento de la presentación de la oferta.

Por esto, se considera que el inversionista no puede ser obligado a asumir dichos riesgos si la UPME no proporciona una información detallada y vinculante por su parte.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 102.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 3.2.1 Procedimiento General del Diseño (página 15 de 223)

Texto Original

36 iii. Las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
37 de estudios del sistema nacional de transporte de gas natural;
38 parámetros básicos de diseño (flujos, presiones, temperaturas,
39 distancias de aislamiento, riesgos, etc); corredor de construcción del
40 gasoducto, hojas de datos de los equipos; diagramas unifilares
41 generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y
42 materiales; filosofía de control, unidades de medición para
43 transferencia de custodia, selección de tipo de válvulas SDV, etc.

Comentario

Los datos de flujo, presiones, temperaturas... del sistema nacional de transporte deberán ser un dato disponible a la hora de oferta, ya que fijarán las condiciones de entrega del gas en la red nacional.

El punto de conexión será un límite de batería y todas las normas de interconexión, comunicaciones... que se deberán seguir y cumplir con el operador de la red que va a recibir el gas (artículos 3.6 y 5.2.4 de la resolución 41 de 2008 de CREG), tendrán que formar parte del pliego del concurso para ser conocidas por todos los licitantes.

Respuesta:

Para la información del Sistema Nacional de Transporte, el inversionista interesado deberá ceñirse a las condiciones dadas en el Reglamento Único de Transporte – RUT, expedido a través de la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan y la legislación Colombiana. Así mismo, para consecución información del transportador el cual se conecta al gasoducto Buenaventura - Yumbo, puede consultar el Boletín Electrónico de Operaciones BEO de TGI.

Ver respuesta comentarios 2 y 62.

Comentario 103.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 3.2.4 Mano de Obra (página 15 de 223)

Texto Original

26 La mano de obra será calificada y ejecutada por personal idóneo y experimentado.

Comentario

Se ruega confirmación de la necesidad de cumplir algún criterio de empleo de personal local y nacional tanto en la fase de construcción y en la fase de operación.

Respuesta:

Se deben cumplir con la Constitución Colombiana y el Código Sustantivo de Trabajo y aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan. En los DSI, no habrán disposiciones relacionadas con contratación de mano de obra local.

Comentario 104.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.1.1.1 Listado de instalaciones civiles y estructuras (página 22 de 223)

Texto Original

28 Ganchos de escape rápido

29 Defensas elásticas en los duques de alba de ataque

30 Defensas elásticas auxiliares

31 Protección catódica para estructuras metálicas

32 Pasarelas de acceso a buque (Gangways)

Comentario

Se ruega confirmación de la obligación de instalar dos pasarelas de acceso al buque (gangway) ya que es recomendable limitarla a una (1).

Respuesta:

Se ajustará esta obligación en el Anexo 1A de los DSI, y en tal sentido el inversionista deberá garantizar el cumplimiento de los servicios propuestos en el numeral 2.1 del citado anexo cumpliendo en todo caso con la normatividad aplicable para tal fin.

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 105.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.1.4 Buques de Diseño (página 36 de 223)

Texto Original

3 Asimismo se deberá garantizar el atraque y amarre de los remolcadores y
4 embarcaciones auxiliares ya sea mediante la compatibilidad del atraque con estas
5 embarcaciones o mediante la habilitación de una zona específicamente habilitada
6 para el atraque de las mismas. Las embarcaciones a considerar son las siguientes:
7
8 Remolcadores de diversas potencias de tiro que sean requeridos para
9 brindar asistencia en las maniobras de atraque y desatraque de los buques
10 GNLC, según sea su tonelaje (peso muerto).
11 Una lancha de apoyo para el amarre. De modo preliminar se pueden
12 considerar las siguientes dimensiones aproximadas: Eslora = 20 m, manga =
13 4.50 m; puntal = 2,80 m; calado = 1,80 m.

Comentario

La configuración (tamaño, potencia, tipo de propulsión...) y número de remolcadores se deberán definir tras un estudio detallado de maniobras de buques en la zona, que deberá ser aprobado por la autoridad competente.

Igualmente, el tipo y número de remolcadores dependerá del tipo de buques previstos para el suministro de GNL a la terminal.

Considerando el tamaño del buque estará limitado por el volumen de GNL de libre disposición (volumen de almacenamiento – reserva mínima) el tamaño de los buques de suministro será definido por el comprador del GNL, no esperándose el uso de cargas parciales de buques tipo Qflex y Qmax. Al ser un tema no definido en detalle, se considera que el tipo, número y responsabilidad de suministro de los remolcadores quede fuera del alcance del inversionista y que se contabilice como un coste asociado al puerto, que gestionará el inversionista en nombre de la UPME.

Respuesta:

En las tablas del Anexo 1A de los DSI se indican los rangos de buques a considerar para el diseño, con la consideración que “.....No obstante la flota de diseño deberá ser definida y confirmada por el operador en función de la flota que operará en la terminal”.

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104

Comentario 106.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.2.3.3 Condiciones en Límite de Batería (página 107 de 223)

Texto Original

12 El gas vaporizado en el FSRU será entregado en el gasoducto en condiciones
13 controladas de presión y temperatura. La presión de suministro del gas natural por
14 parte del FSRU en límite de batería será de 100 barg.

Comentario

Se ruega incluir una tabla detallada con la definición precisa de los límites de batería y las condiciones en los extremos que las conforman.

De acuerdo con la redacción indicada en el punto de referencia, la presión de 100 barg se deberá cumplir en la brida de conexión del buque con el brazo de descarga o bien en la brida de conexión de las instalaciones de la terminal de regasificación con la brida del gasoducto enterrado.

Se ruega aclaración.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 104.

En lo referente a la presión de entrega en la estación de transferencia en el SNT ver la Resolución CREG 071 de 1999.

Comentario 107.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.2.4.1 Instalaciones en el atraque (topside del jetty) (página 112 de 223)

Texto Original

12 En el jetty habrá dos brazos de gas natural de alta presión (HPNG), cada uno de
13 ellos diseñado para la máxima capacidad de envío de gas natural (400 MPCD). Uno

Comentario

El requerimiento de dos (2) brazos de descarga está en conflicto con lo indicado en el punto 4.2.3.1 del mismo documento, en el que se indica que se instalará un solo brazo.

Se ruega confirmación del número final de brazos requeridos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 104.

Comentario 108.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL) (página 113 de 223)

Texto Original

34

35 *El jetty debe disponer de instalaciones para el llenado de cisternas de GNL*
36 *directamente desde el FSRU. En este caso, habría una conexión mediante brazo o*
37 *manguera criogénica entre una línea de GNL de pequeño diámetro (2" o 3") del*
38 *FSRU y una línea criogénica que llegaría desde el FSRU hasta la estación de carga*
39 *de cisternas. La estación de carga constaría mangueras criogénica para llenado de*
40 *las cisternas.*

Comentario

Se requiere una descripción más detallada del sistema de carga de camiones, indicando por ejemplo, sin carácter limitativo:

- *Número de cisternas a cargar simultáneamente*
- *Tipo de cisterna y presión de carga*
- *Ubicación de las bocas de carga de la cisterna (posterior o lateral de la cisterna)*
- *Sistema de medición de la carga*
- *Disponibilidad del sistema de carga de cisternas*

Se ruega la confirmación de que los requerimientos de carga de camiones serán similares a los indicados para la opción de terminal Onshore, descritos en el punto 5.2.3.13 Carga de cisternas.

Respuesta:

En el numeral 2.1 del Anexo 1A de los DSI se establecerán los servicios que debe cumplir la Planta de Regasificación en cualquier tecnología para la carga de Cisternas. El esquema detallado de las bahías de carga deberá ser desarrollado por el Inversionista durante la fase de Ingeniería Básica y de Detalle.

Ver respuesta comentario 1, 2 y 104.

Comentario 109.

Comentario 53. ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.3.1 Alcance del FSRU (página 137 de 223)

Texto Original

20 El buque FSRU tendrá una capacidad de almacenamiento mínima de 170.000 m³ y
21 emitirá un caudal de al menos 400 MPCD (Millones de pies cúbicos por día).

Comentario

Se requiere una indicación precisa del rango máximo y mínimo garantizado de emisión que será requerido en la terminal de regasificación.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1,2 y 104 .

Comentario 110.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.3.1 Alcance del FSRU (página 137 de 223)

Texto Original

31 El buque FSRU dispondrá de propulsión propia. Su diseño seguirá los estándares y
32 prácticas establecidos en fabricación naval.

Comentario

Se requiere la confirmación de la necesidad de diseñar el FSRU sin la necesidad de ser enviado a un dique seco por mantener sus condiciones de navegación

Respuesta:

El propietario del FSRU deberá obtener las validaciones respectivas de la sociedad de Clasificación al inicio de las operaciones y durante su vida útil, de tal forma que no se requiera paso por dique seco durante la duración de 20 años de la obligación.

Comentario 111.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU (página 145 de 223)

Texto Original

33 El boil-off gas de los tanques de GNL será enviado al compresor de baja presión de
34 la planta de regasificación del FSRU. El boil-off gas se utilizará como gas
35 combustible, se inyectará en el GNL a la succión de las bombas secundarias o será
36 comprimido y enviado conjuntamente con el gas regasificado.

Comentario

Se requiere la confirmación de la necesidad de diseñar el buque FSRU con compresores de alta presión para inyectar el BOG generado durante la operación de descarga de un buque en la red de gasoductos, y no solo en la condición de emisión sin buque

Respuesta:

Es opcional del Inversionista establecer sistemas de compresión de boil-off hasta alta presión (send-out compressors) si estima que su inversión compensa las pérdidas del Boil-Off (superiores al 0,15% por día establecido en los DSI) en caso de no poder introducirlo junto con el gas regasificado.

De conformidad con el parágrafo 1 del artículo 6 de la Resolución 152 de 2017 se dicta que las pérdidas por evaporación de gas que se presenten en la planta de regasificación deberán ser asumidas por la demanda hasta el porcentaje de eficiencia que defina la UPME (0,15% por día). Cuando estas pérdidas superan el porcentaje de eficiencia serán asumidas por el adjudicatario.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 112.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU (página 145 de 223)

Texto Original

33 El boil-off gas de los tanques de GNL será enviado al compresor de baja presión de
34 la planta de regasificación del FSRU. El boil-off gas se utilizará como gas
35 combustible, se inyectará en el GNL a la succión de las bombas secundarias o será
36 comprimido y enviado conjuntamente con el gas regasificado.

Comentario

Se requiere aclaración sobre el procedimiento técnico y económico de la gestión del BOG en condición de planta parada, tanto en el caso de la opción de la terminal offshore como en el caso de la terminal onshore.

Si debido a una reducción de la demanda y la necesidad de cancelar la emisión de GN a la red nacional, el BOG generado deberá ser tratado, bien en la antorcha, bien por medio de compresores de alta presión de BOG o bien mediante sistemas de licuación. Este requerimiento impacta en el CAPEX y se ruega sea aclarado.

En el caso de la alternativa de utilización de la antorcha por la inexistencia de nominaciones en la terminal de GNL, se ruega confirmar el procedimiento de compensación del coste del BOG quemado y la identificación del agente al que le corresponde pagar por dicho gas, que podrá ser el sistema gasista, los usuarios de la terminal, la terminal o una combinación de todos ellos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 111.

Comentario 113.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 4.3.3.4 Planta de Regasificación (página 146 de 223)

Texto Original

13 *El GNL es vaporizado en cambiadores de calor por medio de un fluido calefactor en*
14 *circuitos abiertos o cerrados.*

15

16 *En circuitos abiertos el fluido calefactor es agua de mar y es captado de las*
17 *inmediaciones del FSRU, enviado a los cambiadores de calor y retornado al mar. El*
18 *agua retornada al mar deber tener una temperatura unos 8 a 10 °C inferior al agua*
19 *captada. El caudal de agua debe ser suficiente para evitar su congelación.*

20

21 *Es preciso valorar el impacto medioambiental de la captación y vertido del agua de*
22 *mar. Se debe asegurar una correcta dispersión del agua para evitar modificar de*
23 *forma sustancial la flora y fauna marina de los ecosistemas próximos.*

24

25 *En circuitos cerrados el fluido calefactor será una mezcla de agua dulce y glicol*
26 *(36% de glicol) que cede su calor al GNL y a su vez se calienta con vapor procedente*
27 *de las calderas del FSRU. Al ser cerrado, este circuito no tiene vertidos al mar (pero*
28 *sí mayores emisiones de humos de combustión), y solo requiere una pequeña*
29 *aportación de agua dulce y de glicol y de asegurar que la proporción de ambos se*
30 *mantiene.*

31

32 *Existe una modalidad adicional denominada IFV (Intermediate Fluid Vaporizer)*
33 *donde se utiliza un fluido intermedio entre el agua de mar o agua-glicol y el GNL,*
34 *que suele ser propano. El fluido calefactor (bien sea agua de mar o agua-glicol*
35 *vaporiza el propano, que es condensado cediendo su calor latente para vaporizar el*
36 *GNL).*

37

38 De esta forma se evitan los problemas de congelación del agua de mar (o agua glicol) cuya temperatura de congelación es aproximadamente $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ (ó $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ de la 40 mezcla agua-glicol) frente al del propano que es $-188\text{ }^{\circ}\text{C}$. También pueden utilizar 41 cambiadores más compactos (reduciendo tamaño y peso) pero tiene como gran 42 desventaja que se introduce un nuevo fluido inflamable como es el propano dentro 43 de las instalaciones del FSRU

Comentario

Se requiere la confirmación de la necesidad de limitar los medios (tecnologías) elegibles de regasificación por parte del buque FSRU, ya que suponen diferentes costes de operación e impactos ambientales.

En caso de ser una opción a elegir por el inversionista, se ruega confirmación de este aspecto.

Respuesta:

El sistema de vaporización (abierto, cerrado, etc...) debe ser seleccionado por el inversionista para minimizar su costo operativo y cumplir con las reglamentaciones medio-ambientales.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 114.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.1.1 Capacidad (página 184 de 223).

Texto Original

25 El mínimo caudal de envío será de 200 MPCD. Con este caudal se debe garantizar 26 que el GBO enviado al relicuador es licuado con el GNL y por lo tanto no se envía 27 GBO a la antorcha.

Comentario

Se requiere una aclaración del caudal mínimo y máximo garantizado de la terminal, tanto en la configuración onshore como en la opción FSRU, así como el caudal mínimo y máximo de carga de camiones y de transferencia de GNL a otros buques

Respuesta:

Ver respuesta comentario 108.

Comentario 115.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.4 Almacenamiento de GNL (página 187 de 223)

Texto Original

8 5) La ganancia de calor del tanque de almacenamiento debe producir un boil9 off máximo de 0.05% en peso por día del total de líquido en el tanque 10 basado en metano puro.

Comentario

En condiciones normales de diseño de tanques de GNL el 0.05% se refiere al volumen de GNL del tanque y no a la masa de GNL en el tanque. Se ruega confirmación

Respuesta:

Se hace notar que el dato se refiere a una sustancia pura (metano puro).

Comentario 116.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.5 Sistema de manejo de “Boil-Off” (página 188 de 223)

Texto Original

1 Envío e gas a los compresores de GBO y a la unidad de gas
2 combustible (vaporizadores de combustión sumergida y pilotos de
3 antorcha);

Comentario

En la opción de medios de regasificación de la terminal onshore se especifica que serán del tipo ORV. En este apartado y en otra referencia, se introduce el concepto de SCV como vaporizador de combustión sumergida, si bien este tipo de equipos no se cita como un medio de regasificación. Igualmente, en el diagrama de proceso de la terminal no se representa otro tipo de vaporizador que no sea el de agua de mar.
Se requiere aclaración.

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 104.

Comentario 117.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.5 Sistema de manejo de “Boil-Off” (página 188 de 223)

Texto Original

b.

- 1 Envío e gas a los compresores de GBO y a la unidad de gas
- 2 combustible (vaporizadores de combustión sumergida y pilotos de 3 antorcha);
- 4 c. Envío de gas a los compresores de GBO y al Relicador;
- 5 d. Envío de gas a la antorcha (dos niveles, primero válvula de control 6 y segundo válvulas de seguridad de tanque de almacenamiento), y
- 7 e. Envío de gas a atmósfera (válvulas de seguridad de tanque de 8 almacenamiento)

Comentario

En la secuencia de manejo del BOG no se contempla la posibilidad de instalar y utilizar compresores de alta presión, tal y como se indica en el caso de la opción de buque FSRU (4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU (página 145 de 223)).

Se ruega confirmar si la opción de utilizar compresores de alta presión se limita efectivamente al buque FSRU o bien se deberá incluir en la terminal tipo Onshore.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 111.

Comentario 118.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.6 Bombas primarias de GNL” (página 189 de 223)

Texto Original

- 26 1) Se instalarán tres bombas primarias de GNL dentro de cada tanque
- 27 montadas en pozos de bombeo individuales. Una de las bombas será de
- 28 reserva.

Comentario

Se ruega confirmación de que el número y capacidad de las bombas primarias (al igual que las secundarias) podrá ser modificado por el inversionista, si se mejora la eficiencia y disponibilidad de la terminal, manteniendo los valores de emisión mínimos y máximos requeridos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2 y 104.

Comentario 119.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.6 Bombas primarias de GNL” (página 189 de 223)

Texto Original

13 1) Se instalarán dos vaporizadores “open rack” (ORV) (PA-301A/B) con una 14 capacidad nominal de 100 MPCD de GN cada uno, con un sobrediseño del 15 15%.

Comentario

Se ruega la confirmación de la capacidad de regasificación de la terminal, ya que el número y capacidad de los vaporizadores de agua de mar propuestos no permite alcanzar el valor mínimo de emisión de 400 MPCD. Con el caudal indicado en el presente apartado solo se alcanzaría una emisión de 200 MPCD.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 104.

Comentario 120.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.16.11 Diésel (página 197 de 223)

Texto Original

41 Dos bombas de transferencia de diésel (GA-343A/B) instaladas en paralelo tendrán 42 por cometido la reposición de los depósitos diarios desde el tanque principal una 43 vez el combustible se termine. Cada bomba estará dimensionada para una

Comentario

Se ruega confirmación de la necesidad de instalar bombas de sistemas de trasiego de combustible si se pueden sustituir por transferencia por gravedad o bien por suministro directo desde el camión. Esto evita la instalación de equipos potencialmente generadores de vertidos de combustibles.

Respuesta:

El inversionista desarrollará en su Ingeniería Básica/Detalle el sistema de llenado (gravedad, bombeado, suministro directo desde camión, etc...) según buenas prácticas de ingeniería y avalado por el estudio de riesgos elaborado en su ingeniería básica y detallada.

Ver respuesta comentario 2 y 104.

Comentario 121.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.3.16.11 Diésel (página 197 de 223)

Texto Original

41 Dos bombas de transferencia de diésel (GA-343A/B) instaladas en paralelo tendrán
42 por cometido la reposición de los depósitos diarios desde el tanque principal una
43 vez el combustible se termine. Cada bomba estará dimensionada para una

Comentario

Se ruega confirmación de la posibilidad de emplear otra fuente de alimentación fiable para los generadores de emergencia o para la bomba del sistema contraincendios, que no sea necesariamente diésel, siempre y cuando se garantice que dicha fuente de alimentación o combustible alternativo esté disponible independientemente de la red de suministro de electricidad a la que se conecte la terminal.

Respuesta:

El inversionista desarrollará en su ingeniería básica y detallada el sistema según buenas prácticas de ingeniería, en especial la NFPA (donde se establecen las fuentes de alimentación a sistemas de protección contra-incendios) o normativa local aplicable y avalado por el estudio de riesgos correspondiente.

Ver respuesta comentario 104.

Comentario 122.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (TERMINAL DE REGASIFICACIÓN) / 5.2.5.11 Sistema de antorcha (página 197 de 223)

Texto Original

7 El gas liberado por las válvulas de seguridad se envía a dos colectores separados:

8

9 Un colector que recibe las descargas de presión baja, principalmente de los
10 tanques y los alivios térmicos.

11 Un colector que recibe las descargas de alta presión, principalmente de los

12 ORV.

13

14 Ambos colectores se deben unir antes del separador de antorcha para que no
15 interfieran las posibles sobrepresiones que pudiera haber.

Comentario

Se ruega confirmación de la posibilidad de sustitución de la filosofía de gestión de venteos si el inversionista puede aportar evidencias de su correcto funcionamiento en otras terminales de GNL similares a la proyectada.

Respuesta:

El sistema de venteo debe cumplir con los requisitos del código API STD 521, tal como se establecen en los DSI.

Comentario 123.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (GASODUCTO)

En el artículo 4 de la resolución 152 de CREG se establece la necesidad de que el gasoducto buenaventura-Yumbo sea bidireccional y forme parte del SNT: " Parágrafo. La infraestructura de importación de gas del Pacífico se complementará con la infraestructura que haga posible el flujo bidireccional de gas en gasoductos del SNT donde sea necesario. La infraestructura necesaria para el flujo bidireccional, y que esté definida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, estará sujeta a las reglas de acceso y pago de servicios que determine la Comisión en resolución aparte".

Comentario

En el documento de descripción del gasoducto facilitado no se incluye o menciona esta condición. Se requiere que se confirme la necesidad de su cumplimiento.

Respuesta:

No es correcto el entendimiento del artículo 4 de la Resolución CREG 152 de 2017. El citado artículo hace alusión a que la Infraestructura de importación de gas del Pacífico se **complementará con la infraestructura del SNT** que haga posible el flujo bidireccional de gas en gasoductos del SNT donde sea necesario. La infraestructura necesaria para el flujo bidireccional, y que esté definida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, estará sujeta a las reglas de acceso y pago de servicios que determine la Comisión en resolución aparte.

Cuando se refiere a la infraestructura del SNT, se refiere a la infraestructura existente que haga el flujo bidireccional y que esté definida en el plan de abastecimiento de gas natural o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Estas bidireccionalidades de que trata el artículo 4 en mención, fueron ratificadas en el estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado en enero de 2020. Con estas bidireccionalidades se garantiza la confiabilidad y el abastecimiento de Gas Natural desde la Planta de Regasificación en el Suroccidente y Centro del País y de llegarse a requerir en la zona norte.

Por lo tanto, es claro que el gasoducto Buenaventura-Yumbo de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico objeto de esta convocatoria es unidireccional con el flujo en el sentido de Buenaventura a Yumbo, para recibir el gas regasificado de la Planta de Regasificación ubicado en el límite geopolítico de Buenaventura y poderlo transportar hasta un punto del sistema nacional de transporte existente en el límite geopolítico de Yumbo.

No obstante si el inversionista interesado desea dejar el gasoducto bidireccional, lo puede hacer siempre y cuando el costo de estas inversiones no deberá estar reflejadas en el IAE.

Comentario 124.

**ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (GASODUCTO)
(página 6 de 48)**

Texto Original

40 b. Están a cargo del Inversionista todos los elementos necesarios para el 41 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo 43 asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la 44 infraestructura existente. En general, el Inversionista se debe hacer cargo de

Comentario

De acuerdo con la resolución CREG No. 126 de 2013, definición de las unidades Terminal Remota (RTU en inglés), el transportista encargado de la operación del nuevo gasoducto Buenaventura-Yumbo deberá instalar las RTU necesarias para la entrega de la información requerida en otros CPCs de otros transportistas.

En el documento Anexo 1.b no se establece el esquema de comunicaciones ni el tipo de comunicaciones que el transportista al que se conectará el nuevo gasoducto requerirá para el intercambio de información.

Debido al hecho de que el transportista propietario y operador de la red a la que se conectará el nuevo gasoducto es un potencial desarrollador e inversionista del gasoducto Buenaventura-Yumbo, se requiere que las condiciones y costes de las comunicaciones que sean necesarias y/o requeridas estén claramente definidos en el pliego, con el objetivo de permitir la igualdad de condiciones de acceso al SNT reguladas por el Reglamento Único de transporte de Gas Natural- RUT.

Se recomienda que se incluya un anexo particular que englobe todos los aspectos relacionados con la conexión al gasoducto y que todos estos costes se apliquen y consideren para todos los inversionistas, incluyendo al propietario de la red a las que se va a conectar el nuevo gasoducto.

Respuesta:

Se debe dar cumplimiento a la normatividad nacional vigente y en especial a lo establecido en el Reglamento Único de Transporte expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

El inversionista desarrollará la ingeniería Básica y de Detalle a partir de la información de carácter conceptual incluida en los DSI.

Ver respuesta comentarios 2 y 62.

Comentario 125.

**ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (GASODUCTO)
(página 7 de 48)**

Texto Original

22 e. Corresponde a los involucrados en el SNT objeto de la presente
23 convocatoria, llegar a acuerdo para la ubicación y disposición física de los
24 equipos necesarios del Gasoducto Buenaventura-Yumbo. En cualquier caso,
25 se debe garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

Comentario

Al realizarse la conexión del nuevo gasoducto con una red existente de gasoductos operada y propiedad de un potencial competidor de la licitación, se ruega que se aclaren e incluyan los requerimientos que se deben cumplir para que no se genere ningún tipo de ventaja competitiva para ese potencial inversionista que perjudique al resto

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 62 y 124.

Comentario 126.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (GASODUCTO)

3.7.8 Sistemas de información y comunicación social. (página 18 de 48)

Texto Original

13 Sin perjuicio de las obligaciones del Inversionista en los instrumentos de manejo
14 ambiental, el Inversionista deberá elaborar una serie de programas de
15 comunicación social con sus respectivos presupuestos y destinados a socializar a
16 la población a través de los medios que considere pertinentes, sobre las obras,
17 resaltando simultáneamente los beneficios de las mismas. Se pretende igualmente,
18 con estos sistemas de comunicación social, orientar a los usuarios para convivir con
19 la obra y poderla llevar a cabo de la manera menos traumática posible, ofreciendo
20 compensaciones transitorias para las interferencias, con la información a tiempo
21 sobre estos hechos a la población.

Comentario

Al tratarse de un gasoducto de interés nacional, la labor de divulgación y comunicación deberá ser liderada por la UPME con el apoyo del inversionista, de modo que se unifiquen los mensajes y las campañas de divulgación.

Se ruega la confirmación de las campañas ya realizadas con respecto al proyecto y los informes de análisis de su impacto en la población.

Respuesta:

La UPME ha sostenido reuniones de socialización del proyecto de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico a las autoridades municipales de Buenaventura y Cali y la

Gobernación del Valle. Dentro de estas autoridades se encuentran las Alcaldías, Gobernación, CAR del Valle del Cauca, EPA Buenaventura, ANLA, Ingeominas, entre otras.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 127.

ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO (GASODUCTO)

3.7.12.6 Automatización y Control. (Página 25 de 48)

Texto Original

8 El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el
9 operador del gasoducto al cual se conectará el proyecto le exija. En general, todos
10 los costos de implementación y coordinación de información a intercambiar son
11 responsabilidad del Inversionista.

Comentario

Los protocolos de comunicación y los requerimientos de conexión e intercambio de información entre el nuevo gasoducto y la red nacional deberán estar prefijados en el pliego de condiciones con el objetivo de que puedan ser ofertados por el nuevo inversionista y no puedan constituir un punto de bloqueo por el operador de la red existente.

De acuerdo con el artículo 2.1.1 Compromiso de acceso de la resolución 071-99 de CREG, el transportador que reciba el gas del nuevo gasoducto Buenaventura-yumbo debe garantizar el acceso de otros transportistas. Debido a que el acceso a la red del SNT implica unos costes elevados y la confirmación de la parte que realizará la conexión en caliente con la red (TIE-IN), el transportista propietario de la red a la que se conectará el gasoducto deberá fijar las condiciones técnicas y económicas de dicho acceso para que sean conocidas y valoradas por todos los potenciales inversionistas en igualdad de condiciones.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 62 y 124.

Comentario 128.

ANEXO 4 TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA SELECCIÓN DEL AUDITOR 7.9. Cronograma

Página 15 de 67

Texto Original

CRONOGRAMA CONVOCATORIA UPME 06-2017		
	EVENTO	FECHA
1	Publicación de aviso de prensa, apertura, inicio de la venta de los Términos de Referencia del Auditor, e inicio periodo de consultas de los Interesados	
2	Audiencia de Presentación del Proyecto (___:___ horas)	
3	Fecha límite para consultas y observaciones sobre los Términos de Referencia del Auditor	
4	Fecha límite para respuesta a las consultas y observaciones sobre los Términos de Referencia del Auditor	
5	Finalización venta de los Términos de Referencia del Auditor	
6	Fecha de presentación de Ofertas para la selección del Auditor	
7	Solicitud a los Ofertantes para que corrijan fallas subsanables, si hay lugar a ello, en el proceso de selección del Auditor	
8	Plazo límite para corregir fallas subsanables, si hay lugar a ello, en el proceso de selección del Auditor	
9	Publicación de resultados de evaluación, en el proceso de selección del Auditor	
10	Observaciones de los Ofertantes a la evaluación de la Oferta técnica y económica, en el proceso de selección del Auditor	
11	Respuesta a las observaciones de los Ofertantes a la evaluación de	

Comentario

Se ruega confirmación de que el cronograma que se indicará en el presente apartado es compatible con el cronograma incluido en el punto Selección de inversionista/ 4. CRONOGRAMA DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA

Se ruega la confirmación y explicación de los mecanismos disponibles y previstos en el caso de que el cronograma establecido en el proceso de selección del auditor no se cumpla (se retrase), para evitar que tenga un impacto en el cronograma del punto 4 del proceso de selección del inversionista.

Respuesta:

Las fechas de la convocatoria de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico serán las que se relacionen en los DSI.

Comentario 129.

ANEXO 4 TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA SELECCIÓN DEL AUDITOR 11.1.4.5. Evaluación del Cronograma Página 46 de 67

Texto Original

2. Profesionales en cada actividad	
3. Horas Hombre / Mes	

Comentario

Se ruega confirmación de si UPME espera que el candidato a prestar los servicios de auditor estime, sin disponer de los plazos del proyecto, ni la curva de carga de trabajo, el número de personas que formarán parte del equipo auditor.

Respuesta:

El Anexo 4A de los DSI el cual contiene los términos de referencia para la contratación del Auditor será modificado. En todo caso, el Auditor dispondrá de los plazos del proyecto en el momento de preparación de su oferta.

Comentario 130.

ANEXO 1 MINUTA DEL CONTRATO DE AUDITORÍA CLÁUSULA 10.- ALCANCE DE LOS TRABAJOS Página 12 de 34

Texto Original

18 El alcance de los trabajos de la Auditoría objeto de esta contratación, comprenden todas
19 las actividades necesarias para el cabal cumplimiento del objeto del Contrato y en particular,
20 la certificación y/o aval y, supervisión independiente del cumplimiento por parte del
21 Adjudicatario de: (i) el Cronograma hasta la terminación del Contrato, (ii) la curva S, (iii) las
22 características técnicas establecidas para el proyecto, (iv) el Reglamento de operación de
23 Transporte de gas natural, Reglamento Único de Transporte y demás normas y estándares
24 aplicables, (v) el Plan de Calidad presentado por el Adjudicatario para la ejecución del
25 Proyecto, (vi) La gestión y aplicación de las normas de carácter técnico, ambiental y de
26 seguridad social, (vii) El cumplimiento de la reglamentación y las Leyes Aplicables, en
27 especial las resoluciones aplicables expedidas por el MME y la CREG y, (viii) El
28 cumplimiento integral de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

Comentario

Se ruega confirmación del procedimiento que la UPME tiene desarrollado para dar a conocer a los candidatos a ser seleccionados como Auditor, el plan de trabajo y de calidad del inversionista, así como la curva S de progreso y carga de trabajo, con el fin de ajustar la carga de trabajo del Auditor a la curva prevista de avance del inversionista. Todo esto antes de la fecha de presentación de las

ofertas de los inversionistas y poder fijar el precio de los servicios de auditor antes de que los inversionistas tengan que cerrar su oferta económica.

Respuesta:

No es posible suministrar la información del plan de trabajo y de calidad del inversionista, así como la curva S del proyecto. Lo anterior, teniendo en cuenta que esta información hace parte de la propuesta de cada Inversionista.

El Auditor seleccionado hará su propio cronograma de trabajo conforme al cronograma de ejecución del proyecto presentado por el Inversionista seleccionado en su propuesta.

El valor de la auditoría será suministrado por la UPME una vez se haga la selección de la firma auditora bajo los lineamientos del Anexo 4A Auditoría de los DSI.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 131.

ANEXO 1 MINUTA DEL CONTRATO DE AUDITORÍA CLÁUSULA 12.- FACULTADES DEL AUDITOR. Página 18 de 34

Texto Original

33 d) Tener libre acceso a las oficinas del Adjudicatario, a los documentos, a los sitios 34 donde se estén adelantando las obras de construcción del Proyecto, así como a 35 todos los talleres y lugares en que se estén realizando trabajos para la ejecución de 36 las mismas.

Comentario

Se requiere confirmación del procedimiento de gestión de costes de viajes para visitas a centros de producción del inversionista que no estén en la zona de obras, e incluso fuera de Colombia.

Se ruega confirmación del procedimiento y metodología de seguimiento de los trabajos de ingeniería y diseño por parte del Inversionista, en el caso de que se realicen fuera de Colombia y el régimen de gestión de costes del personal del Auditor desplazado a la zona de supervisión.

Respuesta:

No es posible establecer que actividades debe verificar el Auditor en el exterior y los costos asociados.

Ver respuesta comentario 88 y 130

Comentario 132.

Pág./Línea: 9/13

Documento: DSI

Texto Documento

1. INTERPRETACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA.

1.1. Términos y Expresiones

“Gasoducto Buenaventura – Yumbo”: es [la infraestructura necesaria para recibir, transportar y entregar gas natural desde la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, hasta el punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte en el municipio de Yumbo, Valle del Cauca, como se define en el Anexo 1 de estos documentos de selección del inversionista.

Comentario

Se solicita a la UPME que de claridad sobre el área y el punto de conexión del gasoducto. Toda vez que en el numeral 2 dice “lo transportará a un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte (“SNT”) a definir por el inversionista ubicado en el área de estudio en el municipio de Yumbo – Valle del Cauca definida en el documento de alertas tempranas”.

Con base en lo anterior, y la imagen seguida:



El área de estudio para la llegada del gasoducto también incluye el municipio de Palmira, pues en este último, sobre la margen derecha del río es que se encuentra el SNT, y no sobre la margen izquierda como aparece en la gráfica.

Es así como se pide claridad sobre el punto y área de conexión al SNT, ya que el punto de conexión podría no estar en Yumbo.

En igual sentido, en relación con el punto de llegada del gasoducto, se requiere que las condiciones del SNT son públicas para garantizar la equidad de todos los proponentes (Res Creg 107 de 2017, artículo 8)

Respuesta:

El área de Estudio resultante de la ingeniería conceptual desarrollada por la UPME es de carácter indicativo, si el Proponente interesado se encuentra por fuera de esta área de estudio será resultado de su ingeniería básica y detallada. Todos los proponentes deberán ceñirse a las condiciones dadas en el RUT expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan y la legislación Colombiana vigente.

El Gasoducto tendrá inicio en el límite geopolítico del municipio de Buenaventura y se conectará a la infraestructura del SNT de propiedad de TGI ubicada en el límite geopolítico del municipio de Yumbo. No obstante lo anterior, el trazado o recorrido del gasoducto, así como el punto de inicio y el punto de llegada serán resultado de la ingeniería básica y detallada realizada por cada inversionista.

Es importante mencionar que el diseño y características técnicas del gasoducto son responsabilidad del Proponente interesado conforme a los resultados de su ingeniería básica y detallada. Lo anterior siempre y cuando se cumpla con las características establecidas en el Anexo 1B de los DSI.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 133.

Pág./Línea: 10/9

Documento: DSI

Texto Documento

1. INTERPRETACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA.

1.1. Términos y Expresiones

“Inventario Mínimo”: [Es la cantidad mínima de gas natural licuado que debe estar almacenado en la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, cuyo uso se restringirá de acuerdo con la Normatividad Aplicable.] Nota: La UPME solicitará a la CREG establecer la obligación de contar con un inventario Mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el sistema.

Comentario

En relación con lo que ha venido trabajando la UPME, sobre la exigencia de un inventario mínimo del 20% de la capacidad de la planta para confiabilidad, esto traería un nuevo alcance frente a lo planteado (confiabilidad y abastecimiento), para lo que se debería tener en cuenta:

- *Definir que son los eventos de falla en el sistema*
- *Definir a que sistema se refiere, cuando mencionan fallas en el sistema*
 - *¿Sistema eléctrico?*

- ¿Sistema de transporte de gas?
- ¿Sistemas de suministro?
- ¿Qué áreas de servicio cubriría la confiabilidad?
- Con esta nueva perspectiva la demanda beneficiada debería redefinirse

También se solicita clarificar cuál es el valor de inventario que están proponiendo desde la UPME a la CREG. En la presentación de socialización se informó del 20% y en el Anexo 1A descripción y especificaciones técnicas de los DSI, en su numeral 2 descripción del proyecto, se presenta que el proyecto tiene un inventario del 30%

Respuesta:

El inventario mínimo se basa en análisis de confiabilidad frente a indisponibilidad de los sistemas de suministro de transporte de gas natural.

Ver respuesta comentario 15.

Comentario 134.

Pág./Línea: 15/2

Documento: DSI

Texto Documento

2. OBJETO Y FECHA OFICIAL DE PUESTA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO

2.2. Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto.

[De acuerdo con la Resolución MME No 4 0006 del 4 de enero de 2017, el Proyecto debe entrar en operación a más tardar en [enero de 2021], esta fecha es parte integral del Proyecto].

La Fecha Oficial de Puesta en Operación podrá ser modificada en los términos de los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificaciones, previa autorización del MME.

Nota: La UPME solicitará al Ministerio modificar la Resolución 40006 del 4 de enero de 8 2017, para establecer como Fecha de Puesta en Operación (FPO) febrero 2023.

Comentario

Se solicita a la UPME, incorporar en el numeral 2 de los DSI el cronograma de línea base de tiempo por actividades, elaborado para la infraestructura de la planta y gasoducto, con el que se pueda validar la FPO propuesta de febrero de 2023. Para lo anterior, se solicita detallar las estimaciones de tiempo que están asumiendo, según las actividades referenciadas en el anexo 1 y descritas en el numeral 2.1 de los DSI:

- (i) La definición de las especificaciones técnicas del Proyecto no estipuladas en el Anexo 1.
- (ii) La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma del Contrato de Fiducia, los diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto);

(iii) La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la disponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y

(iv) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante el PEP desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.

Respuesta:

Según lo establecido en el numeral 6.1 de los DSI, el proponente deberá presentar en el sobre 1 “El cronograma detallado del Proyecto, incluyendo la ruta crítica, según el numeral 4.4 del Anexo No.2 y la curva S de ejecución de cada una de las Macro-actividades según el numeral 4.5 del Anexo No.2”

Ver respuesta comentarios 3 y 17.

Comentario 135.

Pág./Línea: 17/3

Documento: DSI RES CREG 107 de 2017

Texto Documento

La CREG definió los mecanismos abiertos y competitivos aplicables a través de las Resoluciones 107 y 152 de 2017 4

Artículo 8. Documentos de selección. Los términos de referencia que se elaboren para escoger al adjudicatario de un proceso de selección contendrán, como mínimo lo siguiente:

- a) Información básica del proyecto como ubicación, capacidad del proyecto, según sea de transporte, compresión, almacenamiento, regasificación u otro, puntos de conexión, el PEP, la FPO, valor estimado del proyecto y demás elementos que se consideren necesarios para la definición del proyecto a construir.
- b) Identificación del sistema de transporte donde se construirá el proyecto o al cual se conectará.
- c) Información del proceso de selección referente al objeto, plazos, experiencia de los proponentes, objeto social del adjudicatario, constitución o promesa de constitución del adjudicatario como E.S.P. y duración de la sociedad (debe contar como mínimo con tres años más de existencia, contados a partir de la fecha de terminación del periodo de pagos), formas de participación, la duración del periodo de pagos según lo establecido en el Artículo 12 de la presente Resolución, los criterios de evaluación y selección de las propuestas, y las demás condiciones establecidas en la presente Resolución.
- d) El costo de la firma auditora seleccionada por la UPME para el respectivo proyecto.
- e) Las condiciones de la garantía de seriedad de la oferta que permita avalar el cumplimiento de lo exigido en los documentos de selección y en esta Resolución.
- f) Documentos que deben ser adjuntados por parte del proponente al momento de ser adjudicatario del proceso de selección.
- g) Los demás requisitos adicionales que se consideren necesarios.

Parágrafo 1. Los transportadores, los distribuidores, los productores-comercializadores, o los comercializadores de gas importado en cuyos activos se prevea que podría haber conexiones físicas con los proyectos involucrados en los procesos de selección deberán entregar la información que solicite la UPME, quien considerará su inclusión en los documentos de selección, respetando los principios de confidencialidad.

Parágrafo 2. La evaluación de todas y cada una de las condiciones ambientales necesarias para la ejecución del proyecto estará a cargo de los proponentes que participen en el proceso de selección. El adjudicatario será responsable por las gestiones para la consecución de la licencia ambiental y de los permisos en general que se requieran para la ejecución del proyecto.

Comentario

Con base en lo establecido en la resolución 107 de 2017, en su artículo 8 documentos de selección. Los DSI no contienen:

- Del literal a), Información básica de la ubicación de la planta y del recorrido del gasoducto, el punto de salida y el punto de conexión al SNT, el valor estimado del proyecto (Gasoducto + Planta)
- Del literal b), no se identifica el sistema de transporte al que se conectará el gasoducto

En el Parágrafo 1, se establece que los agentes que se prevean que sus activos pudieran tener conexiones físicas con los proyectos, deberán entregar información a la UPME. Es así, como se solicita que preservando la confidencialidad de que trata el parágrafo, los agentes aporten la información a la UPME de las condiciones mínimas operativas reales (presión, volumen, temperatura, calidad de gas, cromatografía) del SNT al que se conectará el gasoducto, para el periodo de enero 2013 a diciembre de 2017. Esto permitirá que los proponentes, bajo la confidencialidad del proceso, tengan acceso a información para poder incorporar en sus diseños y propuestas.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2, 3, 11, 62 y 132.

Comentario 136.

Pág./Línea: 16/16

Documento: DSI

Texto Documento

3.1. Fundamento de la Convocatoria Pública

...La presente Convocatoria Pública tiene su fundamento en lo establecido en las bases del “Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 Todos por un Nuevo País”, la Ley 1753 de 2015, que establecen que:

“...También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG”.

Comentario

Se solicita que se publiquen los soportes, que constatan la disposición que tiene la demanda, para contratar y pagar por dichos proyectos. Según lo establecido en la Ley 1753 de 2015. Siendo de importancia, conocer:

- Definición de la Cadena de valor para el proyecto y la cadena contractual de GNL
- Esquema de formación de precio y valoración de la competitividad por tipo de demanda, puesto en city gate de cada remitente con demandas que se benefician del proyecto

- Validar el escenario de tarifas para la bidireccionalidad de los tramos Yumbo – Mariquita
- Para viabilizar la demanda beneficiada, ¿Sé definirán los cargos de transporte en contraflujo, Yumbo al centro interior del país?

¿Sé va a ofrecer un marco regulatorio especial para renegociar contratos de suministro y transporte, vigentes más allá de la FPO?

Respuesta:

Los proyectos (i) planta de regasificación del Pacífico y (ii) gasoducto Buenaventura – Yumbo hacen parte de los proyectos del “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural” que fueron aprobados por parte del Ministerio de Minas y Energía con la Resolución 40006 de 2017.

Con referencia a quiénes deben pagar los proyectos que hacen parte del “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural” es preciso mencionar las siguientes disposiciones:

- En el Decreto 2345 de 2015 están las disposiciones generales que rigen la identificación de los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural. Con la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40052 de 2016 esa entidad desarrolló algunas disposiciones del mencionado decreto. En especial determinó que la UPME para cada proyecto identificaría los beneficiarios.
- La UPME tiene identificados los beneficiarios del proyecto planta de regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura – Yumbo. En esa identificación se entiende que la UPME clasifica los beneficiarios por seguridad de abastecimiento y confiabilidad.
- A partir de las disposiciones mencionadas del Ministerio de Minas y Energía la CREG desarrolló las disposiciones que están contenidas en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017.

Con respecto al escenario de tarifas para la bidireccionalidad de los tramos Yumbo – Mariquita y los cargos de transporte en contraflujo, la CREG se encuentra analizando los comentarios recibidos sobre la Resolución en la cual se tratan estos temas. Terminada esta etapa de análisis se tiene prevista la publicación de las disposiciones definitivas relacionadas.

Ver respuesta comentario 42 y 43.

Comentario 137.

Pág./Línea: 19/13

Documento: DSI

Texto Documento

.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista.

... Los Documentos de Selección del Inversionista, tendrán un costo de _Doscientos millones de pesos (\$ 240.000.000) moneda ...

Comentario

Aclarar el valor del costo de los DSI. No corresponden el valor indicado en número y el escrito en letras

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 138.

Pág./Línea: 38/10

Documento: DSI

Texto Documento

7.2. Evaluación de la Propuesta y Adjudicación del Proyecto

... Las propuestas cuyo VALOR DE OFERTA este por encima del valor máximo de adjudicación establecido por la CREG, se declararán como no válidas de conformidad con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario

Resulta muy ambiguo dejar en libertad a los proponentes para seleccionar la tecnología y facilidades de la planta, y en igual sentido la entrada, salida y recorrido del gasoducto, entre otros, cuando la UPME ya tiene definido un valor máximo de adjudicación, sin conocerse las características base que lo forman.

En consecuencia, se solicita que la UPME haga público en los DSI el valor máximo de adjudicación, o en su defecto la UPME defina las características eficientes de cada proyecto, con el fin de mantener un principio de igualdad en las propuestas.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2 ,3 y 72.

Comentario 139.

Pág./Línea: 40/9

Documento: DSI

Texto Documento

8. EFECTO DE LA SELECCIÓN

8.1. Resolución CREG de Ingreso Anual Esperado

... La CREG se reserva el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración al adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo - beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable.

Comentario

Se solicita que la UPME incorpore a los DSI, el modelo de evaluación costo-beneficio, a partir del valor referencia que tiene establecido para los proyectos planta y gasoducto (700 millones de dólares). Esta evaluación, sería la base para conocer un valor favorable para el proceso de selección según UPME.

Además, en el mismo modelo se debe validar los escenarios en el que por pérdida de competitividad, la demanda sustituya el uso de gas natural. Es importante anotar, que la perdida de demanda traería un mayor valor a pagar para cada usuario y esto incrementaría el riesgo de cartera. Adicionalmente, la tarifa final al usuario se incrementaría generando una pérdida de competitividad, y así, una menor demanda frente al usuario final evidenciaría que sí existe riesgo de demanda.

También se solicita, que se incorporé la demanda de electricidad como demanda beneficiada, toda vez que este proyecto respalda al sector térmico y estos deben pagar por capacidad y no por uso.

Respuesta:

La UPME realizó el análisis de beneficio en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, el cual es de carácter público. Capítulo 9 Evaluación Económica de Infraestructura. Así mismo en el Estudio Técnico para Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado en enero de 2020, presenta una actualización de estos análisis. Aunque los datos insumo para el calculo del beneficio costo varían las conclusiones y recomendaciones del estudio se mantienen.

Ver respuesta comentario 42.

Comentario 140.

Pág./Línea: 40/9

Documento: DSI RES CREG 107 DE 2017

Texto Documento

8.1. Resolución CREG de Ingreso Anual Esperado

Comentario

De qué forma el inversionista seleccionado, garantiza:

- *El precio del GNL para la demanda, de tal forma que sea competitivo a los usuarios finales*
- *Cómo se garantiza que las reglas regulatorias que aún están pendientes de definir por la CREG saldrán previamente al periodo de fijado para la preparación de la propuesta por parte de los proponentes, y que permita tener las reglas definidas para la demanda, el inversionista y agentes del mercado*

- *Cómo garantiza el proceso que las reglas regulatorias, sobre los mecanismos de negociación entre vendedores y compradores de Gas Natural Importado, y las reglas de mercado mayorista, estén previamente a la preparación de las propuestas de los proponentes, y estos tengan las reglas definidas.*

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37, 38 y 43.

Comentario 141.

Con respecto a la compra del GNL durante el período de operación de la infraestructura, ¿quién es el responsable de llevar a cabo dicha adquisición y negociación del transporte a puerto del mismo?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 43

Comentario 142.

Entendemos que el Ingreso Anual Esperado (IAE) del inversionista será respaldado por la constitución de las garantías del dueño y posterior comercializador del gas, favor aclarar.

Respuesta:

El Ingreso Anual Esperado (IAE) del inversionista no será respaldado por la constitución de las garantías del dueño y posterior comercializador del gas.

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 143.

Dado que no se cuenta con un suministro de energía confiable para suplir la demanda de operación de la planta, es muy probable que se deban instalar unidades de generación en sitio. En caso de instalar generadores a gas, ¿se le debe pagar a quien compre el gas una tarifa por su uso, o es posible que el inversionista tome una porción del gas una vez se gasificado y recupere su costo vía IAE sin llevar a cabo una transacción con el “dueño” del GNL?

Respuesta:

El valor del gas de generación se debe recuperar su costo vía IAE.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 144.

La convocatoria precisa que los trabajos de dragado del área de la bahía de Buenaventura (ingreso al puerto) son responsabilidad del inversionista. Dado que se trata de un beneficio general para todos los barcos que se aproximan al puerto, consideramos que dichas labores deberían ser compartidas con otros agentes portuarios de Buenaventura. ¿Se tiene pensado de qué manera se puede articular esta labor con los operadores y la ANI?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2 y 98.

Comentario 145.

General. No especifica el tipo de empresas que son elegibles para participar.

Respuesta:

En el numeral 5 de los DSI se definen quiénes se pueden presentar a la convocatoria de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Comentario 146.

General. Se entiende que la fecha propuesta de arranque será extendida hasta el 2023. Cuando será confirmado? Existe alguna posibilidad de que otros eventos (p.ej., problemas en la construcción de la central hidroeléctrica de Ituango) justifiquen la necesidad de la misma para el 2021

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 147.

General. El artículo 9 de la resolución CREG 107 estipula un máximo de 42% pagadero en USD. Por lo tanto, Uds. anticipan que la oficialización del ingreso actual estimado incluirá alguna consideración con respecto a diferencias en la tasa de cambio COP/USD entre el momento de la selección del inversionista y los pagos periódicos por servicios prestados? Cabe resaltar que, en el caso de FSRUs, estos activos son construidos en astilleros internacionales con costos en USD y, por ende,

las obligaciones crediticias se encuentran denominadas en esta moneda. Como mínimo, al gobierno le corresponde asumir sus riesgos naturales de país (i.e., economía y estabilidad de moneda local).

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Ver respuesta comentarios 2, 18 y 21.

Comentario 148.

General. Se entiende que el inversionista estará obligado a desarrollar el Proyecto a su propia cuenta y riesgo. Sin embargo, existen actividades que requieren el involucramiento de terceros (p.ej., autoridades, público en general, etc.) que se encuentran fuera del control del inversionista. Similarmente pueden presentarse eventos naturales extremos que retrasen la construcción y puesta en marcha. La contratación debe anticipar la definición de eventos excusables que no son atribuibles a negligencia del inversionista.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Ver repuesta comentarios 2, 11 y 17.

Comentario 149.

General. Se solicita el suministro del valor del ingreso IAE discriminado por servicios de la terminal. Sin embargo, no se indican las referencias de uso o demanda que deben ser utilizadas como base para cada uno de los servicios. Esto puede traer como consecuencia una situación donde las comparaciones entre propuestas no serán posibles. Además, se desea seleccionar un inversionista que debe desarrollar el proyecto a su propia cuenta y riesgo, no una compañía encargada de ejecutar un contrato EPC.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 19, 26 y 91.

Comentario 150.

General. No se puede obligar al inversionista de infraestructura a garantizar la calidad del gas ni mantener 30% de inventario si este no es responsable por la compra del LNG. En este caso, el inversionista solo puede ser responsable por cualquier afectación del producto por efecto de contaminación dentro del terminal y/o tubería previo al punto de entrega.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 15 y 43.

Comentario 151.

General. La obtención de una garantía de fiel cumplimiento requiere de la previa presentación de un documento formal de registro de decisión/selección. La inversión de estos pasos no dará curso al resultado requerido.

Respuesta:

Entendemos que el documento de selección necesario para la expedición de la garantía de cumplimiento es el expedido por la UPME y del cual trata el numeral 3.2 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 que se transcribe a continuación:

“3.2. Fecha de aprobación: El adjudicatario deberá obtener la aprobación de la garantía por parte del patrimonio autónomo hasta las 17:00 horas de los siguientes quince (15) días calendarios a la notificación del acto administrativo de la UPME mediante el cual adjudica el proyecto. Para el caso del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT la garantía deberá estar aprobada por el patrimonio autónomo dentro de los 45 días de que trata el litera e) del Artículo 4 de la presente Resolución”.

En los DSI de la Infraestructura de Importación de gas del Pacífico se va a solicitar una carta de promesa de constitución de la Garantía de Cumplimiento debidamente expedida por una entidad bancaria, la cual se deberá expedir siempre y cuando al Inversionista se la haya adjudicado el Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Comentario 152.

FSRU. Requerir que la renovación de certificaciones de clasificación, mas allá del tiempo de vida útil de cualquier FSRU, sean obtenidas en sitio (sin entrada a muelle seco) no puede ser garantizado por ningún propietario de FSRU. Dentro de la vida útil del FSRU no es problema para HLNG.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 110.

Comentario 153.

FSRU. Cuáles son los parámetros operacionales requeridos en el punto de entrega del gas?

Respuesta:

Los parámetros operacionales requeridos en el punto de entrega del gas deben cumplir con lo establecido en el Reglamento Único de Transporte – RUT incluido en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El inversionista podrá variar las condiciones de temperatura y presión dentro de su instalación siempre que cumpla con las condiciones RUT a la entrada de gasoducto.

Comentario 153.

FSRU. Cuál es la capacidad mínima de regasificación deseada?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 109.

Comentario 154.

FSRU. Disponibilidad técnica de 99.5% corresponde a 1.8 días para atender situaciones de mantenimiento no planificado. Redundancia en todos los procesos críticos del FSRU debe ser obligatorio para este fin.

Respuesta:

El Decreto 2345 de 2015 inicia el desarrollo de los proyectos de confiabilidad y abastecimiento que se identifican como necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país.

La Planta de Regasificación de Buenaventura es uno de esos proyectos estratégicos, de la que el FSRU es un componente de crucial importancia, debe establecer los criterios de Confiabilidad y Seguridad de Abastecimiento como esenciales en la elección del FSRU.

La instalación debe disponer de las redundancias necesarias para garantizar el alto nivel de disponibilidad requerida.

El ingreso y la compensaciones asociadas a la indisponibilidad de la Infraestructura del Pacífico está regulada en artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017 y 089 de 2013, compilada en la 114 de 2017. Se modificará el Anexo 1A de los DSI de acuerdo con lo allí previsto.

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 155.

FSRU. Cuál es la capacidad mínima de almacenamiento requerida? Desde nuestro punto de vista, 98.5% de 170,000 m³ equivale a 167,450 m³ de capacidad de almacenamiento neto.

Respuesta:

De conformidad con lo establecido en los DSI y lo adoptado por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40006 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, la capacidad requerida de almacenamiento es de 170.000 m³ de GNL de capacidad útil (working capacity).

Si se refiere al inventario mínimo, la UPME le propuso al Ministerio de Minas y Energía exigir un almacenamiento mínimo de 34.000 m³ de GNL, que corresponde al 20% del almacenamiento total exigido, es decir de los 170.000 m³. El cual se utilizará en casos de falla ya sea por abastecimiento o por falla en el sistema nacional de transporte.

Ver respuesta comentario 15.

Comentario 156.

FSRU. Indicar el contenido calorífico y de referencia para el cálculo de volúmenes de BOG.

Respuesta:

Conforme el artículo 6 de la Resolución CREG 152 de 2017 “El gas natural licuado que suministre el agente responsable de entregar gas a la planta de regasificación deberá tener una composición tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.”

Comentario 157.

FSRU. Indicar cual volumen de almacenamiento debe ser utilizado como referencia para cálculo de los volúmenes de BOG (p.ej., total? neto?).

Respuesta:

El inversionista de acuerdo a su ingeniería básica y detallada deberá deducir el caudal y composición del Boil-Off gas

Comentario 158.

FSRU. La presión máxima requerida para envío de gas (1500 psi) excede ligeramente la capacidad máxima normalmente instalada en FSRUs (98 barg = 1420 psi).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 159.

FSRU. Las actividades de transferencia de LNG incluyen el amarre del metanero, reunión de coordinación, conexión de mangueras y enfriamiento de las mismas, ramp up/ramp down, purga de mangueras y desconexión de las mismas, y desamarre del metanero. Por lo tanto, el requerimiento de 16 horas para descargas de LNG no es acorde con la definición contractual estándar de la industria para permanencia de metaneros y ejecución de transferencias de carga.

Respuesta:

En caso de transferencia ship-to-ship al FSRU el inversionista definirá la tasa de descarga en la situación estable.

En la descarga de GNL, tanto para transferencia ship-to-ship como para la opción on-shore debe existir un tiempo de subida gradual de caudal al inicio de la descarga y disminución de caudal al final de la descarga, de acuerdo a buenas prácticas operacionales.

Se modificará el Anexo 1A de los Documentos de Selección del Inversionista relajando la descarga del GNL a 18 horas sin incluir tiempos de conexión y desconexión del Carrier.

Comentario 160.

FSRU. Confirmar de manera precisa la obligatoriedad del requerimiento de compresor de envío mínimo para manejo de BOG.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 111.

Comentario 161.

FSRU. Confirmar requerimiento obligatorio de evaluación de la dispersión de la pluma térmica e indicar métodos aceptables.

Respuesta:

El inversionista deberá realizar los estudios de dispersión térmica, presentarlos a las autoridades ambientales (que podrá requerir los estudios adicionales que considere) y conseguir de ellos las autorizaciones debidas.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 162.

FSRU. Por favor notar que algunos diseños más robustos de FSRU con sistemas de regasificación en ciclo abierto también utilizan el circuito cerrado intermedio (agua/glycol o propano) para transferir temperaturas entre el agua de mar y el LNG. Este tipo de sistema resulta más confiable desde el punto de vista operacional porque elimina riesgos de congelamiento de agua en tuberías, y también permite independencia de cada tren de regasificación para implementar mantenimiento garantizando mayor disponibilidad del FSRU.

Respuesta:

El sistema de vaporización (abierto, cerrado, etc...) debe ser seleccionado por el inversionista para minimizar su costo operativo y cumplir con las reglamentaciones medio-ambientales.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 163.

El periodo estándar de pagos (PEP) será definido para cada proyecto en los respectivos documentos de selección, y como máximo será de 20 años.

Nosotros recomendamos que el periodo sea como mínimo 15 años pero de preferencia de 20 años para permitir que los participantes ofrezcan una tarifa competitiva. Los participantes podrán amortizar sus costos de capex a lo largo de la vida del contrato.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 16.

Comentario 164.

El porcentaje del valor de la inversión de cada proyecto que solicita le sea remunerado en dólares americanos no podrá ser superior al 42%

Esto limitará el universo de prestamistas internacionales puesto que muchos no tienen la capacidad de proveer fondos en COP y un FX swap podría significar un mayor costo para el proyecto. Los prestamistas internacionales típicamente presentan propuestas agresivas en estructuras de Project Finance.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 18, 19 y 21.

Comentario 165.

En ningún caso el Ingreso Anual Esperado (IAE) para cualquier año podrá ser superior al del año anterior.

Esta provisión puede restringir la capacidad de los participantes de presentar propuestas atractivas. Nosotros esperaríamos que el IAE sea ajustado periódicamente por movimientos inflacionarios.

Respuesta:

En el literal a) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017 se especifica la forma como se actualizarán los valores del IAE. En general, el mecanismo previsto recoge las fluctuaciones inflacionarias de la parte en pesos y de la parte en dólares.

Comentario 166.

La Garantía de Cumplimiento será del 7% del valor de la oferta, expresada en COP

Consideramos que debería de haber un mecanismo de reducción de la garantía de cumplimiento: i) cuando el proyecto alcance la Fecha de Puesta en Operación (FPO), ii) mientras los servicios son prestados a través del tiempo.

Respuesta:

En materia de la vigencia de la garantía de cumplimiento está la siguiente disposición en el numeral 3.3 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017:

“3.3. Vigencia de la garantía: El plazo que cubre la garantía corresponderá al número de días calendario de duración del proyecto, según el cronograma y la curva S, más 30 días adicionales (...)”.

Nótese que de acuerdo con la disposición transcrita la vigencia de la garantía de cumplimiento no cubre la etapa de operación del proyecto.

Comentario 167.

La Garantía de Cumplimiento deberá ser reemplazada en un pazo de 15 días calendario contados a partir de la fecha en la que la calidad crediticia del otorgante disminuya por debajo de la calificación límite establecida en la Regulación aplicable

Entendemos que el límite es Grado de Inversión (BBB-). Para una Garantía de Cumplimiento, el límite debería ser uno o dos niveles superior.

Respuesta:

Las disposiciones generales mínimas que deben cumplir las garantías de cumplimiento son las que están en la Resolución CREG 107 de 2017. Concretamente en los artículos 29, 31 y el Anexo 3 de este acto administrativo.

Comentario 168.

Los prestamistas esperarían ver provisiones habituales para casos de Fuerza Mayor y pagos por terminación anticipada. Por ejemplo, bajo ciertos eventos de Fuerza Mayor, el proyecto debería seguir recibiendo pagos que le permitan cubrir el servicio de la deuda y los gastos de operación. A cambio, el proyecto está obligado de proveer servicios durante el periodo de indisponibilidad del proyecto al final del vencimiento del contrato.

Los prestamistas deberán tener la capacidad de curar ciertos incumplimientos de los patrocinadores del proyecto dentro de un periodo de cura definido. A los prestamistas les gustaría poder intervenir y reemplazar al operador, en caso que esto le permita al proyecto el mantener las operaciones normales.

Respuesta:

En primer lugar se recuerda que no habrá un vínculo contractual del Inversionista con el Estado, ni hay, por lo tanto, un “vencimiento del contrato” asociado a la construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico. De otra parte, para analizar este comentario es necesario considerar las siguientes disposiciones regulatorias:

I. Literales d) y f) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017: En relación con la remuneración de proyectos realizados mediante proceso de selección, llamamos la atención frente a estos literales, los cuales disponen que:

“(…)

d) Para cada uno de los pagos mensuales se descontarán las compensaciones por indisponibilidad a que haya lugar según lo establecido en el Artículo 18 de la presente Resolución y los ingresos de corto plazo del proyecto. Para esto el adjudicatario deberá informar a los transportadores involucrados en el recaudo del *IAE* dentro los primeros 5 días hábiles de cada mes, el factor de indisponibilidad definido en el literal a) del Artículo 18 de la presente Resolución y los ingresos de corto plazo del proyecto que haya recibido el adjudicatario el mes anterior al mes de prestación del servicio.

(…)

f) Los adjudicatarios no recibirán pagos por proyectos que hayan sido retirados del servicio”.

Las disposiciones del literal d) establecen, entre otros aspectos, que las indisponibilidades, determinadas con un factor de indisponibilidad, dan lugar a descuentos del pago mensual al adjudicatario. Estos descuentos son proporcionales al factor de indisponibilidad. Es decir, el ingreso del adjudicatario se afecta por estas indisponibilidades del proyecto durante su operación determinadas con el factor de indisponibilidad.

La disposición del literal f) establece claramente que los adjudicatarios no recibirán pagos por proyectos que hayan sido **retirados del servicio**.

Entendemos que el concepto “retirados del servicio” quiere decir que la infraestructura del proyecto está parcial (i.e. una parte de su capacidad) o total (i.e. toda su capacidad) y temporal (i.e. durante un período definido) o definitivamente fuera de servicio o no apta para prestar los servicios para los cuales se diseñó. Así, para efectos regulatorios se entiende que las indisponibilidades determinadas con el factor de indisponibilidad, y que dan lugar a descuentos del pago mensual al adjudicatario, hacen parte de retiros del servicio que pueden ser parciales o totales en capacidad instalada y temporales o definitivos en duración.

II. Disposiciones de los literales c), d) y del párrafo del artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017: En relación con las compensaciones por indisponibilidad hacemos referencia a lo siguiente:

“(…)

- c) Se considerará como indisponibilidad del proyecto aquella causada por eventos distintos a fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y a los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en el Artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- d) La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos será la establecida en el numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

(…)

Parágrafo. Los incumplimientos de que trata el numeral 2 del Artículo 14 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que sean causados por indisponibilidades en proyectos ejecutados mediante procesos de selección causarán las compensaciones establecidas en el numeral 2 del Artículo 15 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. En este caso el agente afectado podrá repetir contra el adjudicatario de la infraestructura que haya causado los incumplimientos”.

La disposición del literal c) precisa que se considerará como indisponibilidad del proyecto aquella causada por eventos **distintos** a fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y a los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en el artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013,

o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Cabe anotar que la Resolución CREG 089 de 2013 se compiló en la Resolución CREG 114 de 2017.

De acuerdo con lo establecido en los artículos 12 y 13 de la Resolución CREG 114 de 2017, los eventos eximentes de responsabilidad, de manera resumida, son:

- i) Imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo del adjudicatario.
- ii) Cesación ilegal de actividades.
- iii) Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos **hasta** ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante el año.
- iv) Salidas forzadas de la infraestructura que serán objeto de regulación aparte.
- v) No registro de contratos ante el gestor del mercado.

La disposición del literal d) transcrito establece que la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos será la fijada en el numeral 2 del artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, compilada en la Resolución CREG 114 de 2017. Al remitirnos al numeral 2 del artículo 13 de esta resolución se encuentra que la duración máxima será de ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año (i.e. 5 días).

Las disposiciones del párrafo transcrito establecen que los incumplimientos que sean causados por indisponibilidades en proyectos ejecutados mediante procesos de selección causarán compensaciones. Los incumplimientos son los definidos en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 089 de 2013, compilada en la Resolución CREG 114 de 2017, y las compensaciones son las establecidas en el numeral 2 del artículo 15 de la misma resolución.

Al remitirnos al numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 089 de 2013, compilada en la Resolución CREG 114 de 2017, se deduce que hay incumplimiento del adjudicatario del proceso de selección durante la operación del proyecto cuando la infraestructura del adjudicatario no permite cumplir la obligación de recibir y entregar cantidades de gas (energía)

Así mismo, al remitirnos al numeral 2 del artículo 15 de la Resolución CREG 089 de 2013, compilada en la Resolución CREG 114 de 2017, se deduce que cuando la infraestructura del adjudicatario no permite cumplir la obligación de recibir y entregar cantidades de gas (energía) el adjudicatario debe asumir los siguientes valores:

- i) Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el adjudicatario debe asumir el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 3 del anexo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017.
- ii) Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el adjudicatario debe asumir el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 4 del Anexo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017.

De lo anterior se observa que durante el período de operación del proyecto se pueden presentar las siguientes dos situaciones:

Situación 1

Situación de operación normal del proyecto que corresponde al período durante el cual **no se presentan**:

- i. Indisponibilidades del proyecto determinadas con el factor de indisponibilidad de que trata el artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017; o
- ii. Situaciones de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña; o
- iii. Eventos eximentes de responsabilidad definidos en los artículos 12 y 13 de la Resolución CREG 114 de 2017, o
- iv. Suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que estén por encima de ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante el año.

Entendemos que durante este período de operación el adjudicatario recibirá los pagos mensuales aprobados por la CREG en la resolución que oficialice el ingreso del adjudicatario según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Situación 2

Situación de operación con retiros del servicio que pueden ser parciales o totales y temporales o definitivos.

Corresponde al período de operación del proyecto durante el cual **se presentan**:

- i. Indisponibilidades del proyecto determinadas con el factor de indisponibilidad de que trata el artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017.
- ii. Situaciones de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.
- iii. Eventos eximentes de responsabilidad definidos en los artículos 12 y 13 de la Resolución CREG 114 de 2017.
- iv. Suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que estén por encima de ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante el año.

Entendemos que en este período de retiros del servicio habrá consecuencias económicas para el adjudicatario según los siguientes casos:

Caso 1: Período de retiros por indisponibilidades del proyecto determinadas con el factor de indisponibilidad de que trata el artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017

Estas indisponibilidades corresponderán a aquellas causadas por eventos **distintos** a (i) fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña; y (ii) a los eventos eximentes definidos en los artículos 12 y 13 de la Resolución CREG 114 de 2017.



Entendemos que durante este período de operación habrá las siguientes dos consecuencias económicas para el adjudicatario:

- a) El pago mensual al adjudicatario, aprobado por la CREG en la resolución que oficialice el ingreso del adjudicatario según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, se reducirá en proporción al factor de indisponibilidad de que trata el artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017. La reducción se aplicará automáticamente en la liquidación mensual del pago al adjudicatario.
- b) El adjudicatario deberá asumir los valores de las compensaciones resultantes de aplicar lo dispuesto en los numerales 3 y 4 del anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013, compilada por la Resolución CREG 114 de 2017.

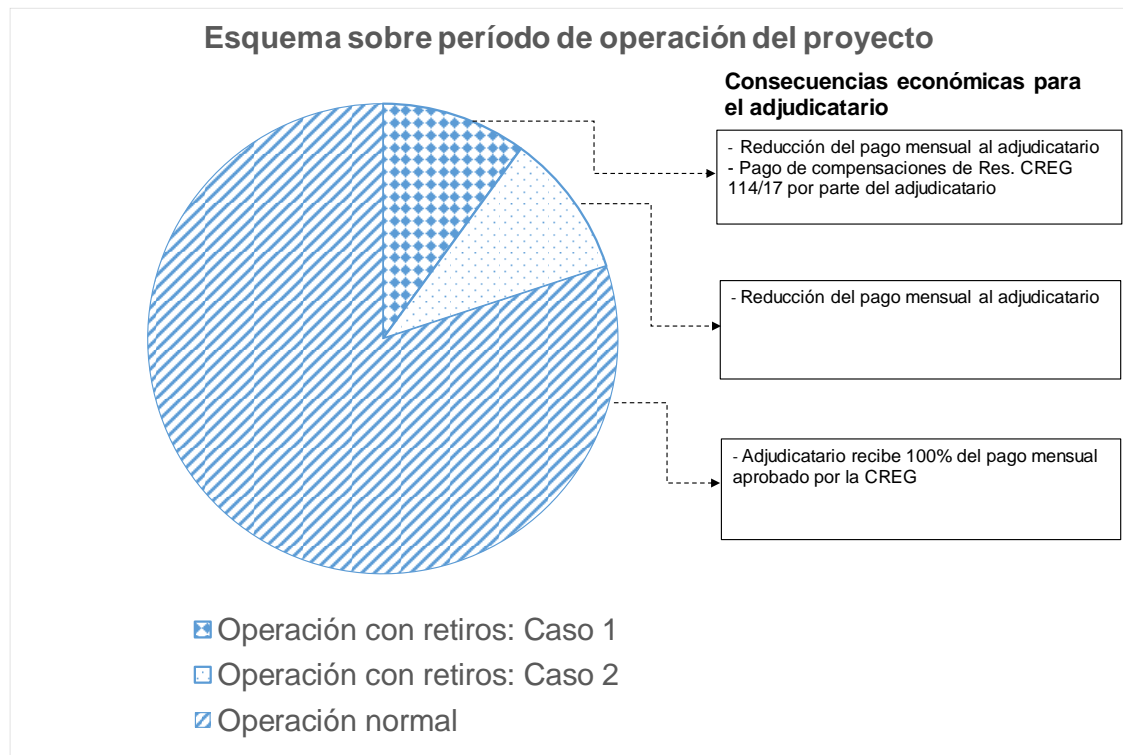
Caso 2: Período de retiros por (i) situaciones de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, (ii) eventos eximentes de responsabilidad definidos en los artículos 12 y 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, compilada en la Resolución CREG 114 de 2017, y (iii) suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que estén por encima de ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante el año.

Entendemos que durante este período de operación habrá la siguiente consecuencia económica para el adjudicatario:

- a) El pago mensual al adjudicatario, aprobado por la CREG en la resolución que oficialice el ingreso del adjudicatario según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, se reducirá en proporción a la capacidad instalada que esté fuera de servicio o no apta para prestar los servicios para los cuales se diseñó el proyecto y a la duración de la salida del servicio. La reducción se aplicará automáticamente en la liquidación mensual del pago al adjudicatario.

En la siguiente gráfica se resume lo anotado. La gráfica representa el período total de operación de un proyecto el cual se divide en tres períodos específicos, a saber: i) período de operación normal; ii) período de operación con retiros del Caso 1 expuesto antes; y iii) período de operación con retiros del Caso 2. En la gráfica también se resumen las consecuencias económicas que enfrenta el adjudicatario en cada período.

En este ejemplo gráfico se asume que el período de operación normal ocupa la mayor parte del período de operación del proyecto y que el período con retiros del Caso 1 es igual al período con retiros del Caso 2.



Comentario 169.

Documentos Selección Inversionista

Sección 1.1. Términos y Expresiones

Contenido sujeto al comentario:

“Cargo por Conexión a un Sistema de Transporte”: Es el cargo que debe pagar el Adjudicatario al Transportador o a un tercero, por los costos de la conexión y que formarán parte del Ingreso Anual Esperado del Adjudicatario. Los Costos de Conexión deberán estar incluidos dentro del valor contenido en la Propuesta Económica. Con este propósito, la UPME dará a conocer a los Interesados los costos de conexión reportados por los propietarios de los puntos de conexión o de activos relacionados con la conexión de los Proyectos. Dicha información se enmarca en los principios establecidos en la ley 142 de 1994 especialmente artículo 2º, artículo. La definición de las condiciones del Contrato de Conexión y los riesgos asociados le corresponderán al Adjudicatario.

Comentarios/Preguntas

Por favor clarificar a quién se le debe hacer el pago de los costos de conexión si es al Transportador o al tercero que hace la conexión en el punto de entrega.

En este caso, también nos gustaría saber cuál es la compañía que recibirá este cargo de conexión, y cuándo la UPME publicará los términos y condiciones de este cargo por conexión.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 19 y 62.

Comentario 170.

Documentos Selección Inversionista

Sección 2.1. Objeto del Proyecto.

Contenido sujeto al comentario

(ii) La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma del Contrato de Fiducia, los diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto);

Comentarios/Preguntas

1) Por favor aclarar si existe algún procedimiento o marco de referencia legal donde se le indique al Transportador o al tercero que deben cooperar con el Inversionista para elaborar el contrato de conexión. Dado que este proceso de selección va a ser llevado a cabo por el Gobierno Colombiano, el Inversionistas no debería ser el responsable de negociar con el actual transportador o con el tercero. Creemos, que sería mucho más eficiente si por lo menos el Gobierno Colombiano hace parte de la negociación de este contrato, como apoyo a la negociación entre el Inversionista y el Transportador.

2) Por favor nos pueden hacer saber si hay un formato estándar de este Contrato de Conexión, así mismo si existe un cronograma y unos tiempos establecidos para esta negociación. Y si finalmente la UPME tiene planeado publicar el formato y demás documentos relacionados con este tipo de contratos.

Respuesta:

El transportador incumbente debe observar la siguiente disposición, establecida en el párrafo del artículo 6 de la Resolución CREG 107/2017:

“Los transportadores incumbentes no deberán entorpecer la ejecución de proyectos del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, o del plan de abastecimiento de gas natural, que estén embebidos o se conecten a sus sistemas de transporte y que estén a cargo de

adjudicatarios de procesos de selección, so pena de las acciones legales y económicas que pueda adelantar el adjudicatario afectado”.

En conclusión, el adjudicatario afectado podrá adelantar todas las acciones legales previstas por la Ley para garantizar los derechos al libre acceso al SNT.

Ver respuesta a comentarios 19 y 62.

Comentario 171.

Documentos Selección Inversionista

Sección

3. ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DE INVERSIONISTA

Contenido sujeto al comentario

El Proyecto contará con un Auditor, cuyo costo será asumido por el Adjudicatario. El Auditor tendrá las funciones establecidas en la normatividad Aplicable y en el Contrato de Auditoría.

Comentarios/Preguntas

Entendemos que la UPME publicará quién es el Auditor y el costo de este, para que el Proponente pueda incluir este costo y su oferta económica.

Con referencia a este tema, por favor nos pueden aclarar cómo y cuándo la UPME le notifica esta información al Proponente.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 172.

Documentos Selección Inversionista

Sección

3.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista.

Contenido sujeto al comentario

Al momento de retirar los Documentos de Selección del Inversionista, el Interesado deberá presentar un documento mediante el cual designa un (1) Representante Autorizado y suministre una dirección, número de teléfono, número de telefax en la República de Colombia, y una dirección de correo electrónico.

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar qué tipo de documento deberá presentar el proponente para presentar la designación del representante. Teniendo en cuenta si el Proponente es extranjero.

Creemos que un Poder Legal (Power of Attorney) emitido por un funcionario autorizado de nuestra compañía sería suficiente.

Por favor aclarar si este documento debe ser notariado y / o apostillado.

Respuesta:

El poder emitido por un funcionario autorizado de la entidad extranjera puede hacer las veces de documento de designación de un Representante Autorizado. Es imprescindible que dicho documento cumpla con lo dispuesto los DSI para los documentos emitidos en el extranjero, y que exista evidencia de que quien otorga el poder está facultado para hacerlo conforme a la normatividad extranjera y los documentos corporativos del respectivo Oferente.

Comentario 173.

Documentos Selección Inversionista

Sección

3.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista.

Contenido sujeto al comentario

Para presentar la Propuesta será necesario que el Proponente tenga la calidad de 2 Interesado, [o en caso de Consorcio que esté integrado por al menos un Interesado]. De igual forma, un Interesado, su matriz, filial, subsidiaria, subordinada o beneficiario real no podrá participar en más de una (1) Propuesta para la presente Convocatoria Pública. Para presentar propuesta es necesario que se hayan adquirido los Documentos de Selección del Inversionista.

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar la definición de “matriz, filial, subsidiaria, subordinada o beneficiario real”.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 53.

Comentario 174.

Documentos Selección Inversionista

Sección

3.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista

Contenido sujeto al comentario

Los Documentos de Selección del Inversionista, tendrán un costo de Doscientos millones de pesos (\$ 240.000.000,00) moneda legal colombiana, los cuales deberán consignarse en la cuenta de ahorros cuenta de ahorros número 059-01875-4 titular Fiduciaria de Occidente Sociedad Fiduciaria del BANCO AV VILLAS y en el correspondiente recibo de consignación, o en la transferencia electrónica, si fuere el caso. Deberá constar la identificación de la presente Convocatoria Pública (UPME __ – 201_), el nombre del Interesado y su número de identificación (NIT o cédula de ciudadanía).

Solicitamos amablemente a la UPME que reconsidere el monto del costo de los documentos de la licitación. El monto de los documentos excede con creces las prácticas normales en licitaciones internacionales.

Comentarios/Preguntas

Inclusive en proyectos de Transmisión en Colombia los costos son de alrededor USD 12.000. En el proyecto Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas, el costo de los documentos fue de COP 34 millones (~USD12.000), que representa un 0.007% de la Inversión (~USD 167 millones).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 175.

Documentos Selección Inversionista

Sección

4. CRONOGRAMA DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA

Contenido sujeto al comentario

Presentación de Propuestas (Apertura Sobre No. 1) en el proceso de selección del Inversionista 4 meses después del evento 4

Comentarios/Preguntas

Amablemente le solicitamos a la UPME que reconsidere el tiempo para preparación de oferta. Teniendo en cuenta la complejidad del proyecto, especialmente en términos de comunidades, licencias y condiciones geográficas para el gasoducto, creemos que al menos se necesitan de 8 a 10 meses para preparar la oferta. Si el período es menor, el precio ofertado por los proponentes no tendrá la precisión y detalle necesarios y existe el riesgo a la hora de la construcción del proyecto.

Respuesta:

El cronograma de la convocatoria se hará a través de los DSI.

Comentario 176.

Documentos Selección Inversionista

Sección

5.2. Identificación y Facultades del Representante Legal del Proponente

Contenido sujeto al comentario

En caso de que el Proponente sea un Consorcio, todos sus integrantes designarán en el documento de constitución del Consorcio un solo Representante Legal y su suplente, para que los represente, mediante uno o varios poderes firmados por los representantes legales de cada una de ellos, de tal manera que quede claro que los representantes legales de cada una de las Personas que conforman el Consorcio, designaron el mismo Representante Legal].

Comentarios/Preguntas

- 1) Por favor aclarar si existen condiciones y requisitos específicos para el “Documento de Constitución del Consorcio” por parte de la UPME.*
- 2) Por favor informarnos que información debe incluir el “Documento de Constitución del Consorcio”, adicional a lo indicado en los numerales c) y d) de la cláusula 6.1.*

Respuesta:

Las únicas condiciones son las establecidas en los DSI.

Comentario 177.

Documentos Selección Inversionista

Sección

6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica

Contenido sujeto al comentario

f) El compromiso irrevocable emitido por una Entidad Financiera de Primera Categoría de constituir una Garantía de Cumplimiento conforme el modelo contenido en el Formulario No. 6, en el evento en que el Proponente resulte Adjudicatario. El compromiso también deberá estar debidamente firmado por el representante legal de Proponente. La Fecha Oficial de Puesta en Operación contenida en el Formulario No. 6 deberá corresponder a la definida en los presentes DSI. Este requisito de presentar el compromiso irrevocable de una Entidad Financiera de Primera Categoría aplica aún cuando el Proponente pretenda constituir la Garantía de Cumplimiento a través de un prepago. [En ningún caso la Entidad Financiera de Primera Categoría podrá pertenecer al mismo [Conglomerado Financiero] al que pertenezcan la Sociedad Fiduciaria] [o que el Inversionista];

Comentarios/Preguntas

Por favor explicar porque se solicita este compromiso irrevocable en este parte del proceso de selección (la presentación de oferta).

Existen muchas incertidumbres para las instituciones financieras como el valor de la garantía, el resultado del proceso de selección y otras. Adicionalmente los proponentes deben adjuntar una Garantía de Seriedad. Creemos que el requerimiento 6.1 f) es redundante (innecesario).

Respuesta:

El compromiso de la constitución de la garantía de cumplimiento es la forma que tiene la UPME de garantizar la certeza de la constitución y aprobación de dicha garantía por parte de inversionista seleccionado.

El monto de la Garantía de Cumplimiento debe corresponder al siete por ciento (7%) del Valor de la Oferta, exigencia plasmada en los DSI.

De otro lado es importante mencionar que la vigencia de la Garantía de Seriedad deberá estar conforme a lo establecido en los DSI.

Comentario 178.

Documentos Selección Inversionista

Sección

6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica

Contenido sujeto al comentario

El poder otorgado al apoderado del Proponente o la autorización otorgada al Representante Legal del Proponente, conforme al numeral 5.2, y

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar si este documento debe estar notariado y apostillado, en caso de una empresa localizada por fuera de Colombia.

Respuesta:

Es imprescindible que el poder al que hace referencia su comentario cumpla con lo dispuesto en los DSI para los documentos emitidos en el extranjero, y que exista evidencia de que quien otorga el poder está facultado para hacerlo conforme a la normatividad extranjera y los documentos corporativos del respectivo Oferente.

Comentario 179.

Documentos Selección Inversionista

Sección

6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica

Contenido sujeto al comentario

p) La Póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual emitida por una Entidad Aseguradora de conformidad con el numeral 8.4 de los DSI. (Nota: La UPME solicitará a la autoridad competente su inclusión).

Comentarios/Pregunta

1) Por favor informarnos cuál es la intención de: '(Nota: La UPME solicitará a la autoridad competente su inclusión)'.

2) La póliza debe estar una vez el proyecto sea adjudicado y se comprometa contractualmente (o se emita cualquier documento equivalente), es decir cuándo los riesgos más relevantes estén claramente definidos.

En este sentido, no es adecuado solicitar a los proponentes que presenten una Póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual durante la etapa de licitación. Más bien, se recomienda solicitar a los proponentes un plan de seguros.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 180.

Documentos Selección Inversionista

Sección

6.2. Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica

Contenido sujeto al comentario

a) La Carta de Presentación de la Propuesta Económica suscrita por el Representante Legal del Proponente, o el apoderado, conforme al Formulario No. 1, en el cual deberá incluir, i) el valor del INGRESO A NUAL E SPERADO O FERTADO expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año inmediatamente anterior a la presentación de la Propuesta y para el PEP, contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación, y

ii) indicar que porcentaje del IAE solicita le sea remunerado en dólares americanos, el cual no podrá ser superior al 42% de la remuneración total y deberá corresponder a un valor único.

Comentarios/Preguntas

1) Por favor aclarar si los "pesos constantes del 31 de diciembre del año inmediatamente anterior a la presentación de la Propuesta" es solo para propósitos de evaluar la oferta económica o si tiene otra finalidad. Si es solo para evaluar la oferta económica, entonces ¿cuál será el procedimiento para ajustar la tasa de cambio para realizar los pagos en USD?

Para minimizar el riesgo cambiario que enfrentan los proponentes internacionales, el pago real de la porción en dólares debería ajustarse al tipo de cambio de la fecha del pago real del IAE.

2) Amablemente solicitamos que todo el pago se haga en USD a excepción de las porciones locales, que hagan parte del AOM. En muchas licitaciones para este tipo de proyectos con infraestructura internacional, alrededor del 100% de los pagos se realizan en USD (a excepción de una pequeña parte de la operación variable local y el costo de mantenimiento), para lograr que los inversionistas internacionales puedan participar minimizando el riesgo cambiario y maximizando el componente de financiación internacional.

Una de las razones por la que el componente en USD debería aumentar es para que los proponentes puedan disminuir su IAE, teniendo en cuenta que las tasas de interés internacionales para USD son generalmente más bajas que las de la financiación local en COP.

Adicionalmente, encontramos que bajo el esquema actual del negocio de Transporte de gas en Colombia el pago es mayoritariamente en USD (65%~70%)

3) Por favor aclarar que fórmula debe utilizar el proponente. No hay una fórmula para el cálculo del IAE. Se deberían dar instrucciones específicas, factores que se deben ajustar y otras suposiciones.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 181.

Documentos Selección Inversionista

Contenido sujeto al comentario

Con la presentación de la Propuesta, el Proponente deberá declarar que el INGRESO ANUAL ESPERADO OFERTADO cumple con la Normatividad Aplicable y que el INGRESO ANUAL ESPERADO OFERTADO remunera la totalidad del Proyecto, incluyendo la totalidad de las inversiones y gastos AOM correspondientes, incluyendo los de combustible o energía asociados a la operación de estaciones de compresión u otra infraestructura y la reposición de activos que componen el Proyecto cuando sea necesaria; los demás costos y gastos y la utilidad del Inversionista, por lo cual asumirá la responsabilidad y el riesgo de la ejecución y explotación del Proyecto.

Comentarios/Preguntas

Para calcular e incluir ese costo de operación en el IAE, un escenario esperado de operación incluyendo un perfil de la demanda tanto de la planta como del gasoducto debería ser entregado por la UPME.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 3, 19 y 37

Comentario 182.

Sección
Documentos Selección Inversionista

Contenido sujeto al comentario
6.3. Garantía de Seriedad

Comentarios/Preguntas

La Garantía de Seriedad deberá cubrir como mínimo la suma de _____ PESOS (\$ _____) moneda legal colombiana (Equivalente a US 70 Millones según la TRM vigente al día de la expedición de la garantía).

Por favor reconsiderar el monto. Es demasiado alto comparado con procesos de selección internacionales. En otros procesos de selección internacionales es raro ver que este monto supere los USD 10 millones.

Inclusive entendemos que en Colombia ese valor esta alrededor del 3.1% de la inversión esperada. Para el proyecto Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas el monto fue de USD 5.2 millones que representa un 3.1% del valor total de inversión estimado que era de USD 167 millones.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 80.

Comentario 183.

Documentos Selección Inversionista

Sección
7.2.4. Oferta condicionada

Contenido sujeto al comentario

No podrán señalarse condiciones diferentes a las establecidas en estos DSI o sujetas a condición. En caso de que la propuesta formule condiciones diferentes a las establecidas, se rechazará la oferta respectiva.

Comentarios/Preguntas

- 1) *Esto debería ser permitido a menos que se planteen impactos materiales y cambios a los requerimientos de los DSI.*
- 2) *En referencia al concepto técnico del proyecto, solicitamos tener opciones de proponer otras configuraciones técnicas que cumplan con los requisitos técnicos, que sean técnicamente probadas y viables con registros de operación.*

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2, 104 y 175.

Comentario 184.

Documentos Selección Inversionista

Sección

8.1 Resolución CREG de Ingreso Anual Esperado

Contenido sujeto al comentario

La CREG se reserva el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración al adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo - beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable.

Comentarios/Preguntas

1) Por favor informar la definición exacta de 'remuneración'. ¿'Remuneración' es el pago del IAE al inversionista o significa algo diferente?

2) Por favor aclarar si el párrafo en mención quiere decir que la CREG tiene el derecho a modificar el valor del IAE propuesto y adjudicado a su discreción o si la CREG va a negociar ese valor con el Inversionista hasta que sea aceptable para la UPME y CREG. Si ninguno de los dos casos aplica, por favor nos aclaran ese párrafo en mayor detalle, con la correcta explicación.

Respuesta:

Es correcta su apreciación cuando se hace alusión a la remuneración se refiere al IAE presentado por el inversionista en su propuesta.

La regulación contenida en la Resolución CREG 107 de 2017 no permite, ni tiene previsto, que la CREG modifique el IAE o lo negocie con el adjudicatario. Entendemos que la CREG emitirá la resolución de ingresos en la medida en que la relación beneficio – costo reportada por la UPME sea favorable.

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 185.

Documentos Selección Inversionista

Sección

8.2. Obligaciones del Adjudicatario previos a la fecha del cierre de la Convocatoria Pública

Comentarios/Preguntas

1) Por favor aclarar cuándo se tiene esperado sea la “Fecha del cierre” teniendo en cuenta el cronograma de la sección 4 de los DSI.

Por favor definir “Fecha del Cierre”, término al que qué hace mención en el numeral 8.2 de los DSI.

2) El periodo de tiempo hasta la “Fecha del Cierre” para que el Inversionista cumpla con todas las obligaciones desde la a) a la g) del numeral 8.2, ¿es suficiente?

3) Adicionalmente, cuál es el período de tiempo esperado (en días) por la UPME para cumplir con lo establecido desde la a) a la g) del numeral 8.2.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 35.

Comentario 186.

Documentos Selección Inversionista

Sección

8.3.1. Cobertura Inicial de la Garantía

Contenido sujeto al comentario

La garantía debe ser expedida por el monto inicial igual al siete por ciento (7%) del VALOR DE LA OFERTA, expresado en pesos colombianos del de diciembre del año anterior a la fecha de la presentación de la oferta.

Comentarios/Preguntas

1) Solicitamos que el monto de la garantía de cumplimiento sea un valor específico en vez de un %

2) Por favor aclarar si ‘VALOR DE LA OFERTA’ significa valor presente neto del IAE durante el periodo de operación.

Respuesta:

Con referencia a la solicitud de ajuste regulatorio para cambiar la garantía en el momento la CREG no tienen previsto hacer ajustes.

Con referencia al valor de la oferta, en el artículo 2 de la Resolución CREG 107 de 2017 está la siguiente definición:

“Valor de la oferta: Es el valor calculado por la UPME como el valor presente de la serie de valores anuales del ingreso anual esperado, IAE, incluida en la propuesta, para lo cual se utilizará la tasa de descuento de que trata la presente Resolución”.

Por otra parte, en el mismo artículo se define el periodo estándar de pagos así:

“Período estándar de pagos, PEP: Tiempo durante el cual un adjudicatario espera recibir el ingreso anual esperado, IAE, para remunerar un proyecto ejecutado mediante proceso de

selección y el cual deberá considerar para efectos de presentar la propuesta económica. El periodo estándar de pagos será definido para cada proyecto en los respectivos documentos de selección, y como máximo será de 20 años”.

A partir de las citadas definiciones se comprende que el valor de la oferta efectivamente es el valor presente de la serie de valores anuales del IAE que el proponente espera recibir durante el PEP.

Comentario 187.

Documentos Selección Inversionista

Sección

9.1. Fecha de inicio de ejecución.

Contenido sujeto al comentario

La fecha de inicio de un proyecto podrá ser modificada por una sola vez por el adjudicatario. Para ello, el Adjudicatario deberá entregar a la UPME antes de la fecha de inicio prevista inicialmente en la oferta técnica del adjudicatario la nueva fecha de inicio, el cronograma y la curva S ajustada, junto con el visto bueno del auditor. Esta modificación no dará lugar a modificar la FPO.

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar la definición de: “Fecha de inicio de ejecución”

Si la Fecha de inicio de ejecución es la fecha real en qué se empieza la construcción, incluido el aviso de proceder a la construcción, el Inversionista debería tener flexibilidad para mover esa fecha debido a eventos de Fuerza Mayor u otros eventos imprevisibles, sin importar el número de veces, de acuerdo con la cláusula 9.2. Por favor confirmar si este entendimiento es correcto o no.

En caso que la Fecha de inicio de ejecución sea modificada la Fecha de Puesta en Operación (FPO) comercial también debería poder ajustarse, a menos que haya una demora deliberada e intencionada de la fecha de inicio de ejecución.

Respuesta:

La fecha de inicio de ejecución será aquella contemplada en la propuesta técnica, cronogramas, Curva S y demás documentos aplicables de la propuesta presentada por quien resulte ser el Inversionista.

Ver respuesta comentarios 86 y 87.

Comentario 188.

Documentos Selección Inversionista

Sección

9.2. Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto – FPO

Contenido sujeto al comentario

Si el Proyecto sufre atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público o por demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control del Adjudicatario y de su debida diligencia, la FPO podrá ser modificada previa aprobación del MME, o la entidad que este delegue en los términos de la Resolución CREG 107 de 2017. Una vez se modifique la FPO el adjudicatario dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la garantía de cumplimiento.

Comentarios/Preguntas

- 1) Por favor aclarar como el Inversionista debe probar los retrasos permitidos bajo el numeral 9.2. Deberían existir criterios y procedimientos específicos para este tema.
- 2) Por favor aclarar si existe algún mecanismo para ajustar el pago en caso de demora en el cronograma del proyecto debido a eventos de fuerza mayor u otros eventos equivalentes establecidos en este artículo.

Respuesta:

Se entiende que los retrasos a los que se refiere el comentario son los que están previstos en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017:

“Artículo 22. Ajustes a la FPO durante la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural. Iniciada la ejecución de los proyectos adjudicados mediante procesos de selección, o la ejecución a través del transportador incumbente para proyectos de IPAT, la FPO podrá ser modificada previa aprobación del MME, o la entidad que este delegue, cuando ocurran atrasos por eventos debidamente justificados. Estos eventos pueden ser, entre otros, los siguientes: (i) fuerza mayor debidamente comprobada; o (ii) alteración del orden público acreditada por la autoridad competente que conduzca a la paralización temporal en la ejecución del proyecto y que afecte de manera grave la FPO; o (iii) demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del adjudicatario del proyecto, o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT, y de su debida diligencia. Una vez se modifique la FPO el adjudicatario o el transportador incumbente dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la garantía de cumplimiento”.

Nótese del texto transcrito que las razones que pueden derivar en una modificación de la FPO son explícitas en el artículo y requieren de la aprobación del MME.

Del texto transcrito también se comprende que, si hay una modificación de la FPO por algunas de las tres causales indicadas en el artículo, ello conlleva a un ajuste en el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la garantía de cumplimiento. En consecuencia, solo en esta situación el PEP se ajustaría.

Ver respuesta comentario 339.

Comentario 189.

Documentos Selección Inversionista

Contenido sujeto al comentario

Artículo 11. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar la definición de Fuerza Mayor. Y así mismo cuál es la cláusula específica en la Ley Colombiana que la define, a la que hace referencia la resolución CREG 089 de 2013 en su artículo 11

Respuesta:

La definición de fuerza mayor a la que hace referencia el artículo 11 de la Resolución CREG 114 de 2017, es la que establece el Código Civil Colombiano en su artículo 64.

Comentario 190.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

- 1) Por favor aclarar cómo la autoridad suministrará el GNL, especialmente en el cargo necesitado para el proceso de la puesta en servicio.*
- 2) Además, creemos que deben existir procedimientos y marcos de referencia para el suministro de GNL durante el período de operación para que de esta manera el operador de la terminal pueda coordinar el cronograma*

Respuesta:

Estos y otros aspectos serán objeto de regulación posterior.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 191.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar como es el mecanismo de los pagos del IAE durante el PEP bajo eventos de Fuerza Mayor y otros eventos incontrolables y bajo las situaciones que no son causadas por el inversionista

Respuesta:

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 192.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar la lógica, el mecanismo y el pago por terminación en varios escenarios de terminación, incluyendo entre otros: 1) Situación física incurable de la terminal y del gasoducto debido a la fuerza mayor y otros eventos incontrolables, 2) Incumplimiento/default del pago de la autoridad pertinente, 3) Incumplimiento/Default del Inversionista, 4) Eventos de Fuerza Mayor Prolongada 5) Cualquier incumplimiento del Inversionista y otros.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 193.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor confirmar que el pago del IAE se realizará de forma continua una vez que se haya alcanzado la disponibilidad técnica, independientemente del suministro de GNL de la autoridad pertinente, la extracción del gas regasificado, etc.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 194.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor confirmar que la obligación del requisito de almacenamiento mínimo de GNL que se encuentra en los DSI no aplicará si no hay suministro de GNL por parte de la autoridad pertinente.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 15 y 43.

Comentario 195.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar quién será la parte (autoridad relevante) responsable del suministro de GNL y cuándo se confirmará esa información.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 196.

Documentos Selección Inversionista

Sección
Comentario General

Comentarios/Preguntas

En caso de consorcios, solicitamos amablemente que se permita la transferencia de acciones de los miembros del consorcio en los siguientes eventos:

- 1) *Mientras el socio operador o el socio mayoritario permanezca, se le permitirá a otro miembro transferir sus acciones respectivas en parte o en su totalidad después de cierto período de tiempo desde FPO.*
- 2) *En caso de que la transferencia de acciones se realice entre los miembros del*

Respuesta:

La figura del consorcio está permitida para presentación de ofertas, pero, la oficialización del IAE solo se hace a una sociedad colombiana que constituyan los miembros del consorcio.

La regulación no prevé limitación a la negociación de las acciones de la sociedad a la que se le oficialice el IAE.

Comentario 197.

Documentos Selección Inversionista

Sección
Comentario General

Comentarios/Preguntas

Recomendamos que el monto de la garantía de cumplimiento se diferencie por etapas.

- 1) *Durante la construcción, la cantidad se reducirá a medida que se logren los hitos.*
- 2) *Durante la etapa de operación, la cantidad será menor que la de la última etapa de la construcción.*

Respuesta:

En este comentario hay una propuesta de ajuste regulatorio. En el momento la CREG no tiene previsto hacer ajustes.

Comentario 198.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

La UPME debería reconocer que los prestamistas pueden tener derecho a comprometer el poder y las autoridades del Inversionista.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud. Los montos de la Garantía de Cumplimiento son aquellos establecidos por la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 199.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

De acuerdo a nuestro entendimiento, el sistema será el encargado de pagarle al Inversionista. Sin embargo no tenemos claro cuál es la entidad responsable de recoger el dinero del sistema y a quién se le deben enviar las facturas por parte de Inversionista para recibir el pago.

Por favor nos pueden informar si existen resoluciones o procedimientos que explique cómo va a funcionar esta situación. En dado caso qué existan ¿cuáles son?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 200.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

Por favor, aclarar si habrá alguna deducción en el pago, cuando haya alguna disputa.

Para evitar cualquier incumplimiento a los prestamistas, incluso si hay una disputa sobre el pago, dicho pago se debería realizar sin deducción en primer lugar.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 201.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor, aclarar cuándo se realizará el pago real al Inversionista, cuánto tiempo después de que el inversionista presente la factura, este recibirá el pago. Además, por favor nos pueden indicar las resoluciones u otros documentos legales dónde se explique este procedimiento.

Respuesta:

La regulación que hasta el momento ha expedido la CREG está en las resoluciones CREG 107, 152 de 2017 y 113 de 2018.

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 202.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor, aclarar si hay algunas circunstancias en las que los pagos no se realizarán o se realizarán algunas deducciones, diferentes a las situaciones en las que el Inversionista no cumpla o no cumpla totalmente con su obligación de servicio y/o disponibilidad obligada.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 203.

Documentos Selección Inversionista

Sección
Comentario General

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar cuándo la UPME va a anunciar la nueva fecha de entrada en operación (Febrero 2023).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 204.

Documentos Selección Inversionista

Sección
Comentario General

Comentarios/Preguntas

1) Por favor aclarar si este proyecto es basado en resoluciones en vez de un contrato de concesión. Creemos que un Contrato de Concesión sería preferible tanto para los proponentes como los prestamistas y las demás partes interesadas en el proyecto.

2) También, solicitamos aclarar si dicha resolución puede ajustarse o modificarse posteriormente para incorporar cualquier resultado de negociación bajo los términos y condiciones de financiamiento entre el Inversor y los prestamistas (o incluyendo UPME/CREG o cualquier entidad de contratación relevante

Respuesta:

1. Ver respuesta comentario 11.
2. Una vez adjudicado el proyecto por la UPME, no se podrá realizar modificaciones al IAE. Lo anterior teniendo en cuenta que se seleccionará la propuesta de menor valor, cualquier cambio o modificación en el IAE afectaría las condiciones establecidas en los DSI para la adjudicación y podría afectar la relación beneficio / costo del proyecto.

Comentario 205.

Documentos Selección Inversionista

Sección
Comentario General

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar cuál es la razón de solicitar la desagregación del IAE en el Formulario No. 01 (Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 Numeral 3 Desagregación de valores)

Dado que el IAE viene de un cálculo que incluye toda la infraestructura, se hace bastante difícil dividir el valor para cada componente de una manera precisa y confiable, y simplemente se podría realizar una estimación.

Por eso es qué queremos entender, si hay un propósito para esta solicitud.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 206.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar si hay una fecha esperada para declarar el proyecto como de interés nacional (PINES).

Respuesta:

Se realizará la gestión respectiva frente a las autoridades competentes.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 207.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Resolución 107

Contenido sujeto al comentario

En relación con el artículo 6 del Proyecto: (i) eliminar la redacción según la cual la experiencia en proyectos debe acreditarse con la sumatoria de 'parejas de proyectos'; y (ii) – a) insistir en que se pueda acreditar la sumatoria de experiencia con un mayor número de proyectos previamente ejecutados; o en su defecto (ii) – b) de requerirse que en efecto la experiencia deba acreditarse con la sumatoria de hasta 'dos proyectos', cerciorarse de que tal decisión corresponda a la alternativa menos restrictiva de la libre competencia económica y que además se encuentre debidamente

soportada en razones económicas, técnicas, de capacidad financiera o de otra índole y que sean requeridas para garantizar los propósitos buscados con el Proyecto.

Comentarios/Preguntas

Las condiciones de la experiencia exigida no son claras. El proponente o el consorcio deben contar con la experiencia cada uno por su cuenta o por medio del consorcio.

Recomendamos que el proponente o consorcio tengan experiencia en proyectos de infraestructura relacionados con LNG y así mismo con experiencia en la consecución de financiamiento para este tipo de proyectos.

Respuesta:

El contenido objeto de su comentario corresponde a los considerandos de la Resolución CREG 107 de 2017, es decir, la fundamentación de la expedición de la resolución en mención.

Ver respuesta comentario 81.

Comentario 208.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Resolución 107-2017

3.6 Ejecución de la garantía de cumplimiento

Documentos Selección Inversionista

3.6.4 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT no corrigió las desviaciones de que trata el literal b) del Artículo 25 de la presente Resolución.

3.6.5 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT no corrigió las desviaciones de que trata el literal c) del Artículo 25 de la presente Resolución.

Comentarios/Preguntas

Cualquier desviación encontrada por el Auditor parece corregirse dentro del período relevante (90 días) entre el intervalo de informe del Auditor.

Solicitamos que la garantía no se ejecute una vez que dichas desviaciones se corrijan dentro del período de tiempo acordado entre el Inversor y la autoridad pertinente o el Auditor, de ser el caso.

Respuesta:

Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Comentario 209.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

¿Existe algún plan para que al vencimiento de la concesión de 20 años se transfieran el título de la infraestructura fija y / o el activo flotante (FSRU) la UPME o el gobierno?

Respuesta:

Salvo lo relacionado con la concesión portuaria, el Inversionista será el propietario de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, y de acuerdo con la normatividad vigente en materia, no tendrá la obligación de transferirla a entidad privada, pública o mixta alguna.

De conformidad con lo establecido en el párrafo 2 del artículo 17 de la resolución CREG 107 de 2017 una vez finalizado el período estándar de pagos, la remuneración del proyecto será el resultado de aplicar la metodología de remuneración que se encuentre vigente en dicho momento para ese tipo de infraestructura.

Ver respuesta comentarios 2 y 11

Comentario 210.

Documentos Selección Inversionista

Sección

Comentario General

Comentarios/Preguntas

Por favor incluir la información sobre el plan de expansión del dragado que debe realizar las Autoridades Portuarias y el calendario previsto para estos trabajos.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 98.

Comentario 211.

Documentos Selección Inversionista

*Sección
Comentario General*

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar si el pago acordado del IAE, puede ser ajustado o modificado en caso que se de algún cambio en la legislación (ley) o cualquier evento similar

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 212.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

*Sección
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO*

Comentarios/Preguntas

Capacidad de Regasificación de 400 MPCD.

La filosofía ahorradora no está claramente definida. ¿Esta capacidad se debe alcanzar con una filosofía de tren N + 1? ¿O es solo la disponibilidad general (99.5%) la que se usará como criterio?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2, 104 y 169.

Comentario 213.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

*Sección
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO*

Comentarios/Preguntas

Boil Of Gas (BOG): 0,15% por día

Entendemos que esto se basa en el almacenamiento diario real, y no en la capacidad del tanque.

Respuesta:

El Boil-Off establece las entradas térmicas a cualquier elemento que contenga GNL o con temperaturas criogénicas susceptibles de generar la vaporización del GNL, no solo del almacenamiento. Los valores de diseño del Boil-Off se establecen siempre a tanques llenos.

Comentario 214.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Comentarios/Preguntas
Servicios

¿La intención es transbordar a barcos pequeños de GNL y / o camiones cisterna / o cualquier otro sistema de transporte?

Respuesta:

De conformidad con la Resolución CREG 152 de 2017 la Planta de Regasificación de GNL en Buenaventura deberá disponer de todos los servicios requeridos en el artículo 4 de la Resolución CREG 152 de 2017 y el numeral 2.1 del Anexo 1A de los DSI.

Ver comentarios 1, 2 y 104.

Comentario 215.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Comentarios/Preguntas

1. Capacidad de regasificación

¿Significa esto que la terminal deberá almacenar GNL con un mínimo de 30% de su capacidad?

Sírvanse aclarar si prevalecerá la capacidad mínima del 20% que se mencionó en el seminario del pasado viernes 08 de junio.

2. Capacidad de almacenamiento

Inventario mínimo 30% = 51,000m³.

La entrega / descarga máxima sería de 119,000 m³ y 51,000 m³ se deben mantenerse almacenados siempre durante la operación normal considerando el requisito de inventario mínimo. Por favor confirmar si nuestro entendimiento es correcto

3. Disponibilidad

Teniendo en cuenta lo mencionado en el numeral 4.3.2.5: "El FSRU será capaz de almacenar, como mínimo, un volumen de 170.000 m³ de GNL de capacidad útil (working capacity), siendo este volumen, como máximo, el 98,5% de su capacidad total (gross capacity)", ¿Entonces la capacidad de almacenamiento del 100% del FSRU (capacidad total), debe ser un volumen de mínimo 172,589 m³?

4. Sitio

¿Hay algún requisito para el talón de GNL de la FSRU?

Respuesta:

1. Ver respuesta comentario 15.
2. Es correcto su entendimiento, sin embargo se reitera que el valor del inventario se modificará por 20%.
3. El inversionista deberá garantizar una capacidad útil (working capacity) de 170.000 m³. El talón de GNL debe definirlo el suministrador del FSRU según sus criterios técnicos.

Comentario 216.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 4.3 Buque regasificador FSRU

Comentarios/Preguntas

Al parecer hay una contradicción entre el numeral 2.a. y el numeral 4.3. (El FSRU nuevo y el FSRU convertido). Por favor confirmar si el nuevo es el único aceptable o no.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 97 y 110 .

Comentario 217.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

2.1 Descripción de las obras

Comentarios/Preguntas

9. Construcción de cualquier vial, carretera, o acceso exterior a las instalaciones hasta vía de acceso público.

¿Cuál es el significado de "hasta vía de acceso público"? ¿Esto significa que cualquier carretera, etc. se construirá exclusivamente para el proyecto, esta vía pueda ser utilizada también por el público en general en caso de necesitarse?

Por favor explicar un poco más en detalle este numeral.

Respuesta:

Corresponde al Inversionista construir las vías de acceso al sitio del Proyecto y, en general, disponer de los medios de acceso de personal, materiales, equipos, etc.; esto, en la medida en que el presente proceso de selección es a "todo riesgo del inversionista". Las vías privadas construidas al interior de predios privados y asociados al Proyecto tendrán el régimen de utilización que defina el Inversionista.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 218.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

2.1 Descripción de las obras

Comentarios/Preguntas

1) Especifique por favor los límites de batería de dragado para el Inversionista. Entendemos que sería lógico que el canal de acceso, la cuenca de giro del transportador de GNL y la FSRU se excluyan del alcance del dragado del Inversionista al menos.

2) Sírvanse aclarar si la FSRU debe estar amarrada en el muelle en todo momento o si tiene opciones o posibilidades de trasladarse a mar abierto en caso de que se presenten condiciones meteorológicas adversas.

Respuesta:

1. Según lo establecido en Anexo 1A “De igual forma, y al estar dentro de aguas de la Bahía de Buenaventura deberá cumplir con toda la normativa aplicable de carácter local y estatal Colombiana, y los requisitos establecidos por la Dirección General Marítima (DIMAR – Autoridad Marítima Colombiana), Capitanía del Puerto de Buenaventura y demás Autoridades”.

Ver respuesta comentarios 2 y 98

2. El FSRU deberá tener un plan de emergencia. En caso de desconexión de la FSRU se aplicará lo establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 107.

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 219.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

2.1 Descripción de las obras

Comentarios/Preguntas

1) Unidades máximas / mínimas de GHV

¿Las unidades de volumen de GHV serán volúmenes Estándar o Normal o Actual?

Las unidades para Min GHV deberían ser MJ y no J.

2) Temperatura mínima

Las temperaturas mínimas no son consistentes

- 4.2.4.3 Gas natural a la recepción de la planta baja a 10 ° C

- 4.2.5.1 Temperatura normal de envío 5 - 10 ° C

- 4.3.2.7 Temperatura mínima en el límite de la batería 0 ° C

- 5.2.3.1.3 Temperatura mínima 0 ° C

Estos se encuentran en diferentes puntos, pero si la temperatura mínima para el sistema nacional de transporte es de 7.2 ° C, la temperatura de envío debe ser de al menos 10 ° C.

Por favor aclarar el tema.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 104 y 153.

Comentario 220.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)



Sección

2.1 Descripción de las obras

Comentarios/Preguntas

Aclare los modos de funcionamiento para, envío nominal, envío máximo, envío mínimo con / sin descarga de GNLC, envío cero y duración.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 221.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación

Comentarios/Preguntas

¿El documento ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO forma parte de la pre publicación de los documentos de selección o de la publicación oficial? De lo contrario, ¿dónde podemos encontrar este documento?

Respuesta:

El documento de Alertas Tempranas fue publicado en el siguiente enlace:

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

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 222.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

3.1.6 Pruebas en Fábrica

Comentarios/Preguntas



¿Se requerirá que todos y cada uno de los equipos que forman parte de la terminal de Regasificación presenten el informe de pruebas de fábrica? ¿O existirá alguna guía para definir los equipos que requieren la presentación del informe de pruebas de fábrica?

Respuesta:

1. Consideramos que si es necesaria la realización de las pruebas de fábrica y de ser exigidas por el auditor deberán ser presentadas.
2. No existe guía. El inversionista desarrollará la ingeniería Básica y de Detalle, las compras de materiales y equipos, criterios de inspección, emisión de certificados, etc... a partir de la información de carácter conceptual incluida en los Documentos de Selección del Inversionista, y según las buenas prácticas de ingeniería para dar cumplimiento a los requisitos de los DSI.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 223.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

3.1.6 Pruebas en Fábrica

Comentarios/Preguntas

Procedimientos para pruebas funcionales para gasoducto

Con el cruce de la cordillera, ¿se requerirá prueba hidrostática con un posible impacto en las presiones de diseño? La elevación máxima del gasoducto es de 1800m. Esta columna de agua agregaría 180bar a la presión real en la tubería. ¿Cuáles son las opciones para las pruebas de Air / N2?

¿Se secará el gasoducto con Babosas (Slugs) de glicol entre Pigs (marranos inteligentes/raspadores)?

Respuesta:

Las estrategias para las pruebas y habilitación del gasoducto para su puesta en operación (secado), que se requieran deberán ser establecidas por el inversionista en la etapa de ingeniería de detalle y planeadas y ejecutadas durante la etapa de precomisionamiento y comisionamiento. Estas pruebas deberán llevarse a cabo bajo la normatividad nacional e internacional vigente.

Comentario 224.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

3.2.3 Documentos de la Ingeniería de Detalle

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar si el Auditor es la única contraparte del Inversionista durante la fase de ejecución, es decir, hasta la FPO.

Por favor aclarar si el Inversionista envía cualquier opinión o desviación sobre el contrato entre el Inversionista y el Auditor.

Respuesta:

Según lo previsto en la regulación aplicable el Auditor será contratado por un patrimonio autónomo; una vez ocurrida la FPO cesan las labores del Auditor. Por lo tanto, no existe contrato entre el Inversionista y el Auditor.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 225.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN FSRU

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar si el Inversionista debe instalar su propia instalación/planta de generación de energía eléctrica, para la terminal o no.

Respuesta:

El inversionista deberá realizar todas las actividades necesarias para la construcción y posterior operación de la Planta de Regasificación, entre ellas la de garantizar un suministro eléctrico procedente del exterior o generar dentro de sus instalaciones para contar con la confiabilidad necesaria. Es decisión del Inversionista.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 226.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección 4.1.1.1 Listado de instalaciones civiles y estructuras

Comentarios/Preguntas

Ganchos de escape rápido

¿Los ganchos de escape rápido deben estar entre el Carrier y el FSRU (es decir, PERC como se menciona posteriormente en el documento) o deben estar entre el FSRU y el Jetty o deben estar en ambos?

Por favor aclarar el tema.

Respuesta:

El Inversionista debe decidir la colocación de los GER (Ganchos de escape rápido) y la forma de trasvase entre carrier y FSRU si esa es la opción elegida.

El PERC hace referencia a Powered Emergency Release Coupling de los brazos articulados.

Comentario 227.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.1.3.1 Vida útil

Comentarios/Preguntas

Estructura marinas 50 años, Equipos marítimos 15 años

¿Están el muelle, litera y delfines clasificados como equipos o estructuras?

Respuesta:

Según normales prácticas de ingeniería se entiende por estructura las estructuras civiles (Hormigón/Concreto, Metálica y Edificaciones). El resto son equipos.

Comentario 228.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.1.4 Buques de Diseño

Comentarios/Preguntas

1) ¿Se consideraría una FSRU más grande?

2) Tabla 12 (Tabla 12. Flota de diseño preliminar). QMax (Qatar Max) Tamaño

La incorporación de QMax (Qatar Max) aumenta significativamente los tamaños y requerirá dragado de círculo de giro más grande, etc.

Una FSRU estándar de 170k m³ que se encuentre actualmente disponible en el mercado, tendría como un calado de diseño 11.5 ~ 11.7m. Por favor aclare ¿por qué se requieren 12.6m?

Sírvanse aclarar si el alcance del Inversionista en relación con el servicio de los remolcadores se limita únicamente a las operaciones de la FSRU o también se prestará el servicio a otras empresas de transporte de GNL.

Respuesta:

1. Se estableció una FSRU de 170.000 m³ de almacenamiento y una regasificación de 400 MPCD con la que se garantizará el abastecimiento y la confiabilidad del sector de gas natural.
2. En los Documentos de Selección del Inversionista se han establecido valores de calado de diseño orientativos a ajustar por el futuro adjudicatario una vez seleccione el FSRU.
3. El alcance del Inversionista en relación con el servicio de los remolcadores se limita únicamente a su alcance de suministro (principalmente estudios de maniobras).

Ver respuesta comentarios 2, 98, 104 y 109.

Comentario 229.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.1.5.3.1 Movimientos máximos admisibles de los buques en los atraques

Comentarios/Preguntas

¿Puede la FSRU permanecer amarrada en condiciones extremas? ¿Tendrá la embarcación la posibilidad y autorización para ir al mar abierto en caso de mal pronóstico meteorológico?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 219.

Comentario 230.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección 4.2.2.6.2 Ingeniería de Procesos y Seguridad

Comentarios/Preguntas

Sonido 80db (el ruido de las válvulas de control no supere los 80 dB)

¿A qué distancia se hace la medición? ¿Qué escala de tiempo? La exposición al sonido generalmente se mide a una distancia de la fuente y en función del tiempo de exposición. Es decir, hay un límite inferior para el sonido si un trabajador está expuesto al durante todo el turno de 8 horas en comparación con algo a lo que solo está expuesto durante unos minutos.

Por favor aclarar.

Respuesta:

El Inversionista deberá cumplir con toda la normativa aplicable en materia de Seguridad, Salud y Medio Ambiente vigente al momento de realizar las obras.

Comentario 231.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.2.6.3 Ingeniería de Tuberías

Comentarios/Preguntas

El análisis de pandeo

¿Qué parámetros generan fuerzas de pandeo? ¿Es esto un análisis dinámico?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 232.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.2.6.3 Ingeniería de Tuberías

Comentarios/Preguntas

Revestimiento; ánodo de sacrificio; protección catódica

¿Por qué se prefiere un ánodo de sacrificio en vez de la corriente impresa?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 233.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.2.6.3 Ingeniería de Tuberías

Comentarios/Tuberías

Los recuentos de materiales (MTO) de Tuberías

Establecer y controlar las filosofías de materiales para los componentes de tuberías deben ser producidas por el inversionista a menos que el cliente ya tenga los procedimientos. El tiempo de entrega y control de materiales para la construcción es crítico.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 234.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.2.6.6.1 Ingeniería de Control e Instrumentación

Comentarios/Preguntas

Custodia / transferencia fiscal requerida en tres ubicaciones:

- i) Del Carrier a la FSRU
- ii) De la FSRU al Gasoducto
- iii) Del Gasoducto al Sistema Nacional de Transporte en Yumbo - verifique el alcance del suministro

Los gases desplazados durante el Carrier a la FSRU deben medirse.

El BOG tiene que ser contabilizado.

¿Hay otros requisitos para la medición fiscal?

Respuesta:

Las actividades de ingeniería de control e instrumentación serán responsabilidad exclusiva del inversionista, entre ellas los sistemas de medición fiscal. Los buques Carrier, FSRU y FSU ya deben contar con sistemas de control e instrumentación que permiten hacer la medición fiscal del GNL trasvasado.

Se considera necesario un sistema de fiscalización entre la FSRU y el gasoducto Buenaventura Yumbo, así como el gasoducto Buenaventura - Yumbo al Sistema Nacional de Transporte con el objeto de verificar el cumplimiento de las condiciones RUT establecidas a través de la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En relación al Boil Off Gas ver respuesta a comentario 111.

Ver respuesta a comentario 19.

Comentario 235.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.2.7.2 Proveedores y subcontratistas

Comentarios/Preguntas

Requisitos del inversionista para confirmar la idoneidad

¿Existe alguna lista de proveedores aprobados para cualquier aspecto del proyecto?

¿Hay algún requisito particular sobre las calificaciones de los proveedores?

Respuesta:

Para esta convocatoria pública no existe lista de proveedores aprobados ni requisitos particulares en la calificación de éstos.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 236.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.2.8.2 Personal de construcción

Comentarios/Preguntas

Mano de obra calificada y construcción

¿Hay requisitos para la participación local % Horas-hombre; trabajos específicos, entrada general, etc.?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2 y 103.

Comentario 237.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.3.1 Caso Base de Diseño

Comentarios/Preguntas

Plano de diseño

Los buques QMax (Qatar Max) añaden grandes requisitos al diseño, que prácticamente no son factibles. ¿Pueden ser excluidos del diseño?

Respuesta:

La Planta de Regasificación debe tener posibilidad de recibir cualquier tipo de Buque Carrier de GNL existente en el mercado.

Ver respuesta a comentarios 2 y 160.

Comentario 238.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.3.1 Caso Base de Diseño Sistemas analíticos

Comentarios/Preguntas

- 1) ¿Se proporcionarán instalaciones para inyectar C3, C4 o N2 en la corriente de Gas si no cumple con las especificaciones para HHV?*
- 2) ¿Será necesaria la odorización?*
- 3) Por favor aclarar si existe el requisito de contar con instalaciones de laboratorio para hacer análisis y muestreo manual*



Respuesta:

1. No está prevista ninguna instalación para ajuste de poder calorífico.
2. No es necesaria la odorización.
3. Para hacer análisis y muestreo manual, es responsabilidad del adjudicatario determinar si requiere de instalaciones de laboratorio propias o tercerizadas.

Comentario 239.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.3.5 Disponibilidad

Comentarios/Preguntas

Clima extremo

- 1) *¿Cómo se determinan los eventos climáticos extremos?*
- 2) *¿Quién es el árbitro?*
- 3) *¿Qué es frecuencia y duración?*
- 4) *¿Cómo se determina el comienzo y el final?*

Respuesta:

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 240.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.1 Instalaciones en el atraque (topside del jetty)

Comentarios/Preguntas

Brazos de Carga

¿Son aceptables 200 MPCD por brazo de carga? ¿De qué tamaño es el brazo?

Respuesta:

Según lo indicado en el Anexo 1A “En el jetty habrá dos brazos de gas natural de alta presión (HPNG), cada uno de ellos diseñado para la máxima capacidad de envío de gas natural (400 MPCD). Uno de ellos se encontrará en operación, mientras que el otro estará de reserva”

Comentario 241.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.1 Instalaciones en el atraque (topside del jetty)

Comentarios/Preguntas

El diseño de presión debe estar en línea con la cabeza cerrada en las bombas de envío.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 242.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.1 Instalaciones en el atraque (topside del jetty)

Comentarios/Preguntas

¿El rango de +/- 2.5 m en los brazos de carga abarca el rango de mareas; marea máxima y altura de ola?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 243.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL

Comentarios/Preguntas

Instalaciones del Jetty

El Jetty debe disponer de instalaciones para el llenado de cisternas de GNL directamente desde el FSRU ¿de qué se trata esto? Por favor dar más detalle al respecto.

¿Se trata de llenar un tanque de inercia fijo, cargar camiones, re-carga (reloading) de buques más pequeños o abastecer de combustible a los buques?

Respuesta:

1. Uno de los servicios de la Planta de Regasificación establecidos en los DSI corresponde a la carga de carrotanques de GNL. Es decisión del inversionista definir la ubicación de la bahía de carga de estas cisterna, ya sea adecuando el jetty para que la cisterna se ubique en la FSRU o disponer de una línea criogénica en tierra en donde llegan las cisternas a recargar.
2. Ver respuesta comentario 215.

Comentario 244.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.3 Tubería de gas natural (gasoducto) de conexión a tierra

Comentarios/Preguntas

Por favor confirmar que el valor mínimo de temperatura es de 10 ° C (en algunos modos de funcionamiento con el compresor HP), la temperatura podría ser más alta.

¿Cuál es la temperatura mínima en la entrada de la estación de recepción en Buenaventura? ¿10 ° C o 7.2 ° C según la especificación de la red? (4 ° C es más típico)

Los criterios de diseño para el gasoducto y para la parte de gas HP en la FSRU deben ser la presión de diseño mínima y 400 MMCFD. Por favor aclarara cuál es la presión mínima de diseño.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 245.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.5 Receptor de rascadores

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarara si esto significa sistema Pigging (Marranos Inteligentes)

Respuesta:

Ver respuesta a los comentarios 2 y 104.

Comentario 246.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.7 Sistema de Medición Fiscal Estándares

Comentarios/Preguntas

¿Cuáles son los estándares de: precisión, repetitividad y pruebas del medidor?

Respuesta:

El inversionista desarrollará, durante su Ingeniería de Detalle, los detalles de los sistemas de Medición Fiscal según lo requerido por los organismos de control y contabilización de energía y gas.

Comentario 247.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.7.4 Cromatógrafo de gases Línea de muestra

Comentarios/Preguntas

El flujo de bucle rápido debería devolverse en su mayoría al flujo y no se debe ventilar. Solo la muestra debe ser ventilada.

Respuesta:

La recolección y eliminación de la muestra se diseñará de manera adecuada de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería y la normatividad vigente. La eliminación de muestras debe realizarse hacia el sistema de venteo si es posible. En caso contrario, el inversionista deberá informar si es necesario ventear a la atmósfera.

Ver respuesta comentario 104.

Comentario 248.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.7.6 Analizador de punto de rocío de hidrocarburo

Comentarios/Preguntas

Medición del punto de rocío

La preferencia debería ser para medir sobre el valor calculado. ¿Cuál es la base de la preferencia? ¿Cómo se validará una elección? Si calculado proporciona una mejor confiabilidad, precisión y repetibilidad, ¿cuánto mejor debe ser al compararlo con un valor medido?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 249.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.7.6 Analizador de punto de rocío de hidrocarburo

Comentarios/Preguntas

¿Qué precisión se requiere para el punto de rocío HC, por debajo de 0°C o > 35°C?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 250.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección 4.2.4.7.7 Analizador de contenido de agua

Comentarios/Preguntas

Precisión +/- 10% del valor medido

¿La precisión se basa en mediciones de mg / sm³?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 251.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.4.11 Servicios Auxiliares

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarar quién es responsable del suministro de Energía Eléctrica.

Adicionalmente, por favor explicar si existe una subestación para que el Inversionista pueda tomar la electricidad de esa estación.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2 y 226.

Comentario 252.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.2.5.1 Envío de Gas Natural desde el FSRU

Comentarios/Preguntas

Bombas de alta presión

1) La presión de suministro de 80-100barg requiere un amplio rango de operaciones para las bombas que afectarán la eficiencia. ¿Se puede reducir este rango operativo?

2) ¿Cómo se controla la velocidad de salida?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 253.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3 Buque regasificador FSRU

Comentarios/Preguntas

Entendemos que todas las instalaciones para el Proyecto deben ser completamente nuevas, ¿qué significa esto? ¿Para el FSRU hay una excepción de qué tenga que ser completamente nuevo?

Por favor aclarar muy bien este punto.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 97.

Comentario 254.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3 Buque regasificador FSRU

Comentarios/Preguntas

¿Debería la FSRU tener un dry-docking (dique seco) regular o no debería tener dry-docking (dique seco)?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 110.

Comentario 255.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.1 Alcance del FSRU

Comentarios/Preguntas

El buque FSRU dispondrá de propulsión propia. Su diseño seguirá los estándares y prácticas establecidos en fabricación naval. ¿Existe algún requisito referente a la velocidad?

Respuesta:

No se han establecido requisitos en este sentido en los Documentos de Selección del Inversionista.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 256.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.2.3 Vida útil de Diseño

Comentarios/Preguntas

¿Este numeral quiere decir que el dry-docking (dique seco) solo es posible después de 25 años?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 110.

Comentario 257.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.2.4 Fiabilidad y Disponibilidad

Comentarios/Preguntas

Queda claro el 99.5% de disponibilidad exceptuando los eventos climáticos mencionados en el numeral (fenómenos meteorológicos excepcionales (huracanes, etc...) o condición de tsunami).

Sin embargo, ¿quisiéramos saber si también se excluirá el período de dique seco (si aplica) para el cálculo de disponibilidad?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 110 y 169.

Comentario 258.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.2.4 Fiabilidad y Disponibilidad

Comentarios/Preguntas

Por favor indicar cuál es la definición exacta de “fenómenos meteorológicos excepcionales”

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 169.

Comentario 259.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.2.7 Emisión de Gas Natural. Caudal, presión y temperatura. Tipología de sistema de vaporización

Comentarios/Preguntas

Presión de entrega

Hay varias inconsistencias en las condiciones de entrega. Por favor, compruebe las condiciones de entrega finales. A lo largo del documento se evidencian diferentes valores de presión y temperaturas. Por favor aclarar esta situación.

No.	Page	Pressure	Temperature	Flow rate	Remark
1	107	100 bar		400 MCFD	BL condition
2	115	100 bar	10°C	400 MCFD	Functional Specification (Pipeline)
3	132	80~100 bar	5-10°C	400 MPCD	Operating Philosophy
4	140	800~1500 Psig (55.15~103.4bar)	Min 0°C	400 MPCD	BL condition
5	185	Max 1500 Psig (103.4bar)	Min 0°C		BL condition

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 260.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.2.8 Calidad del GNL

Comentarios/Preguntas

1) Max / Min GHV

El GHV máximo / mínimo deberían ser MJ / Sm³ y BTU / Sft³. Por favor revisar.

2) GHV

El rango de GHV cubre todas las fuentes de GNL.

La calidad del gas de transmisión generalmente incluye el índice de Wobbe. ¿Hay alguna especificación para Wobbe (o MW)?

Respuesta:

1. Ver respuesta comentario 153.
2. Según el Reglamento todos los datos referidos a metro cúbico ó pie cúbico de gas se referencian a Condiciones Estándar.

En cuanto al índice Wobbe se debe remitir a la normatividad vigente expedida por la CREG.

Comentario 261.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU

Comentarios/Preguntas

En caso de transferencia ship-to-ship, ¿cuál es la tasa de descarga que debe garantizarse en condiciones estables? ¿Cuál es la tasa mínima de descarga de GNL aceptable para UPME (impacto en el diseño del sistema de manejo BOG)?

Para la opción on-shore, se menciona 12,000 m³ / h (Numeral 5.2.3.2). Por favor indicar cuál sería ese valor para la opción FSRU.

¿El tiempo de descarga de GNL de máximo 16 horas, incluye el Ramp-up (aumento gradual) y el Ramp-Down (disminución gradual)?

El descargue en 16 horas:

El volumen que se va a descargar en ese tiempo debe definirse (en cualquier caso, estará limitado por la capacidad de la FSRU) o debería proporcionarse una tasa de descarga plana. Teniendo en cuenta un 30% de almacenamiento mínimo, que es el volumen a considerar en la operación de descarga normal.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 104 y 160.

Comentario 262.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

4.3.3.4 Planta de Regasificación

Comentarios/Preguntas

Por favor aclare si la UPME tiene preferencia por cierto tipo de vaporizador.

Respuesta:

El sistema de vaporización (abierto, cerrado, etc...) debe ser seleccionado por el inversionista para minimizar su coste operativo y cumplir con las reglamentaciones medio-ambientales.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 263.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.1.1 Capacidad

Comentarios/Preguntas

Normal 400MPCD Mínimo 200MPCD

Para asegurar un 50% de cobertura y consistencia de la unidad, las bombas deben mantenerse frías, por lo tanto, ¿Podrán usarse todas las bombas al 50% de su capacidad con un mínimo flujo de reciclaje si es necesario?

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 264.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.2 Buque Carrier de GNL

Comentarios/Preguntas

Descargando

La descarga de QMax (Qatar Max) (267,000 m³) a través de brazos de descarga de 12,000m³/h requiere un tiempo de 22.25hrs. Con el tiempo para la conexión de amarre y la rampa ascendente, existe el riesgo de que la embarcación requiera una estadía de 36 horas, lo que aumentará el costo. Por lo general se requiere un tiempo de descarga en 16 - 18 horas

¿El QMax (Qatar Max) debería ser excluido?

Respuesta:

Si la máxima capacidad de almacenamiento en el FSRU o en tierra es de 170.000 m³ no será posible transferir 267.000 m³ sino una cantidad menor.

Ver respuesta comentario 238.

Comentario 265.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.4 Almacenamiento de GNL

Comentarios/Preguntas

Tanque de GNL 170,000m³

Este valor es pequeño revisando los estándares actuales para un tanque onshore. Con 220,000 - 250,000 m³, tendría sentido usar proveedores de QMax (Qatar Max). Con un 30% de suministro de talón, solo es 120,000 m³. ¿Hay espacio para un tanque más grande?

Respuesta:

La convocatoria contempla una capacidad de almacenamiento de 170.000 m³ de GNL y una regasificación de 400 MPCD.

Ver respuesta comentarios 109 y 216.

Comentario 266.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.9.2 Vaporizadores "OPEN RACK"

Comentarios/Preguntas

Dos instalaciones con una capacidad nominal de 100 MPCD de GN cada uno

Esto es insuficiente para el envío de 400MPCD. CUATRO serían necesarias. Por favor revisar este tema.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 267.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.9.2 Vaporizadores "OPEN RACK"

Comentarios/Preguntas

Caída máxima de la temperatura del agua del mar 5 ° C (La máxima caída de temperatura permitida es de 5°C)

Sin embargo, en la cláusula 4.3.3.4, se indica que "el agua devuelta al mar debe tener una temperatura de 8 a 10 ° C por debajo del agua capturada".

Por favor verificar la caída máxima de la temperatura del agua de mar.

Respuesta:

El inversionista deberá optimizar el dimensionamiento de los equipos considerando el caudal de agua de mar y el decremento de temperatura recomendable. Así mismo, es preciso valorar el impacto medioambiental de la captación y vertido del agua de mar. Se debe asegurar una correcta dispersión del agua para evitar modificar de forma sustancial la flora y fauna marina de los ecosistemas próximos, así como conseguir las autorizaciones de las Autoridades Medioambientales.

Comentario 268.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.9.2 Vaporizadores "OPEN RACK"

Comentarios/Preguntas

Suministro de agua de mar

¿Cómo se modulan los flujos en todo el rango operativo? ¿Se apagarán las bombas en casos de bajo flujo?

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 269.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.9.2 Vaporizadores "OPEN RACK"

Comentarios/Preguntas

Ingreso de agua de mar / punto de retorno

Si se seleccionó el ORV para la tecnología de vaporización para la ingesta de agua de mar; se debe tener en cuenta el estado de las corrientes marinas y las condiciones de la marea para el ingreso y el desagüe a fin de garantizar que no se mezclen las corrientes.

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 270.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección Comentarios/Preguntas

5.2.3.13 Carga de cisternas ¿Los tanques de GNL son camiones cisterna (road tankers) o barcos pequeños?

Con 100 m³/hr, un camión cisterna (road tanker) se llenará en menos de 15 minutos. Esto también necesitará tiempos de aceleración (ramp up) y desaceleración (ramp down).

Respuesta:

El servicio requerido se refiere a carga de carrotanques (cisternas) de GNL. La Planta de Regasificación deberá contar con bahías para la carga de camiones cisternas.

El modo de funcionamiento en llenado con el gaseado previo, puesta en frío, rampas de incremento y decremento de caudal serán desarrolladas durante la Ingeniería de Detalle.

El inversionista desarrollará, la Ingeniería de Detalle necesaria para diseñar, construir y posteriormente operar las instalaciones requeridas por la citada Resolución.

Ver respuesta comentarios 2, 104, 108 y 109.

Comentario 271.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.14 Suministro eléctrico

Comentarios/Preguntas

Si no es posible un suministro garantizado desde la red nacional, la Planta debe tener suficientes instalaciones de autogeneración y proporcionará un back-up de un generador a Diésel en caso de falla/falta de energía.

Por favor describa quién confirma la garantía del suministro de energía.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 226.

Comentario 272.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.15 Diseño de tuberías

Comentarios/Preguntas

GNL 6.1m / s

Nos parece que esta velocidad es muy alta para un líquido. Por favor comprobar ese valor.

Respuesta:

Las tuberías se deben diseñar para asegurar un caudal uniforme evitando efectos dinámicos no deseados, por ejemplo, movimientos oscilatorios del fluido, golpes de ariete, vibraciones y electricidad estática.

Comentario 273.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.16.5 Agua contra incendios

Comentarios/Preguntas

Condiciones de diseño

DP = 13barg parece demasiado bajo para una presión operativa máxima de 12barg (se espera 13.2 mínimo).

Por favor revisar.

Aire DT = 65 ° C. Todas estas facilidades estarán diseñadas para Black Body Temp.

¿Qué temperatura debo esperar en Colombia?

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 274.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.16.6 Sistema de agua de mar

Comentarios/Preguntas

La descarga de agua de mar está bajo gravedad. Normalmente a un punto fuera de la costa con descarga justo debajo de la superficie.

La ubicación del punto de descarga debe encontrarse lejos del tráfico y mezclada rápidamente con agua de mar.

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 275.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.3.16.7 Nitrógeno

Comentarios/Preguntas

Parece que el nitrógeno debe ser suministrado desde el exterior (importado), no generado por una estación en tierra, interna. Por favor confirmar si la interpretación es correcta y si hay proveedores disponibles de Nitrógeno en el área de Buenaventura.

Por favor aclarar en detalle este tema.

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 276.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.4.3 Tanques de almacenamiento

Comentarios/Preguntas

Válvulas eléctricas

¿Por qué se mencionan las válvulas eléctricas? Esto normalmente sería operado por aire.

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 277.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.4.3.2 Operaciones y control de la presión

Comentarios/Preguntas

Los transmisores de presión están especificados para -100 – 400mbar y 900 - 1400mbar (Rango de 900 a 1400mbar absolutos & Rango de -100 a 400mbar relativos).

¿Cómo se mide la presión de 400 a 900 mbar?

Respuesta:



Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 278.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.4.3.4 Medida de nivel

Comentarios/Preguntas

Monitoreado localmente

- 1) ¿Cómo se hace el monitoreo del nivel localmente?*
- 2) ¿Esto solo significa una lectura local para el instrumento de la sala de control o un indicador de tanque manual?*

Por favor aclarar este punto.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 279.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección

5.2.4.5 Compresores de Boil-Off

Comentarios/Preguntas

Drenaje manual (El operador entonces drenará manualmente el líquido dentro de depósito de recogida de drenajes del compresor GBO)

¿Por qué no se utiliza un drenaje automático?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 280.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Sección



5.2.5.4 Relicador, bombas secundarias, vaporización y medida

Comentarios/Preguntas

Corrosión debido a metales pesados (Este deterioro generado por el agua de mar se acentúa con la presencia de determinados metales pesados existentes en el agua de mar):

- 1) *¿Qué metales pesados causan corrosión?*
- 2) *¿Están presentes en concentraciones peligrosas en la Bahía de Buenaventura?*
- 3) *¿Cuál es la concentración peligrosa?*
- 4) *¿Pueden precipitarse del agua de mar?*

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 281.

Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas (La Planta de Regasificación)

Comentarios/Preguntas

Por favor proporcionar los estándares y/o especificaciones del cliente, adicionales a API, ANSI, ASTM y otros códigos descritos los DSI.

En muchos casos, esos estándares y/o especificaciones para la ingeniería civil, los equipos mecánicos, las tuberías y otros procesos relacionados, son proporcionados por el cliente para que el Inversionista pueda diseñar las instalaciones con las correspondientes normas y/o especificaciones.

Respuesta:

En cuanto a lo expresado a “cliente” se recuerda que esta convocatoria pública no genera ninguna relación contractual con el Estado Colombiano y adicionalmente que es una convocatoria a todo riesgo del inversionista.

En relación a su solicitud de proporcionar los estándares y especificaciones, adicionales a API, ANSI, ASTM y otros códigos descritos, son los que se mencionan en los DSI y los que demanden las buenas practicas de Ingeniería.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 282.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
Comentarios/Preguntas
Capacidad del Gasoducto

*El envío es de 400 MPCD desde la terminal de GNL. La transferencia de custodia es 400 MPCD.
¿Por qué la capacidad del Gasoducto es de 450MPCD?
¿Cuándo la UPME entregará la información técnica sobre las condiciones de conexión con Sistema Nacional de Transporte (SNT)?*

Respuesta:

En el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado en enero de 2020, se precisó que la capacidad de transporte del gasoducto Buenaventura – Yumbo es de 400 MPCD sin especificar el diámetro correspondiente.
El diseño final del gasoducto Buenaventura – Yumbo será responsabilidad del inversionista con base en los resultados de su ingeniería básica y detallada.

Ver respuesta comentario 62.

Comentario 283.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Comentarios/Preguntas

Diámetro de la tubería: 30 "
¿El diámetro está fijo? ¿Es posible usar un tamaño no estándar para reducir el diámetro de la tubería?
Para tuberías de 110 km se pueden adquirir, pero las válvulas pueden ser difíciles.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 283.

Comentario 284.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Comentarios/Preguntas Operación

- 1) ¿Cuáles son las condiciones de entrega en Yumbo?
- 2) ¿Requerirá la línea de raspador/marrano inteligente (Pigging)?

Respuesta:

Todos los proponentes deberán ceñirse a las condiciones dadas por el RUT expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 y la legislación Colombiana.

El proponente deberá establecer las especificaciones técnicas en su ingeniería básica y de detalle.

Ver respuesta comentarios 2 y 62.

Comentario 285.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección Comentarios/Preguntas

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Conexión

¿Cómo se hará la conexión a la tubería en Yumbo? ¿Cómo se probará la conexión?

Respuesta:

El detalle de conexión y pruebas de calidad son objeto de la ingeniería básica y de detalle que deberá desarrollar el inversionista seleccionado.

Ver respuesta comentario 2, 62 y 285.

Comentario 286.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Comentarios/Preguntas

Disposición del Gasoducto

- 1) ¿Qué y cuánta parte de la ruta está fija?

- 2) ¿Hay alternativas y secciones preferidas?
- 3) ¿El gasoducto debe ir enterrado? ¿O por encima del suelo?
- 4) ¿Cómo se manejarán los cruces de ríos y valles?
- 5) Si el Gasoducto está adyacente a la carretera, ¿debe existir una separación mínima?

Respuesta:

La definición del corredor o ruta de instalación del gasoducto es objeto de la ingeniería básica que deberá desarrollar el inversionista seleccionado.

Todos los proponentes deberán ceñirse a las normas y legislación Colombiana vigente.

De conformidad con el numeral 2.1 del Anexo 1B se establece que éste debe ser subterráneo (enterrado).

El proponente deberá establecer las especificaciones técnicas en su ingeniería básica y de detalle, que garanticen el cumplimiento de las exigencias establecidas en los DSI.

Ver respuesta comentario 283.

Comentario 287.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

2.2. Punto de conexión del proyecto

Comentarios/Preguntas

¿Puede darnos más información sobre los propietarios ubicados en la futura ruta del Gasoducto?

Respuesta:

No es posible, la gestión predial de la totalidad del proyecto es responsabilidad exclusiva del inversionista seleccionado.

Comentario 288.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.1 Principales características técnicas del proyecto

Comentarios/Preguntas

Por favor aclarara los antecedentes de la vida útil esperada para el gasoducto de solo 20 años. Bajo que premisas se definieron los 20 años.

Respuesta:

La CREG en el artículo 1 de la Resolución 107 de 2017 definió que el Período Estándar de Pagos (PEP) será definido para cada proyecto en los respectivos documentos de selección y como máximo será de 20 años.

Comentario 289.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.4 Conexión del gasoducto al Sistema Nacional de Transporte (SNT)

Comentarios/Preguntas

Sin contrato con el gobierno

- 1) *¿Cómo se maneja el requisito? ¿Es este un requisito estratégico del gobierno colombiano?*
- 2) *¿El SNT (Transportador incumbente) colaborará y llegará a un acuerdo para la conexión?*
- 3) *¿Pueden rechazar y oponerse a la Conexión? De ser así, ¿habría algún apoyo de la UPME o del gobierno?*

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 11, 62 y 171.

Comentario 290.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.4 Conexión del gasoducto al Sistema Nacional de Transporte (SNT)

Comentarios/Preguntas

Diseño SNT

- 1) *¿Cuál es la presión de diseño y la temperatura de diseño para la infraestructura del SNT?*
- 2) *¿Cómo se protegerá esto de la alta presión del nuevo Gasoducto?*
- 3) *¿Cuáles son las clases de tubería / materiales / revestimiento / protección contra la corrosión?*

Respuesta:

Todos los proponentes deberán ceñirse a las condiciones dadas en el RUT expedidas por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 y aquellas que las modifiquen o sustituyan y la legislación Colombiana. Estos documentos son públicos.

El inversionista desarrollará la ingeniería Básica y de Detalle a partir de la información de carácter conceptual incluida en los Documentos de Selección del Inversionista, para dar cumplimiento a los DSI.

Comentario 291.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.6.1 Procedimiento General del Diseño

Comentarios/Preguntas

Unidades de medición para transferencia de custodia, selección de tipo de válvulas SDV:

- 1) ¿Qué se entiende por este comentario? Por favor aclarar esta frase.*
- 2) Se requiere transferencia de custodia en la entrada al gasoducto por temas tributarios del gobierno y en la conexión en Yumbo para verificar pérdidas. Esto también permite que se construya un perfil de presión con almacenamiento de gas en el Gasoducto.*
- 3) ¿Qué son las válvulas de selección en este contexto?*
- 4) ¿Qué son SDV (válvulas de cierre?) en este contexto?*
- 5) Se requieren SDV, pero no como parte de la transferencia de custodia.*

Respuesta:

Si se requieren sistemas de transferencia de custodia, los cuales están indicados en la ingeniería conceptual desarrollada.

Todos los proponentes deberán ceñirse a lo establecido en el RUT expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 y la legislación Colombiana. El inversionista desarrollará la ingeniería básica y de detalle a partir de la información de carácter conceptual en los DSI.

Ver respuesta a comentarios 19 y 62.

Comentario 292.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.6.1 Procedimiento General del Diseño

Comentarios/Preguntas

- 1) *Aislamiento. ¿La ley colombiana especifica la separación de la estación de aislamiento para los Gasoductos?*
- 2) *¿Cómo se monitorean y operan estas ubicaciones remotas? ¿Será posible la purga (blowdown) del Gasoducto en estas estaciones?*
- 3) *¿Serán subterráneas si el Gasoducto es subterráneo?*
- 4) *¿Cómo se maneja la seguridad en estas ubicaciones remotas?*

Respuesta:

Todos los aspectos contenidos en este comentario deberán ser definidos en el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle que son responsabilidad del inversionista seleccionado.

Comentario 293.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.1 Mano de Obra

Comentarios/Preguntas

¿Existe algún requisito de niveles mínimos de mano de obra local?

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 103.

Comentario 294.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.9.1 Válvulas

Comentarios/Preguntas

Límite de TFE 450 ° F

Esto equivale a 232 ° C, una temperatura mucho más alta que cualquier temperatura que sea posible.

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 295.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.9.1 Válvulas

Comentarios/Preguntas

Reductores para válvulas

¿El gasoducto requerirá raspadores/marranos inteligentes (pigging)? Si es así, los reductores no son aceptables y las válvulas de control deben ser válvulas de bola de tamaño completo.

Por favor verifique el requisito de raspadores/marranos inteligentes (pigging).

Respuesta:

El proponente deberá establecer las especificaciones técnicas en su ingeniería básica y de detalle, que garanticen el cumplimiento de los DSI.

Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 296.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.11.1 Criterios para clasificación de áreas:

Comentarios/Preguntas

Red de Energía y fotovoltaica

1) Si no hay una red eléctrica cercana, se necesitarán renovables remotas. Las baterías deben instalarse de manera que haya suficiente energía disponible.

2) ¿Cuáles son las consecuencias de perder energía? ¿La tubería continuará operando? ¿La tubería saldrá de operación?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 297.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.11.3 Tipos de cargas:

Comentarios/Preguntas

Alumbrado exterior 208V:

Un voltaje de 208V parece inusual. Por favor revisar.

Respuesta:

La ingeniería básica y de detalle a ser desarrollada por el inversionista seleccionado determinará este voltaje.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 298.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.12.3 Instrumentos de presión

Comentarios/Preguntas

Estándares del manómetro

¿Es esto para un manómetro real o simplemente para dispositivos diferenciales de presión?

Es difícil enviar señales desde el manómetro de forma remota.

Respuesta:

La forma como se hará el envío de señales del proyecto deberá ser definida en el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle, que son responsabilidad del inversionista seleccionado.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 299.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.7.12.4 Criterios de selección de instrumentos de temperatura

Comentarios/Preguntas

Termopozos

Los requisitos hablan tanto de 1" (g: El termopozo debe ser bridado de 1") como de 1.5" (k: El termopozo debe ser de 1.5" bridado en acero inoxidable).

Por favor, revisar el requisito de tamaño.

Respuesta:

El dimensionamiento específico de termopozos y demás accesorios, será objeto de la ingeniería básica y de detalle que es responsabilidad del inversionista seleccionado.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 300.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Sección

3.8.2 Válvulas

Comentarios/Preguntas

Las referencias 125 # y 250 #: son referencias no estándar (excepto en algunos servicios de agua).

Respuesta:

El dimensionamiento y especificación de válvulas y demás componentes, será objeto de la ingeniería básica y de detalle que es responsabilidad del inversionista seleccionado.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 301.

Anexo 1B. Descripción y Especificaciones Técnicas (El Gasoducto)

Comentarios/Preguntas

Por favor proporcionar los estándares y/o especificaciones del cliente, adicionales a API, ANSI, ASTM y otros códigos descritos los DSI.

En muchos casos, esos estándares y/o especificaciones para la ingeniería civil, los equipos mecánicos, las tuberías y otros procesos relacionados, son proporcionados por el cliente para que el Inversionista pueda diseñar las instalaciones con las correspondientes normas y/o especificaciones.

Respuesta:

Los estándares y códigos descritos en los documentos técnicos del proceso aseguran que el gasoducto se diseñe, construya y opere de manera óptima y con las mejores prácticas de

la industria, así el proyecto deberá ser desarrollado bajo normas nacionales e internacionales vigentes.

Ver respuesta comentario 282.

Comentario 302.

Documentos Selección del Inversionista. Respecto a la experiencia los DSI, en la página 67 de los DSI, renglones 14 a 20, indica lo siguiente:

“Certificaciones que demuestren experiencia relacionada con la Construcción de proyectos de infraestructura de valor similar al valor estimado de este proyecto. En dichas certificaciones debe plasmarse la duración del proyecto, el término durante el cual se ejecutó, el nombre del mismo, su localización y su valor de conformidad con el artículo 6 de la Resolución 107 de 2017. Dicha experiencia deberá estar relacionada en el Formulario No. 9 de estos DSI”.

Sobre lo anterior, se sugiere ajustar el requerimiento a los mismos términos al artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017, indicando en los DSI que el valor similar debe alcanzarse con máximo dos proyectos. Además, sugerimos lo siguiente:

- *Definir numéricamente el rango del valor que se pretenda considerar como similar. Se propone una variación de -20%.*
- *Aunque la CREG revisó el tema de la experiencia específica en la Resolución CREG 107 de 2017, creemos importante manifestar que se debería solicitar que la experiencia sea específica en plantas de regasificación y gasoductos, para garantizar que los proponentes tengan experiencia en el sector hidrocarburos y evitar posible problemas por obras que no se ajusten a la normatividad vigente.*
- *En el Formulario No. 9, que relaciona la experiencia, solicitamos ajustar a las definiciones de experiencia de los DSI y de la Resolución CREG 107 de 2017 para la acreditación de la experiencia, específicamente, para que sea por proyecto.*

Respuesta:

Se modificarán los DSI incluyendo que dicha experiencia podrá acreditarse con dos proyectos ejecutados, lo anterior, en desarrollo de lo previsto en el Artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017.

[Se entenderá que el valor de la experiencia relacionada con construcción de proyectos es similar si se presenta con uno o máximo dos proyectos que sumen al menos USD 700 millones, que es el valor estimado del Proyecto]. El Artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017 no permite fijar un valor menor al estimado del Proyecto para acreditar la experiencia relacionada, por lo tanto, se rechaza su solicitud de la variación del -20%.

Se rechazan sus otras solicitudes, en la medida en que corresponden a aspectos contemplados en la regulación aplicable, siguiendo las recomendaciones de la Superintendencia de Industria y Comercio al respecto.

Comentario 303.

Documentos Selección del Inversionista. En relación con los posibles participantes del proceso de selección, en la página 19, reglón 3 de los DSI, se determina lo siguiente:

“Para presentar la Propuesta será necesario que el Proponente tenga la calidad de Interesado, [o en caso de Consorcio que esté integrado por al menos un Interesado]. De igual forma, un Interesado, su matriz, filial, subsidiaria, subordinada o beneficiario real no podrá participar en más de una (1) Propuesta para la presente Convocatoria Pública” Negrilla fuera de texto.

Sin embargo, el término beneficiario real no se encuentra en la restricción del artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017, que determinó, para casos de duplicidad de propuestas, lo siguiente:

“b) No tener participación alguna, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo previsto en la legislación, con ninguno de los demás proponentes que participen en el mismo proceso de selección”.

Ahora bien, si la UPME mantiene su decisión de incluir el término beneficiario real para la condición antes citada, sugerimos tener en cuenta los considerandos de la propuesta contenida en la Resolución CREG 046 de 2018, que justifican la inconveniencia de usar la definición incluida en el artículo 6.1.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010, usada en la Resolución CREG 152 DE 2017:

“(…) se observa que de acuerdo con la definición que sobre esta figura se dispone es bastante restrictivo teniendo en cuenta lo siguiente:

- a. Con una sola acción se puede ser beneficiario real de una empresa.*
- b. Esa figura hace referencia a la capacidad decisoria entendida como la facultad o el poder de votar en la elección de directivas o representantes, o de dirigir, orientar y controlar el voto, así como la facultad o el poder de enajenar o gravar la acción.*
- c. Se conforma un mismo beneficiario real por parentesco.*
- d. Las matrices y subordinadas son un mismo beneficiario real”.*

Al ser más restrictivo se limita la competencia, por lo que se sugiere adicionar al texto la mención a la resolución o normas que modifiquen o sustituyan total o parcialmente la Resolución CREG 152 de 2017, dado que actualmente la CREG ha publicado dos resoluciones en consulta con modificaciones a su articulado, o bien se podrían usar las condiciones propuestas en la Resolución CREG 046 de 2018.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 53.

Comentario 304.

Documentos Selección del Inversionista. En la Resolución CREG 107 de 2017 en el literal c del artículo 8, se establece como un documento de selección mínimo del inversionista, la constitución o promesa de constitución del adjudicatario como E.S.P., sin embargo, dicho requisito no se observa en el contenido del sobre 1 (página 28), sugerimos que sea incluido y que se le exija al inversionista la constitución como E.S.P. dentro de los 30 días hábiles siguientes a la asignación del proyecto.

Adicionalmente, en los documentos requeridos para la oficialización del IAE por parte de la CREG, página 40, línea 21, se solicita la inscripción en el RUPS, cuando el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, no lo incluye.

Respuesta:

Se modificarán los DSI en los dos aspectos.

Comentario 305.

Documentos Selección del Inversionista. En relación con los servicios asociados mencionados en la página 30 del DSI, línea 16, se indica que en el sobre No. 1, se debe incluir la "Información sobre cómo se prestarían los Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación", al respecto, sugerimos especificar el tipo de información que necesita la UPME en el proceso de selección, y que permita dar por cumplido al requisito durante la revisión del contenido del sobre 1.

Respuesta:

En los DSI se establece una descripción breve y general sobre cómo el Oferente va a prestar cada uno de los servicios asociados a la Infraestructura de Importación de gas del Pacífico, los cuales han sido definidos en la resolución CREG 152 de 2017. No es necesario presentar la ingeniería de básica y detallada.

Ver respuesta comentario 1 y 2.

Comentario 306.

Documentos Selección del Inversionista. La garantía de seriedad, según la Resolución CREG 107 de 2017, tiene como condición: "(...) que cubra el diez por ciento (10%) del valor estimado del

proyecto por parte de la UPME”. Si en los DSI el valor de la garantía de seriedad es de US 70 Millones (página 32, línea 30), ¿Se puede asumir que el valor estimado del proyecto por parte de la UPME es de US 700 Millones? Proponemos que la UPME incluya en los términos el estimado del valor del proyecto para no incurrir en equívocos por el cambio en la TRM.

Respuesta:

Si, el entendimiento es correcto, por lo tanto el monto requerido para la Garantía de Seriedad deberá cubrir como mínimo la suma setenta millones de dólares (US\$70.000.000); dicha garantía podrá estar denominada en pesos, para lo cual se deberá utilizar la Tasa Representativa del Mercado vigente el día de su expedición.

Ver respuesta comentario 3 y 80.

Comentario 307.

Documentos Selección del Inversionista. Sobre la posibilidad de hacer prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto – FPO, en la página 46, líneas 17 a 20, se deja de manera taxativa las tres causales que permiten hacer el cambio de la FPO previa autorización del MME, no obstante, el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017 indica al respecto:

“(…) la FPO podrá ser modificada previa aprobación del MME, o la entidad que este delegue, cuando ocurran atrasos por eventos debidamente justificados. Estos eventos pueden ser, entre otros, los siguientes: (i) fuerza mayor debidamente comprobada; o (ii) alteración del orden público acreditada por la autoridad competente que conduzca a la paralización temporal en la ejecución del proyecto y que afecte de manera grave la FPO; o (iii) demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del adjudicatario del proyecto (…)” **Negrilla fuera de texto.**

Por lo anterior, se sugiere no limitar las causales de prórroga a las tres mencionadas en la Resolución. Por el contrario, como la norma indica, se pueden presentar otros eventos diferentes al listado indicativo de la CREG, por lo que sugerimos ajustar el texto a lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Por lo tanto, las únicas causales para modificación de la FPO son las contempladas en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Ver respuesta comentario 189.

Comentario 308.

Documentos Selección del Inversionista. Sobre el Ingreso Anual Esperado Ofertado, en la página 31, línea 18, se solicita que se incluya la interventoría de la obra en la propuesta. Al respecto, se sugiere aclarar que se trata de la auditoría que se menciona en el artículo 23 de la Resolución 107 de 2017 y que no se refiere a un requerimiento aparte.

Respuesta:

La interventoría de obra mencionada en el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017 y en acápite citado de los DSI no es el auditor de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017. Esta interventoría corresponde a la que el Inversionista contrate, por su cuenta y riesgo, para la construcción del Proyecto de la infraestructura de importación de gas pacífico; los costos relacionados con el Auditor de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017 deberán ser incluidos en el IAE ofertado.

Ver respuesta a comentario 88.

Comentario 309.

Documentos Selección del Inversionista. En caso de presentarse una sola oferta válida en los términos de definidos en el DSI en la página 39, línea 15, no es claro si el término “otros proponentes” hace referencia a aquellos interesados cuyas ofertas fueron invalidadas, o si son nuevos terceros que no presentaron los sobres respectivos. De ser el primer caso, se sugiere verificarlo, puesto que se obligaría al ganador a competir con oferentes cuyas ofertas fueron declaradas no conformes o rechazadas en la evaluación inicial. Solicitamos ajustar esta redacción para que se entienda el procedimiento definido en el literal d del artículo 13 de la resolución 107 de 2017, donde se busca nuevos proponentes:

d) “Cuando haya una única oferta válida, a través de los mismos medios de comunicación utilizados para el inicio y desarrollo del proceso de selección, la UPME hará público el valor de la oferta y definirá un plazo dentro del cual otros proponentes podrán presentar contraofertas con valores menores al publicado. La contraoferta de menor valor que cumpla con los requisitos exigidos será informada al proponente inicial quien deberá manifestar a la UPME si acepta ejecutar el proyecto por el valor presentado en la contraoferta y en este caso se le adjudicará el proyecto. Si el proponente no acepta, el proyecto será adjudicado al proponente que presentó la contraoferta. Si no se presentan contraofertas válidas, el proyecto será adjudicado al proponente de la única oferta válida. Los plazos para llevar a cabo este procedimiento serán los que defina la UPME dentro del mismo proceso de selección. Para presentar contraofertas es necesario haber adquirido o adquirir los documentos de selección elaborados para el proyecto y entregar la documentación que exija la UPME. “

Respuesta:

Para efectos de los DSI se entiende como “otros proponentes”, aquellos que hayan presentado Ofertas en el marco del Proceso cuyo Valor de la Oferta supere el valor máximo de adjudicación definido por la CREG conforme al artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017. Así mismo, aquellos que no hayan presentado ofertas en el marco de proceso podrán presentar contraoferta, la cual deberá estar acompañada de todos y cada uno de los documentos exigidos en los DSI.

Comentario 310.

Documentos Selección del Inversionista. La garantía de seriedad se define en la página 9, numerales del 5-12, pero luego sólo se hace referencia a garantías bancarias y de fianza (ver formulario 3 y demás relacionados). Recomendamos unificar el criterio en materia de garantía de seriedad y hacer los respectivos ajustes.

Respuesta:

Se harán los ajustes en los DSI definitivos.

Comentario 311.

Documentos Selección del Inversionista. Sobre el cargo por conexión, en la página 7, línea 29-37, se indica que debe pagarse por parte del inversionista al transportador o a un tercero, al respecto, se sugiere ajustar a lo contenido en la Resolución CREG 169 de 2011, ya que se trata de un punto de transferencia de custodia entre transportadores de gas natural.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 62.

Comentario 312.

Documentos Selección del Inversionista. Sugerimos aclarar los conceptos “mejor valor de la oferta” y “menor valor de la oferta”. Sobre el particular, de igual manera, proponemos unificar dichos conceptos teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, artículo 13 numeral c).

Respuesta:

Se modificarán los DSI, y se unificara la definición a “Menor Valor de la Oferta” .

Comentario 313.

Documentos Selección del Inversionista. En el evento en el que una vez expedida el acta de selección de adjudicación, y la CREG no profiera la resolución por la cual se oficializa la remuneración del adjudicatario; el Inversionista quedaría en una situación de indeterminación. Sugerimos establecer algún mecanismo que resuelva el caso en el que la CREG se abstenga de emitir dicha resolución y fijar un plazo máximo para el efecto, terminado el cual se devolverían las garantías (de Seriedad y/o Cumplimiento) que hayan sido emitidas.

Respuesta:

De acuerdo con lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, para la oficialización del ingreso anual esperado, mediante resolución de la CREG, la Comisión analizará la información que le reporte la UPME, la cual incluye el “Estudio de beneficio-costos realizado por la UPME a partir del valor adjudicado”.

En la regulación no se establece plazo para que la Comisión adopte la resolución que oficialice el ingreso anual esperado por el adjudicatario. Entendemos que la decisión de adoptar la resolución que oficialice el ingreso anual esperado es prioritaria pues el proyecto adjudicado hace parte del plan de abastecimiento de gas natural, según se define en el artículo 2 de la Resolución CREG 107 de 2017. Es decir, se entiende que en la agenda de la Comisión habrá prioridad para la toma de esta decisión.

Ahora bien, en el párrafo 2 del mismo artículo se establece:

“Parágrafo 2. La CREG se reservará el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo-beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable”.

De esta disposición entendemos que una vez analizado el estudio de costo-beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado, la Comisión puede no expedir la resolución que oficialice la remuneración del adjudicatario cuando el valor adjudicado no sea favorable. Debe tenerse en cuenta que la CREG es una entidad de carácter técnico que motiva sus decisiones en análisis técnicos y económicos. También entendemos que esta decisión será prioritaria dentro de la agenda de la Comisión y tal decisión quedará plasmada en el acto administrativo que se considere pertinente en su momento (e.g. acta, resolución, circular).

Los tiempos y la secuencia de eventos establecidos en el cronograma de la convocatoria, están enmarcados conforme con lo previsto en la regulación vigente; en caso de modificaciones en la regulación se realizarán los ajustes pertinentes.

A la fecha de elaboración de este documento no se ha contemplado la posibilidad de ajustes regulatorios.

Comentario 314.

Documentos Selección del Inversionista. No se observa en los DSI, la excepción que contempla el artículo 15 de la Resolución CREG 107 de 2017, para que se dé la Cesión de proyectos adjudicados mediante procesos de selección. Sugerimos incluir dicha excepción.

Respuesta:

Se incluirá dentro de los DSI.

Comentario 315.

Documentos Selección del Inversionista. Sobre la falta de aprobación de la garantía, página 42, renglón 7, se debe tener en cuenta que es un hecho ajeno al proponente que no debe tener como consecuencia la ejecución de la garantía vigente. Lo anterior, porque la aprobación de la garantía la realiza la sociedad fiduciaria, que es un tercero independiente. Sugerimos que la ejecución de la garantía vigente se limite a hechos atribuibles al inversionista.

Respuesta:

Los criterios que se debe cumplir para que la garantía se apruebe están contemplados en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017. Por lo tanto, no hay discrecionalidad de la Fiduciaria para aprobar o no la garantía.

La no aprobación de la nueva garantía antes del vencimiento de la anterior, debe ser causal de cobro de la garantía vigente en los términos del numeral 3.3 del Anexo 3 de la Resolución CREG107 de 2017.

Comentario 316.

Documentos Selección del Inversionista. Se sugiere unificar el criterio de posibles proponentes, incluyendo la figura de promesa de sociedad futura, tal y como lo contempla el Formulario No. 4 (Página 72. Numeral 9. Renglón 18), y la Resolución en consulta CREG 046 de 2018. En relación con este punto, según los DSI (pág. 28, línea 21) sobre el documento de constitución del Consorcio a incluir en el Sobre 1, sería suficiente presentar un acuerdo entre los componentes del Consorcio para constituir dicha sociedad con posterioridad a la adjudicación?

Respuesta:

En los términos de los artículos 6 de la Resolución CREG 107 de 2017 y 5 de la Resolución CREG 152 de 2017 (según ha sido modificado), en el presente proceso podrán participar personas jurídicas, consorcios, uniones temporales y sociedades extranjeras con sucursal en Colombia que cumplan con los requisitos allí establecidos. Si bien no se admite la participación expresa de “promesas de sociedad futura”, es preciso tener en cuenta que el

IAE solo se le oficializará cuando cumpla con los requisitos establecidos en la regulación, incluyendo el de constituirse como empresa de servicios públicos.

En este sentido, el proponente que desee presentarse como “promesa de sociedad futura” podrá hacerlo a través de unión temporal o consorcio con idénticos efectos.

Comentario 317.

Documentos Selección del Inversionista. Si bien la garantía de seriedad debe ser expedida por una Entidad Financiera, como se indica en la página 9, línea 6, se sugiere considerar la viabilidad de presentar garantías de seriedad y cumplimiento emitidas por aseguradoras de primer nivel, lo cual reduce los costos a los proponentes y se encuentran respaldadas por empresas con patrimonios sólidos en el país, además, las compañías de seguros son una entidad financiera vigilada por la Superintendencia Financiera.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 318.

Documentos Selección del Inversionista. Sobre los requisitos de la Entidad Financiera, en la página 33, renglones 1 a 4, se incluye una acreditación de existencia, su representación legal, su calificación vigente y el cumplimiento de los requisitos exigidos en estos DSI. Al respecto, se sugiere determinar la manera como el Proponente deberá acreditar dichas características, puesto que el Adjudicatario no puede dar representaciones sobre un tercero.

Respuesta:

El Proponente debe acreditar la existencia y la representación legal de la Entidad Financiera de Primera Categoría a través de la documentación idónea para el efecto. Corresponde al Proponente obtener dicha información de la respectiva Entidad Financiera de Primera Categoría o a partir de información pública.

Comentario 319.

Documentos Selección del Inversionista. Sobre la Póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual (Página 45, línea 9), sugerimos tener en cuenta los siguientes comentarios:

(i) *El Proponente debe contratar una póliza antes de conocer si es Adjudicatario. Se propone, alternativamente, presentar una propuesta de póliza/ oferta vinculante/ compromiso de contratar una póliza local de RC dentro de los 15 días siguientes a la adjudicación.*

(ii) *Sobre el detalle de la Póliza:*

- *Incluir en los DSI, quién es el ente que aprobaría ésta póliza.*
- *Incluir el límite a asegurar para la póliza para la etapa de construcción y, en forma separada, para la operación de la planta.*
- *Generalmente este tipo de seguros cubre al propietario del proyecto, a los contratistas y subcontratistas, pero no se ejerce la acción de recobro. Puesto que en el borrador de la cobertura se menciona que puede existir recobro, sugerimos ajustar eliminando tal concepto.*
- *Se sugiere aclarar la exclusión de sublímites, ya que no es acorde con estándares de mercado en algunas coberturas secundarias (e.g. RC patronal, bienes bajo custodia, etc).*
- *En relación con la cobertura de daños extra patrimoniales, se solicita considerar la exclusión de la misma ya que no está dentro del estándar de mercado (cobertura de sucesos como daños morales, etc).*
- *En relación con las “actividades recreacionales y culturales, participación en ferias y exposiciones”, se requiere que la UPME confirme si esta póliza se exige exclusivamente para la fase de operación*
- *Aclarar la mención del deber de inclusión como beneficiarios a “terceros afectados”: dado que las pólizas RC cubren reclamaciones de terceros, no está claro el propósito o implicaciones de esta mención.*
- *En relación con los valores asegurados, tanto para la fase de Construcción/puesta en operación como la fase de Operación, parece excesivamente restrictivo limitar la definición a un importe específico, a menos que venga justificado por un informe de riesgo realizado por experto independiente. Proponemos ampliar la cláusula en este sentido, dado que es consistente con la práctica habitual de mercado.*

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 320.

Anexo 1. Especificaciones Técnicas. Sobre el Inventario Mínimo del 30% de la capacidad de almacenamiento, página 21, línea 9 del anexo 1A, consideramos que ésta especificación no es del todo clara. Al respecto sugerimos que dicha responsabilidad sea gestionada por el importador de

GNL, quien deberá prever el momento de iniciar gestiones para importar GNL antes de que el inventario llegue a cero y se experimente una situación de no disponibilidad por suministro. Para lo anterior, el operador de la planta podrá dar alertas públicas al mercado cuando se acerque el inventario a un 30%. Por otro lado, si el operador de la planta mantiene ése 30% (51.000m³), dejaría sólo disponible 119.000 m³, por lo que no se cumpliría la especificación técnica del Plan Transitorio de Abastecimiento, correspondiente a 170.000m³, sin embargo, si se mantiene éste requerimiento, se sugiere a la UPME solicitar la inclusión de los costos asociados a tal inventario mínimo en el IAE propuesto.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 15 y 43.

Comentario 321.

Anexo 1. Especificaciones Técnicas. En la página 107 del anexo 1A renglón 33 a 44 establece que la disponibilidad total de la terminal será del 99.5% anual excluyendo los eventos climáticos establecidos en el mismo anexo. Sugerimos que la excepción al cumplimiento de la disponibilidad total no se limite a los eventos climatológicos mencionados, sino a la definición de fuerza mayor, caso fortuito y causa extraña establecida en la ley colombiana, y en lo dispuesto por el literal c) del artículo 18 de la Resolución CREG 107 del 2017:

“c) Se considerará como indisponibilidad del proyecto aquella causada por eventos distintos a fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y a los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en el Artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.”

Se sugiere precisar cuáles son los requisitos técnicos y especificaciones técnicas que debe cumplir el proyecto so pena de rechazo, punto VIII del numeral 7.1.2, página 36 línea 30 de los DSI.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 155 y 169.

Comentario 322.

Anexo 4. Auditoría. En los Términos de referencia del auditor, debe ser claro el requerimiento de selección del mismo, de que el participante debe estar incluido en la lista de firmas auditoras elaborada por el CNO-GAS, según se estipula en el artículo 23 de la Resolución 107 de 2017.

Respuesta:

Su apreciación es correcta. De ser necesario se ajustarán los documentos de selección del Auditor.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 323.

Anexo 4. Auditoría. En el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017, se determina lo siguiente:

“El auditor seleccionado no podrá tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación.”

Por lo que la restricción de acuerdo con el párrafo citado, es para el auditor, no para el proponente, lo que indica que el adjudicatario debe elegirse primero y luego si el auditor.

No obstante lo anterior, el numeral 8) página 72 establece, dentro de las declaraciones del Proponente, incluye lo siguiente:

“Que no tenemos participación alguna ni nuestros contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subordinada o subsidiaria con quien ha sido designado como Auditor, de acuerdo con la legislación vigente.”

Al respecto sugerimos ajustar la declaración del Proponente y los DSI para que la selección del Inversionista sea posterior a la del auditor, además, si se elige primero el Auditor, se estaría descartando a posibles proponentes y limitando la pluralidad de oferta, restando transparencia al proceso al ser un aspecto fuera del control de ese potencial proponente, arriesgando el proceso y el derecho de participación en el proceso de selección.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 324.

Resolución CREG 107 de 2017. La Resolución CREG 107 de 2017, en su artículo 24 señala como una de las obligaciones del auditor la siguiente:

“Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento, así como que el proyecto cumple lista de chequeo a satisfacción que demuestre que se encuentra listo para su entrada en operación”.

Dicha revisión puede tardar más de 30 días, por lo que la vigencia de la garantía, “número de días calendario de duración del proyecto, según el cronograma y la curva S, más 30 días adicionales”, es insuficiente. Por lo anterior, se sugiere adicionar al menos 60 días a la vigencia de la garantía para asegurar que se tiene en cuenta el periodo que el auditor requiere para informe final.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud. Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

El término de vigencia de la Garantía de Cumplimiento es aquel establecido en la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 325.

Resolución CREG 107 de 2017. La garantía de cumplimiento debe ser del siete por ciento (7%) del valor de la oferta y ha de ser constituida antes de la expedición de la resolución CREG que oficialice el IAE, página 41, renglón 27; condición que puede comprometer la confidencialidad del valor de las ofertas y la competitividad de los proponentes, ya que previo a la presentación de la oferta se deben tener los valores de las comisiones de las garantías para poder incluirlos en la oferta, lo que implica que al hacer las cotizaciones y solicitudes de emisión de la carta de compromiso de expedición de la garantía en el mercado financiero, se deba revelar el valor de la oferta exponiéndonos al riesgo de filtraciones. Al respecto sugerimos que el valor de la garantía de cumplimiento sea fijo y equivalente a los daños y perjuicios tasados en los eventos que originen su ejecución, tomando como referencia el valor de estimado de la UPME. En caso de no aceptarse la anterior propuesta, formulamos un mecanismo en dos fases; 1) un compromiso de constitución de la garantía de cumplimiento con el banco que sea con el valor estimado de la UPME y 2) una vez asignada al adjudicatario ganador esta sea por el valor de la oferta seleccionada.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

El monto de la Garantía de Cumplimiento está fijado por la Resolución CREG 107 de 2017, así como la oportunidad de su presentación para aprobación. Es necesario aclarar que el literal f del numeral 6.1 de los DSI dicta que el proponente debe adjuntar, con el Sobre No. 1, un compromiso irrevocable expedido por una Entidad Financiera de Primera Categoría en el sentido de que expedirá la Garantía de Cumplimiento; nótese, al respecto, que no se requiere estipular el monto de la misma dentro de la certificación requerida.

No obstante, es de precisar que las entidades emisoras de la Garantía de Cumplimiento pueden, de ser el caso, suscribir acuerdos de confidencialidad u otros documentos que permitan salvaguardar la información.

Comentario 326.

Resolución CREG 107 de 2017. Sobre la La Garantía de Seriedad que debe "en todo caso mantenerse vigente hasta la fecha de expedición de la Resolución de la CREG que oficialice el IAE" (página 32, líneas 32-35): Aclarar si existe un periodo intermedio (entre la constitución de la Garantía de Cumplimiento y la Resolución de la CREG) en el que están vigentes ambas garantías. Si éste es el caso, sugerimos modificar para alinear con la práctica habitual de mercado (i.e. devolución de la Garantía de Seriedad al constituirse la de Cumplimiento).

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Cada garantía cubre eventos y riesgos diferentes, de manera que no es posible acceder a su solicitud.

Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Comentario 327.

Resolución CREG 107 de 2017. El valor del Importe Garantía de Seriedad (página 32 línea 30), de US 70 Millones, en base a lo estipulado en el artículo 28 de la Resolución CREG 107 de 2017, es notablemente elevado en comparación con los estándares de mercado para licitaciones de proyectos de infraestructura comparables con el proyecto y eleva el riesgo de oferta. Se solicita considerar una reducción para alinear con estándares de mercado.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud

Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Comentario 328.

Observaciones Generales

Documento: Anexo_2_Especificaciones para plan calidad

Extracto De la Parte a Comentar: (...) en su lugar una carta de compromiso conforme al modelo de Formulario 9 de los Documentos de Selección del Inversionista (...)

Pág.: 4
Línea: 30

Comentario:

Anexo 2. Plan de Calidad. Numeral 1.1 General. Donde dice "...o en su lugar una carta compromiso conforme el modelo de Formulario 9 de los Documentos de Selección de Inversionista para contratar,.."; debe decir "...o en su lugar una carta compromiso conforme el modelo de Formulario 8 de los Documentos de Selección de Inversionista para contratar,.."

Respuesta:

Se aclara que, efectivamente, el formulario correcto es el No. 8. Se ajustará los DSI.

Comentario 329.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: 1.1. Términos y Expresiones

Pág.: 5
Línea: 5

Comentario:

Se sugiere incluir dos:

- Patrimonio Autónomo.
- Contrato de Fiducia.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI conforme a su solicitud.

Comentario 330.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: Los Documentos de Selección del Inversionista, tendrán un costo de _Doscientos millones 14 de pesos (\$ 240.000.000,00) (...)

Pág.: 19

Línea: 13-14

Comentario:

El valor en números no coincide con el de letras.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 331.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: En ambos casos, se deberá adjuntar un documento emanado de una firma calificadora de riesgos, donde conste la última calificación obtenida por la entidad financiera para verificar el cumplimiento de los requisitos de calificación de riesgo crediticio

Pág.: 44

Línea: 12 - 14

Comentario:

Se sugiere especificar el tipo de documento solicitado.

Respuesta:

El documento solicitado es, como se indica en los DSI, la calificación de riesgo del emisor de la Garantía de Cumplimiento emitida por alguna de las agencias calificadoras elegibles conforme a la regulación y los DSI.

Comentario 332.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, REPOSICIÓN Y MANTENIMINETO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO Y EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, Y MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO BUENAVENTURA-YUMBO;



Pág.: 1

Línea: 11-15

Comentario:

En relación con su título éste hace referencia a su objeto, cual es la SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO Y EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, Y MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO BUENAVENTURA-YUMBO; sin embargo, su ANEXO 5 MINUTA DEL CONTRATO DE FIDUCIA, al que se hace referencia en el Numeral 1.1 Términos y Expresiones. ["Contrato de Fiducia 1"..."Contrato de Fiducia 2"...], sólo hace referencia, su título, a la Planta de Regasificación del Pacífico, omitiendo referencia alguna al Gasoducto Buenaventura-Yumbo, siendo su tenor SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO; por ello, ¿quiere esto decir que se trata de una omisión y que se procederá a su corrección o, por el contrario se ha omitido la prepublicación del ANEXO 5 CONTRATO DE FIDUCIA relativo a las actividades relacionadas con el Gasoducto Buenaventura-Yumbo que será objeto de otra consulta?

Respuesta:

Se ajustará en los DSI.

Comentario 333.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: 1.1. Términos y Expresiones

Pág.: 5

Línea: 5

Comentario:

En relación con la consulta anterior, en los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA. Numeral 1.1. Términos y Expresiones se hace referencia a 2 (dos) Contratos de Fiducia, con 2 (dos) objetos diferentes y recogidos éstos en 2 (dos) Anexos diferentes, cuales son Anexo No 5-1 y Anexo No 5-2; sin embargo, sólo se prepublica un único Anexo 5 MINUTA DEL CONTRATO DE FIDUCIA cuyo fin es la constitución de un patrimonio autónomo que: i) Administre la Garantía de Cumplimiento (presunto objeto del "Contrato de Fiducia 2" cuya minuta de contrato se dice hallarse contenida en el Anexo 5-2) y ii) contrate, administre y asegure los pagos del Contrato de Auditoría con el Auditor del Proyecto (presunto objeto del "Contrato de Fiducia 1" cuya minuta de contrato se dice hallarse contenida en el Anexo 5-1); por lo anterior ¿quiere esto decir que se trata de un error u omisión y que, por tanto, se corregirán los Documentos de Selección del Inversionista en el sentido de recoger



un único Contrato de Fiducia con ambos objetos de contrato o, por el contrario, se proderá a la corrección en el sentido de considerar los 2 (dos) Contratos de Fiducia con los respectivos objetos de contrato?

Respuesta:

Sólo se celebrará un Contrato de Fiducia con el Adjudicatario para efectos de administrar la Garantía de Cumplimiento y llevar a cabo los pagos al Auditor (ANEXO 5). Adicionalmente deberá existir un contrato entre la Fiducia y el Auditor (ANEXO 4B). Se ajustarán los DSI a lo anteriormente manifestado.

Comentario 334.

Observaciones Generales

Documento: Términos de Referencia del Auditor

Extracto De la Parte a Comentar: El Auditor deberá aceptar el Acuerdo de Confidencialidad Anexo 6 de los Documentos de Selección del Inversionista

Pág.: 18

Línea: 18

Comentario:

Del numeral, 7.12. Confidencialidad, se menciona el Anexo 6, pero éste no se publicó.

Respuesta:

Se modificara el Anexo 4 de los DSI, el cual contendrá el Acuerdo de Confidencialidad (Anexo 4C), Minuta del Contrato (Anexo 4B) y Términos de Referencia del Auditor (Anexo 4A).

Comentario 335.

Observaciones Generales

Documento: Términos de Referencia del Auditor

Extracto De la Parte a Comentar: las definiciones a nivel de ingeniería básica, tales como: Resultados de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje de falla, etc.); hojas de datos de los equipos; diagrama unifilar general; las especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la Subestación; las especificaciones de ingeniería de detalle ...

Pág.: 8
Línea: 27 - 33

Comentario:
Las especificaciones mencionadas hacen referencia a un proyecto de energía eléctrica.

Respuesta:

Se harán los ajustes respectivos en el Anexo 4 de los DSI.

Comentario 336.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "(...) la CREG debía regular, en el marco de sus competencias, lo relacionado con la condiciones de aplicación de los mecanismos abiertos y la metodología de remuneración"

Pág.: 16
Línea: 36

Comentario:
Confirmar que el Adjudicatario no firmará un contrato de concesión y el activo es propiedad del Adjudicatario durante y tras la finalización del PEP, pudiendo aquél operarlo libremente en condiciones de mercado con posterioridad al PEP

Respuesta:

Ver respuesta comentario 11.

Comentario 337.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: Dentro de las actividades a realizar por el Adjudicatario, se encuentran la "firma del Contrato de Fiducia, los diseños, servidumbres(...)"

Pág.: 14
Línea: 24

Comentario:

¿Está previsto que el gobierno preste algún tipo de apoyo al Adjudicatario en el proceso de negociación y adquisición de servidumbres/derechos de paso? ¿Existe una normativa de expropiación forzosa en Colombia? ¿En su tramitación hay formalidades que de no estar perfectamente ejecutadas podrían suponer el cuestionamiento de esos costos a nivel del impuesto sobre la renta de las personas jurídicas y del IVA?

Respuesta:

Las cuestiones jurídicas atinentes a las propuestas deben ser revisadas y analizadas por cada Oferente con sus asesores jurídicos y tributarios.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 338.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo y las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste."

Pág.: 17

Línea: 27

Comentario:

El Ingreso Anual Esperado (IAE), ¿puede ser revisado a lo largo de los 20 años (e.g. en función de la demanda)?

¿Cuál es la metodología de cálculo de tarifas por el uso de la Infraestructura que se planea, tanto durante el PEP como tras la terminación del mismo?

Respuesta:

Durante el periodo estándar de pagos, PEP, no se tiene previsto hacer ajustes al IAE. Una vez agotado el PEP, los activos serán remunerados con base en la normativa existente en Colombia en ese momento.

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 339.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "la selección le otorga el derecho al Adjudicatario a que la CREG, mediante resolución le oficialice el Ingreso Anual Esperado para los primeros veinte (20) años de operación. De esta selección no surge ni surgirá una relación contractual entre el Inversionista y las Autoridades."

Pág.: 40

Línea: 6

Comentario:

Funcionamiento y garantía del mecanismo de cobro de ingresos. ¿Existe la figura de un fideicomiso como único recaudador/pagador o son los clientes finales los que pagan directamente al Adjudicatario?

¿Los ingresos están garantizados de alguna manera, ya sea por el transportista/recaudador, gobierno de Colombia o usuarios del servicio de transporte?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 340.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "la selección le otorga el derecho al Adjudicatario a que la CREG, mediante resolución le oficialice el Ingreso Anual Esperado para los primeros veinte (20) años de operación. De esta selección no surge ni surgirá una relación contractual entre el Inversionista y las Autoridades."

Pág.: 40

Línea: 7

Comentario:

¿Existen posibles eventos de terminación anticipada del proyecto (e.g. fuerza mayor, interés general, etc. que justifiquen la terminación por parte de CREG/Gobierno de Colombia del derecho del Adjudicatario a percibir el IAE? En caso afirmativo, se solicita aclaración sobre compensaciones económicas previstas al Adjudicatario para terminación antes de PMO (e.g. importe razonablemente invertido) y antes del fin del PEP (garantía de TIR ofertada)

Respuesta:

No están previstas compensaciones económicas al Adjudicatario. No obstante, es importante aclarar que aunque no existe relación contractual entre el Adjudicatario y el Gobierno, éste no prevé la terminación anticipada del proyecto de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Ver respuesta comentarios 11 y 169.

Comentario 341.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "El Patrimonio Autónomo destinará el monto recibido y los rendimientos financieros generados en los términos del artículo 30 de la Resolución CREG 107 de 2017."

Pág.: 44

Línea: 27-28

Comentario: En caso de ejecución de la garantía de cumplimiento, cuál es el destino (por parte del Patrimonio Autónomo) y bajo qué mecanismo del monto liquidado, en caso de que la ejecución ocurra (i) durante construcción o (ii) durante operación

Respuesta:

En el numeral 3.1 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 se indica lo siguiente:

“3.1 Destino de los recursos: Los recursos provenientes de la ejecución de la garantía de cumplimiento se destinarán a disminuir los pagos por uso del sistema nacional de transporte de los beneficiarios de las garantías que son los que se indican en los artículos 16 y 31 de la presente Resolución”.

Ver respuesta comentario 167.

Comentario 342.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "En ambos casos, se deberá adjuntar un documento emanado de una firma calificador de riesgos, donde conste la última calificación obtenida por la entidad financiera para verificar el cumplimiento de los requisitos de calificación de riesgo crediticio."

Pág.: 44

Línea: 12

Comentario: ¿A qué tipo de documento se refiere? El Adjudicatario no puede dar representaciones sobre un tercero.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 332.

Comentario 343.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: En caso de "fecha de puesta en operación del proyecto sea posterior a la FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017: el Adjudicatario recibirá el flujo de ingresos que ofertó para el período comprendido entre la fecha de entrada en operación del proyecto y la fecha en que se cumpla el PEP."

Pág.: 45

Línea: 7

Comentario:

Confirmar que en caso de retraso, el operador pierde ingreso respecto al ofertado, dado que esto podría suponer un indicio de deterioro de la inversión. Confirmar asimismo que no habría ninguna penalidad ni responsabilidad adicional para el Adjudicatario por retraso en la FPO.

Respuesta:

Es preciso señalar los eventos que se indican en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 y que son aquellos que si ocurren derivan en la ejecución inmediata de la garantía de cumplimiento:

“3.6.1 Cuando dentro del plazo máximo previsto el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT no actualice el valor de la garantía por retrasos debidos a modificación de la FPO debidamente aprobada por el MME o por retrasos identificados en el informe del auditor.

3.6.2 Cuando el retraso en la ejecución del proyecto, informado por el auditor, sea mayor o igual al 50% del plazo previsto en el cronograma de ejecución del proyecto.

3.6.3 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT abandonó el proyecto objeto de la auditoría.

3.6.4 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT no corrigió las desviaciones de que trata el literal b del Artículo 25 de la presente Resolución.

3.6.5 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT no corrigió las desviaciones de que trata el literal c del Artículo 25 de la presente Resolución.

3.6.6 Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con las características técnicas exigidas en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección”.

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 344.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "Las propuestas cuyo VALOR DE OFERTA este por encima del valor máximo de adjudicación establecido por la CREG, se declararán como no válidas de conformidad con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017."

Pág.: 38

Línea: 10

Comentario:

¿Cuándo se publica el valor máximo de la Oferta?

Respuesta:

Sobre el valor máximo de adjudicación y su revelación lo único que la CREG dispuso en el artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017 es que este valor no podrá ser revelado antes del plazo dentro del cual los proponentes podrán presentar sus propuestas económicas a la UPME en el proceso de selección.

En los documentos de selección se establecerá el momento y la forma en que se revelará este valor siempre y cuando su publicación sea posterior a la fecha de entrega de propuestas económicas a la UPME.

Comentario 345.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: "Nota: La UPME solicitará al Ministerio modificar la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017, para establecer como Fecha de Puesta en Operación (FPO) febrero 2023."

Pág.: 15

Línea: 9

Comentario:

¿Cuál es el estatus de la solicitud por parte de la UPME para establecer febrero de 2023 como FPO?

Respuesta:

El Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, propone como fecha de puesta en operación septiembre de 2023. Esta fecha deberá ser adoptada por el Ministerio de Minas y Energía a través del acto administrativo que modifique la Resolución 40006 de 2017.

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 346.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: El IAE es la remuneración anual que se oficializará mediante I Resolución por CREG "en los términos de la Resolución CREG 107 de 2017 y todas aquellas que la modifiquen, adicionen o aclaren"

Pág.: 9

Línea: 30-33

Comentario:



¿En un evento de cambio legal o tributario posterior a la presentación de oferta que implicase un perjuicio económico para el Adjudicatario, tendría derecho éste a ser resarcido mediante una revisión del IAE (o mediante cualquier otro tipo de compensación o indemnización) por parte de la CREG/Gobierno de Colombia?

Respuesta:

El IAE oficializado mediante Resolución al Adjudicatario no será objeto de reforma, modificación o actualización, salvo por lo previsto en el literal (a) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

En la regulación vigente no se tiene previsto ajustes en el valor del IAE del adjudicatario.

Comentario 347.

Observaciones Generales

Documento: Documentos Selección Inversionista

Extracto De la Parte a Comentar: El IAE debe remunerar "los demás costos y gastos y la utilidad del Inversionista, por lo cual asumirá la responsabilidad y el riesgo de la ejecución y explotación del Proyecto."

Pág.: 31

Línea: 31-33

Comentario:

*¿La hacienda o gobierno colombiano aplicaría/otorgaría algún tipo de beneficio fiscal al proyecto?
¿O existe actualmente alguna normativa o régimen fiscal especial para este tipo de proyectos?*

Respuesta:

No se otorga incentivo o beneficio fiscal alguno al Adjudicatario. Cada Oferente debe llevar a cabo su propio análisis tributario con miras a la presentación de su Oferta.

Comentario 348.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Tánicas Planta Regasificación



Numeral: 4.2.5.1

Extracto De la Parte a Comentar: El gas natural regasificado en el FSRU llegará finalmente a la planta de recepción de tierra, donde se filtra, se mide el caudal, se reduce su presión y se odoriza (en caso de ser necesario) para su inyección en el gasoducto.

Pág.: 132

Línea: 14

Comentario:

Debido a que el gasoducto Buenaventura Yumbo va a formar parte del sistema de transporte de gas natural del país, no se requiere ODORIZACIÓN.

Respuesta:

Es correcto lo indicado. Tal como se indica en los Anexos 1A y 1B de los DSI, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 1999 no es necesario odorizar el gas natural en el Sistema Nacional de Transporte.

Comentario 349.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.5.1

Extracto De la Parte a Comentar: El gas natural regasificado en el FSRU llegará finalmente a la planta de recepción de tierra, donde se filtra, se mide el caudal, se reduce su presión y se odoriza (en caso de ser necesario) para su inyección en el gasoducto.

Pág.: 132

Línea: 14

Comentario:

Se debe especificar a qué presión se debe entregar el gas natural regasificado después de esta regulación. En ninguno de los diagramas PFD se indica la regulación de presión.

Respuesta:

El desarrollo de las Ingenierías Básica y de Detalle es responsabilidad del Inversionista. Las regulaciones de presión, entre otras, es parte de esa Ingeniería.

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 350.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....Inventario Mínimo: 30% de la capacidad de almacenamiento.

Pág.: 9

Línea: 21

Comentario:

Un inventario mínimo de 30% de la capacidad de 170,000 m3 representa un volumen de GNL a reponer de 119,000 m3. La capacidad mínima de la mayoría de cargueros de GNL comerciales actualmente es de 150,000 m3, lo que significaría un descargue parcial del carguero, situación restrictiva para barcos con almacenamiento tipo membranas o tipo MOSS, debido al oleaje que se presentaría en el interior de los tanques, y al incremento en la generación de gases de Boil-Off.

Confirmar el inventario mínimo del 30% de la capacidad de almacenamiento, ya que parece excesivamente alto. Confirmar que el 30% esta incluido en la capacidad útil de 170.000 m3 y que no se trata de una capacidad adicional a los indicados 170.000 m3.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 15.

Comentario 351.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....Capacidad de regasificación: 400 MPCD

Pág.: 9

Línea: 10

Comentario:

Es conveniente aclarar en el documento que se trata de Pies Cúbicos a condiciones estándar

Respuesta:

Ver respuesta comentario 261.

Comentario 352.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.3.2.5

Extracto De la Parte a Comentar: Cualquier tipo de almacenamiento de GNL es permitido (Esferas MOSS, SPB o Membrana). Estos almacenamientos deberán tener la certificación correspondiente de las Sociedades de Clasificación

Pág.: 139

Línea: 36

Comentario:

A pesar de que se permite cualquier tipo de almacenamiento (Esferas MOSS, SPB o Membrana), y que los tanques SPB solucionarían el descargue parcial del GNL que se presentaría teniendo una capacidad de trabajo mínima de 170,000 m3 y un inventario mínimo de 30%, en actualidad se dispone de solo dos cargueros con esta tecnología SPB. Lo que hace restrictivo el uso de estos cargueros.

Respuesta:

La tecnología SPB es conocida y probada. El inversionista evaluará si utiliza almacenamiento del FSRU de esa tecnología u otra, que podrá ser existente en el mercado o de nueva fabricación.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 353.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.4.2

Extracto De la Parte a Comentar: Instalación para llenado de cisternas de GNL

Pág.: 113

Línea: 42

Comentario:

Se debe especificar la cantidad de estaciones de llenado de cisternas de GNL requeridas, la capacidad de llenado de cisternas de GNL, la frecuencia de llenado esperada, simultaneidad, el tipo de vehículos (carro-tanque integrado o carro-ISO tanque removible).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 108.

Comentario 354.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.5.2

Extracto De la Parte a Comentar: Se espera que los venteos se produzcan fundamentalmente debido a eventos externos al proceso, por ejemplo incendio o debido a operaciones de mantenimiento. Al sistema de venteos únicamente debe ventearse sistemas con contenido en hidrocarburos

Pág.: 132

Línea: 23

Comentario:

En caso de incendio, el caudal generado de vapores de hidrocarburos es bastante alto como para ser enviado a un cabezal de venteos. En estos casos se cuenta con un sistema de relevo de presión que va a una tea o antorcha. El proyecto va a tener dos sistemas: uno de venteos y uno de tea?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 355.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar: Capacidad de regasificación: 400 MPCD

Pág.: 9

Línea: 10

Comentario: Al tratarse de un sistema cerrado entre la planta de regasificación y el SNT, existe alguna razón para la diferencia entre la capacidad de regasificación y la capacidad de transporte del gasoducto.

Confirmar la capacidad nominal de 400MPCD. Informar si hay requisito de sobrediseño para cumplir con un caudal máximo del gasoducto.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 283.

Comentario 356.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.4.11

Extracto De la Parte a Comentar: Se debe prever la instalación de una red de agua contra incendios en forma de anillo alrededor de todas las secciones de la planta, para que no se interrumpa el suministro en el caso de mantenimiento o daño en una sección de tubería.

Pág.: 130

Línea: 34

Comentario:

En la opción FSRU se va a incluir tanque de almacenamiento para agua contra incendios?

Respuesta:

Los FSRU deben disponer de su propio sistema contra incendios como se indica en el Anexo 1A de los DSI, sin embargo el diseño de este sistema corresponderá a la ingeniería de detalle del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 357.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.3.3

Extracto De la Parte a Comentar: El gas vaporizado en el FSRU será entregado en el gasoducto en condiciones controladas de presión y temperatura. La presión de suministro del gas natural por parte del FSRU en límite de batería será de 100 barg.

Pág.: 107

Línea: 12

Comentario:

Estas condiciones de operación están por fuera de lo establecido en el RUT de gas natural. Adicionalmente, la presión de trabajo de la clase 600 es 1480 psig (hasta 100°F). Una presión de suministro de 100 barg (equivalentes a 1450 psig) estaría muy cerca del límite de la clase. Se recomienda analizar y exponer el fundamento de la operación a dicha presión, ya que encamina a la selección de un gasoducto bastante robusto, que puede llevar a sobrecostos innecesarios.

Aclarar cuál es el límite de batería que debe estar a 100 barg?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 358.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.3.2.7

Extracto De la Parte a Comentar: Emisión de Gas Natural. Caudal, presión y temperatura. Tipología de sistema de vaporización

Pág.: 140

Línea: 12

Comentario:

"La presión normal de envío está comprendida entre 800 y 1300 psig, siendo la máxima presión de servicio del gasoducto de 1500 psig. El FSRU deberá ser capaz de enviar el caudal nominal de gas natural (400MPCD) a la presión de 1500 psig".

Indicar presión de GN en brida de salida del brazo de GN de alta en la opción FSRU.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 359.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.5.1

Extracto De la Parte a Comentar: La presión del suministro normal estará comprendida entre 80 y 100 barg, mientras que la temperatura normal de envío del gas será de unos 5 -10 °C.

Pág.: 131

Línea: 15

Comentario:

la TABLA 2 se especifica la Temperatura de entrega mínima como 7.2°C. Se debe aclarar la inconsistencia. En el punto 2 de Descripción del Proyecto de especifica que " el Gas regasificado entregado al gasoducto en condiciones RUT". La presión de 100 barg esta por fuera del RUT

Respuesta:

Ver comentario 153.

Comentario 360.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.3.3.4 / 5.2.3.9.2

Extracto De la Parte a Comentar: Planta de Regasificación / Vaporizadores "OPEN RACK"

Pág.: 146 / 191

Línea: 18 / 17

Comentario:

Confirmar el diferencial de temperatura del agua de mar en la opción FSRU con vaporizadores con circuito abierto y fluido calefactor agua de mar (unos 8 a 10°C), ya que en el caso de la opción Planta en tierra el diferencial de temperaturas de agua de mar es de 5°C .

Respuesta:

Ver respuesta comentario 268.

Comentario 361.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.3.3

Extracto De la Parte a Comentar: En cuanto a la temperatura y presión de entrada al gasoducto se deberá cumplir con las condiciones establecidas en el RUT.

Pág.: 107

Línea: 16

Comentario: Se ha encontrado contradicción a lo largo del documento en cuanto a la presión y temperatura del gas regasificado a ser entregado al gasoducto.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 362.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.3.7

Extracto De la Parte a Comentar: El relicuador y todas las líneas asociadas a él se diseñarán para una capacidad hidráulica equivalente a una capacidad de envío de 400 MPCD

Pág.: 190

Línea: 6 / 10 / 11 / 17

Comentario:

** A qué se refiere con capacidad hidráulica equivalente?*

** Relicuador: Confirmar que el tipo y el control del relicuador están sin definir y serán objeto de la Ingeniería de Detalle.*

** Discrepancia entre la capacidad hidráulica de diseño del equipo y tuberías equivalente a 400MPCD y la instalación del by-pass para el desvío del excedente de GNL no utilizado en la relicuación.*

** Aclarar el sobrediseño requerido. ¿Sobre qué equipo se aplica el sobrediseño?*

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 153.

Comentario 363.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.5.3

Extracto De la Parte a Comentar: Las bombas primarias se instalan en paralelo. Por tanto, la presión total de descarga de las bombas dependerá de:

.....

- El número y tipo de bombas que están funcionando*

Pág.: 215

Línea: 16

Comentario:

La presión total de descarga de bombas instaladas en paralelo NO depende del número de bombas que estén en funcionamiento.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 153.

Comentario 364.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.5.4

Extracto De la Parte a Comentar: Las bombas secundarias operan en paralelo. Por consiguiente, la presión total de descarga de las bombas depende de:

.....

- El número de bombas en funcionamiento*

Pág.: 216

Línea: 20

Comentario:

La presión total de descarga de bombas instaladas en paralelo NO depende del número de bombas que estén en funcionamiento.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 153.

Comentario 365.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

*Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación
Numeral: 5.2.3.8*

Extracto De la Parte a Comentar: Bombas secundarias de GNL

*Pág.: 190
Línea: 29*

Comentario:

Confirmar que el número de bombas secundarias será a definir en la Ingeniería de Detalle. "El caudal nominal de envío (400MPCD) se debe conseguir con tres bombas en funcionamiento". ¿Cómo se consigue el caudal de envío mínimo (200MPCD)?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 153.

Comentario 366.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

*Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación
Numeral: 5.2.3.9.1*

Extracto De la Parte a Comentar: Vaporizadores

*Pág.: 191
Línea: 13 / 14*

Comentario:

Confirmar que el número de vaporizadores de agua de mar será a definir en la Ingeniería de Detalle. "Se instalarán dos ORV con una capacidad nominal de 100 MPCD cada uno".

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 153.

Comentario 367.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.3.13

Extracto De la Parte a Comentar: Carga de cisternas

Pág.: 192

Línea: 32 / 32

Comentario:

Indicar el número de puntos de carga de cisternas y su configuración.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 108 y 244.

Comentario 368.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.3.16.7

Extracto De la Parte a Comentar: Nitrógeno

Pág.: 195

Línea: 35-37

Comentario:

Confirmar que los consumos de nitrógeno serán a definir en la Ingeniería de Detalle. Se entran en ciertos detalles que no corresponden a la fase actual y pueden estar sujetos a cambios. "El nitrógeno se utilizará para: Las purgas continuas de nitrógeno para cierres de los equipos (tanques, bombas LP/HP, vaporizadores, recondensador y compresores), etc..."

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista, entre otros los consumos finales de nitrógeno.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 369.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.4

Extracto De la Parte a Comentar: Especificación funcional

Pág.: 203

Línea: todo

Comentario:

El documento aporta detalles sobre filosofía de control y enclavamientos que no corresponden a esta fase de oferta.

Se considera que la Especificación funcional debería emitirse durante la Ingeniería de Detalle.

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista, entre otros la especificación funcional detallada.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 370.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.5.11

Extracto De la Parte a Comentar: Sistema de antorcha

Pág.: 221

Línea: 10

Comentario:

Confirmar que los alivios térmicos se deben enviar al colector de antorcha o si se puede plantear alguna alternativa.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 371.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO....Disponibilidad

Pág.: 9

Línea: 12

Comentario:

Una disponibilidad tan alta (99.5% al año), debe considerar que tan solo una probabilidad de fallos operativos, logísticos, de mantenimiento, efectos climáticos y otras externalidades, no pueden ser superar los dos días al año (2d/a), considerando esta taza, es necesario considerar el siguiente:

Según la regulación internacional aplicable, las embarcaciones del tipo que este proyecto requiere, deben cada 5 años pasar por un proceso de revisión y mantenimiento; este proceso puede tardar en promedio 8 semanas. Teniendo esto en cuenta, y para cumplir con la disponibilidad requerida, se recomienda a la UPME considerar la anotación y su implicación en los costos del proyecto, ya que será necesario suscribir contratos de arrendamiento con unidades de transporte que cubran la operación durante el periodo de revisión técnica y mantenimiento.

Respuesta:

Según la regulación internacional aplicable las embarcaciones del tipo que este proyecto requiere deben pasar controles por sus sociedades de clasificación, de forma programada, que no les impide dar cumplimiento a los requisitos de capacidad de almacenamiento y regasificación indicados por la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía o aquella que a modifique o sustituya, y que deben ser los garantizados por el Inversionista.

Ver respuesta a comentarios 155 y 169.

Comentario 372.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.... Boil Of Gas (BOG): 0,15% por día

Pág.: 9

Línea: 20

Comentario:

Los términos de referencia mencionan tres tecnologías que pueden ser consideradas en el caso de un FSRU por los proponentes, a saber Esferas MOSS, Membrana y SPB. Sin embargo en nuestro concepto, la única tecnología capaz de cumplir con el BOG exigido por la UPME es la tecnología de membrana, por las siguientes razones:

** 1. La tecnología SPB no puede ser considerada, si se tiene en cuenta, lo reportado en la página 9/223, líneas 31 a 35 donde se aclara: "a. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología. No se aceptarán prototipos o tecnologías no probadas. Tampoco se aceptarán equipos y elementos que impliquen alguna restricción o limitación a la importación de gas natural licuado" La tecnología SPB es una tecnología en fase de demostración, sin ninguna referencia categorizada diferente a equipo de demostración.*

** 2. La tecnología con Esferas MOSS, excederá en cualquier caso el BOG fijado por la UPME, estando sus valores siempre por encima de 0.30% día.*

** 3. La tecnología de membrana es la única capaz de cumplir con el requerimiento de BOG, estando en todos casos por debajo del valor fijado, sin embargo, el uso de este sistema se ve limitado por el inventario mínimo del 30%*

Respuesta:

El inversionista podrá incorporar en su oferta la tecnología que considere más apropiada, siempre que cumpla lo establecido en los términos de los DSI y presente una oferta económica competitiva.

Cualquier tecnología deberá contar con el inventario mínimo de 20%

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 15.

Comentario 373.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.... trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío

Pág.: 9

Línea: 16

Comentario:

Confirmar el servicio de trasvase de GNL a metaneros ya que no se vuelve a mencionar en ningún otro punto del documento. En caso afirmativo se requiere condiciones de carga (caudales, presión de barcos, tiempos de llenado, etc...)

Respuesta:

El servicio de transvase de GNL a metaneros se encuentran establecidos en el artículo 7 de la Resolución CREG 152 de 2017, y en el Anexo 1A de los DSI.

El esquema más detallado deberá ser desarrollado por el Inversionista durante la fase de Ingeniería Básica y de Detalle.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 374.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.1.2.2

Extracto De la Parte a Comentar: Normatividad Europea (EUROCÓDIGOS).

Pág.: 24

Línea: 6

Comentario:

Se recomienda aclarar cuáles Eurocódigo, ya que no es único y cambia por país, siendo en algunos casos más o menos estricto, se recomienda pedir que se aplique el código internacional.

Respuesta:

Los Eurocódigos originales EN son únicos, redactados por el Comité Europeo de Normalización (CEN) y solo cambian cuando se adaptan a las normativas nacionales.

En el ámbito internacional se utilizan los Eurocódigos originales EN.

Comentario 375.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: NA

Extracto De la Parte a Comentar: Instalaciones mostradas en el diagrama. Calidad de la imagen

Pág.: NA

Línea: NA

Comentario:

Aunque se entiende que este tipo de diagramas son de carácter referencial, se recomienda como mínimo la congruencia del diagrama con lo descrito en los alcances del documento de especificación técnica

Respuesta:

El Anexo 1A de los DSI se ajustarán haciendo alusión a la normatividad vigente aplicable para garantizar el cumplimiento de los servicios requeridos para la Planta de Regasificación.

Comentario 376.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: NA

Extracto De la Parte a Comentar: Instalaciones mostradas en el diagrama.

Pág.: NA

Línea: NA

Comentario:

Aunque se entiende que este tipo de diagramas son de carácter referencial, se recomienda como mínimo la congruencia del diagrama con lo descrito en los alcances del documento de especificación técnica

Respuesta:

Ver respuesta comentario 376.

Comentario 377.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.3.3

Extracto De la Parte a Comentar: La capacidad nominal mínima de envío es de 400MPCD.

Pág.: 107

Línea: 9-10

Comentario:

Confirmar la capacidad nominal de 400MPCD. Informar si hay requisito de sobrediseño para cumplir con un caudal máximo.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104.

Comentario 378.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.4.1

Extracto De la Parte a Comentar: En el jetty habrá dos brazos de GN de alta presión, cada uno de ellos diseñado para la máxima capacidad de envío de GN (400 MPCD).

Pág.: 112

Línea: 12-13

Comentario:

Confirmar la capacidad nominal de 400MPCD. Informar si hay requisito de sobrediseño para cumplir con un caudal máximo.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104

Comentario 379.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 2

Extracto De la Parte a Comentar:

Pág.: 9

Línea: 16

Comentario:

Confirmar el servicio de trasvase de GNL a metaneros ya que no se vuelve a mencionar en ningún otro punto del documento. En caso afirmativo se requiere condiciones de carga (caudales, presión de barcos, tiempos de llenado, etc...)

Respuesta:

Ver respuesta comentario 374.

Comentario 380.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 3.1.1

Extracto De la Parte a Comentar:

Pág.: 13

Línea: Tabla 2

Comentario:

Las composiciones de GNL (diseño y pesado) supuestas como base de diseño no cumplen con el máximo poder calorífico bruto de la tabla 2. Confirmar composiciones de GNL.

Respuesta:

Las condiciones de diseño de las Terminales se establecen con rangos amplios de GNL, dando flexibilidad a la instalación y cumpliendo en todo momento las características del gas natural a ingresar al SNT de conformidad con el RUT dictado por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Comentario 381.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.4.2

Extracto De la Parte a Comentar:

Pág.: 113

Línea: 35-36

Comentario:

Se indica que el jetty debe disponer de instalaciones para el llenado de cisternas de GNL directamente desde el FSRU. ¿Cuántos cargaderos, caudal y simultaneidad?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 108 y 244.

Comentario 382.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.3.3

Extracto De la Parte a Comentar: La presión de suministro del GN por parte del FSRU en límite de batería será de 100barg

Pág.: 107

Línea: 13-14

Comentario:

Indicar a qué punto se refiere en límite de batería

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 153.

Comentario 383.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.2.3.3

Extracto De la Parte a Comentar: la temperatura y presión de entrada al gasoducto se deberá cumplir con las condiciones establecidas en el RUT (1200 psia)

Pág.: 107

Línea: 16-17

Comentario:

Indicar cuál es el punto de entrada al Gasoducto

Respuesta:

El gasoducto comienza después de la estación de transferencia y custodia a cargo de la Planta de Regasificación.

Ver respuesta comentarios 2, 19 y 153.

Comentario 384.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.3.1.3

Extracto De la Parte a Comentar: La terminal será capaz de suministrar gas en el límite de batería a una presión máxima de 1500 psig y mínima temperatura de 0°C

Pág.: 185

Línea: 4-6

Comentario:

Indicar la presión de GN en la brida de salida de la Terminal. ¿Dónde se considera el límite de batería en la opción Planta de almacenamiento y regasificación en Tierra?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 19, y 153.

Comentario 385.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.3.8

Extracto De la Parte a Comentar: "Las bombas HP deben garantizar una presión de entrega a la red nacional de 1500psig"

Pág.: 190

Línea: 30-31

Comentario: Indicar dónde se debe considerar la entrega a la red nacional

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 19, y 153.

Comentario 386.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.3.2.7

Extracto De la Parte a Comentar: La mínima temperatura del GN en el límite de batería (entregada en los brazos de alta presión del jetty) será de 0°C.

Pág.: 140

Línea: 16-17

Comentario:

Confirmar la temperatura mínima de entrega de gas natural del FSRU y de la Planta en Tierra, ya que la temperatura de entrega mínima del GN en el Sistema Nacional de Transporte es 7.2°C (Según la Tabla 2 incluida en la página 13, numeral 3.1.1). Parece una temperatura muy elevada para cumplir en cualquier condición de operación en el punto de salida de gas de ambas instalaciones.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 387.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 5.2.3.1.3

Extracto De la Parte a Comentar: "La Terminal será capaz de suministrar gas en el límite de batería a una presión máxima de 1500psig y mínima temperatura de 0°C".

Pág.: 185

Línea: 4-6

Comentario:

Confirmar la temperatura mínima de entrega de gas natural del FSRU y de la Planta en Tierra, ya que la temperatura de entrega mínima del GN en el Sistema Nacional de Transporte es 7.2°C (Según la Tabla 2 incluida en la página 13, numeral 3.1.1). Parece una temperatura muy elevada para cumplir en cualquier condición de operación en el punto de salida de gas de ambas instalaciones.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 388.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: 4.3.3.4

Extracto De la Parte a Comentar:

Pág.: 146

Línea: 4-11

Comentario:

Incongruencia entre la Figura 1 "Esquema PFD preliminar de Regasificación del FSRU (Indicativo)" y el documento "Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación". Confirmar que el FSRU lleva bombas secundarias y relicuador.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 389.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación

Numeral: NA

Extracto De la Parte a Comentar: En el PFD se consideran ampliaciones, NOTA 2, tanto de tanques de GNL, bombas HP, como brazos de GNL/BUNKERING.

Pág.: NA

Línea: NA

Comentario:

Confirmar posibles ampliaciones en la Opción Planta en tierra.

Respuesta:

No se contemplan ampliaciones a los servicios descritos en los DSI. No obstante de lo anterior el inversionista por su propia iniciativa podrá a su propio riesgo contemplar las posibles ampliaciones.

Ver respuestas a comentarios 104 y 109.

Comentario 390.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 1

Extracto de la Parte a Comentar: 22 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista DSI, los aplicables en el RUT (Reglamento Único de Transporte de Gas Natural) establecido por la CREG (Resolución 071 de 1999 y sus actualizaciones) y en la norma NTC 3728 y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños.

Pág.: 4

Comentario.:

Debido a que existen inconsistencia entre las Condiciones de Diseño indicadas en éste anexo y las Condiciones RUT, se sugiere a la UPME aclarar cuál es el valor mandatorio, y en caso de estipular un lineamiento de diseño contrario al RUT, se deba señalarse como obligatorio y además, indicar que se debe cumplir sólo en el punto de interconexión con el SNT-TGI.

Respuesta:

En el numeral 1.2 Interpretación de los Documentos de Selección del Inversionista se establece las condiciones en caso de conflictos o discrepancias entre las disposiciones contenidas en los DSI y la normatividad vigente (Resoluciones, Decretos, Normas Legales aplicables a la convocatoria).

De otro lado el numeral 1.1 del Anexo 1A y Anexo 1B dictan que el Inversionista deberá aplicar las normas estándares y reglamentos técnicos y regulación, incluyendo su versión o actualización más reciente vigente al momento de desarrollar cada actividad.

Ver respuesta a comentarios 2, 62 y 153.

Comentario 391.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 1

Extracto de la Parte a Comentar: Pág. 4-Reglon 27 y Pág. 5- Reglón 11

Pág.: 4-5

Comentario.:

Se solicita a la UPME que modifique estas prebases para que las normas, especificaciones, reglamentos y leyes aplicables al diseño sean las vigentes en el momento de la presentación de las ofertas.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 391.

Comentario 392.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 1,1

Extracto de la Parte a Comentar: Pág. 4 Reglón 42

Pág.: 4

Comentario.:

Se solicita a la UPME que especifique la titulación ó formación específica con la que debe de contar el titulado competente responsable del diseño.

Respuesta:

La UPME define la estructura de la convocatoria para la selección del Inversionista bajo los lineamientos de la normatividad vigente expedida por la CREG. Es responsabilidad del Inversionista definir el perfil académico y profesional de cada uno de los profesionales que participarán en el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 393.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 2 Numeral I

Extracto de la Parte a Comentar: 9 Una (1) estación de transferencia de custodia de recibo desde la planta regasificadora del Pacífico que entregará un caudal de 400 MPCD, en condiciones según RUT.

II. Un (1) gasoducto subterráneo de 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de 450 MPCD y una longitud aproximada de 110 Km

Pág.: 6

Comentario.:

De acuerdo a lo indicado en el RUT el remitente es quien tiene el deber de colocar la Unidad de transferencia en Custodia, como se muestra en el Doc. "Figura 2. Diagrama Procesos de la Planta de Regasificación en tierra". Por lo que se debe confirmar cuántas unidades requiere para la misma transferencia de custodia.

Es evidente que existen diferencias entre la capacidad de regasificación de la planta y la de transporte en el gasoducto, por lo que se solicita revisar esta posible inconsistencia.

Asimismo es necesario aclarar que el caudal es a condiciones Estándar y que la capacidad operacional del Gasoducto no superara este flujo.

Respuesta:

En cuanto al numero de unidades de transferencia de custodia, el inversionista seleccionado deberá establecer las cantidades y especificaciones técnicas en su ingeniería básica y de detalle. Ver respuesta comentarios 19 y 102.

En relación a la diferencia de la capacidad de regasificación de la planta y la capacidad de transporte del gasoducto. Ver respuesta comentario 283.

Por último, se aclara que los caudales a los que se refieren son en condiciones estándar.

Comentario 394.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 2 Numeral III

Extracto de la Parte a Comentar: 24 Una (1) estación de transferencia de custodia de entrega al SNT actual en el área de influencia del municipio de Yumbo.

Pág.: 6

Comentario.:

Esta unidad no será necesaria en el caso de que TGI sea el dueño del Gasoducto, por tanto se sugiere aclarar que se pueda tomar como referencia, no obligatoria.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 19 y 62.

Comentario 395.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 2.1

Extracto de la Parte a Comentar: 29 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad del gasoducto Buenaventura – Yumbo, en funcionalidad y en aspectos de presión, temperatura, comunicaciones, control y válvulas con la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte donde se va a conectar.

Pág.: 7

Comentario.:

Aclarar qué es lo mandatorio referente a lo que se indica, puesto que existen varios lineamientos del anexo que contradicen la regulación RUT.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 391.

Comentario 396.

*Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto
Numeral: 3.5.2*

Extracto de la Parte a Comentar: 28 Una vez el Inversionista seleccionado haya definido los equipos a utilizar, deberá entregar al Auditor copia de los reportes de las pruebas en fábrica que satisfagan las normas nacionales e internacionales vigentes.

Pág.: 11

Comentario.:

Se sugiere aclarar qué documentos deben ser entregados durante el proceso de selección del inversionista y cuales durante el proceso del proyecto, por parte del oferente ganador de la licitación.

Respuesta:

Al momento de presentación las ofertas, los Proponentes Interesados deberán presentar los documentos exigidos en el Sobre Nro. 1 y Nro. 2 mencionados en el numeral 6 de los DSI.

Una vez adjudicado el proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, el adjudicatario, deberá entregar los documentos requeridos para la oficialización del IAE por parte de la CREG conforme a lo establecido en el numeral 8.2 de los DSI.

Posterior a la oficialización del IAE por parte de la CREG, el Adjudicatario deberá entregar la información requerida por el Auditor, para que ésta último pueda dar cumplimiento a sus funciones relacionadas en el artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 397.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.6.1

*Extracto de la Parte a Comentar: 23 v. Los procedimientos y especificaciones de pruebas en fábrica.
vi. Los procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo de equipos y materiales.*

vii. Los procedimientos de construcción y montaje.

viii. Los procedimientos de intervención sobre equipos existentes.

ix. Los procedimientos y especificación de pruebas en campo.

x. Los procedimientos para efectuar las pruebas funcionales del gasoducto.

xi. Los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio.

- xii. Los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto.
- xiii. Los procedimientos de operación y mantenimiento

Pág.: 12

Comentario.:

Se debe aclarar qué documentos deben ser entregados durante el proceso de selección del oferente y cuales durante el proceso del proyecto, por parte del oferente ganador de la licitación.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 397.

Comentario 398.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.6

Extracto de la Parte a Comentar: 33 El Inversionista deberá construir, instalar y mantener pasos temporales peatonales adecuados para el libre paso de peatones durante el día y la noche, en los puntos de concentración y otros sitios que considere a lugar con su ingeniería básica y detallada.

Pág.: 17

Comentario.:

Con el fin de estimar en igualdad de términos la oferta, se debe anotar que durante el proceso constructivo, se generarán no sólo accesos por vías existentes al derecho de vía (DDV), sino también vías de acceso y posibles puentes nuevos al DDV, los cuales deberán hacer parte de la licitación.

Respuesta:

El inversionista seleccionado deberá establecer y diseñar las vías de acceso que se requieran y sus especificaciones técnicas en la ingeniería básica y de detalle, que garanticen la disponibilidad de los servicios estipulados en los anexos 1A y 1B.

Comentario 399.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.7

Extracto de la Parte a Comentar: 40 Al comienzo de la obras y a medida que avancen las mismas, el Inversionista deberá suministrar e instalar vallas de identificación.

Pág.: 17

Comentario.:

Los términos de referencia, deberían indicar las especificaciones de dichas vallas, así como su cantidad.

Respuesta:

El inversionista deberá cumplir con la normatividad vigente expedida por las autoridades competentes.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 400.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.10

Extracto de la Parte a Comentar: 13 Todas las obras civiles y de Geotecnia deberán cumplir con los requerimientos de la norma NSR10.

Pág.: 21

Comentario.:

La NSR10 no incluye aspectos de Geotécnia de Gasoductos, sólo aplica para estructuras ó edificaciones.

Respuesta:

Si aplica para obras de geotecnia en concreto reforzado. Las obras de geotécnica que se definan y se diseñen durante la etapa de ingeniería de detalle podrían llegar a incluir estructuras de estabilización en concreto reforzado, tales como muros de contención, lastrados, box culvert, etc. Este tipo de obras deberán cumplir con la norma NSR10.

Comentario 401.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.10

Extracto de la Parte a Comentar: Todas las obras civiles y de Geotecnia deberán cumplir con los requerimientos de la norma NSR10.

Pág.: 21

Comentario.:

Teniendo en cuenta la necesidad de contemplar trabajos en vías (puentes, muros de contención, boxes), se debe incluir también aquí la norma de Puentes CCP-14.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta el documento AIS-180

Respuesta:

Es responsabilidad del inversionista seleccionado la aplicación específica de toda la normatividad técnica vigente.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 402.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.10

Extracto de la Parte a Comentar: 13 Todas las obras civiles y de Geotecnia deberán cumplir con los requerimientos de la norma NSR10.

Pág.: 21

Comentario.:

La NSR10 no incluye aspectos de Geotecnia de Gasoductos, solo aplica para estructuras o edificaciones. En tal caso, se debe cumplir con la norma NTC-3728 que se refiere a "GASODUCTOS. LÍNEAS DE TRANSPORTE Y REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS" . También se acatarán las recomendaciones que arrojen los estudios especiales tales como "Geotecnia, Suelos, Hidrológicos, Hidráulicos, Dinámica y alternabilidad fluvial", y todos los demás estudios que se realicen para el gasoducto

Respuesta:

Las obras de geotecnia en el proyecto serán de alta complejidad y pueden llegar a incluir estructuras de concreto importantes, como muros de contención en concreto reforzado, por tal razón la norma NSR10 se incluye dentro de la normatividad a cumplir. En términos generales es responsabilidad del inversionista seleccionado la aplicación específica de toda la normatividad técnica vigente.

Comentario 403.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.11.3

Extracto de la Parte a Comentar: 2 Carga lumínica: Para alumbrado exterior, interior, señalización visual (alarmas). El alumbrado exterior se alimenta a 208 V. Las cargas normales como son: alumbrado interior, tomas de servicios generales, etc., son alimentadas a 120 V.

Pág.: 22

Comentario.:

Esto se contradice con el numeral 3.7.11.2, en donde se indica que se puede suministrar energía eléctrica con red eléctrica, sistemas fotovoltaicos u otro alternativo; cuyos voltajes en el caso de los dos últimos generalmente no siempre son de corriente alterna como se indica. Lo anterior debido a que se puede limitar el uso de ciertas tecnologías de luminarias.

Respuesta:

La ingeniería conceptual desarrollada por la UPME es referencial, el inversionista seleccionado deberá establecer que tipo de suministro eléctrico tendrán sus instalaciones y sus especificaciones técnicas en la ingeniería básica y de detalle, con el fin de cumplir con la normatividad eléctrica vigente a nivel nacional.

Con base en lo anterior se aclara que si durante la etapa de ingeniería de detalle, que desarrolle el inversionista seleccionado, se define el uso de energía fotovoltaica, no aplica el voltaje establecido como referencia nacional para alimentación por sistemas convencionales.

Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 404.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.11.3

Extracto de la Parte a Comentar: 6 Cargas para instrumentación: La necesaria para energizar instrumentos y demás automatismos. Proviene de un sistema de energía regulada ininterrumpida UPS 208/120 V para los equipos de instrumentación; CPU, servidores, emergencia, (shut down, blow down, fire & gas) etc.

Pág.: 22

Comentario.:

Revisar si son requeridas las UPS's para el caso de sistemas solares y alternos con respaldo en Baterías, debido a que el montaje anterior ya es redundante.

Respuesta:

El inversionista seleccionado deberá definir sus especificaciones técnicas en el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 405.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.12.6

Extracto de la Parte a Comentar: Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del sistema de automatización y con el sistema de control, deberá ser entregada por el inversionista seleccionado al Auditor para la verificación de cumplimiento.

Pág.: 36

Comentario.:

Se debe hacer claridad, acerca de lo requerido para el almacenamiento de la información, de la capacidad mínima requerida, de la seguridad y la localización de los servidores.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 405.

Comentario 406.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.7.12.6

Extracto de la Parte a Comentar: 20 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y mantenimiento del sistema de control del gasoducto serán suministrados, instalados y operados por el Inversionista, sin limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.

Pág.: 36

Comentario.:

Se debe hacer claridad, sí se requiere de un centro de control específico para el gasoducto (indicando sus especificaciones y su localización); así mismo, indicar sí éste puede ser integrado con el Centro de Control de la Planta.

Respuesta:

De conformidad a lo establecido en el RUT, es obligatorio contar con un centro de control para el gasoducto. En cuanto su especificación y localización será resultado de su ingeniería básica y de detalle.

Comentario 407.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.8.1

Extracto de la Parte a Comentar: Para los servicios de condiciones severas (ANSI Clase 900, 1500 o superior y temperatura de hasta 480 ° F) se diseñarán con bridas tipo RTJ (ring type joint flange).

Pág.: 26

Comentario.:

Se sugiere que se garantice el suministro a condiciones RUT, lo cual permitiría no encarecer innecesariamente el proyecto

Respuesta:

El proyecto deberá cumplir con lo establecido en el RUT expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Ver respuesta a comentario 2.

Comentario 408.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.8.2

Extracto de la Parte a Comentar: Para NPS menores a 2 se utilizará válvulas roscadas, para NPS iguales o superiores 27 a 2, se utilizarán válvulas bridadas.

Pág.: 26

Comentario.:

No es buena práctica de ingeniería cuando se manejan elevadas presiones usar o permitir uniones roscadas, es preferible hacer conexiones soldadas o permitir el bridado. Por lo que esto debería ser definido de acuerdo a códigos de diseño en la ingeniería básica/detallada.

Respuesta:

Es correcto su entendimiento respecto a la ingeniería básica y detallada.

Ver respuesta comentario 405.

Comentario 409.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 3.8.3.1

Extracto de la Parte a Comentar: Se deberá elaborar un perfil de resistividades de los suelos a lo largo del trazado de la línea de flujo de gas, para lo cual se deben efectuar mediciones de resistividad con el método de los cuatro electrodos, tomando lecturas cada 500 metros a lo largo 1 del trazado del gasoducto a profundidades de 1.0, 2.0 y 3.0 metros.

Pág.: 28

Comentario.:

Se debe aclarar cuando se debe presentar esta información si es para la oferta o es un requerimiento de diseño posterior a la adjudicación.

El esparcimiento entre las lecturas (500m según el enunciado) se podría ampliar considerando el difícil acceso a las áreas a lo largo del trazado del gasoducto.

Respuesta:

La información de la ingeniería básica y detallada no es necesaria al momento de presentar la oferta. De conformidad con los incisos j y k del numeral 6.1 de los Documentos de Selección del Inversionista, solo se deberá dar la información sobre cómo se prestarán los servicios asociados a la infraestructura de importación y la descripción del proyecto que deberá corresponder con lo definido tanto por el plan transitorio de abastecimiento y el anexo 1 de la resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que a modifiquen o sustituyan.

Asi mismo, el esparcimiento entre lecturas será resultado de la ingeniería de detalle. Al respecto ver respuesta comentario 2 y 104.

Ver respuesta comentario 397.

Comentario 410.

Observaciones al Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Numeral: 4.4

Extracto de la Parte a Comentar: Pág. 36 Reglón 2

Pág.: 36

Comentario.:

Se solicita a la UPME que aclare si existe alguna obligación en relación con los proveedores identificados en la tabla de tuberías comerciales.

Respuesta:

Se excluirá esta tabla del Anexo 1B. El inversionista seleccionado es libre de seleccionar la tubería que considere de acuerdo a su ingeniería básica y detallada.

Comentario 411.

Observaciones a la Figura 5. Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega, Figura 6. Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV y Figura 7. Área preliminar de estudio

Documento: Figura 5_Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega

Comentario.:

Favor aclarar, si los esquemas o diseños indicados o mostrados en estas figuras o documentos son referenciales o mandatorios.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2 y 19.

Comentario 412.

Observaciones a la Figura 5. Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega, Figura 6. Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV y Figura 7. Área preliminar de estudio

Documento: Figura 5_Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega

Comentario.:

Con el fin de estimar en igualdad de términos las ofertas, por favor indicar las provisiones de seguridad y cerramiento que deben proveerse, o que se deben construir, especialmente en estaciones desatendidas

Respuesta:

Ver respuesta comentario 405.

Comentario 413.

Observaciones a la Figura 5. Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega, Figura 6. Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV y Figura 7. Área preliminar de estudio

Documento: Figura 5_Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega

Comentario.:

Con el fin de estimar en igualdad de términos las ofertas, se debe indicar, que las áreas deben realizar un manejo de aguas lluvias del área intervenida, conforme a lo aprobado por las licencias ambientales.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 405.

Comentario 414.

Observaciones a la Figura 5. Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega, Figura 6. Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV y Figura 7. Área preliminar de estudio

Documento: Figura 6_Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV

Comentario.:

Conforme a las lecciones aprendidas en TGI, el colocar válvulas en áreas confinadas es totalmente riesgoso para los operadores, por lo que se solicita limitar esta práctica de diseño en los gasoductos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 405.

Comentario 415.

Observaciones a la Figura 5. Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega, Figura 6. Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV y Figura 7. Área preliminar de estudio

Documento: Figura 6_Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV

Comentario.:

Se debe indicar que a todas las facilidades del gasoducto ya sea trampas y/o válvulas de seccionamiento se deben incluir sus vías de acceso, por efectos de mantenimiento y atención de emergencia futuros.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 405.

Comentario 416.

Observaciones a la Figura 5. Plot Plan Estaciones de Recibo y Entrega, Figura 6. Esquema básico Bunker tipo válvulas ESV y Figura 7. Área preliminar de estudio

Documento: Figura 7_Área preliminar de estudio

Comentario.:

Es claro que el área preliminar de estudio es un área sugerida, y el corredor final corresponderá al licenciado por la ANLA en la Licencia Ambiental, por ende la longitud del gasoducto puede variar en su longitud; por ende, por favor aclarar cual es la afectación al proyecto en caso de que la longitud del gasoducto sea mayor o menor a lo indicado en la propuesta?

Respuesta:

La longitud del gasoducto la definirá la ingeniería básica y de detalle realizada por el inversionista seleccionado. Se reitera que esta convocatoria es a todo riesgo del inversionista. Una vez oficializado el IAE por parte de la CREG éste no podrá ser modificado.

Ver respuestas a comentarios 2, 104, 132 y 405.

Comentario 417.

Comentarios Generales. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

No se debería indicar ó sugerir ningún Class rating ó presión máxima de operación, y solo se debe promulgar el cumplimiento de lo estipulado en la Resolución CREG 017.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 418.

Comentarios Generales. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

En el caso de que se continúe indicando que el sistema el sistema a conectar es clase 900# y siendo el SNT-TGI clase 600, se debe colocar un sistema de regulación que prevenga presiones mayores a las que soporta el SNT existente, el cual está diseñado conforme al RUT.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 419.

Comentarios en los Puntos de Interconexión. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Siendo el diámetro del Gasoducto del SNT – TGI en 20”, se debe indicar en el P&ID una ampliación a 30”.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 283 y 405.

Comentario 420.

Comentarios en los Puntos de Interconexión. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Se prefiere que no se indique el diámetro del bypass de las SDV’s, debido a que este debe ser calculado conforme a las condiciones operativas. Debido a que un bypass de igualación en 2” es insuficiente para el proceso de igualación de presión ante el cierre prolongado de una válvula EDSV sobre la línea troncal.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 283 y 405.

Comentario 421.

Comentarios en los Puntos de Interconexión. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

En el punto de interconexión al SNT-TGI se debe colocar un cheque ó válvula de retención aguas arriba de la válvula shutdown, con el fin de evitar el flujo en sentido contrario.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 422.

Comentarios en la trampa de raspadores. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentarios.:

En el patín de la trampa, se debería indicar que la instalación de las válvulas de Alivio Térmico, son potestad del Fabricante del equipo, y es este quien debe determinar la protección sobre las mismas debido a que estos elementos son para protección del mismo equipo

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 423.

Comentarios en la trampa de raspadores. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

La trampa debe cumplir los códigos de diseño para este tipo de equipo

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 424.

Comentarios en la trampa de raspadores. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo.

Comentario.:

El diámetro del bypass debe de ser calculado de acuerdo con las condiciones de proceso.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 425.

Comentarios en la trampa de raspadores. Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Al no haber diagrama de simbología, se debe aclarar que los elementos XI son indicadores de paso de marrano, los cuales deben colocar aguas arriba y abajo la MOV-101 A señalada en el diagrama. La trampa de recibo debe tener indicador de llegada raspador y longitud suficiente para recibir herramienta inteligente.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 426.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

El sistema de recolección de drenajes dependerá de lo aprobado y permitido por las licencias ambientales.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 427.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Se debe garantizar el cumplimiento de todos los aspectos de medición definidos en el Reglamento Único de Transporte - RUT (Resolución CREG 71 de 1999 y sus modificaciones o adiciones), así como el cumplimiento de la Norma técnica Colombiana – NTC 6167 de 2016. Medición De Transferencia De Custodia De Gas Natural En Gasoductos. Incluyendo recomendaciones tales como:

Para establecer la calidad del gas y su contenido energético se deberá contar como mínimo con los siguientes equipos (analizadores):

- o Cromatógrafo de gas de registro continuo*
- o Analizador de H₂S (sulfuro de hidrógeno),*
- o Analizador de componentes azufrados (azufre total),*
- o Analizador de oxígeno,*
- o Analizador de humedad del gas,*
- o Analizador de punto de rocío de hidrocarburos.*

· Los Filtros deben especificarse para retener material particulado y condensado a fin de proteger los elementos aguas abajo. Así mismo, en los filtros es importante que tengan visor de nivel, switch de nivel e indicador de presión diferencial y manométrica para actividades de mantenimiento.

· Se recomienda solicitar un patín de medición con configuración de bypasses en Z, con el fin de permitir verificaciones entre los medidores.

· La toma del PIT depende del tipo de medidor, normalmente se encuentra en los medidores Ultrasónicos y de Turbina estas conexiones van en el cuerpo del medidor y no en la tubería.

· Se debe indicar que el paquete debe cumplir con los estándares recomendados AGA de acuerdo al tipo de medidor, por ejemplo para medidores de turbina se debe cumplir con lo indicado en la última versión del AGA 7, y para medidores ultrasónicos con la última versión del AGA 9, incluyendo enderezadores ó acondicionadores de flujo.

· Para el caso de patines con medidores rotativos se debe colocar platinas restrictoras, dimensionadas para el máximo flujo esperado, con el fin de prevenir la sobrerrevolución de estos elementos.

· Se deben incluir válvulas ó líneas adicionales con el fin de realizar operaciones de presurización y despresurización del tramo entre válvulas del medidor conforme a lo indicado por el AGA.

· Las conexiones de toma muestras se deben tomar provisiones para evitar la formación de condensados, especialmente la del cromatógrafo. Así mismo, la tomas dentro de los tubos de proceso deben incluir los elementos para su adecuada preparación y captación tales como boquillas adecuadas y elementos de tamizaje.

- *No se indican tomas para la verificación de condiciones de calidad por nivel de oxígeno, Dew point de hidrocarburos, y H₂S.*
- *Todos los analizadores deben venir con los cilindros de gases de referencia certificados.*
- *Par el caso de los materiales ó elementos para la toma del analizador de H₂S, se deben solicitar que estos vengan pasivados, con el fin de que estos materiales no alteren las muestras tomadas.*
- *Todos los analizadores deben ser suministrados conforme a las normas establecidas para análisis de muestras en sistemas de gas, y su certificación de laboratorio conforme al ISO1725.*
- *Una vez montado el sistema de Calidad en sitio, previo a su entrega y/o operación, este debe ser inspeccionado y certificado de acuerdo al ISO 17020.*
- *El patín de medición debe ser provisto con un computador de flujo.*
- *Adicionalmente se debe suministrar un RTU que reciba las señales de ambos sistemas (medición y calidad), con salidas para el módulo de comunicación y/o retransmisión de las señales al centro de control, mediante sistemas de comunicación satelital o de microondas.*

No se indica dentro del P&ID el sistema de control, ni de las señales entre los diferentes sistemas.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 428.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Aclarar sí se debe garantizar redundancia en la señal de comunicaciones

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 429.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Se debe colocar en las convenciones el símbolo de las válvulas globo.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 430.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Es importante, que se indique una nota supeditando la instalación los sistemas de venteo a los casos operativos, o de emergencia que se identifiquen y que ameriten su instalación, lo cual debe ser definido por el diseñador, especialmente para el caso de la trampa de entrega al SNT. Para el caso el estándar es dejar tubería disponible para venteos de gas a la atmosfera, sellados con bridas ciegas para actividades de mantenimiento como es la purga y llenado del gasoducto (ver figura).

Respuesta:

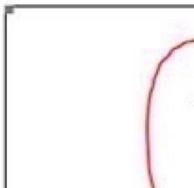
Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 431.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Dejar válvulas de bola en ½" disponibles para facilitar instalación de movedores de aire en caso de reparaciones en la línea troncal. (ver figura 1).



Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 432.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Evaluar instalación de las válvulas de seccionamiento a nivel del suelo, no construir bunkers para evitar operación y mantenimiento de equipos en espacio confinado.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 433.

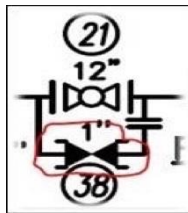
Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

En las estaciones de recibo y entrega considerar:

Las válvulas de bloqueo aguas arriba de los medidores deben tener una válvula en paralelo que permita realizar el llenado de ese tramo sin afectar su sello por alta diferencial de presión (ver figura 2).

Fig. 2



Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 434.

Observaciones a la Figura 1. P&ID Estación de Recibo

Comentario.:

Deben existir bridas de aislamiento en la entrada y salida de la estación

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 435.

Observaciones a la Figura 2. P&ID Estación de Entrega

Comentario.:

Ver comentarios aplicables de Documento Figura 1_P&ID Estación de Recibo

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 405.

Comentario 436.

Página 31

Renglón 5

Comentario.:

¿Qué ocurre si no se obtiene el IAE a pesar de los esfuerzos del inversionista?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 37 y 38.

Comentario 437.

Página 46

Renglón 17

Comentario.:

¿Cuántas veces se puede modificar la FPO por eventos distintos a los descritos en el numeral 9 de los DSI?

Respuesta:

En el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017 está la siguiente disposición:

“Artículo 22. Ajustes a la FPO durante la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural. Iniciada la ejecución de los proyectos adjudicados mediante procesos de selección, o la ejecución a través del transportador incumbente para proyectos de IPAT, la FPO podrá ser modificada previa aprobación

del MME, o la entidad que este delegue, cuando ocurran atrasos por eventos debidamente justificados. Estos eventos pueden ser, entre otros, los siguientes: (i) fuerza mayor debidamente comprobada; o (ii) alteración del orden público acreditada por la autoridad competente que conduzca a la paralización temporal en la ejecución del proyecto y que afecte de manera grave la FPO; o (iii) demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del adjudicatario del proyecto, o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT, y de su debida diligencia. Una vez se modifique la FPO el adjudicatario o el transportador incumbente dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la garantía de cumplimiento”. Subrayas fuera del texto original.

De acuerdo con el texto transcrito en la regulación vigente expedida por la CREG no hay límites de veces para modificar la FPO.

No obstante, de acuerdo con las disposiciones generales de las garantías de cumplimiento que están en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017, en especial las de la sección 3.5, debe resaltarse que hay unos mecanismos de ajuste mensual que se originan en retrasos por modificación de la FPO.

Comentario 438.

*Página 46
Renglón 17*

Comentario.:

¿Qué ocurre con el servicio de la deuda si el proyecto se vuelve inviable por eventos de fuerza mayor?

¿Qué garantía reciben los financiadores ante esa situación?

Respuesta:

Este es un tema por fuera del alcance de la regulación a cargo de la CREG y de los DSI a cargo de la UPME.

Comentario 439.

*Página 12
Renglón 32*

Comentario.:

¿La tasa de descuento del 12% es real, nominal?

Respuesta:

En el artículo 10 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que “La tasa de descuento para calcular el valor presente del flujo del IAE que haya ofertado cada uno de los proponentes será del 12%”.

Por su parte, en la página 94 del documento CREG 059 de 2017, soporte de la Resolución CREG 107 de 2017, se anota que “Esta tasa es simplemente una referencia para determinar el menor valor de las ofertas presentadas. La rentabilidad esperada del proyecto es un asunto que cada inversionista analiza e incorpora en el flujo de ingresos que presente en su oferta”.

La UPME aplicará el 12% al flujo de ingresos en pesos constantes.

Comentario 440.

*Página 31
Renglón 12*

Comentario.:

¿Cuál es la tasa de cambio que se utiliza para el cálculo del componente en dólares del IAE (42%)?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 441.

*Página 31
Renglón 12*

Comentario.:

¿Cuál es la razón por la que el componente en dólares del IAE es solo del 42%?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 442.

¿Cuál será el sistema de asignación de la capacidad de la Terminal para potenciales interesados, y cuál es el plazo de los contratos de servicio de almacenamiento y regasificación?

Respuesta:

El sistema de asignación de la capacidad de la Terminal para potenciales interesados será objeto de regulación aparte.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 443.

La Terminal tendrá el derecho de establecer sus condiciones estándar para contratos de uso de capacidad (Terminal de usuario).

Respuesta:

Los criterios y mecanismo de asignación de los servicios del proyecto serán objeto de regulación aparte.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 444.

¿Cuál será la sistemática de pago por los consumidores al Inversor de la Terminal y Gasoducto?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 445.

Integración del Gasoducto Buenaventura- Yumbo al Sistema Nacional de Transporte

Numerales Relevantes:

Numerales 13 a 16 (página 9) y numerales 21 a 25 (página 9) del capítulo 1.1. de los Documentos de Selección, numerales 13 a 22 del capítulo 2 (página 6) y numerales 29 a 39 del capítulo 2.1. (página 7) del Anexo 1B-Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto.

Sugerencia:

En los numerales en mención se hace referencia a que el Gasoducto Buenaventura-Yumbo deberá conectarse al Sistema Nacional de Transporte de gas. Sin embargo, de la lectura de dichos numerales no existe claridad sobre si dicho gasoducto hará parte o no del Sistema Nacional de Transporte, por lo cual sugerimos que, tanto en los numerales 12 a 16 del capítulo 1.1. (página 9) de los Documentos de Selección, como en los numerales 13 a 22 del capítulo 2 (página 6) del Anexo 1B-Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto, se incluya expresamente que el Gasoducto Buenaventura-Yumbo hará parte del Sistema Nacional de Transporte.

Fundamento:

De acuerdo con el artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017, la Infraestructura de importación de gas del Pacífico “Corresponde a la planta de regasificación del Pacífico y al gasoducto Buenaventura – Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas natural, SNT, definidos en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del SNT. (Se subraya y re resalta).

Teniendo en cuenta la disposición normativa citada, a fin de brindar la mayor claridad posible y evitar cualquier error de interpretación por parte de posibles oferentes y del público en general, se sugiere que en apartes de los Documentos de Selección mencionados en 1.2 de este documento, se incluya que el gasoducto Buenaventura- Yumbo efectivamente hará parte del Sistema Nacional de Transporte

Respuesta:

Teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017, es claro que el Gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del Sistema Nacional de Transporte. Por lo anterior, no se considera necesario incluirlo en los DSI.

Ver respuesta comentario 62.

Comentario 446.

Calidad del Adjudicatario

Numerales Relevantes: Numerales 19 a 24 del capítulo 1.1. (Página 5) y numerales 1 a 4. del capítulo 1.1 (página 13) de los Documentos de Selección y numeral III. del capítulo 2 del Anexo 1B-Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto (página 6).

Pregunta y sugerencia: De acuerdo con los numerales de los Documentos de Selección citados arriba, se infiere que el Adjudicatario no será un transportador de gas natural en los términos definidos en el Título 1 de la Ley 142 de 1994. Además, de acuerdo con el numeral III. del capítulo 2 del Anexo 1B-Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto, el Adjudicatario deberá construir y operar una estación de transferencia de custodia de entrega al Sistema Nacional de Transporte actual en el área de influencia del municipio de Yumbo.

Sin embargo, de acuerdo con el artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017, el gasoducto Buenaventura- Yumbo hará parte del Sistema Nacional de Transporte. Teniendo en cuenta lo anterior, ¿El Adjudicatario no debería ser considerado como Transportador?

En caso de que la respuesta anterior sea positiva, sugerimos modificar las definiciones de Adjudicatario y de Prestador del Servicio de Transporte/Transportador contenidas en los numerales de los Documentos de Selección mencionadas arriba, en el sentido de aclarar que el Adjudicatario se convertirá en Prestador del Servicio de Transporte/ Transportador, por cuanto realizará la actividad de transporte de gas mediante el gasoducto Yumbo-Buenaventura.

Fundamento: De acuerdo con el artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017, la Infraestructura de importación de gas del Pacífico “Corresponde a la planta de regasificación del Pacífico y al gasoducto Buenaventura – Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas natural, SNT, definidos en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del SNT. (Se subraya y se resalta).

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

En la Resolución CREG 152 de 2017 se indica que el gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del SNT. El adjudicatario de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico prestará el servicio de transporte de gas natural, es decir, que se considerará como un transportador y deberá cumplir con toda la normatividad aplicable a esta actividad.

Adicionalmente, el artículo 14 de la Resolución CREG 107 de 2017 dicta que el adjudicatario deberá entregar a la UPME en los plazos definidos en los Documentos de Selección del Inversionista la documentación requerida incluyendo copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento, copia de constitución de la empresa de servicios público E.S.P, copia de su inscripción en el registro único de prestadores de servicios públicos RUPS, copia del contrato de fiducia y del contrato entre la fiducia y el auditor. El adjudicatario que no esté constituido en empresa de servicio público, E.S.P., deberá estar constituido como tal cuando el proyecto entre en operación.

Los aspectos que tienen que ver con el comercializador del GNL serán objeto de regulación aparte de la CREG.

Ver respuesta comentario 62.

Comentario 447.

Marco normativo del proyecto.

3.1. *Numerales Relevantes: numerales 5 a 17. del capítulo 3.1. de los Documentos de Selección (página 16).*

3.2. *Sugerencia: Sugerimos que dentro del marco normativo de descrito en los numerales citados arriba, se incluya la Ley 388 de 1998.*

3.3. *Fundamento: La Ley 388 de 1998 regula la adquisición de inmuebles por enajenación voluntaria y expropiación judicial aplicable a los proyectos de utilidad pública. Consideramos que en tanto que el proyecto denominado Infraestructura de importación de gas del Pacífico podría eventualmente ser declarado de utilidad pública, dada su finalidad, la ley en comento debería ser incluida dentro del marco normativo del proyecto.*

Respuesta:

La enumeración del marco normativo no es taxativa. En caso de que el proyecto sea declarado de utilidad pública, aplicarán las normas pertinentes. Se rechaza su solicitud.

Comentario 448.

Contenido del Sobre No. 1

Numerales Relevantes: capítulo 6.1. de los Documentos de Selección (páginas 28 a 31).

Pregunta/sugerencia: Del contenido del capítulo 6.1. de los Documentos de Selección, entendemos que el proponente podrá ser una sociedad colombiana, una sociedad extranjera, un consorcio o una compañía con naturaleza distinta a la societaria (caso en el cual el proponente deberá presentar los documentos que acrediten su existencia). Sin embargo, los Documentos de Selección guardan silencio sobre la posibilidad de que una promesa de sociedad futura se presente como Proponente del proceso de selección. Conforme a lo anterior, ¿es posible que una promesa de sociedad futura que cumpla con todos los requisitos contenidos en el capítulo 6.1. en comento participe en el proceso de selección del inversionista para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo?

En caso de que la respuesta anterior sea afirmativa, sugerimos que se incluya expresamente la posibilidad de que una promesa de sociedad futura se presente como proponente, y se establezcan los requisitos específicos para su participación y los tiempos razonables dentro de los cuales, de resultar adjudicataria, deba constituirse la sociedad.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 317.

Comentario 449.

Comentario General.

Consideramos que es necesario que la CREG defina: (i) ¿cuáles serán las condiciones del el agente comercializador del GNL?. Recomendamos que se incluya que éste debe tener la facilidad de alternar puertos en Colombia con el fin de ser más competitivos en la compra del GNL en los mercados internacionales y así disminuir costos; y (ii) ¿quiénes serán los transportadores responsables del recaudo del IAE, y quiénes los beneficiarios del proyecto? En general, la duda que existe es quién y cómo se pagará el proyecto. En tal sentido consideramos que, aunque el artículo 16 de la Resolución CREG 017 de 2017 determina que la CREG expedirá una resolución con esta información una vez adjudicado el proyecto, por seguridad de los proponentes esta información debería ser especificada antes de la adjudicación.

Respuesta:

Estos aspectos serán objeto de regulación aparte.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 450.

Beneficiario Real Fondos de Capital Privado | En referencia a: Sección 1.1, Página 6 de 86, Renglones 8 a 16

Comentario:

En calidad de Fondo de Capital Privado, por consideraciones de confidencialidad, no podemos revelar los Beneficiarios Reales de los Accionistas del mismo. Esto, entre otras razones, pues los Accionistas son Fondos de Pensiones cuyos beneficiarios reales pueden ser múltiples contribuyentes.

Solicitud:

Incluir una excepción para Fondos de Capital Privado que posibilite su participación en la convocatoria sin tener que revelar los beneficiarios reales de sus accionistas/inversionistas. Proponemos que se pida una declaración en la que conste que: (i) sus beneficiarios reales no tienen capacidad decisoria en empresas que dentro de su objeto social esté desarrollar las actividades de producción y comercialización, distribución, distribución comercialización o comercialización de gas natural en Colombia, y (ii) sus beneficiarios reales no participan en más de una (1) Propuesta para la presente Convocatoria Pública.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 53.

Comentario 451.

Estructura del Ingreso Anual Esperado (IAE) | En referencia a: Sección 1.1, Página 9 de 86, Renglones 30 a 33

Comentario:

La remuneración al Adjudicatario es fija en una estructura de Ingreso Anual Esperado. Sin embargo, los costos de Regasificación variarán de acuerdo al perfil de utilización de las instalaciones

Solicitud:

Proponemos una de las siguientes dos estructuras: a) Que se remunere el Ingreso Anual Esperado sumándole a este los Costos variables auditados de regasificación o b) Que las ofertas sean presentadas con un perfil de utilización dado por el regulador o el estructurador de la convocatoria

Respuesta:

1. Este comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Los AOM son todos los costos en que incurre el inversionista en la administración, operación y el mantenimiento de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, los cuales deben tenerse en cuenta y reflejarse en la oferta de IAE.

2. No es posible realizar una proyección de uso de cada uno de los servicios solicitados en la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, lo anterior depende de las condiciones del mercado y de las condiciones de la infraestructura existente es claro que eventos de falla del sistema su uso va a ser superior a su uso en condiciones normales. El Inversionista deberá considerar que el IAE ofertado cubre la totalidad de sus costos y asume los riesgos asociados con el uso de la infraestructura y la suficiencia del IAE.

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 452.

Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista | En referencia a: Sección 3.4, Página 19 de 86, Renglones 13 a 19

Comentario:

Teniendo en cuenta los valores de procesos de selección de inversionistas para Proyectos de Infraestructura similares, consideramos que el valor de Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista es particularmente alto pudiendo limitar el acceso a potenciales Interesados que se encuentran en una fase de evaluación de la oportunidad

Solicitud:

Reconsiderar el valor de Adquisición y Retiro de los Documentos a la luz de valores de referencia de los procesos tales como la Adjudicación de Líneas de Transmisión y Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 453.

Contenido del Sobre No.1 – Propuesta Técnica | En referencia a: Sección 6.1, Página 30 de 86, Renglones 18 a 22.

Comentario:

Si bien la Garantía de Seriedad busca garantizar la validez, vigencia y cumplimiento de la Propuesta, esta no asegura la ejecución a tiempo de un proyecto prioritario en el marco del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas.

Solicitud:

Solicitar que todo Proponente especifique en el Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica en que coordenadas se ubicará su proyecto, que demuestre disponibilidad de la tierra vía comodato, contrato de arriendo, compra u opción de compra y garantice que la propuesta técnica guarde relación con las condiciones del terreno elegido para la ejecución del Proyecto.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

De conformidad con la Resolución CREG 107 de 2017 y tal como se plasma en los DSI, el adjudicatario deberá contar con una garantía de cumplimiento con la que se garantizará la ejecución del proyecto de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 454.

Criterios de la Garantía de Cumplimiento En referencia a: Sección 8.3.5, Página 42 de 86, Renglón 34

Comentario:

La garantía de cumplimiento líquido implica costos altos para el Proyecto que se verán reflejados en el Ingreso Anual Esperado y por ende en los costos de operación de los mercados beneficiarios

Solicitud:

- a) Permitir el cubrimiento de la garantía vía póliza de seguros*
- b) En uso de la regulación aplicable, permitir garantías de cumplimiento a doce meses renovables. En cualquier caso, el Adjudicatario deberá mantener siempre vigente una garantía de cumplimiento que asegure la debida ejecución del Proyecto*

Respuesta:

- a) Los tipos de garantía de cumplimiento están definidos en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 y en ellos no prevé la póliza de seguros.
- b) El numeral 8.3.2 de los DSI contempla la vigencia de la garantía de cumplimiento a doce (12) meses renovables.

Comentario 455.

Garantías Ingreso Anual Esperado| En referencia a: General

Comentario:

Entendemos que, si bien no existe vínculo contractual entre el Estado y el Adjudicatario, la resolución de la CREG que establezca el Ingreso Anual Esperado debe ser vinculante para los usuarios/beneficiarios de la infraestructura. Adicionalmente entendemos del Artículo 10 de la Resolución 152 de la CREG, que “los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico que adquieran los servicios asociados a esta infraestructura deberán suscribir contratos escritos con el adjudicatario y construir garantías de cumplimiento a favor del adjudicatario”

Solicitud:

- a) Aclarar que las garantías de cumplimiento a favor del adjudicatario deberán ser suficientes para cubrir el 100% del Ingreso Anual Esperado por el plazo para remunerar el Proyecto que será de 20 años*
- b) Aclarar que la constitución de las garantías de cumplimiento será condición precedente que active las obligaciones de construcción del Adjudicatario.*
- c) Aclarar ante un caso de default, quienes serán los órganos facultados para resolver conflictos entre los usuarios/beneficiarios de la infraestructura y el Adjudicatario.*

Respuesta:

La garantía de cumplimiento a favor del adjudicatario que se menciona en el comentario no existe en la regulación vigente. La garantía de cumplimiento que se solicita es la que se constituye por el adjudicatario.

En materia de 'default' y teniendo en cuenta lo anterior, hay que distinguir en el tiempo cuándo este ocurre:

- i. Si ocurre durante el proceso de selección, se ejerce la garantía de seriedad a favor de la UPME,
- ii. Si ocurre entre la asignación y la puesta en operación, se ejerce la garantía de cumplimiento a favor del patrimonio autónomo que administra la garantía y los recursos obtenidos de esta ejecución se trasladan, vía tarifa de transporte, a los usuarios beneficiados del proyecto, y
- iii. Si ocurre durante la operación del proyecto, e.g. en el año 4 de operación, el adjudicatario pierde el ingreso regulado y las autoridades competentes procederán de acuerdo con la Ley cuando se incumple con la prestación de un servicio público domiciliario.

Ver respuesta comentario 167.

Comentario 456.

Comentarios a los DSI

Página: 10

Título/Capítulo: 1.1. Términos y Expresiones

Renglón: 9 a 13

Comentario:

La definición de Inventario Mínimo no presenta claridad sobre la responsabilidad de adquisición del mismo.

Este asunto genera preocupación en la medida que para la propuesta el Inversionista debería proyectar el precio de dicho GNL para el año 2023, y asumir cargas administrativas y de compra que no son su objeto.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se le solicita a la UPME que, de conformidad con la regulación vigente, se defina que el encargado y responsable de la compra, y pérdidas por boil-off y envejecimiento del GNL necesario para el Inventario Mínimo sea el propietario del Inventario, esto es, el comercializador de gas que compra GNL en el mercado internacional para su comercialización en el mercado mayorista de gas.

Al respecto, le pedimos a la UPME tener en cuenta que el Adjudicatario es un mero prestador de servicios de infraestructura, que no participa en transacciones de compra y venta de gas u otros commodities y por ende difícilmente puede estimar el costo del GNL para el año 2023.

En ese sentido, se solicita a la UPME que el responsable de mantener el Inventario Mínimo y demás cargas asociadas a este deberá ser el Comercializador que compra GNL en los mercados internacionales para comercializarlo en el mercado mayorista. El Adjudicatario deberá fungir exclusivamente como un prestador de los Servicios Asociados.

b. Finalmente, se le solicita a la UPME aclarar si ¿dentro del Inventario Mínimo equivalente al 30% está incluido el heel necesario para el correcto funcionamiento de una FSRU?

Respuesta:

De conformidad con el artículo 6 de la resolución CREG 152 de 2017 es obligación del adjudicatario asumir las pérdidas por evaporación de gas que se presente, cuando estas superen el porcentaje de eficiencia definido por la UPME en los DSI. La demanda asumirá hasta el porcentaje de eficiencia.

Ver respuesta comentarios 15 y 43.

Comentario 457.

Comentarios a los DSI

Página: 12

Título/Capítulo: 1.1. Términos y Expresiones

Renglón: 4 a 9

Comentario: N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se pregunta si ¿dentro del servicio asociado de descargue y recibo de gas licuado se encuentran incluidos todos los servicios de operación portuaria, entre ellos, atraque, amarre y muellaje de Buques Metaneros, servicios que deben prestarse previamente a la descarga y recibo de GNL?

Respuesta:

En el IAE el inversionista deberá incluir todos los costos que consideren a lugar que permitan llevar a cabo el servicio asociado de descargue y recibo de gas licuado, así como para los demás servicios asociados exigidos en los DSI conforme a la resolución CREG 152 de 2017.

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 458.

Comentarios a los DSI

Página: 15

Título/Capítulo: 2.2 Fecha Oficial y Puesta en Operación del Proyecto

Renglón: 8 a 9

Comentario:

Para efectos de la presentación de las propuestas técnica y económica del Proyecto, los participantes y potenciales inversionistas requieren tener certeza de la fecha oficial de puesta en operación del proyecto.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se le solicita a la UPME hacer las gestiones necesarias y urgentes para que el Ministerio de Minas y Energía realice la modificación de la Resolución 40006 de 2017.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 459.

Comentarios a los DSI

Página: 19

Título/Capítulo: 3.4 Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista

Renglón: 13 a 10

Comentario:

N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

El costo de los DSI es alto. Con el ánimo de fomentar la competencia en la convocatoria pública se le solicita a la UPME reducir su valor a un 50%.

Se le solicita a la UPME alinear el costo de los DSI en números y letras

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 460.

Comentarios a los DSI

Página: 29

Título/Capítulo: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 –Propuesta Técnica

Renglón: 7 a 17

Comentario:

Existen algunos posibles inversionistas que por tener la calidad de Fondo de Capital Privado están imposibilitados para revelar la identidad de los Beneficiarios Reales de sus accionistas, en la medida que estos son Fondos de Pensiones y Fondos Soberanos cuyos beneficiarios reales pueden ser millones de contribuyentes.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Con el objetivo de fomentar la competencia se solicita a la UPME incluir una excepción a esta exigencia para que Fondos Privados de Capital Privado puedan participar en la respectiva convocatoria.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 53.

Comentario 461.

Comentarios a los DSI

Página: 28 a 31

Título/Capítulo: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica

Renglón: N/A

Comentario:

Los DSI con claros en indicar que la ubicación del proyecto será la Bahía de Buenaventura; sin embargo, no especifican la información que el Proponente deberá indicar con respecto al lote o

terreno con el que cuenta para el desarrollo de la planta de regasificación. Es importante anotar que bien sea una planta flotante o en tierra se requerirá solicitar una concesión portuaria y para tal fin la ANI exige contar con el título de disponibilidad del lote frente a las áreas de uso público objeto de la respectiva concesión portuaria.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Con el objetivo de evitar la presentación de Propuestas inviables o de muy alto riesgo, se sugiere a la UPME incluir dentro del contenido de la propuesta técnica, como requisito indispensable para presentar su Propuesta, que el Proponente informe la ubicación del terreno junto con sus coordenadas en el que se desarrollará el Proyecto (construcción de facilidades on- shore y off-shore) y en el que se ubicará la concesión portuaria, toda vez que la ANI exige contar con el título de disponibilidad del lote frente a las áreas de uso público objeto de la respectiva concesión portuaria.

Asimismo, es necesario que el Proponente demuestre la disponibilidad del terreno vía comodato, contrato de arriendo, compra u opción de compra y garantice que la propuesta técnica guarde relación con las condiciones del terreno elegido para la ejecución del Proyecto.

Este aspecto debe ser un parámetro objetivo que el Comité Evaluador tenga en cuenta para la selección del Adjudicatario

Respuesta:

Ver respuesta comentario 454.

Comentario 462.

Comentarios a los DSI

Página: 31

Título/Capítulo: 6.2. Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica

Renglón: N/A

Comentario:

El hecho de que se limite al 42% la remuneración en dólares, restringe la viabilidad financiera del proyecto, en la medida que los prestamistas internacionales no tienen capacidad de proveer fondos en pesos colombianos.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME aumentar el porcentaje de la remuneración en dólares con el fin de que el proyecto sea financiable y el inversionista logre el cierre financiero sin mayor riesgo país.

Respuesta:



El comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Ver respuesta comentarios 18, 37 y 38.

Comentario 463.

Comentarios a los DSI

Página: 32

Título/Capítulo: 6.3. Garantía de Seriedad

Renglón: 29 a 31

Comentario:

El texto de los DSI hace referencia a que la Garantía de Seriedad deberá cubrir un equivalente a US 70 Millones. Al respecto, es costumbre informar un porcentaje más no un valor en concreto; así lo sugiere el párrafo 2 del Artículo 28 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Sugerimos que la UPME incluya que la Garantía de Seriedad deberá cubrir el 10% del valor estimado del proyecto publicado por la UPME.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 80.

Comentario 464.

Comentarios a los DSI

Página: 33

Título/Capítulo: 6.3. Garantía de Seriedad

Renglón: 5 a 13

Comentario:

La forma en que la UPME describe el objeto de la garantía no se circunscribe a la práctica.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME ajustar el texto del objeto de la garantía de conformidad con el numeral 2.2.1.2.3.1.6. del Decreto 1082 de 2015 - Garantía de los Riesgos derivados del incumplimiento de la oferta, de tal forma que se incluyan los siguientes:

- 1. La no suscripción del contrato sin justa causa.*
- 2. La no ampliación de la vigencia de la garantía de seriedad de la oferta.*
- 3. La falta de otorgamiento por parte del proponente seleccionado, de la garantía de cumplimiento exigida por la entidad para amparar el incumplimiento de las obligaciones del contrato.*
- 4. El retiro de la oferta después de vencido el término fijado para la presentación de las propuestas.*

Respuesta:

La ley 1882 y el Decreto 1082 de 2015 no se aplican a la presente Convocatoria porque no se trata de la celebración de un contrato estatal, sino de la selección de un inversionista privado para la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

El artículo 28 de la Resolución CREG 107 de 2017 definió las condiciones regulatorias de la garantía de la propuesta de su límite y uno de los eventos en que se puede hacer efectiva. Las demás condiciones se definen en los DSI.

Ver respuesta al Comentario 11.

Comentario 465.

Comentarios a los DSI

Página: 33

Título/Capítulo: 6.4. Documentos Originales y Copias Renglón: 5 a 13

Renglón: 19 a 29

Comentario: N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se solicita a la UPME aclarar si los documentos originales deberán tener legalización notarial o consular.

Respuesta:

Los originales si deberán tener legalización notarial o consular y las copias no lo requerirán. Se harán las aclaraciones pertinentes en los DSI.

Comentario 466.

Comentarios a los DSI

Página: 40

Título/Capítulo: 8.1. Resolución CREG de Ingreso Anual Esperado

Renglón: 2 a 11

Comentario:

De conformidad con el párrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017 “La CREG se reservará el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo- beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable.”

No resulta claro el alcance de la facultad de la UPME de realizar el estudio de beneficio-costos a partir del Valor de la Oferta adjudicado.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Pareciera que la regulación vigente le permite a la CREG no expedir la Resolución que oficializa el Ingreso Anual Esperado cuando, con posterioridad a la adjudicación del proyecto al Inversionista por parte de la UPME, si el estudio de costo- beneficio no sea favorable.

Al respecto, es importante aclarar el alcance de estas disposiciones, y crear un mecanismo que les dé tranquilidad a los inversionistas extranjeros, pues el derecho que se reserva la CREG implica un alto riesgo político, que ha generado su preocupación.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 314.

Comentario 467.

Comentarios a los DSI

Página: 41

Título/Capítulo: 8.3.1. Cobertura Inicial de la Garantía

Renglón: 27

Comentario:

De conformidad con el párrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017 “La CREG se reservará el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo- beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable.”

No resulta claro el alcance de la facultad de la UPME de realizar el estudio de beneficio-costos a partir del Valor de la Oferta adjudicado.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Solicitamos a la UPME crear un mecanismo de reducción de la garantía de cumplimiento en la medida que se cumpla con la FPO, y se presten los servicios asociados a lo largo del Periodo Esperado de Pagos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 167.

Comentario 468.

Comentarios a los DSI

Página: 42

Título/Capítulo: 8.3. Garantía de Cumplimiento

Renglón: 17 a 25

Comentario:

No se incluye entre las opciones de presentación de Garantía de Cumplimiento la suscripción de una póliza de Seguros

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se solicita aclarar si dentro de las posibilidades está la de una póliza de seguros. En caso de que sea una posibilidad, deberá modificarse los DSI incluyendo esta viabilidad y solicitándola en los términos del decreto 1082 de 2015 en sus Artículos 2.2.1.2.3.1.7 - Garantía de cumplimiento y 2.2.1.2.3.1.12 - Suficiencia de la garantía de cumplimiento.

Respuesta:

En el artículo 29 y en el anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 se definieron las características de la garantía de cumplimiento y los tipos de garantías, entre los que solamente se incluyen las garantías bancarias y las cartas de crédito *stand by*, junto con lo que la CREG denomina “prepago”, es decir, depósito de efectivo en la fiducia.

Ver respuesta 465.

Comentario 469.

Comentarios a los DSI

Página: 43

Título/Capítulo: 8.3.6. Otras condiciones de la Garantía

Renglón: 36 a 38

Comentario:

N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Sugerimos a la UPME que se aumente el límite de grado de inversión a uno o dos niveles.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 63 y 168

Comentario 470.

Comentarios a los DSI

Página: 45

Título/Capítulo: 8.4. Póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual

Renglón: 12 a 25

Comentario:

Usualmente el amparo de gastos médicos no es otorgado al 100% toda vez que bajo esta cobertura, se reembolsan los gastos razonables que en la prestación de primeros auxilios inmediatos se causen por concepto de los necesarios servicios médicos, quirúrgicos, de ambulancia y medicamentos como consecuencia de lesiones corporales a terceros causadas en desarrollo de las actividades aseguradas

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Sugerimos establecer un sublímite de máximo \$1.000.000.000 para dicho amparo.

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 85.

Comentario 471.

Comentarios a los DSI

Página: 46

Título/Capítulo: 9.2. Prórroga en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto – FPO

Renglón: 17 a 26

Comentario:

Los inversionistas extranjeros observan con preocupación que, en caso de que haya un evento de fuerza mayor o algún otro hecho fuera de su control, si bien el Gobierno nacional podría modificar la FPO, no hay mención sobre lo relativo a la posibilidad de hacer ajustes al Ingreso Anual Esperado.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a al UPME considerar e incluir que el hecho de la modificación de la FOP por eventos ajenos al control del Adjudicatario dará derecho a este de solicitar y obtener la modificación de la resolución del Ingreso Anual Esperado.

Esto le permitirá que el proyecto sea viable financieramente y que el cierre financiero del Proyecto se logre.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 472.

Comentarios a los DSI

Página: 47

Título/Capítulo: 10. Auditoría

Renglón: 30 a 37

Comentario:

N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME incluir un rango o un estimado del valor de la Auditoría para que el proponente pueda tenerlo en cuenta en su propuesta económica, conforme al artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 473.

Comentarios a Especificaciones Técnicas del Proyecto

Página: 9

Título/Capítulo: Anexo 1A, 2. Descripción del Proyecto

Renglón: 12

Comentario:

En tratándose de tecnología FSRU, la disponibilidad a 99.5% puede no ser suficiente para permitir los mantenimientos programados o no programados necesarios para la operación de la FSRU. La misma afectación se da en tratándose de un terminal en tierra.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME revisar el porcentaje de disponibilidad, para efectos de permitir los mantenimientos necesarios a la infraestructura de importación.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 474.

Comentarios a Especificaciones Técnicas del Proyecto

Página: 9

Título/Capítulo: Anexo 1A, 2. Descripción del Proyecto

Renglón: 20

Comentario:

Se hace referencia al Boil-off Gas (BOG) por día, pero no define cuál es el valor calorífico sobre el que se calcula.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se solicita a la UPME especificar cuál es el valor calorífico sobre el que el BOG se calcula.

Respuesta:

La producción de gas de boil off, como producto de la ganancia de calor, está basado en metano puro, como es habitual en diseño de Plantas de Regasificación.

Comentario 475.

Comentarios a Especificaciones Técnicas del Proyecto

Página: 13

Título/Capítulo: 3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación

Renglón: 13 a 22

Comentario:

Los inversionistas extranjeros encuentran con preocupación algunos antecedentes de otros proyectos cuyo desarrollo se ha truncado con posterioridad a su adjudicación por la actividad de las comunidades.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME aclarar cuáles serán las contribuciones del Gobierno Nacional en el evento en el que, una vez adjudicado el Proyecto y tramitada la consulta previa correspondiente, la actividad de las comunidades impida el desarrollo del mismo.

Así mismo, se solicita indicar que, por este tipo de eventos ajenos al control del Adjudicatario, este tendrá derecho a solicitar y obtener la modificación de la resolución del Ingreso Anual Esperado. Esto le permitirá que el proyecto sea viable financieramente y garantice su ejecución y puesta en marcha.

Respuesta:

1. Se reitera que esta convocatoria es a todo riesgo del inversionista y no existe ninguna relación contractual con el Gobierno Nacional y por consiguiente no se presentan contribuciones o compensaciones cuando se presenten condiciones que impidan la ejecución del proyecto. En caso de presentarse, se deberán aplicar los mecanismos de modificación de la FPO establecidos en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Ver respuesta comentarios 2, 11 y 17.

2. Ver respuesta comentario 205.

Comentario 476.

Comentarios a Especificaciones Técnicas del Proyecto

Página: 145

Título/Capítulo: 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU

Renglón: 26 a 31

Comentario:

La transferencia de GNL desde el Carrier a la FSRU incluyen diferentes actividades tales como el amarre del buque metanero, conexión y enfriamiento de mangueras, ramp up/ramp down, purga y desconexión de mangueras, y desamarre del metanero.

En ese sentido la transferencia ship to ship no siempre es posible realizarse en un tiempo inferior a 16 horas.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se solicita a la UPME incluir una duración para la transferencia ship to ship de conformidad a la práctica de industria.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 160.

Comentario 477.

Comentarios a Especificaciones Técnicas del Proyecto

Página: 146 a 147

Título/Capítulo: 4.3.3.4 Planta de Regasificación

Renglón:

N/A

Comentario:

N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME tener en cuenta que en la actualidad hay diseños de FSRU con sistemas de regasificación en ciclo abierto, que puede utilizar un circuito cerrado intermedio (agua/glycol o propano) para transferir temperatura entre agua de mar y GNL. Es un sistema más confiable que permite garantizar mayor disponibilidad e independencia entre los trenes de regasificación.

Respuesta:

El detalle de las especificaciones técnicas de la tecnología de la Planta de Regasificación será responsabilidad del inversionista de acuerdo con su ingeniería básica y detallada.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 478.

Comentarios generales al proyecto

Asunto: Gas de Pruebas

Comentario:

N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

- a. Se le solicita a la UPME indicar en los DSI que el adjudicatario será el agente encargado de comprar el GNL para el comisionado y puesta en marcha de la Infraestructura de Importación del Pacífico.*
- b. Además, se solicita hacer las gestiones necesarias para habilitar regulatoriamente al adjudicatario para el efecto, en la medida que en la actualidad existe una restricción regulatoria que no le permite comprar GNL para el efecto.*

Respuesta:

Al momento de elaboración de este documento, la CREG indica que estos aspectos serán objeto de regulación aparte.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 479.

Comentarios generales al proyecto

Asunto: Aspectos Pendientes Por Definir

Comentario:

Existen algunos aspectos no regulados en la actualidad y que, de conformidad con los DSI, la UPME hará la solicitud correspondiente a la CREG para que proceda a regular dichos asuntos (ej. Inventario mínimo, Fecha Oficial de Puesta en Operación, póliza de responsabilidad civil extracontractual, plazo de reposición de la garantía de cumplimiento).

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se sugiere a la UPME la realización de las gestiones que sean necesarias para que la agenda regulatoria de la CREG, del MME, y de las demás autoridades competentes, se alineen con el cronograma de la convocatoria.

Al respecto, téngase en cuenta que para los inversionistas internacionales los vacíos que hoy existen sobre los aspectos mencionados generan preocupación e incertidumbre.

Respuesta:

El inventario mínimo será definido por la UPME en los DSI (Ver comentario respuesta a 15). La Fecha de Puesta en Operación será definida por el Ministerio de Minas y Energía en la resolución que la modifique con base en el Estudio Técnico de Abastecimiento de Gas Natural sometido al público el 9 de enero de 2020.

Con respecto a la póliza de responsabilidad civil extracontractual ver comentario 85.

Con respecto a los mecanismo de comercialización de GNL ver respuesta comentario 43.

Comentario 480.

Comentarios generales al proyecto

Asunto: Demanda Beneficiada

Comentario:

N/A

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

- a. Se solicita a la UPME definir la demanda beneficiada con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.*
- b. Adicionalmente, se sugiere la creación de incentivos para obtener el interés de la demanda térmica para la contratación a largo plazo de los servicios prestados por la Infraestructura de Importación del pacífico. Se solicita hacer las gestiones ante la CREG para lograr los ajustes regulatorios necesarios.*

Respuesta:

Ver respuesta comentario 42.

Comentario 481.

Comentarios generales al proyecto

Asunto: Calidad del Adjudicatario

Comentario:

La Resolución CREG 152 de 2017 en su artículo 3 establece que el Gasoducto Yumbo – Buenaventura hará parte del SNT.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se solicita a la UPME que aclare cuáles son los efectos y consecuencias de que el Gasoducto haga parte del SNT para el Adjudicatario y su calidad en la cadena del servicio de gas combustible. Específicamente se pregunta si ¿el Adjudicatario tendrá la calidad de Transportador?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 447.

Comentario 482.

Comentarios generales al proyecto

Asunto: Remuneración de la Inversión

Comentario:

Las señales regulatorias de la Resolución CREG 107 y 152 de 2017 indican que la CREG definirá el Ingreso Anual Esperado, y junto con este la porción que corresponda cada sistema de transporte utilizado por los beneficiarios del proyecto. Así mismo, será el transportador de este sistema el responsable de la liquidación, facturación, recaudo y pago a favor del Adjudicatario, a quien deberá otorgarle garantía de pago.

En suma, no existe más que un mandato legal que vincule jurídicamente al Adjudicatario y al Transportador para efectos de recibir la remuneración correspondiente al Ingreso Anual Esperado.

Pregunta / Solicitud / Sugerencia

Se solicita a la UPME aclarar ¿cuál es el instrumento a través del cual el transportador incumbente pagará a favor del adjudicatario los recursos recaudados por concepto del Ingreso Anual Esperado aprobado a favor del Adjudicatario? Al respecto, se sugiere a la UPME utilizar alguno de los Patrimonios Autónomos requeridos para el proyecto como instrumento para el pago de los dineros recaudados por el transportador.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 483.

Sección: 3.1.1 Composición GNL

Línea: 19 – 21

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Tabla 1: rango de composición con respecto a la especificación de la tubería

Composiciones de GNL (Diseño / Ligero / Pesado) cumple con la especificación de la red de gas natural. Sin embargo, en caso “of zero send-out” (y probablemente también de “minimum send-out”), la composición del gas enviado difiere significativamente de la composición de GNL.

En el caso de Design LNG y LNG pesado, el contenido de nitrógeno en el BOG será, respectivamente, > 15% en moles y 30% en moles, por lo que no respeta la especificación de la red. La misma observación para el valor calorífico mínimo superior que será para ambas composiciones por debajo de la restricción mencionada en la tabla 2 (mínimo 35.4 MJ / m³).

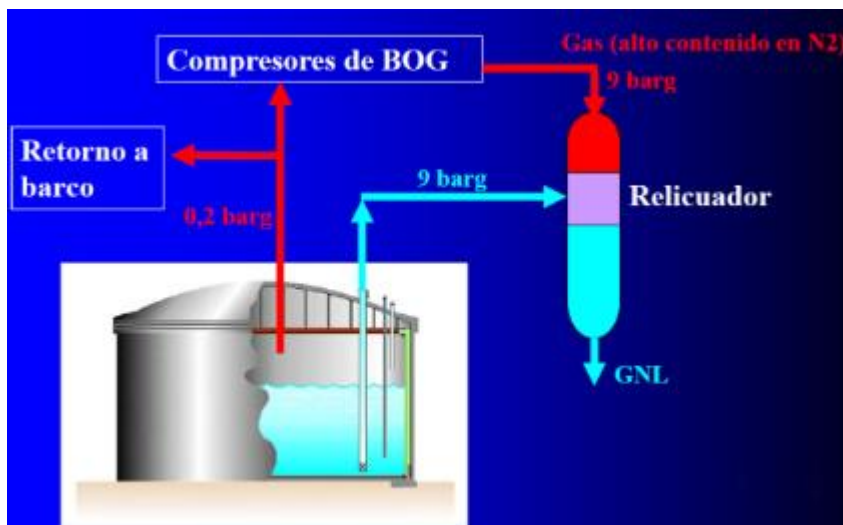
En el caso de que el GNL recibido no cumpla con los valores de valor calorífico, uno debe hacer el ajuste antes de enviarlo a la tubería. En la práctica, ¿cómo se puede lograr esto?

Respuesta:

No se considera el ajuste de poder calorífico en la Planta de Regasificación.

Las condiciones de diseño de las Terminales se establecen con rangos amplios de GNL, dando flexibilidad a la instalación. Se debe cumplir en todo momento las características del gas natural requeridas por la CREG a ingresar al SNT establecidas a través de la Resolución 071 de 1999.

En los casos en los que no hay emisión a gasoducto el contenido de N₂ en el Boil-Off gas se incrementa de forma apreciable. Lógicamente no se puede introducir en el gasoducto ese Boil-Off comprimido (salvo que se mezcle con GNL a vaporizar en el Relicuidador, tal como muestra el gráfico abajo) sino que hay que ventearlo y corresponde a ese 0,15% permitido por Boil –off.



Si el GNL permanece estanco durante mucho tiempo se pueden alcanzar concentraciones de N2 en BOG altas. El operador de la Planta de Regasificación debe realizar el mezclado del contenido almacenado para favorecer que la composición del BOG sea lo más cercana al GNL almacenado. Debe medir la calidad del GNL almacenado y garantizar que está dentro de especificaciones siempre.

Ver respuesta comentarios 99 y 381.

Comentario 484.

Sección: *Operating modes*

Línea:

Ref. Documento:

Comentario / Pregunta:

Por favor aclare los modos de operación:

- Envío nominal: 400 MCPD (usando N regas skids)?
- Envío máximo: mediante el uso de de N + 1 regas skids (a ser definidos por el proveedor FSRU)?
- ¿Envío mínimo sin descarga de LNGC?
- Envío mínimo con descarga de LNGC?
- Cero envío y duración?

Respuesta:

El inversionista podrá incorporar las modificaciones que considere en número final de equipos, y su dimensionamiento para optimizar las instalaciones del Proyecto.

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104.

Comentario 485.

Sección: 4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN FSRU

Línea: P20-175

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

La UPME debería aclarar que las especificaciones presentadas en este capítulo son indicativas, no vinculantes, ya que las decisiones tecnológicas finales son responsabilidad del inversionista.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104.

Comentario 486.

Sección: 4.1.1.1. Listado de instalaciones a diseñar

Línea: 37

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Acceso Rodado (Carretera): ¿qué ancho y para qué propósito?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 487.

Sección: 4.1.4 Buques de Diseño

Línea: 16 - 18

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Confirme si el buque Qmax de 267 000 m3 se considerará en el diseño de la disposición de amarre. Para dicho buque, podría ser necesario un punto de amarre adicional.

Respuesta:

En el Anexo 1A se establecen los buques de diseño a considerar para el dimensionamiento y compatibilidad del atraque.

Comentario 488.

Sección: 4.1.4 Buques de Diseño

Línea: 24

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

En base a nuestros datos, el diseño del FSRU de membrana es más entre 11.5 y 11.7 m. 12.6m podrían impactar los volúmenes a dragar.

Por favor confirme los datos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 238.

Comentario 489.

Sección: 4.2.3.5 Disponibilidad

Línea: 33 - 34

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Por favor, confirme que es para mantenimiento no programado y excluye la revisión general cada 5 años.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 155 y 372.

Comentario 490.

Sección: 4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL

Línea: P113 35-43 P114 1-13

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Concepto: tanque de compensación en tierra o no (si se requiere la disponibilidad de la estación de carga del camión cuando la FSRU no está disponible)?

Bomberos, sistema F & G, CCTV?

Operadores independientes de los equipos de tuberías y de los FSRU

Concepto: puente de peso o simplificado.

Medición: medidor de flujo?

¿Cromatógrafo de gas?

Respuesta:

El desarrollo de la Ingeniería de Detalle es responsabilidad del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2, 108 y 169.

Comentario 491.

Sección: 4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL

Línea: P113 35-43 P114 1-13

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

¿Es parte de la fase inicial?

Por favor, confirme la tasa de carga del camión?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 108 y 109.

Comentario 492.

Sección: 4.2.4.3 Tubería de gas natural (gasoducto) de conexión a tierra

Línea: 16-28

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Confirme que es un mínimo de 10°C (en algunos modos de funcionamiento con el compresor HP), la temperatura podría ser más alta.

¿Cuál es la temperatura mínima en la entrada de la estación de recepción en Buenaventura? 10°C o 7.2°C según la especificación de la red? (4°C es más típico).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 493.

Sección: 4.2.4.3 Tubería de gas natural (gasoducto) de conexión a tierra

Línea: 16-28

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Los criterios de diseño para la tubería y para la parte de gas HP en la FSRU deben ser la presión de diseño mínima y 400 MMCFD. Por favor aclare la presión mínima de diseño.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 494.

Sección: 4.3.3.3 Unloading

Línea: 28 – 44

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

En caso de transferencia de buque a buque, ¿cuál es la tasa de descarga que debe garantizarse en condiciones estables? ¿Cuál es la tasa mínima de descarga de GNL aceptable para UPME (impacto en el diseño del sistema de manejo BOG)?

Para la opción en tierra, se menciona 12 000 m³ / h (§ 5.2.3.2)

Respuesta:

En el Anexo 1A se especificaran las tasas de descarga en condiciones estables.

Ver respuesta comentario 160.

Comentario 495.

Sección: 4.3.3.3 Unloading

Línea: 28 – 44

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Tiempo de descarga de GNL: 16 horas como máximo. Ramp-up y ramp-down incluidos?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 160.

Comentario 496.

Sección: 4.3.3.4 Planta de Ragsification

Línea: 13 - 36

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Por favor, confirme el uso de vaporizadores en circuito abierto con líquido de agua-glicol intermedio.

Respuesta:

El sistema de vaporización (abierto, cerrado, etc...) debe ser seleccionado por el inversionista para minimizar su costo operativo y cumplir con las reglamentaciones medio-ambientales.

Comentario 497.

Sección: 4.3.4.5 Tanques de GNL

Línea: 23 - 24

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Inspección de un tanque de carga / año para alcanzar un ciclo de 5 años para la inspección total. Significa para una FSRU de 170 000 m3 con 4 tanques de carga, comenzar la inspección del primer tanque en Y1.

¿Es aceptable hacer la inspección de más de 1 tanque / año para la optimización de la movilización?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 155 y 169.

Comentario 498.

Sección: Marine Facility / Dredging

Línea:

Ref. Documento:

Comentario / Pregunta:

Incluya información sobre el plan de expansión de dragado que deben realizar las Autoridades Portuarias y el calendario previsto de estos trabajos.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 98.

Comentario 499.

Sección: Commercial scheme

Línea:

Ref. Documento: Modelo de contrato

Comentario / Pregunta:

Después de 20 años, ¿está previsto transferir las infraestructuras fijas? Confirme que no hay una opción de compra para la FSRU después de 20 años.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 11.

Comentario 500.

Sección: 3.1.1 Composición GNL

Línea: P13 3

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Tabla 2 typo para el "Mínimo poder Calorífico bruto"; debe ser 35.4 MJ / m3, no 35.4 J / m3

Respuesta:

Se ajusta el Anexo 1A.

Comentario 501.

Sección: 4.1.2.2.3 Obras portuarias

Línea: 32

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

EN 1532 ha sido reemplazado por ISO 28460

Respuesta:

Se corregirá el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentario 391.

Comentario 502.

Sección: 4.1.2.2.3 Obras portuarias

Línea: P 27 4

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Elimine OCIMF " Recommendations for Manifolds for Refrigerated Liquefied Gas Carriers ". Incluido en la versión 2018 de "Recommendations for Liquefied Gas Carrier Manifolds " (de SIGTTO y OCIMF)

Respuesta:

Es correcto. El documento "Recommendations for Liquefied Gas Carrier Manifolds" ha sido publicado en Marzo 2018 por SIGTTO y OCIMF.

Se corregirá el Anexo 1A de los DSI.

Comentario 503.

Sección: 4.1.2.2.3 Obras portuarias

Línea: P 27 7-14

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Sugerencia para agregar en las referencias SIGTTO: "Site selection and design of LNG port and jetties"

Respuesta:

Según lo indicado en el numeral 1.1 del Anexo 1A de los DSI, Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptadas para el proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista DSI, las normas Técnicas Colombianas, la Comisión de Regulación de Energía Gas (CREG) y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía (MME). El Inversionista deberá aplicar las normas, estándares, reglamentos técnicos y regulación, incluyendo su versión o actualización más reciente vigente al momento de desarrollar cada actividad.

La lista de normativa incluida en el Anexo 1A de los DSI no es exhaustiva.

Se indica en los DSI que durante la ingeniería de detalle el inversionista establecerá una lista completa de estándares y códigos aplicables que se relacionarán en la propuesta de cada Proponente.

Ver respuesta comentario 391.

Comentario 504.

Sección: 4.1.2.2.3 Obras portuarias

Línea: 30

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

EN 1474: solo considérela para las partes 2 y 3 (Hoses and offshore transfer system).

EN 1474-1 reemplazado por ISO 16 904

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentario 391.

Comentario 505.

Sección: 4.1.2.2.3 Obras portuarias

Línea: 7 - 14

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Sugerencia para agregar en las referencias de SIGTTO: " Site selection and design of LNG port and jetties "

Respuesta:

Según lo indicado en el numeral 1.1 los criterios de ingeniería y normas específicas adoptadas para el proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista DSI, las normas Técnicas Colombianas (entre ellas las NTC), la Comisión de Regulación de Energía Gas (CREG) y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía (MME).

La lista de normativa incluida en los DSI no es exhaustiva.

Se indica en los DSI que durante la ingeniería de detalle el inversionista establecerá una lista completa de Standards y códigos aplicables que se relacionarán en la propuesta.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 506.

Sección: 5.2.3.1.2 Disponibilidad

Línea:

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

La disponibilidad del 99.5% parece ser más alta que la disponibilidad común en terminales terrestres a gran escala de 98.5%

Respuesta:

Ver respuesta comentario 155.

Comentario 507.

Sección: 5.2.3.7 Operación de relicuación

Línea: 2-21

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

El recondensador debe diseñarse para reducir el envío mínimo. UPME tiene que definir “envío mínimo”; ver pregunta no 2.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2 y 104.

Comentario 508.

Sección: 5.2.3.9.2 Vaporizadores “OPEN RACK”

Línea: 13 – 15

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Si cada vaporizador tiene una capacidad de 100 MPCD, hay una necesidad de 4 ORV + 1 de repuesto. En el PFD, solo hay 4 ORVs.

Respuesta:

El inversionista podrá incorporar las modificaciones que considere en número final de equipos, y su dimensionamiento para optimizar las instalaciones del Proyecto.

Ver respuestas a comentarios 2 y 104.

Comentario 509.

Sección: 2 descripción del proyecto

Línea: 10

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Capacidad de Regas 400 MPCD. La filosofía spare no está claramente definida. ¿Debería alcanzarse esta capacidad con una filosofía de tren N + 1? ¿O es solo la disponibilidad general (99.5%) la que se usará como criterio?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 155.

Comentario 510.

Sección: 2 descripción del proyecto

Línea: 11

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Capacidad de almacenamiento. Los 170.000 m³ se definen como la capacidad de trabajo, considerando un nivel máximo del 98,5% (especificación 4.3.2.5 del FSRU). Entonces, de hecho, la FSRU debería tener una capacidad de 172 589m³. Pero, ¿y el “heel”? El volumen no pompable?

Respuesta:

El inversionista deberá garantizar una capacidad útil (working capacity) de 170.000 m³.

El talón de GNL debe definirlo el suministrador del FSRU según sus criterios técnicos.

Comentario 511.

Sección: 2 descripción del proyecto

Línea: 21

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Inventario mínimo de 30%. Entendemos esto como un volumen de almacenamiento estratégico, lo que significa que en operación normal no deberíamos tocar a tal volumen y que el volumen máximo que podríamos descargar está limitado a 119 000 m³ (170 000 - 51 000 de capacidad de almacenamiento estratégico)?

Respuesta:

El entendimiento del almacenamiento estratégico es correcto. El gas de inventario deberá estar disponible en todo momento, y será utilizado en momentos de falla en el Sistema.

Se aclara que en los DSI definitivos se va a exigir el 20% de almacenamiento por inventario mínimo que corresponde a 34.000 m³ de los 170.000 m³.

Ver respuesta comentario 15 y 43.

Comentario 512.

Sección: 2 descripción del proyecto

Línea: 31 – 35

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:



Todos los equipos serán totalmente nuevos y de la última tecnología. ¿Entonces los barcos reacondicionados no pueden ser usados? ¿Qué pasa con los buques existentes como solución de "bridging"?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 97.

Comentario 513.

Sección: 2 descripción del proyecto

Línea: P11 1 - 3

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Punto 11. Los "battery" límites no están claros. Se refieren a la navegabilidad, la maniobrabilidad y la seguridad tanto de la FSRU como de los operadores de GNL (incluida la Q Flex). ¿Qué área debería estar cubierta? ¿Cuáles son las obligaciones del puerto? ¿Podemos tener en cuenta la variación de la marea para la navegación, de la FSRU y de la empresa de transporte de GNL? ¿Dónde está el lugar seguro para la FSRU? ¿Consideramos que la FSRU permanecerá siempre amarrada en el embarcadero, o tenemos que considerar un "área seguro" remota?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 514.

Sección: 4.1.2. Reglamentos o Normas Técnicas. 4.3.3.15 Principales normas de aplicación

Línea: P23-27 P155-175

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Están proporcionando una extensa lista de códigos y estándares. ¡No estoy seguro de que no haya algunos conflictos entre todos estos códigos y estándares! Sugerimos limitar a un conjunto de normas, es decir, las estadounidenses

Respuesta:

Ver respuesta comentario 391.

Comentario 515.

Sección: 4.1.4. Buques de Diseño

Línea: 16-19

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Barcos: se menciona el rango general, pero se indica que es preliminar y que la lista se proporcionará en función de la flota que servirá a la terminal. La probabilidad de tener Qflex y Qmax provenientes de Qatar será muy limitada, entonces ¿por qué deberíamos considerarlos en el caso base? Recomendamos reducir el tamaño a un tamaño razonable en correlación con el tamaño de la FSRU de clase 175 000 m3.

Respuesta:

En el apartado 4.1.4 de la Anexo 1A de los DSI se establecen los buques de diseño a considerar para el dimensionamiento y compatibilidad del atraque.

Comentario 516.

Sección: 4.1.4. Buques de Diseño

Línea: P36 1 –22 P37 1-5

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

Remolcadores y embarcaciones de servicio. Entendemos que debemos prever las instalaciones para el atraque y el amarre de los remolcadores y los botes de servicio. ¿Número de remolcadores no definidos, posibilidad de amarrarlos uno al lado del otro? ¿Quién debería proporcionar estos buques? El proveedor de GNL? ¿La terminal? ¿el puerto? Entendemos que debemos verificar el número y las características de los remolcadores requeridos a través de un estudio de maniobras, pero ¿quién tendrá la obligación de proporcionarlos?

Respuesta:

El suministro de los remolcadores estará a cargo del Inversionista y sus características serán resultado del estudio de maniobras a realizar durante la fase de ingeniería básica por parte

del Inversionista. Asimismo se ajustarán las características de los mismos en función del rango de flota que opere en cada fase.

Comentario 517.

Sección: 4.3.2.3. Vida útil de Diseño

Línea: 7-10

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

4.3.2.3. Vida útil de Diseño

Respuesta:

Ver respuesta comentario 110.

Comentario 518.

Sección: 5.2.3.1.2. Disponibilidad

Línea: 33

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones

Comentario / Pregunta:

99.5% de disponibilidad debe ser aclarada! ¿Es esta la disponibilidad comercial? El técnico? para que parte del barco? Forma de medir / controlar?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 155.

Comentario 519.

Sección: 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU

Línea: 28-31

Ref. Documento: Anexo 1A – Description & especificaciones



Comentario / Pregunta:

99.5% de disponibilidad debe ser aclarada! ¿Es esta la disponibilidad comercial? El técnico? para que parte del barco? Descargando en 16 horas. El volumen que se va a descargar en ese momento debe definirse (en cualquier caso, estará limitado por la capacidad de la FSRU) o debe proporcionarse una tasa de descarga plana. Con el 30% de almacenamiento estratégico, ¿cuál es el volumen a considerar en la operación de descarga normal?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 15, 155 y 160.

Comentario 520.

Sección: 2. Descripción del proyecto

Línea: Página 6, líneas 24/25 Página 7, líneas 4 to 13

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Esta mandatorio que el punto de conexión sea ubicado en la área Municipalidad de Yumbo? Se puede proponer otro punto de conexión fuera del área de estudio?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 62 y 132.

Comentario 521.

Sección: 2. Descripción del proyecto

Línea: Página 6, líneas 24/25 Página 7, líneas 4 to 13

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Cuál es la presión de gas natural esperada en el punto de conexión? (Presión máxima, mínima, de operación, de diseño).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 522.

Sección: 2. Descripción del proyecto

Línea: Página 6, líneas 24/25 Página 7, líneas 4 to 13

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Pueden precisar el contenido de la información técnica que va a proporcionar UPME sobre la conexión al SNT? Cuando va estar disponible? Como el propietario de la tubería a la que se necesita interconectar también es un competidor, es importante que la información que se comparte entre los participantes sea igual. Hacer que la información esté disponible para todos debería ser responsabilidad de la UPME

Respuesta:

Ver respuesta comentario 62 y 171.

Comentario 523.

Sección: 2. Descripción del proyecto

Línea: Página 6

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Cuál es el flujo mínimo contemplado en el gasoducto? En general cuales son las condiciones de operación contempladas (max y min de presión, flujo?)

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 62, 104, 153 y 283.

Comentario 524.

Sección: 2.2. Punto de conexión del proyecto

Línea: Página 7, línea 43 to Página 8, línea 10

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Ya tienen información sobre los dueños de los terrenos en la banda de estudio? Existen convenios con la UPME o las autoridades colombianas para facilitar la compra de terrenos?

Respuesta:

No se tiene información sobre los propietarios del terreno. No se tienen convenios para gestión de tierras. La negociación predial es responsabilidad exclusiva del inversionista.

Ver respuesta comentario 2 y 11.

Comentario 525.

Sección: 3.4. Conexión del gasoducto al Sistema Nacional de Transporte (SNT)

Línea: Página 10, líneas 34 to 37

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Se va a necesitar un contrato para conectar el nuevo gasoducto con el SNT. Va ser firmado entre el Inversionista y el dueño de la infraestructura o entre Inversionista y la UPME? Qué pasa si un competidor para la inversión está también dueño del gasoducto al punto de conexión?

Respuesta:

El contrato se firma entre el Adjudicatario y el Transportador Incumbente dueño de la infraestructura existente.

Ver respuesta comentarios 62 y 171.

Comentario 526.

Sección: 3.1. Principales características técnicas del proyecto

Línea: Página 9: table

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Porque se contempla un tiempo de vida del gasoducto de 20 años?



Respuesta:

Desde el punto de vista regulatorio, en la Resolución CREG 107 de 2017, el periodo estándar de pagos se definió de la siguiente manera:

“Período estándar de pagos, PEP: Tiempo durante el cual un adjudicatario espera recibir el ingreso anual esperado, *IAE*, para remunerar un proyecto ejecutado mediante proceso de selección y el cual deberá considerar para efectos de presentar la propuesta económica. El periodo estándar de pagos será definido para cada proyecto en los respectivos documentos de selección, y como máximo será de 20 años”.

Así las cosas, es importante aclarar que los 20 años establecidos en los DSI corresponden al Período Estándar de Pagos (PEP) definido en la regulación y no a la vida del gasoducto.

Comentario 527.

Sección: 3.6.1 Procedimiento General del Diseño

Línea: Página 12, líneas 35- 37

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Cuando deben ser entregados los documentos Especificaciones Técnicas, Documento Final a la Auditoría?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 397.

Comentario 528.

Sección: 3.7.8. Sistemas de información y comunicación social

Línea: Página 18, línea 33

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Que esta esperado en "programa de comunicación social"?

Respuesta:

Lo que se espera con el programa de comunicación social es mantener informada a todas las comunidades locales sobre toda las novedades relacionadas con la ejecución y puesta en operación de la obra, por mencionar ejemplos: cierre de vías, corte en el suministro de servicios público domiciliario, etc.

Comentario 529.

Sección: 3.7.8. Sistemas de información y comunicación social

Línea: Página 18, línea 33

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Quien es la autoridad pública que tenemos que adresar para el tema de relación a las comunidades?

Respuesta:

Durante el desarrollo de los estudios ambientales y sociales que requiere el proyecto, el inversionista seleccionado, deberá identificar a las autoridades competentes que deberá involucrar de acuerdo a las actividades que vaya a realizar. Lo anterior, cumpliendo con el marco normativo legal y ambiental vigente en Colombia. Sin limitarse a las siguientes entidades se mencionan: en materia de vías la entidad competente es la ANI, en materia Ambiental se encuentran la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CAR Valle del Cauca) y la Asociación de Licencias Ambientales (ANLA) y específicamente para el Municipio de Buenaventura el Establecimiento Público Ambiental (EPA).

Comentario 530.

Sección: 3.7.8. Sistemas de información y comunicación social

Línea: Página 18, línea 33

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Cuál es el nivel de detalle esperado? Planificación debe ser incluida?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 529.

Comentario 531.

Sección: 3.7.11. Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras eléctricas

Línea: Página 21, línea 36

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Pueden entregar más información sobre la red eléctrica existente en el área de estudio más cercana? (potencia, mapa, disponibilidad, dueño de la red, condiciones de conexión)

Respuesta:

Al inversionista seleccionado le corresponderá identificar la red eléctrica existente, y deberá hacer el acercamiento al Operador de Red respectivo.

Ver respuesta comentarios 2 y 132.

Comentario 532.

Sección: 3.7.12.6 Automatización y control

Línea: Página 24

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Pueden entregar mas información sobre la red de telecomunicaciones existente en el área de estudio mas cercana? (, mapa, disponibilidad, dueño de la red, condiciones de conexión)

Respuesta:

Al inversionista seleccionado le corresponderá identificar la red de telecomunicación existente, y deberá hacer el acercamiento al Operador de Red respectivo.

Ver respuesta comentarios 2 y 132

Comentario 533.

Sección: Figuras 1 a 6

Línea:

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Design class definida en el documento es ANSI #900. ANSI #600 es suficiente si la presión de diseño es debajo de 1440psi. Se puede usar #600?

Respuesta:

El inversionista seleccionado deberá establecer las especificaciones técnicas en su ingeniería básica y de detalle, que garanticen un proyecto que cumpla con la normatividad nacional e internacional vigente.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 534.

Sección: Figuras 3

Línea:

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Para reducir las fugas de gas, las válvulas "shutdown and block valves" pueden ser soldadas?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 534.

Comentario 535.

Sección: Figuras 3

Línea:

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

Sistemas de venteo debería estar incluidos en el diseño de las válvulas principales y estaciones de medición

Respuesta:

Ver respuesta comentario 534.

Comentario 536.

Sección: Figuras 4

Línea:

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

EL diseño no permite la conexión de nuevos puntos de consumo en el trayecto del gasoducto. Si se contempla esta posibilidad, estación de medición bidireccional debería estar contemplada.

Respuesta:

El gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del Sistema Nacional de Transporte y tal como se expresa en los DSI contará con punto de entrada o recibo del gas proveniente de la Planta de Regasificación y un punto de salida o entrega al Sistema Nacional de Transporte en el municipio de Yumbo.

Nuevos Puntos de conexión a lo largo del Gasoducto Buenaventura – Yumbo no se deberán reflejar en el IAE y deberán ser asumidos por el remitente potencial de conformidad con las condiciones establecidas la Resolución 169 de 2011.

Ver respuesta comentarios 2, 19, 62 y 123.

Comentario 537.

Sección: Figuras 1 and 2

Línea:

Ref. Documento: Anexo 1B_Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto

Comentario / Pregunta:

EL diámetro 30 pulgadas de las líneas de medición está sobredimensionado para un flujo de 450mcf/d



Respuesta:

Ver respuesta comentario 534.

Comentario 538.

Sección: 2.2. Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto

Línea: 8 - 9

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

La UPME solicitará al Ministerio de Energía y Minas que cambie la fecha del COD en la resolución 40006 del 01/21 al 02/23, pero ¿cuándo se hará?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 539.

Sección: 3.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista

Línea: P19 13-14

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

El precio de compra de los documentos de selección de Inversionista de 240 000 000COP (80kUSD) es muy alto. Este precio no debería exceder 20kUSD para proyectos de ese tipo.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 540.

Sección: 4. CRONOGRAMA DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA

Línea: 7 Event 6

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

El tiempo para preparar las ofertas después de la publicación de las últimas actualizaciones / respuestas a las preguntas relacionadas al Documento de selección de Inversionista debe ser de un mínimo de 8 – 10 meses según los estándares de la industria.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 176.

Comentario 541.

Sección: 6.2. Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica

Línea: 13-14

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

Un límite del 42% de la parte dolarizada de la remuneración es demasiado bajo. Proponemos una retribución 100% dolarizada.

Respuesta:

El comentario es una propuesta de ajuste regulatorio. A la fecha de elaboración de este documento la CREG indica que no tiene previsto hacer ajustes.

Comentario 542.

Sección: 6.2. Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica

Línea: 21-22

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

¿AOM para qué modo de operación?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 452.

Comentario 543.

Sección: 6.3. Garantía de Seriedad

Línea: 30-31

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

El bono de oferta de 70MUSD para este tipo de proyectos es demasiado alto. Los niveles normales son alrededor del 3-5% del costo de inversión estimado.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Ver respuesta comentario 80.

Comentario 544.

Sección: 7.2. Evaluación de la Propuesta y Adjudicación del Proyecto

Línea: 16

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

30 minutos para entregar un nuevo precio no es suficiente. Uno debería tener al menos 24 horas.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud. El modelo adoptado por la UPME para la convocatoria de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, es similar al modelo de las convocatorias del sector eléctrico también realizadas por la UPME desde hace varios años, sin que a la fecha se hayan presentado inconvenientes o reclamaciones por parte de los interesados al respecto.

Comentario 545.

Sección: 3.2. Valores asociados a los componentes de la INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS DEL PACÍFICO necesarias para la prestación de los SERVICIOS ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN

Línea: 3.2.1.-3.2.5.

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

Será completamente imposible desglosar el precio según los diferentes componentes de la planta de gases de efecto invernadero.

Respuesta:

Consideramos que esta pregunta no tiene relación con el proyecto.

Comentario 546.

Sección: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica

Línea: P31 1-3.

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

¿Cuál es el propósito de esta póliza al entregar la oferta?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 547.

Sección: 8.2. Obligaciones del Adjudicatario previos a la fecha del cierre de la Convocatoria Pública

Línea: P40 16-33 P41 1-5

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

Las restricciones de tiempo son estrictas para preparar todos los elementos necesarios.

Respuesta:



De acuerdo con la experiencia de la UPME del sector eléctrico, consideramos que el tiempo es suficiente para tal fin.

Ver respuesta comentario 544.

Comentario 548.

Sección: 9.2. Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto - FPO

Línea: 18-24

Ref. Documento: DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Comentario / Pregunta:

¿Cuál es el procedimiento para seguir / eliminar los criterios que permiten otorgar esta extensión COD? ¿Qué evidencia debe producir el adjudicatario para esto?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 549.

Libre acceso. En la página 9 de la línea 13 a 16, se define el gasoducto y en el documento Anexo 1ª líneas 16 a 18, por su parte, se establece el alcance del FSRU. En este sentido, pareciera que el gas natural que alimentará el gasoducto debe venir de la planta de regasificación y esta infraestructura se “amarra” a la planta. En este sentido, la UPME debe aclarar si el gasoducto será de acceso abierto y no exclusivo a solo gas proveniente de la planta de regasificación. ¿Puede alimentarse con gas natural que cumpla los requisitos RUT provenientes de otro proveedor diferente a la planta de regasificación?

Respuesta:

Entendemos que este gasoducto, al ser parte del SNT, es de libre acceso. Los aspectos asociados a este tema serán regulados en resolución posterior.

Ver respuesta comentario 14.

Comentario 550.

Inventario Mínimo. En la página 10, en los renglones del 11 al 13, se menciona que la UPME solicitará a la CREG que establezca la obligación de contar con un inventario mínimo de almacenamiento de GNL para eventos de falla en el sistema. ¿Esto presume que este gas de inventario mínimo será comprado por el inversionista? De ser así, cuando el gas sea consumido, ¿este deberá ser pagado por el o los usuarios que lo nominen al precio en que se compró más una tarifa de almacenamiento y un margen de comercialización? ¿En caso de ser nominado el gas del inventario mínimo, de quién sería la obligación de reponerlo? ¿En cuánto tiempo? Es importante tener en cuenta que es muy difícil para el inversionista determinar el precio futuro del GNL, especialmente para un horizonte de 20 años, por lo tanto dejar en cabeza suya, del inversionista, la responsabilidad de la reposición de este inventario supone un riesgo adicional en el proyecto, que solo es posible cubrirlo con un mayor precio en la oferta del IAE, no solo por la dificultad de predecir el precio, sino, además, porque resulta imposible establecer la frecuencia con la que se nominará el mismo, sobre todo cuando la regulación establece explícitamente la prohibición para el inversionista de comercializar el GNL.

Por otra parte, si no se nombra este gas, ¿quién debe responder por el boil off? Es importante que estas reglas queden muy claras a fin de poder preparar la oferta de manera correcta.

Respuesta:

La CREG definirá las reglas relacionadas con su uso y comercialización.

Ver respuesta comentarios 15 y 43.

Comentario 551.

Períodos de Pagos. En la página 11, en los renglones del 3 al 5, se menciona que el periodo estándar de pagos será de 20 años, según el artículo 2 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la sustituyan o modifiquen. Entendemos que este punto depende y es responsabilidad de la CREG, más que de la UPME. Sin embargo, es muy importante señalar, que para preparar una oferta es necesario hacer un gran trabajo previo, que implica gestiones en diferentes aspectos (ingeniería, ambiental, legal, financiero, etc.) y un cambio a última hora en el periodo de pagos, puede cambiar completamente las condiciones para la financiación, y podría de plano eliminar a la competencia, teniendo como consecuencia el cierre del proyecto a un precio mucho más elevado por cuenta de la sustracción de una parte de la oferta. Por lo tanto, nos permitimos sugerir que se fije el periodo de pagos con lo que esté vigente en la regulación al momento de la expedición de los términos definitivos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 16.

Comentario 552.

Fecha Oficial de Puesta en Operación. En la página 15, en los renglones 8 y 9, se menciona que la UPME solicitará al Ministerio de Minas y Energía, modificar la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017, para establecer como Fecha de Puesta en Operación (FPO) la fecha de febrero de 2023. Consideramos que esto es un error, pues se estaría perjudicando de manera grave a la demanda del país, especialmente a la de la región suroccidental. Para empezar la UPME decidió unir dos proyectos: la planta de regasificación y el gasoducto en una sólo. Esta decisión, contraria a lo expuesto en la Resolución 40006 del Ministerio, ignora para empezar que se trata de dos activos de naturaleza diferente, con riesgos muy distintos y con posibilidades de entrar en operación en momentos que no necesariamente coincidirán. Vale la pena señalar que actualmente dado el estado de avance de la etapa previa de los proyectos (licencia ambiental, permisos, concesión, estudios de ingeniería, etc.) la planta de regasificación puede entrar en operación en la fecha prevista por el Ministerio en la Resolución 40006 de 2017.

Si bien es posible pensar que este no es el caso para el gasoducto entre Buenaventura y Yumbo, es un error posponer la fecha de entrada de operación de los dos proyectos (planta de regasificación y gasoducto) para 2023, pues este análisis ignoraría que existe una gran parte de la demanda nacional que se beneficiaría directamente de la existencia de la planta de regasificación, incluso sin que esté disponible el gasoducto, y de manera indirecta, la totalidad de la demanda nacional.

Por ejemplo, la demanda de Buenaventura no necesita de la existencia del gasoducto para poder gozar de los beneficios de la existencia de la planta, ahorrando para sus habitantes grandes costos, producto de los costos evitados de transporte, sobre todo teniendo en cuenta que desde Yumbo se hace en camiones, lo que se refleja en grandes costos para los usuarios finales. Si hacemos el análisis para la demanda de Cali, solo es necesario observar las últimas publicaciones sobre la tarifa, hechas por el comercializador – distribuidor que atiende este mercado, para ver que hoy un usuario de Cali tiene que pagar por un kpc de gas USD\$7.13 y por el transporte de ese mismo kpc USD\$6.37 (fuente: GDO, tarifas para el mes de marzo de 2018, publicadas en la página www.gdo.com.co) eso sin contar la distribución y comercialización, si la planta de regasificación estuviera en operación, ese mismo kpc de gas podría costar un valor cercano a los USD\$7, por regasificación, algo como USD\$1.50 y por el transporte hasta Cali algo cercano a USD\$1 lo que sumaría USD\$9.50, esa diferencia en el consumo total de la región (150Mpcd) en un día, da que: la región está pagando un sobre costo, por no tener la planta operando, de, alrededor de, USD 600 mil diarios, y al año casi USD\$219 millones. Luego demorar la fecha de entrada en operación de la planta de regasificación, aun con indisponibilidad del gasoducto es perjudicial para la demanda.

Que los usuarios de Cali, Buenaventura, Popayán, el eje Cafetero, y en general todo el suroccidente del país tengan una alternativa competitiva para su suministro de gas beneficia al resto de los usuarios del país, pues al disminuir la demanda por el gas nacional, esto se ve inmediatamente reflejado en precios más bajos para el resto de la demanda.

Por otra parte, esto le permitirá al país contar con gas natural para atender la demanda de las plantas de generación a gas natural, que hoy en día se ven obligadas a despacharse con combustibles líquidos, lo cual afecta a los usuarios y a las empresas de generación. La UPME parece darse cuenta de esta situación al exigir que la planta de regasificación tenga asociada a la misma, facilidades para cargar camiones de GNL, las mismas que deberían ser utilizadas asiduamente mientras entra en operación el gasoducto. Si la UPME persiste en hacer un solo concurso para escoger a un solo

inversionista para la planta de regasificación y para el gasoducto, debería permitirse que se remunerere desde el momento de entrada en operación la porción que corresponda a la planta de regasificación. Es decir, que se deba discriminar en la oferta el valor del IAE que se destina para remunerar la planta y el que remunerará el gasoducto, pero que se le adjudique a aquel cuya suma, IAE total, sea la menor.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 17.

Comentario 553.

Ingreso Anual Esperado – IAE. En la página 31, en los renglones del 9 al 14, se menciona que el IAE ofertado debe estar en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a presentación de la propuesta, así mismo, que se debe indicar el porcentaje del IAE que se solicita en dólares de los Estados Unidos de América, el cual no podrá exceder el 42 % del IAE. Al respecto tenemos las siguientes preguntas:

- 1. El valor que se solicite en dólares, por ejemplo 42% del IAE, queda fijo en dólares por los 20 años? ¿O lo que queda fijo es el porcentaje del IAE en pesos, solo que se pagan en dólares? Si lo que queda fijo es el porcentaje, entonces eso es lo mismo que tener el ingreso 100% en pesos. En cambio, si lo que queda fija es la cantidad de dólares que se van a remunerar y una cantidad de pesos como parte del IAE, entonces este porcentaje variará a lo largo del tiempo, pues la volatilidad de la tasa de cambio producirá este efecto. De ser así, es necesario que se determine con cuál tasa de cambio se debe hacer el cálculo del porcentaje. De manera más general, es importante tener en cuenta que, al fijar un porcentaje tan alto en pesos para el IAE, se está restringiendo la participación de una gran parte de la banca internacional en la estructuración financiera del proyecto, lo que se traduce ineludiblemente en mayores costos para los oferentes y por supuesto, para la demanda nacional.*
- 2. En los renglones 13 y 14 de la página 31, se establece que el porcentaje en dólares debe ser un valor único. Solo hay una forma de que esto sea así y es que el IAE sea igual para todos los años, o que el valor solicitado en dólares sea igual a cero, 0 %. Lo que parece contrario a lo que pretendía el regulador.*

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 554.

Qué refleja el ingreso anual esperado. En la página 31, en el renglón 19, se menciona que el IAE deberá reflejar el costo, entre otros, de la conexión al sistema de transporte. Si la planta de

regasificación entra en operación antes que el gasoducto, no debería exigírsele que tenga tal conexión, al menos no mientras el ducto entra también en operación.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 19.

Comentario 555.

Evaluación del sobre 1. En la página 36, en los renglones del 13 al 33 se relatan las causas para que declaren uno u otro proyecto como no conforme, solicitamos que, dentro de estas causas, se incluya el haber entregado cualquier documento que sea falso o ilegítimo y que, de comprobarse dicha situación no sea subsanable por parte del proponente

Respuesta:

Ver respuesta comentario 20.

Comentario 556.

Indexación del IAE, para actualizar su valor. Se entiende que el IAE será actualizado mensualmente, de acuerdo con lo expresado en la Res CREG 107 de 2017 o la que la modifique o sustituya, usando los índices y las fuentes de ellos allí especificadas, entendemos que dichos índices y el procedimiento de aplicación deberán ser fijados en los términos definitivos, a fin de que los proponentes puedan tener clara la forma y los indexadores que se usarán para actualizar sus ingresos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 21.

Comentario 557.

Garantía de seriedad. De acuerdo con lo expresado en los renglones 29 a 31 de la página 32, la UPME fijará un valor que deberá ser garantizado por el oferente, en pesos colombianos, dado que dicha garantía podría ser emitida por un banco internacional, ¿la UPME podría recibir dicha garantía denominada en dicha moneda?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 22.

Comentario 558.

Periodo de pagos en los casos en que la fecha de entrada en operación sea anterior o posterior a la FPO. En la página 44 numeral 8.3.8. En el evento en que una de las partes del proyecto, la planta de regasificación, entre en operación con anterioridad a la FPO y lo haga en una fecha diferente que la entrada en operación del gasoducto, se realizará el mismo procedimiento enunciado en la Res CREG 107 de 2018, es decir que se realizará un promedio simple de los IAE, dado que la planta podría prestar servicios de forma independiente, mediante el llenado de camiones cisterna o la conexión a la red local de Buenaventura.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17 y 19.

Comentario 559.

Ajustes a la FPO. De acuerdo con lo consultado anteriormente, en el caso de que la planta y el gasoducto puedan entrar en fechas diferentes, ¿dichas fechas se podrán ajustar de la misma manera que se expresa en el numeral 9 de la página 46?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 24.

Comentario 560.

Ingreso anual esperado. Entendemos que los valores expresados en los formularios número 1 de la página 50, deberán ser en pesos constantes del último día del año anterior a la presentación de las ofertas, que una porción de ese IAE estar expresado en dólares de los Estados Unidos de América y que ambas partes se ajustarán de acuerdo al procedimiento y los índices que se encuentran expresados en la Res CREG107-2017 o las que las modifiquen o reemplacen, pero cualquier cambio en estos procedimientos o en los indexadores podría modificar de manera significativa los valores del IAE y por tanto del flujo de caja del inversionista. ¿La UPME fijara las condiciones de indexación con anterioridad a la adjudicación?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 25.

Comentario 561.

Desagregación de valores. En los formularios de los numerales 3.1 y siguientes, en los que se separan las actividades del proyecto, separar los valores de las actividades puede significar que los proyectos van a ser remunerados de forma separada, es decir que cada una de las actividades, al momento de entrar en operación, en caso de ser en una fecha anterior o posterior a la FPO, ¿serán remuneradas de acuerdo con las reglas establecidas en la Res CREG 107?

De otro lado, realizar esa división no es sencillo, ya que en el caso de que las facilidades de regasificación sean realizadas por una unidad flotante, FSRU, en ella vienen todas integradas y no será fácil diferenciar sus componentes ni sus costos de operación y que, como se mencionó, todas hacen parte de una sola unidad.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 562.

Declaraciones y garantías. En el renglón 5 de la página 62, dice que el proponente declara que cumplirá con todos los requisitos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural. En dicho plan, se presentan como dos proyectos separados a los componentes de esta convocatoria, eso quiere decir que: ¿aun cuando sea un solo proceso y la UPME vaya a seleccionar un solo adjudicatario para ambos, en la parte regulatoria, en sus FPO y en la remuneración serán, de alguna manera independientes, para cumplir con lo dicho en el plan?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 27.

Comentario 563.

Formulario 2. En el renglón 10 de la página 66, se debe declarar que la empresa/consorcio, debe tener una duración mínima de 20 años, con esa declaración se entiende que: ¿la duración mínima de la empresa será de 20 años, más el tiempo que demore la puesta en operación?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 28.

Comentario 564.

Formulario 6. En la página 78, se entiende que se emitirá una garantía de cumplimiento para el proyecto en general, es decir que en esa garantía estarán relacionados los dos grandes componentes del proyecto, siendo que son proyectos de complejidades distintas y que cada uno podría terminar su ejecución en fechas diferentes, ¿no ha considerado la UPME que deban emitirse garantías para cada uno de los componentes del proyecto?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 29.

Comentario 565.

Anexo 1. En el Anexo 1 de los DSI, se describen instalaciones, procesos y composición del gas licuado que puede ser tratado en las instalaciones de regasificación, eso sugiere que solo las terminales de regasificación que procesen GNL serán aceptadas, ¿ha considerado la UPME opciones de instalaciones, procesos y composición de gas diferentes, pero que entreguen gas en condiciones RUT, como alternativas para el desarrollo del proyecto? ¿De no ser así, podría la UPME hacerlo? Si la alternativa cumple con las capacidades de regasificación, confiabilidad y demás parámetros necesarios para la entrega al SNT de 400 Mpcd de gas.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1 y 2.

Comentario 566.

Lugar de desarrollo del proyecto. En la página 10 de la línea 16 a 35 y en la página 11 de la línea 1 a 7 se establecen los detalles del conjunto de instalaciones plenamente operativas que garantizarán la entrega del gas natural regasificado en cantidad y calidad. Se solicita a la UPME requiera a los oferentes incluir en sus propuestas el sitio exacto en el cual desarrollará el proyecto de la Planta Regasificadora del Pacífico, teniendo en cuenta que la definición del lugar de construcción del proyecto permite generar estudios previos de ingeniería de mayor confiabilidad, así como otras actividades de diseño tales como suministro de materiales, construcción, montaje y pruebas inherentes al proyecto. Lo anterior permitiría una mejor estimación de costos previa a la construcción, asegurando de mejor manera la ejecución de las obras.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 30.

Comentario 567.

Concesión Portuaria. En relación con la concesión portuaria que deberá tener el adjudicatario del proyecto, entendemos que la UPME considera esto como parte de las obligaciones del proponente/ adjudicatario que deberán ser cumplidas con posterioridad a la adjudicación. Se considera oportuno que dado que los plazos de ejecución del proyecto son ajustados, esto debería ser un requisito anterior, ya que una demora en su trámite puede afectar el adecuado desarrollo del proyecto.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2.

Comentario 568.

Uso de gasoducto Buenaventura – Yumbo. Dando alcance a lo expuesto en la socialización llevada a cabo por la UPME el pasado 8 de junio de 2018 se entiende que el gasoducto Buenaventura – Yumbo no es de uso exclusivo de la Planta Regasificadora, es decir que hace parte del SNT y por tanto tiene libre acceso. A partir de lo anterior, se entiende que en el caso de que haya nuevo gas que, cumpliendo las especificaciones RUT, quiera hacer uso de la infraestructura de transporte, no existirán restricciones para su ingreso. Esto es fundamental quede claro en el proceso. Es necesario hacer claridad y dejar explícito esta situación en los Términos de Referencia definitivos.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 32.

Comentario 569.

Solicitud estudio de impacto ambiental. En la página 13 del Anexo 1A reglón 13 numeral 3.1.3 “Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación” se establece que el inversionista seleccionado será responsable de las investigaciones y consultas con las autoridades competentes de asuntos ambientales. Se sugiere a la UPME solicitar al proponente que el proyecto cumpla los mismos requisitos o requisitos similares a los solicitados a un proyecto de generación en Upme Fase 2 de su ejecución ya que con ello se garantiza que el proponente ha realizado estudios suficientes, que le permitieron presentar ante la Autoridad de Licencias Ambientales la solicitud del certificado de aprobación del diagnóstico ambiental de alternativas y que dicho certificado fue expedido por la Autoridad.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 33.

Comentario 570.

Especificaciones técnicas. Aun cuando la UPME menciona en los documentos que el proponente podrá escoger libremente la tecnología que quiera usar para realizar el proceso de regasificación, limita ésta al gas natural licuado mediante la disminución de temperatura. Al respecto sugerimos que la UPME considere viable una tecnología que mantenga las condiciones de entrega de gas al SNT pero que no cumpla con las especificaciones del gas importado, es decir que el gas importado sea transportado mediante métodos diferentes a los buques metaneros que emplean tecnología criogénica y que su regasificación sea por métodos diferentes al intercambio de calor.

Por último, vemos con beneplácito que se esté implementando una política de largo plazo en lo que concierne al mercado de gas natural, y que se hayan identificado los activos que se requieren para cubrir la demanda futura de gas natural para darle la confiabilidad en el suministro que requiere el mercado, la demanda térmica, los usuarios y en general el país.

Sin embargo, preocupa que aún los términos de referencia se limitan a una sola posibilidad de tecnología (gas natural licuado – GNL) y no contempló ninguna tecnología diferente limitando el portafolio de posibilidades. Con lo anterior, se excluyen del análisis otras alternativas que pueden satisfacer igual o mejor las necesidades identificadas, posiblemente a costos más competitivos. La posibilidad de ampliar el portafolio de tecnologías que pueden participar en el proceso le introduce mayor transparencia y la posibilidad de considerar en la selección aquella opción que sea más eficiente desde el punto de vista económico para Colombia.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 34.

Comentario 571.

Términos de Referencia para Selección del Auditor. Tal como se indica en el punto 8.1, el Oferente puede estar formado por un número plural de empresas mediante la constitución de un Consorcio. En este caso, agradeceríamos que nos indicaran si todas las empresas que constituyen el Consorcio (Oferente) deben estar incluidas en la Lista de Firmas Auditoras publicada por el CNOG. Nos permitimos sugerir que sólo sea necesario que, al menos, una (1) de estas firmas esté incluida dentro de la citada Lista.

Respuesta:

De conformidad con el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017, la firma auditora deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOG.

Así entonces, entendemos que la firma auditora que desee presentarse al proceso de selección para realizar la auditoria de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico deberá conformar el listado elaborado por el CNOG.

Comentario 572.

Términos de Referencia para Selección del Auditor. En el punto 11.1.2. Capacidad Técnica del Oferente se establecen los criterios de evaluación técnica. En el punto v. del numeral 11.1.2.1 Criterios se incluye como requisito la Experiencia en “Operación de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría de operación de puertos marinos o fluviales”. Dado que este tipo de experiencias no suelen ser propias de firmas de Ingeniería o Constructoras de este tipo de plantas, solicitamos amablemente la eliminación de este criterio con el objetivo de dotar al presente proceso licitatorio del óptimo nivel de calidad y pluralidad de oferentes. En caso de no ser aceptada nuestra petición, solicitamos que este requisito no suponga rechazo del Oferente, tal y como se indica en la página 33 punto 6 del numeral 11.1.2.2. Procedimiento.

Respuesta:

El Anexo 4 de los DSI será modificado.

Comentario 573.

Términos de Referencia para Selección del Auditor. En relación al punto 11.1.2. Capacidad Técnica del Oferente, en el punto vi. se exigen experiencias en “Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad en proyectos de infraestructura”. Solicitamos incluir también experiencias en Implantación de Sistemas de gestión de calidad. En ese caso, nuestra propuesta para este criterio quedaría de la siguiente manera “Auditoría o interventoría o implantación de sistemas de gestión de calidad en proyectos de infraestructura”. En caso de no ser aceptada nuestra petición, solicitamos que este requisito no suponga rechazo del concursante, tal y como se indica en la página 33 punto 7 del numeral 11.1.2.2. Procedimiento.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 573.

Comentario 574.

Términos de Referencia para Selección del Auditor. En el punto 11.1.2. Capacidad Técnica del Oferente, concretamente en el apartado 11.1.2.2. Procedimiento (página 34) se indica entre “corchetes” lo siguiente: “[Del total de la experiencia acreditada por el Oferente, al menos tres (3) de los contratos deben haber sido ejecutados en Colombia]”. Les rogamos nos confirme este requisito. En caso de respuesta afirmativa, solicitamos respetuosamente con el fin de conseguir mayor y mejor afluencia de especialistas internacionales entre los Oferentes, se elimine este requisito o en su defecto que se rebaje a una (1) experiencia.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 573.

Comentario 575.

Términos de Referencia para Selección del Auditor. En relación al punto 11.1.2. Capacidad Técnica del Oferente, les agradeceríamos nos indicaran si los requisitos exigidos pueden ser también cumplidos por empresas subcontratadas por el Oferente.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 573.

Comentario 576.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Tabla de contenido - En la tabla de contenido se referencia el "Anexo No. 4. Minuta del Acuerdo de Confidencialidad", sin embargo el anexo 4 adjunto en la convocatoria corresponde con los documentos de auditoría (minuta y términos de referencia de selección del auditor). Solicitamos aclarar a qué información corresponde el anexo 4.

En caso de que corresponda con la Minuta del Acuerdo de Confidencialidad, solicitamos adjuntar tal documento.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 335.

Comentario 577.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Auditoría".

De acuerdo con la definición, el auditor deberá verificar "la conformidad con requisitos especificados en estos DSI en la ejecución del Proyecto por parte del Adjudicatario". Por otro lado, en los anexos 1A y 1B se proporciona información muy detallada sobre especificaciones técnicas que obedecen a la ejecución de las ingenierías básica y de detalle y que son responsabilidad del inversionista. Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita ajustar la definición de la Auditoría, de forma que en lugar de validar las especificaciones contenidas en los DSI, validen las especificaciones técnicas que para el proyecto establezca el inversionista.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2 y 88.

Comentario 578.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Beneficiario Real".

La definición estipulada por la UPME debe tener en cuenta que la resolución CREG que define las características que habilitan a los agentes para participar en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación sigue en consulta. Es fundamental que cuando la UPME realice la apertura del proceso, el Regulador expida dicha resolución en firme, con el fin de que los interesados en participar en la convocatoria puedan hacerlo sin tener el riesgo que la CREG expida una nueva medida que se los imposibilite.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 53.

Comentario 579.

Documentos de selección del inversionista - 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Contrato de Conexión al Sistema Nacional de Transporte".

Teniendo en cuenta lo indicado en la definición, se solicita adjuntar en los DSI, el modelo del contrato de conexión que aplicaría con el transportador al que se conectará el gasoducto Buenaventura-Yumbo.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 62.

Comentario 580.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Se establece que el Contrato de Fiducia 2 está contenido en el Anexo No. 5-2 y este Anexo no existe. Confirmar si se debe utilizar o está contenido en el Anexo No. 5.

Respuesta:

No existe Contrato de Fiducia 2, se ajustará el Anexo No. 5 de los DSI.

Comentario 581.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Se establece que el Contrato de Fiducia 2 está contenido en el Anexo No. 5-2 y este anexo no existe. Confirmar si se debe utilizar o está contenido en el Anexo No. 5.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 581.

Comentario 582.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de “Garantía de seriedad”.

Se solicita aclarar si se pueden combinar instrumentos bancarios tales como garantías y pólizas, con el objetivo de cubrir el valor total requerido en la seriedad de la oferta. En caso afirmativo, favor ajustarlo en la definición.

Respuesta:

No se puede combinar instrumentos bancarios.

Ver respuesta comentario 5.

Comentario 583.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de “Gasoducto Buenaventura – Yumbo”.

Se solicita incluir en la definición qué tipo de gasoducto es, ya que no se define si es gasoducto de conexión o de transporte.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

De conformidad con la regulación vigente expedida por la CREG el Gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Ver respuesta comentarios 62, 446 y 447

Comentario 584.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Ingreso Anual Esperado o IAE".

Se solicita incluir en la definición de "Ingreso Anual Esperado o IAE" que éste deberá corresponder al Ingreso Anual Esperado Ofertado (IAEO) presentado por el inversionista seleccionado.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Entendemos que la definición del IAE corresponde al valor oficializado por la CREG vía Resolución y la del IAEO corresponde al valor de cada Proponente en su propuesta.

Una vez sea adjudicado el proyecto de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, el IAEO del Proponente se convertirá en el IAE del Adjudicatario que deberá oficializar la CREG en los términos de la Resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Comentario 585.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Inventario Mínimo". Se solicita aclarar si a cargo del inversionista, el inventario mínimo corresponde a una obligación única inicial o si es una obligación permanente a lo largo de la operación de la planta. En caso de que sea sólo sea su responsabilidad el inventario inicial para comisionamiento de la planta, se solicita que se otorgue mediante resolución el permiso para efectuar esta operación de compra y posterior venta de GNL. Si se está considerando como una obligación permanente durante el período estándar de pagos PEP, queremos resaltar que el inversionista no podría cumplir tal requerimiento ya que no es una agente comercializador y, de acuerdo a las medidas de la CREG, los participantes del proceso de selección para ejecutar la planta están impedidos para tales fines.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 15 y 43 .

Comentario 586.

En cualquier caso es importante considerar que se detectó que no se definen responsabilidades en aspectos críticos para el funcionamiento de una terminal de regasificación como lo son:

Requerimiento de Heel (nivel mínimo de GNL). Éste es un GNL necesario para el funcionamiento de la terminal con el objeto de mantener frías las unidades de la planta y la recirculación. Se solicita

aclearar si está incluido en el inventario mínimo o se sumará al mismo. De igual forma se solicita incluir que su compra y reposición debe estar a cargo del comercializador de GNL;

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 15 y 511.

Comentario 587.

Pérdidas del inventario de GNL. Se debe tener en cuenta que i) la custodia (más no propiedad) del inventario estaría a cargo del inversionista, ii) la frecuencia de uso de la terminal no depende de éste y iii) por su naturaleza el GNL se evapora en el tiempo. Debido a lo anterior, solicitamos establecer claramente que las pérdidas del GNL por el no uso de la terminal no son responsabilidad del inversionista, y que tanto la compra como reposición del GNL deben estar a cargo del comercializador;

Respuesta:

Las obligaciones del adjudicatario en cuanto a pérdidas por evaporación del gas (Boil-Off Gas) están definidas en el artículo 6 de la Resolución CREG 152 de 2017. Es claro que el BOG será asumido por el inversionista cuando superen el porcentaje definido en el numeral 2 del Anexo 1A de los DSI y que por debajo de este porcentaje serán reconocidos por la demanda.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 588.

Calidad del gas. Dentro del alcance del proyecto se incluye entregar el gas regasificado en condiciones RUT, y en otro apartado se establece que el inversionista "garantizará la entrega del gas natural regasificado en cantidad y calidad". Sin embargo se debe tener en cuenta que el inversionista, propietario de la planta de regasificación, no tiene injerencia en la calidad del gas, debido a i) no será el responsable de la compra del GNL, sino el comercializador, ii) de acuerdo con la página 12 fila 13, la terminal debe estar diseñada para recibir GNL pesado con lo cual el agente que comercialice puede comprar GNL por fuera de especificaciones RUT, iii) el inversionista no será responsable de la frecuencia de uso de la terminal y si la terminal no se utiliza, el GNL no sólo se evapora sino que el remanente se sale de especificaciones afectándose la calidad del gas regasificado. Todos los aspectos anteriores son determinantes en la calidad del gas regasificado y están fuera del control del inversionista.

Debido a lo anterior, solicitamos eliminar del alcance del inversionista la responsabilidad de la calidad del gas, así como establecer claramente en los DSI que i) las obligaciones de cumplimiento de

calidad están a cargo del comercializador de GNL y ii) que los costos por salida de especificaciones del gas deben ser asumidos por los clientes.

Respuesta:

El adjudicatario deberá diseñar su proceso de tal manera que este en capacidad de recibir el GNL en los rangos establecidos en la Tabla 1 del Anexo 1A y entregarlo en las especificaciones RUT que se mencionan en la Tabla 2 del mismo Anexo.

Ver respuesta comentario 99.

Comentario 589.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Mejor Valor de la Oferta".

La definición cita el numeral 7.2 y este numeral establece "Dentro de las Propuestas Económicas admisibles, se seleccionará como Adjudicatario al Proponente cuya oferta tenga el MEJOR VALOR DE LA OFERTA", con lo cual la definición de "mejor valor" vuelve a ser "mejor valor", que es ambiguo. Solicitamos aclarar si el MEJOR valor corresponde al MENOR valor. Este comentario aplica también para el numeral 7.2

Respuesta:

Ver respuesta comentario 313.

Comentario 590.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Proponente"

Se solicita eliminar el término "persona natural" en la definición de "proponente", teniendo en cuenta que i) la resolución CREG 107 de 2017 no incluye esa figura para el proceso, y ii) legal y financieramente las obligaciones de las personas naturales son más limitadas que las de las personas jurídicas. Por la magnitud del Proyecto, la persona jurídica cuenta con mayor disponibilidad de capital y de acceder a créditos financieros.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI conforme con la definición dictada en el artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 591.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación"

Se solicita cambiar la expresión "servicios de" por "actividades de" toda vez que son actividades que no se pueden prestar como servicios independientes.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

El término de "servicios" proviene del artículo 7 de la resolución CREG 152 de 2017.

Comentario 592.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición "Valor de la Oferta".

El valor de la oferta hace referencia al valor presente del Ingreso Anual Esperado (IAE), sin embargo, éste debe ser el igual al Ingreso Anual Esperado Ofertado (IAEO). Se solicita realizar el ajuste en la definición.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 585.

Comentario 593.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición "Valor Estimado del Proyecto".

Tanto en la Resolución 107 de 2017 y en los DSI, define que el valor estimado del proyecto "es el valor calculado por la UPME, estimado con base en información disponible tal como valores de referencia utilizados por la CREG para valorar infraestructura de transporte, información de estudios de preinversión, licenciamientos ambientales, servidumbres, adecuaciones de infraestructura, entre otros, y que es incluido en los documentos de selección". (subrayado fuera de texto). Teniendo en cuenta esta definición, se solicita a la UPME publicar dicho valor en los DSI.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 3.

Comentario 594.



Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 1.1. Términos y Expresiones - Definición de "Vinculación Económica".

La definición estipulada por la UPME debe tener en cuenta que la resolución CREG que define las características que habilitan a los agentes para participar en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación sigue en consulta. Es fundamental que cuando la UPME realice la apertura del proceso, el Regulador expida dicha resolución en firme, con el fin de que los interesados en participar en la convocatoria puedan hacerlo sin tener el riesgo que la Resolución CREG 152 de 2017 la cual está vigente, se los imposibilite.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 53.

Comentario 595.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 2.2. Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto - En los DSI la FPO indicada es enero de 2021 y adicionalmente se incluye una nota donde se prevé modificarla a febrero de 2023. Se solicita que la modificación a la fecha de puesta en operación (FPO) actual se realice de manera previa a la emisión de los pliegos oficiales y apertura de la convocatoria.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 596.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 2.2. Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto - En la divulgación de los pliegos realizada por la UPME el día 8 de junio de 2018, se habló sobre la posibilidad de tener dos FPO, una para el gasoducto y otra para la terminal. Solicitamos revisar la conveniencia de tal postura, toda vez que no es práctico tener sólo la terminal en funcionamiento con los consecuentes costos asociados para el país. Adicionalmente técnicamente la única forma posible de sacar el gas sería en forma de GNL lo cual es impráctico hacerlo por camiones cisterna para la máxima capacidad debido a que tal sistema está concebido para cantidades menores.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17.

Comentario 597.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 2.2. Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto - La UPME tiene previsto establecer como Fecha de Puesta en Operación (FPO) febrero 2023. Teniendo en cuenta que la UPME tiene planeada la selección del adjudicatario para febrero de 2019, la FPO en febrero de 2023 significa un tiempo de ejecución del proyecto de menos de 4 años. Sin embargo en el estudio técnico de la UPME sobre el gasoducto (desarrollado por la firma Delvasto-HNA), se estima un tiempo de ejecución del proyecto de 5 años (documento CD&E-HNA-Cronograma).

Teniendo en cuenta la estimación del cronograma y las complejidades detectadas en el documento de alertas tempranas de la UPME, solicitamos se considere un tiempo de ejecución del proyecto de al menos 5 años, con lo cual solicitamos que la FPO sea en febrero de 2024.

Respuesta:

La Fecha de Puesta en Operación será modificada por el Ministerio de Minas y Energía.

Comentario 598.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3. Estructura General de la Convocatoria Pública para la Selección del Inversionista - Teniendo en cuenta que "La CREG podrá establecer un valor máximo de adjudicación" y "la validez de la propuesta estará condicionada a que se encuentre dentro de dicho valor". Solicitamos se nos aclare: ¿cuál es el procedimiento para la apertura de dicho valor? A su vez, para una transparencia del proceso, se sugiere que el cálculo de dicho valor por parte de la CREG se revele durante el proceso de recepción de ofertas.

Respuesta:

Al respecto, se debe tener en cuenta lo establecido en el Parágrafo 2, del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017 que se transcribe a continuación:

“Parágrafo 2. La validez de las propuestas que se presenten estará condicionada a que estas estén dentro de un valor máximo de adjudicación. Este valor será determinado por la CREG para cada proceso de selección con base en información que suministre la UPME, y no podrá ser revelado antes del plazo dentro del cual los proponentes podrán presentar sus propuestas económicas a la UPME en el proceso de selección”.

El procedimiento de apertura y lectura del Sobre No. 1 y Sobre No. 2 se encuentra establecido en los numerales 7.1.1, 7.1.2 y 7.1.3 de los DSI.

Comentario 599.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3. Estructura General de la Convocatoria Pública para la Selección del Inversionista - Se indica que " La selección del Inversionista que ejecute el Proyecto no implica ningún tipo de asunción de obligación, responsabilidad o riesgo por parte de la UPME, el MME o cualquier otra entidad estatal." Esta afirmación no es acorde a derecho de la forma tan amplia en que está planteada, pues por ley y jurisprudencia existe responsabilidad precontractual de la cual no se pueden sustraer las Partes. En adición, bajo las reglas de responsabilidad y del daño, establecidas en la ley y jurisprudencia, los previstos en los DSI y el parágrafo 2 del artículo 16 de la resolución CREG 107 de 2017, se compromete la responsabilidad del Estado. Por lo tanto, se propone la siguiente redacción: "La selección del Inversionista que ejecute el Proyecto no implica ningún tipo de asunción de obligación, responsabilidad o riesgo por parte de la UPME, el MME o cualquier otra entidad estatal, en cuanto a los daños que se causen durante la construcción o ejecución del Proyecto y la prestación de los Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación, salvo en caso que el daño le sea imputable a alguna de estas.

Respuesta:

El proceso de convocatoria tiene como finalidad seleccionar un inversionista que, por su cuenta y riesgo, desarrolle la Infraestructura de importación de gas del Pacífico. El resultado de la convocatoria no es un contrato con alguna entidad estatal, por lo cual no son aplicables las reglas de responsabilidad precontractual que se mencionan, como tampoco lo son las contractuales una vez se seleccione el inversionista y se oficialice el ingreso.

El parágrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017 establece que la CREG se reserva el derecho a oficializar el ingreso en los casos allí indicados, de manera que en caso de que a criterio de la CREG el estudio de beneficio costo no sea favorable, la CREG podrá no oficializar el ingreso, sin que por ese hecho se genere responsabilidad de parte de la CREG, de la UPME, del MME o de alguna entidad estatal. Los proponentes conocen esta regla de antemano y están en el deber jurídico de soportar sus consecuencias.

Comentario 600.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3. Estructura General de la Convocatoria Pública para la Selección del Inversionista - Debido a que la imputabilidad del daño se debe precisar, se propone la siguiente adición: "De conformidad con lo anterior, el Adjudicatario mantendrá indemne a la Nación- Ministerio de Minas y Energía y la UPME contra todo reclamo, demanda, acción legal, y costos que puedan causarse o surgir por daños o lesiones a personas o bienes, ocasionados durante la construcción, ejecución, operación, mantenimiento y, en general, todas las actividades que realice el Inversionista en relación con el proyecto, siempre que el daño o perjuicio sea imputable a la culpa o dolo del Adjudicatario"

Respuesta:

El proceso de convocatoria tiene como finalidad seleccionar un inversionista que, por su cuenta y riesgo, desarrolle la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. El resultado de la convocatoria no es un contrato con alguna entidad estatal, por lo cual el Inversionista debe asumir cualquier riesgo inherente al Proyecto. La finalidad de la convocatoria es determinar, a través de mecanismos de competencia ex - ante, el ingreso anual que recibirá el Inversionista que acometa el Proyecto.

El Estado no será responsable por las actividades que realice el Inversionista, ni por los reclamos o daños que se ocasionen a terceros durante su construcción, ejecución, operación, mantenimiento o, en general, por actividades del Inversionista en relación con el Proyecto. En caso de que se presente algún reclamo, demanda, acción legal o costo para el Estado será el Inversionista, como responsable del Proyecto el llamado a atender dichos reclamos y a indemnizar los daños que cause de acuerdo con las normas de responsabilidad aplicables.

[La obligación de indemnidad que se incluye en este numeral no depende de la culpa o dolo del Inversionista, sino que tiene su fuente en que es el Inversionista el responsable de desarrollar el Proyecto y quien asume los riesgos inherentes al mismo.]

Comentario 601.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3. Estructura General de la Convocatoria Pública para la Selección del Inversionista - Respecto de la obligación de indemnidad en favor de la Nación y la UPME, se solicita se precise si abarca los daños y perjuicios sufridos por terceros o por el inversionista por hechos u omisiones imputables a la Nación y la UPME.

Respuesta:

El Inversionista es el responsable del Proyecto y los daños que cause.

Ver respuesta al comentario 600.

Comentario 602.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3.2. No configuración de Vínculo Contractual - Teniendo en cuenta que no existirá un vínculo contractual con ninguna entidad del estado, y a su vez, no existe obligación de constituir una empresa de servicio público durante la construcción del proyecto de acuerdo al artículo 14 de la Resolución CREG 107 de 2017, se solicita que lo dispuesto en este apartado no afecte las facultades de imposición de servidumbres de la Ley 142 del 1994.

Respuesta:

El Inversionista será el responsable de la gestión predial del Proyecto, para lo cual la ley pone a su disposición una serie de herramientas, que podrá utilizar cumpliendo los requisitos de cada caso.

El artículo 14 de la Resolución CREG 107 de 2017 permite que el adjudicatario sea una ESP al momento de la adjudicación o posteriormente, para lo cual deberá cumplir con los requisitos establecidos para el efecto.

Comentario 603.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3.3. Facultades de la UPME - El artículo 14 de la Resolución CREG 107 de 2017 plantea lo siguiente: "La CREG se reservará el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo-beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable." Por lo antes mencionado, los interesados corren el riesgo de presentar propuestas y que posterior a la adjudicación el estudio de costo-beneficio no sea favorable para la ejecución del proyecto, por lo cual tanto los inversionistas como el País perderían los recursos invertidos en el proceso. Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita que la UPME realice dicho estudio y se publique con anterioridad a la publicación de los DSI definitivos, de forma tal que se conozca si un proceso de esta magnitud es viable o no.

Respuesta:

El estudio beneficio costo con el valor adjudicado únicamente puede hacerse cuando se conozca el valor ofertado por el Adjudicatario. Por lo anterior, no es posible llevar a cabo lo solicitado en el comentario.

Comentario 604.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 3.4. Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista. - Solicitamos revisar el costo de los DSI, ya que está muy por encima de los valores típicos para procesos de selección de esta magnitud así como de convocatorias internacionales. Proponemos considerar un costo máximo de 50 millones de pesos (aprox. 18 mil USD).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 605.

Documento: Documento de selección de inversionista - Numeral: 3.4 Adquisición y Retiro de los Documentos de Selección del Inversionista - En relación con el costo del Documento de Selección del Inversionista, hay una inconsistencia entre la cifra en letras (indica "Doscientos millones de pesos" y la cifra en número (Indica " \$240,000,000).

Cuál es el costo que se debe tener en cuenta?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 12.

Comentario 606.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - Debido a que no se evidencian las siguientes actividades, se solicita realizar los siguientes ajustes en el cronograma de convocatoria:

- *Después del evento 1, se debe adicionar un evento en que la UPME publique los resultados del estudio costo-beneficio.*
- *Después del evento 4, adicionar otro evento para otra ronda de preguntas a los DSI por parte de los inversionistas y su respectivo tiempo de respuesta por parte de la UPME.*
- *Incluir los plazos o tiempos faltantes en todos los eventos del cronograma.*
- *El evento de selección del inversionista debe estar después del evento 8.*
- *Incluir el evento de publicación de Resolución parte de la CREG oficializando el IAE.*

Respuesta:

- a) Con relación a la publicación de los resultados del estudio costo-beneficio, por favor referirse a la versión mas actualizada del estudio técnico del plan de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.
- b), c) y d) Referirse al cronograma de los DSI.
- e) El proceso de la UPME finaliza con la remisión a la CREG de la información contenida en el artículo 16 de la Resolución 107 de 2017, por esto, no es competencia de la UPME fijar en los DSI el plazo para la oficialización del IAE.

Comentario 607.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - Teniendo en cuenta que se estaría emitiendo una garantía de cumplimiento y adquiriendo obligaciones legales contractuales antes de tener la resolución oficializado el IAE por parte de la CREG, se solicita revisar y ajustar la estructura general de la convocatoria, ya que el

inversionista no contaría con un mecanismo para respaldar la expedición de la garantía de cumplimiento.

Proponemos: i) Definir un tiempo máximo posterior a la selección del inversionista para que la CREG emita la resolución oficializando el IAE y ii) exigir la garantía de cumplimiento en un tiempo máximo de 30 días posterior a la expedición de la regulación de la CREG oficializando el IAE.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 11 y 314.

Comentario 608.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - Teniendo en cuenta la magnitud y complejidad del proyecto, el cual comprende dos infraestructuras como lo son la terminal y el gasoducto así como los montos de las inversiones previstas, se solicita ampliar en 2 meses el tiempo para presentación de ofertas.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 176.

Comentario 609.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - CONTRATO FIDUCIA 1

Dado que no se establece cuantos días se tienen para constituir la Fiducia después de la fecha de apertura del sobre 2, solicitamos proporcionar esa información.

Respuesta:

En los DSI habrá un plazo definido, entre la selección del inversionista y la aprobación de la garantía de cumplimiento, toda vez que es la fiduciaria quien debe aprobar dicha garantía, conforme con lo definido en el numeral 3.2 del anexo 3, de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 610.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - Garantía de cumplimiento

Se solicita confirmar cuál es el plazo para entregar la garantía de cumplimiento después de haber seleccionado el inversionista.

Respuesta:

En el Cronograma de la Convocatoria Pública de los DSI se establece el plazo para entregar la Garantía de Cumplimiento.

Comentario 611.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - Garantía de cumplimiento

Se solicita aclarar lo siguiente:

Que sucede si no es aceptada la garantía de cumplimiento?Cuál es el procedimiento para subsanar?Cuál es el período de cura?

Respuesta:

La Garantía de Cumplimiento debe ser presentada conforme con lo definido en el Anexo 3 de Resolución CREG 107 de 2017 y en los plazos allí indicados. En caso de no ser aprobada, no será posible enviar los documentos a la CREG para oficialización del IAE y la UPME podrá hacer efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta.

Comentario 612.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 4. Cronograma de la Convocatoria Pública - Revisar plazo de la firma del contrato de auditoría. Consideramos que el documento se contradice porque en el cronograma (Numeral 4, Ítem 14) se establece que debe realizarse 10 días hábiles posteriores a la publicación de la resolución que oficialice el ingreso del Inversionista y en el numeral 8.2 este contrato es requisito para solicitar la oficialización del IAE ante la CREG.

Respuesta:

Se eliminará el literal g) del numeral 8.2 y se dejará en el cronograma, de manera que la firma del contrato de auditoría firmado entre la Fiduciaria y el Auditor, se hará posterior a la oficialización del IAE.

De conformidad con el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017 para la oficialización del IAE se deberá remitir la información de la firma auditora y no remisión de la copia del contrato de auditoría firmado con la Fiducia.

Comentario 613.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 5.2 Identificación y Facultades del Representante Legal del Proponente - Si bien es claro que el representante legal del proponente

debe estar plenamente facultado para actuar respecto de la UPME, la redacción del numeral debe ser aclarada en el sentido que cualquier asunto que la institución y un proponente deban aclarar respecto del contenido de los sobres, debe ser públicamente tratado de manera tal que garantice la transparencia en la selección del proponente respectivo.

De igual forma se solicita que no existan asuntos asociados al sobre número dos, en el sentido que este corresponde a un valor específico, que no debería requerir ningún tipo de aclaración.

Respuesta:

El mecanismo de comunicación entre la UPME y los proponentes e interesados, así como las aclaraciones o subsanaciones que se requieran respecto del Sobre No.1 están definidos en los DSI. Toda la documentación exigida en el sobre No.1 será subsanable y su metodología de evaluación se encuentra plasmada en el numeral 7.1.2 de los DSI. En todo caso, la información relacionada con el proceso estará disponible para los interesados.

Consideramos necesario que el apoderado tenga facultades para realizar aclaraciones sobre el contenido del Sobre No.2 en caso de ser necesarias durante el desarrollo de la audiencia pública de apertura de las ofertas.

Comentario 614.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - Hemos detectado que en el numeral 6.1 no se encuentra todo el listado de los documentos exigidos en el sobre N°1 a lo largo de los DSI, esta situación puede prestarse a confusiones en los procesos de evaluación de los sobres. Por ejemplo, en el numeral 6.1. ítem b) garantía de seriedad, no están el certificado de existencia y representación y la calificación de riesgo que se pide en la página 65 líneas 22 y 23.

Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos complementar el listado de los documentos exigidos en el Sobre N°1 (numeral 6.1.) con todos los documentos exigidos a lo largo de todos los DSI

Respuesta:

Se harán los ajustes en los DSI.

Comentario 615.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1 Contenido del Sobre No. 1 - Propuesta Técnica - En consideración a que el proceso no se enmarca dentro de los parámetros de la ley 80 de 1993, y por lo tanto no es en estricto sentido una contratación pública, debe incluirse como una obligación en el documento Consorcial la solidaridad que la entidad espera de la figura.

Respuesta:

Se modificarán los DSI.

Comentario 616.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - En el sobre N°1 se pide entregar una carta de compromiso irrevocable de constituir una garantía de cumplimiento, la cual según los DSI debe tener "un monto inicial de 7% del "VALOR DE LA OFERTA" siendo el valor de la oferta el calculado por la UPME con base en el IAE ofertado, es decir posterior a la apertura del sobre N°2.

En ese sentido solicitamos se nos indique cuál es el valor sobre el cual se debe hacer el cálculo de la garantía de cumplimiento

Respuesta:

El valor de la Garantía de Cumplimiento está definido en el numeral 3.4 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 y debe ser calculado por cada uno de los oferentes. En el formulario 6 no se debe incluir una suma determinada en pesos Colombianos, deberá indicar que la garantía se expedirá por el 7% de valor de la oferta calculado por el proponente en su propuesta.

Comentario 617.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - GARANTIA DE CUMPLIMIENTO

Solicitamos eliminar la restricción de que la garantía sea emitida por una entidad financiera que pertenezca al mismo conglomerado financiero.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI en ese sentido.

Comentario 618.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - FIDUCIA

Solicitamos eliminar la restricción de que la fiducia no pertenezca al mismo conglomerado financiero que la entidad que emite la garantía.

Respuesta:

Se mantendrá la restricción para evitar conflictos de interés al momento de cobrar la garantía.

Comentario 619.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - En cuanto al requerimiento del literal j) "Información sobre cómo se prestarían los Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación", Solicitamos se nos aclare qué tipo de información requieren que se envíe.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 306.

Comentario 620.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - En el literal k) se solicita una descripción del proyecto. Solicitamos se nos indique qué debe contener este requerimiento.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 306.

Comentario 621.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - Teniendo en cuenta que es un proyecto con un PEP a 20 años, se solicita que en el literal o) se complemente la experiencia solicitada y se exija la relacionada con la operación de infraestructura similar a la del objeto de la convocatoria.

Respuesta:

La experiencia solicitada en los DSI, está conforme a lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Ver respuesta comentario 303.

Comentario 622.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - Se exige "p) La Póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual 1 emitida por una Entidad Aseguradora de conformidad con el numeral 8.4 de los DSI."

Sin embargo, en la etapa de presentación de ofertas no hay riesgo de responsabilidad civil por daños a terceros. Al no existir este elemento esencial del contrato de seguros (riesgo), no es viable expedir tal requisito y por tanto aportarlo en el Sobre No. 1.

Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos eliminar este requisito del sobre N°1 propuesta técnica. Como alternativa proponemos revisar la inclusión de la cobertura del riesgo en el momento en que realmente se requiere. 1. Antes de iniciar la construcción, un seguro de responsabilidad civil extracontractual que ampare esta etapa; 2. Una vez inicie la operación un seguro de responsabilidad civil portuaria y un seguro de responsabilidad civil extracontractual (para complementar las coberturas que no se logren obtener en la RC Portuaria, tales como Responsabilidad civil patronal, Falta y Falla en el suministro etc.) renovable anualmente.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 623.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.1. Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica - Solicitamos se nos indique cuál es la "autoridad competente" aplicable en este caso

Respuesta:

Se modificarán los DSI.

Comentario 624.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.2. Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica - Teniendo en cuenta el tipo de infraestructura a construir y operar, donde sus principales costos se deben realizar en dólares, solicitamos que la totalidad del IAE sea ofertado en dólares.

En caso de que lo anterior no sea posible, solicitamos que el porcentaje reconocido en dólares sea de mínimo un 80%.

Respuesta:

En esta materia, a la fecha de elaboración de este documento no se ha contemplado la posibilidad de ajustes regulatorios.

Comentario 625.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.2. Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica - Teniendo en cuenta que el IAE ofertado debe reflejar los costos del inversionista tanto fijos como variables, se requiere que en los DSI se incluya la proyección de uso de cada uno de los servicios solicitados en la Infraestructura de importación de gas del Pacífico del Pacífico.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 452.

Comentario 626.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.3. Garantía de Seriedad - Teniendo en cuenta que se admiten pólizas para presentar la garantía de seriedad, solicitamos se nos confirme:

- i) Se puede mezclar entre garantías y pólizas para cumplir con el monto solicitado?*
- ii) Se puede mezclar entre diversas entidades para cubrir el monto solicitado?*

Respuesta:

No se admitirán pólizas de seguros ni combinación de instrumentos.
Ver respuesta comentarios 5 y 583.

Comentario 627.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.3. Garantía de Seriedad - Teniendo en cuenta que por definición de garantía de seriedad se puede emitir pólizas de seriedad, solicitamos nos indiquen cuál es el instrumento a entregar en caso de presentar póliza ya que no aplicaría el formato N°3 el cual está diseñado solamente para garantías.

Respuesta:

No se admitirán pólizas de seguros ni combinación de instrumentos.

Ver respuesta comentarios 5 y 583.

Comentario 628.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 6.3. Garantía de Seriedad - Consideramos que el valor de la garantía de seriedad es muy elevado y no es compatible con valores dados en procesos internacionales para proyectos de escalas similares. Solicitamos disminuir el valor de la garantía de seriedad, proponemos que el monto sea del 2% del valor estimado del proyecto por parte de la UPME.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 80.

Comentario 629.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 6.3 Garantía de Seriedad - Solicitamos confirmar si la garantía puede ser emitida en dólares.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 22.

Comentario 630.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 6.3. Garantía de Seriedad - Solicitamos se nos indique, cómo notifica la UPME la solicitud de la prórroga?

Respuesta:

La Solicitud de prórroga se podrá realizar mediante Adenda a los Pliegos o comunicación directa con los Interesados.

Comentario 631.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 6.3. Garantía de Seriedad - Solicitamos se nos indique cuál es el plazo para la renovación de la garantía una vez sea solicitada por la UPME.

Respuesta:

En caso de requerirse, la UPME podrá, con una anticipación de 8 días calendario, solicitar la prórroga de la vigencia de la Garantía de Seriedad por periodos prorrogables de dos (2) meses.

Comentario 632.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 6.3. Garantía de Seriedad - Se solicita especificar cuáles son los requisitos exigidos en el DSI, que debe acreditar la entidad financiera.

Respuesta:

Por favor remitirse a la definición de Entidad Financiera de Primera Categoría establecida en los DSI.

Comentario 633.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.1.2. Evaluación del Sobre No. 1 - En el literal i) se solicita incluir "la resolución CREG 152 de 2017 y las que la modifiquen"

Respuesta:

Se incluirá en los DSI.

Comentario 634.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.1.2. Evaluación del Sobre No. 1 - Se establece que se declara como no conforme, el no haber subsanado cualquier falla en los documentos que integran el Sobre N°1 dentro del término correspondiente. Sin embargo no se establece con claridad el esquema de subsanación de fallas, es decir i) no se indican cuáles son las fallas subsanables y cuáles no, ii) no se indica cuál es el tiempo disponible para subsanar las fallas y iii) no se indica la cantidad de veces permitidas para subsanar una falla.

Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita complementar el esquema de subsanación de fallas en los documentos que integran el sobre N°1 conforme a lo arriba mencionado.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 614.

Comentario 635.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.1.2 Evaluación del Sobre No. 1 - Se solicita que en el acta de evaluación del sobre 1 se registre de forma precisa los motivos de descalificación de un proponente.

Respuesta:

Al momento de elaborar el acta de evaluación por parte del Comité Evaluador se plasmaran de manera precisa los motivos por los cuales se declara una propuesta no conforme.

Comentario 636.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.1.3. Apertura y Lectura de los Sobres No. 2 - Con relación al texto "En lo relacionado con el Formulario No. 1.1, el original será remitido a CREG para los fines pertinentes y se dejará la copia en el expediente de UPME", se solicita se indiquen cuáles son los fines pertinentes para los cuales la CREG requiere los valores de IAE discriminados por servicios.

Asimismo, por razones técnicas y operativas no es viable esta discriminación, toda vez que las inversiones en una terminal de regasificación están asociados a dos o más servicios. Por ejemplo, no es posible que un usuario solicite el servicio de regasificación sin el servicio de almacenamiento y sin el servicio de descargue, puesto que una actividad depende de la otra. Adicionalmente, servicios como el cargue de camiones tienen impacto en costos operativos que varían con la frecuencia de su uso y no se dispone de proyecciones de uso de tal infraestructura. Por lo anterior, se considera que no es necesario un IAE discriminado, teniendo en cuenta que al momento de escoger el adjudicatario se seleccionará el que oferte el menor IAE total. Se le propone al Regulador que si lo que pretende es contar con ingresos discriminados, lo haga por infraestructura, es decir, la planta y el gasoducto, pero no resulta procedente discriminarlo por servicios.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 637.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.2. Evaluación de la Propuesta y Adjudicación del Proyecto - En el numeral 7.2 se indica que se seleccionará como adjudicatario al proponente cuya oferta tenga "el mejor valor de la oferta", sin embargo, no se aclara que es "mejor valor de oferta".

Con el fin de dar mayor claridad se solicita modificar el párrafo de la siguiente forma: "Dentro de las Propuestas Económicas admisibles, se seleccionará como Adjudicatario al Proponente cuya oferta tenga el MENOR VALOR DE LA OFERTA"

Respuesta:

Ver respuesta comentario 313.

Comentario 638.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.2.1 Acta de Adjudicación - Se solicita aclarar si el acta de adjudicación tiene la naturaleza de un acto administrativo.

Respuesta:

De conformidad con el artículo 14 de la Resolución CREG 107 de 2017, la selección del Inversionista es una decisión de la UPME que se toma durante la audiencia de adjudicación y consta en el acta respectiva. Por lo anterior, la decisión de selección del Inversionista es un acto administrativo.

Comentario 639.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.2.3. Única Oferta válida - El esquema propuesto de contraoferta ante una oferta única no obedece a prácticas internacionales en procesos de selección, debido a que promueve ventajas a los contra oferentes, los cuales conocerían de antemano el valor de la oferta que presentó el proponente con la única oferta válida. Este esquema no ofrece una competencia transparente. Por lo anterior, se le solicita a la UPME que elimine el esquema de contraoferta considerado en los DSI. Teniendo en cuenta lo anterior se solicita eliminar el esquema de contraoferta considerado en el numeral 7.2.3.

Respuesta:

La regla de contraoferta mencionada se encuentra definida en el literal d del artículo 13 de la Resolución CREG 107 de 2017 y actualmente no se tiene previsto hacer modificaciones sobre este aspecto. Entendemos que el proponente inicial en el proceso de contraoferta siempre tendrá la primera opción.

Comentario 640.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 7.2.4. Oferta Condicionada - Se solicita incluir en este numeral, que también se entenderá como oferta condicionada si el proponente entrega el sobre N°2 con dos formatos económicos con dos valores diferentes, quedando de esta forma descalificado. Lo anterior con el objetivo de prevenir cualquier manipulación de la propuesta.

Respuesta:

El caso indicado en este comentario no es el de una oferta condicionada, sino el de dos formatos económicos con valores diferentes. Este caso no debe presentarse, en el Sobre No.2 solamente debe incluir un formato económico y no dos. De presentarse más de un formato económico, se tomará el de menor valor y así se incluirá en los DSI.

Comentario 641.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 8.1. Resolución CREG de Ingreso Anual Esperado - Se solicita que la UPME revise y resuelva las implicaciones para el inversionista dadas las siguientes condiciones establecidas en los DSI:

- *No existen plazos para que la CREG expida la resolución oficializando el IAE. De acuerdo a esto el inversionista adquiere el riesgo de no cumplir la fecha de puesta en operación (FPO), ya que el tiempo que se demore la CREG en expedir la resolución disminuye el tiempo que el inversionista cuenta para ejecutar el proyecto.*
- *El inversionista adquiere riesgos financieros al estar obligado a expedir una garantía de cumplimiento, sin contar con la resolución por parte de la CREG que oficialice el IAE.*
- *La emisión de la resolución de la CREG con el IAE está sujeta al estudio de costo-beneficio de la UPME, por lo que si la CREG considera que el estudio no es favorable, los participantes habrían presentado propuesta, incurriendo en costos de los pliegos, garantías, entre otros, sin la seguridad por parte de la UPME que el proyecto es viable para el país.*

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 151, 314 y 604.

Comentario 642.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 8.2. Obligaciones del Adjudicatario previos a la fecha del cierre de la Convocatoria Pública - Teniendo en cuenta que la garantía de seriedad debe estar vigente hasta la fecha de cierre y la fecha de cierre es hasta que esté en firme la resolución de la CREG, no es necesario pedir la garantía de cumplimiento antes de que esté en firme la resolución pues existirían dos garantías amparando el mismo riesgo.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

De conformidad con el literal c del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, para la oficialización del IAE, es necesario entre otros aspectos, copia de la aprobación de la Garantía de Cumplimiento por parte del patrimonio autónomo. Por su parte, la Garantía de Seriedad de la oferta debe estar vigente hasta la oficialización del IAE por parte de la CREG.

Ver respuesta comentarios 151 y 327.

Comentario 643.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 8.2. Obligaciones del Adjudicatario previos a la fecha del cierre de la Convocatoria Pública - Cuál es el plazo después de haber constituido la fiducia para que el auditor y el Patrimonio Autónomo suscriban el contrato de auditoría?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 613.

De acuerdo con las disposiciones contenidas en el literal f del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, que trata sobre la oficialización del ingreso anual esperado, una vez se haya adjudicado el proceso de selección la UPME deberá remitir a la CREG la información de la firma auditora asignada de conformidad con lo establecido en el artículo 23 de esa resolución.

La información de la firma auditora que se le reporta a la CREG implica que ésta debe estar seleccionada por la UPME, aunque no necesariamente debe estar suscrito el contrato respectivo.

El Cronograma del numeral 4 de los DSI, establece que la firma del contrato de auditoría deberá hacerse dentro de los 10 días hábiles posteriores a la publicación de la resolución que oficialice el IAE del inversionista.

Comentario 644.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Garantía de Cumplimiento 8.3.1. Cobertura Inicial de la Garantía - Teniendo en cuenta que por definición el "valor de la oferta" es el calculado por UPME con base en el IAE de la propuesta, solicitamos se nos indique cuál es el valor de la oferta que se tomará como base para el cálculo de la garantía de cumplimiento ya que al momento de expedir el compromiso a adquirir la garantía, no se conoce el resultado de la UPME

Respuesta:

Precisamos que el valor de la Garantía de Cumplimiento corresponde al 7 % al VALOR DE LA OFERTA por el proponente en su propuesta. Para el caso de la Garantía de Seriedad, esta corresponde al 10 % del valor estimado por la UPME.

Ver respuesta comentario 617.

Comentario 645.

*Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 8.3.1. Cobertura Inicial de la Garantía
- Confirmar si la garantía puede ser emitida en dólares.*

Respuesta:

Tal como lo expresa el numeral 8.3.1 de los DSI, en concordancia con el numeral 3.4 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017, la garantía debe estar expresada en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la presentación de la oferta o, tratándose de garantías emitidas por entidades financieras del exterior, su equivalente en Dólares a la Tasa Representativa del Mercado vigente el 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la Oferta.

Comentario 646.

*Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 8.3.3. Ajustes al valor de la garantía
- Solicitamos eliminar la palabra mensualmente, la garantía debe ser ajustada anualmente.*

Respuesta:

Este numeral refleja lo indicado en el numeral 3.5 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 y se refiere a los ajustes necesarios por retrasos en la ejecución del proyecto. Se harán las aclaraciones del caso en los DSI para indicar de manera precisa que se trata de ajustes por retrasos.

Comentario 647.

*Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 8.3.3. Ajustes al valor de la garantía
- Solicitamos se nos indique cuál es la normatividad aplicable a la que se hace referencia*

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 647.

Comentario 648.

Documento: Documento Selección de Inversionista - Numeral: 8.3.5. Criterios de la Garantía de Cumplimiento - Teniendo en cuenta las prácticas comerciales, sugerimos incluir que la entidad financiera cuenta con 5 días hábiles para el pago en el momento de una ejecución parcial o total.

Respuesta:

El plazo para el pago por parte del garante está establecido en el Numeral 1.7 del Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017 y es de 5 días hábiles si se trata de un garante

domiciliado en Colombia y 15 días calendario si está domiciliado en el exterior. En caso de modificaciones en la regulación, se ajustarán los DSI.

Comentario 649.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 8.4. Póliza de Responsabilidad Civil extracontractual - En la etapa de presentación de ofertas no hay riesgo de responsabilidad civil por daños a terceros. Al no existir este elemento esencial del contrato de seguros (riesgo), no es viable expedir tal requisito y por tanto aportarlo en el Sobre No. 1. Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos eliminar este requisito del sobre N°1 propuesta técnica.

Como alternativa proponemos revisar la inclusión de la cobertura del riesgo en el momento en que realmente se requiere que es antes de iniciar la construcción.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 650.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 8.4. Póliza de Responsabilidad Civil extracontractual - Teniendo en cuenta que en la práctica comercial no es viable obtener una cobertura de los daños sin sublímite alguno para todo tipo de eventos, solicitamos eliminar el término "sin sublímite alguno" y proponemos la siguiente redacción:

"Dicha Póliza deberá cubrir los daños y perjuicios que el Inversionista, en el desarrollo de las labores relacionadas con el Proyecto, cause a terceros, incluyendo los daños patrimoniales (daño emergente y el lucro cesante), extrapatrimoniales y la responsabilidad civil causada por Contratistas y subcontratistas."

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 651.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 8.4. Póliza de Responsabilidad Civil extracontractual - Solicitamos eliminar los términos "estructuras existentes" ya que los predios o vías de terceros que puedan sufrir daños estructurales durante la construcción del proyecto, estarán amparados por pólizas de Propiedades Adyacentes.

Solicitamos eliminar "operaciones de transporte, cargue y descargue" ya que son actividades a desarrollar en la etapa de operación y por lo tanto estará cubiertas por la póliza de tal etapa.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 652.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 8.4. Póliza de Responsabilidad Civil extracontractual - Solicitamos se nos indique cuál es el valor asegurado que se solicita en esta etapa.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 653.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 9. Ajustes a la fecha de inicio de ejecución y prorrogas en la fecha de puesta en operación del proyecto - Se solicita aclarar las siguientes inquietudes:

- *¿Cuáles son los derechos que le asisten al inversionista en el evento de haber iniciado la ejecución de la obra, pero no haber podido cumplir con la fecha oficial de puesta en operación del proyecto?*
- *¿Cuáles son los derechos que tiene el inversionista por la ocurrencia de atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público o por demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control del adjudicatario y de su debida diligencia?*
- *¿Quién asume los daños y perjuicios sufridos por la ocurrencia de eventos de fuerza mayor y caso fortuito que afecten al proyecto?*

Respuesta:

El proyecto se adelanta por el Inversionista por su cuenta y riesgo y, por lo tanto, es el Inversionista quien asume los riesgos inherentes al mismo, así como los daños que sufra por cualquier causa, incluyendo fuerza mayor o caso fortuito. Los atrasos en la fecha de entrada en operación del proyecto están regulados en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017. La Garantía de Cumplimiento sólo se podrá cobrar si se incumple la FPO ajustada. El inicio PEP se contará a partir de la FPO o FPO ajustada.

Ver respuesta comentarios 2, 17 y 19.

Comentario 654.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 9.2 Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto (FPO) - Teniendo en cuenta que la prórroga en la FPO puede darse por otras situaciones ajenas al control del adjudicatario y sin que exista falta de diligencia, se solicita modificar la cláusula 9.2 por la siguiente, la cual también debe estar incluida en el Contrato de Fiducia:

"9.2. Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto - FPO

La FPO será modificada previa aprobación del MME, o la entidad que este delegue en los términos de la Resolución CREG 107 de 2017, si el Proyecto sufre atrasos por fuerza mayor, caso fortuito, hecho o culpa del tercero, hecho o culpa de la víctima, por alteración del orden público o por demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control del Adjudicatario y de su debida diligencia.

Adicionalmente, se consideran como "Eventos Eximentes" los siguientes actos, siempre que impidan o demoren injustificadamente las actividades del Adjudicatario y/o que impidan o demoren la terminación del Proyecto en la FPO o la operación, mantenimiento o reposición de obras y equipos y/o impidan o demoren la prestación de los Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación, y siempre y cuando sea exenta de dolo, culpa grave y culpa leve del Adjudicatario, bajo el entendido de que el Adjudicatario sólo responde por estos grados de culpa:

- i. Los actos terroristas o malintencionados de grupos armados o terceros armados.*
- ii. La no obtención por parte de EL ADJUDICATARIO, de todos o algunos de los permisos, autorizaciones, incluyendo la Licencia Ambiental, que requieran ser emitidos por las autoridades gubernamentales competentes para la ejecución del Proyecto y/o el retraso injustificado en la aprobación u otorgamiento de los mismos, siempre que las gestiones de EL ADJUDICATARIO sean exenta de dolo, culpa grave y culpa leve.*
- iii. Las dilaciones, retrasos o inconvenientes en las negociaciones, obtención o constitución de los permisos y servidumbres con poseedores y propietarios de los predios requeridos para el Proyecto, siempre que tales retrasos no sean por su culpa o negligencia. Incluyendo en esta causal, las solicitudes desproporcionadas o injustificadas de los propietarios o poseedores o tenedores de los predios como la exigencia de pagos de dineros no acordes con avalúos del predio.*
- iv. El ejercicio de acciones de expropiación de predios requeridos para el Proyecto, cuando EL ADJUDICATARIO considere deba acudir a la aplicación de dicha medida.*
- v. Las dilaciones o retrasos injustificados en la obtención de los permisos o autorizaciones de las autoridades competentes cuando quiera que los predios indispensables para el Proyecto formen parte de procesos o procedimientos de restitución de tierras o se encuentren bajo la administración o poder del Estado por ser objeto de procedimientos de extinción de dominio, incluyendo los plazos mismos que dichos procedimientos se toman ante las respectivas Autoridades Gubernamentales*
- vi. El cumplimiento de obligaciones o actividades o compensaciones consagradas en la Licencia Ambiental que no se encontraban previstos en el estudio de impacto ambiental y que impliquen mayores tiempos a los contemplados en dicho documento.*
- vii. La interposición de recursos por EL ADJUDICATARIO contra los permisos, autorizaciones o Licencia Ambiental que hayan sido expedidos por las autoridades gubernamentales, cuando quiera que EL ADJUDICATARIO considere que las medidas o condiciones o decisiones consagradas en los mismos (a) no se encuentren acorde con las necesidades de EL ADJUDICATARIO o los requerimientos de EL ADJUDICATARIO expresados a la autoridad gubernamental para ejecutar el Proyecto, (b) no se encuentren acorde con el ordenamiento jurídico colombiano, (c) no se encuentren acorde con la información del Proyecto suministrada por el Adjudicatario a la autoridad*

gubernamental o (d) lesionen grave e injustamente sus intereses o comprometan en forma grave su capacidad financiera. Incluyendo dentro de esta causal, el plazo mismo que la autoridad gubernamental se tome para resolver dichos recursos, expedir las decisiones correspondientes y que las mismas se encuentren en firme.

viii. La presentación de solicitudes de aprobación o autorización ante la autoridad competente para la ejecución de realineamientos al trazado del Proyecto que deban efectuarse en virtud de las obligaciones consagradas en la licencia ambiental, como las dilaciones o retrasos en la obtención dichas aprobaciones o autorizaciones, como los plazos mismos que dichos procedimientos se toman ante las respectivas autoridades.

ix. La ejecución de los procedimientos de consulta o de consulta previa con las comunidades afectadas por el Proyecto, cuyos plazos de ejecución sean superiores a los previstos en el Cronograma del proyecto para su puesta en operación en la FPO.

x. Los impedimentos, dificultades, retrasos injustificadas en la ejecución o puesta en operación del Proyecto por causas de comunidades étnicas o de cualquier naturaleza, poseedores o propietarios de predios, población, mano de obra proveniente de las comunidades étnicas o de cualquier naturaleza, sindicatos, bajos rendimientos laborales u operación tortuga de trabajadores, no ejecución de actividades o trabajos por los trabajadores, paros, huelgas, cesación ilegal de actividades, actos de desorden civil, incluyendo sin limitación, bloqueos, motines, insurrecciones, protestas en masa, acciones de las fuerzas militares o la fuerza pública relacionadas con o en respuesta a algún acto de desorden civil, actos malintencionados de terceros tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros, alteraciones del orden público, hallazgos arqueológicos en el trazado del Proyecto, interposición de acciones constitucionales o judiciales, decreto de medidas cautelares o provisionales, decisiones de autoridades judiciales, administrativas o públicas, ausencia de actos de autoridad, o cualquier otra situación que le implique la suspensión, total o parcial, de los trabajos del Proyecto o su puesta en operación, con independencia de si las mismas constituyen eventos de causa extraña o no.

xi. Actos o ausencia de actos de autoridad competente, incluyendo, leyes, acuerdos, ordenanzas, órdenes, reglamentos, decretos, sentencias, acciones judiciales, regulaciones, emisión, renovación o confirmación de permisos y licencias, que lesionen grave e injustamente los intereses de EL ADJUDICATARIO o comprometan en forma grave su capacidad financiera.

Las obligaciones del Adjudicatario en relación con el Proyecto, que no puedan ser cumplidas total o parcialmente por un evento de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Eximente, total o parcial, serán suspendidas durante el tiempo que duren sus efectos. En consecuencia el plazo de la FPO se prorrogará por el mismo tiempo en que se haya suspendido la ejecución de actividades del Proyecto por algunas de estas causales. Es entendido que los plazos de suspensión de actividades del Proyecto, deben incluir 1) el periodo en que acaeció el evento de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Eximente, 2) el periodo utilizado para proceder a la suspensión del Proyecto o los contratos suscritos por el Adjudicatario en desarrollo del Proyecto y 3) el periodo que deba utilizar el Adjudicatario para reanudar actividades suspendidas.

Una vez se modifique la FPO el adjudicatario dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del Proyecto, la duración del contrato de auditoría y la Garantía de Cumplimiento. Adicionalmente, la CREG ajustará mediante Resolución la modificación de esta fecha para efectos de lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017".

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17, 19 y 169.

Comentario 655.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 10. Auditoría - ¿Cuáles son los parámetros que se tendrán en consideración para la implementación de la auditoría?

Respuesta:

Los parámetros para contratar el Auditor, desde el punto de vista regulatorio, se encuentran en los artículos 23 y 24 de la Resolución CREG 107 de 2017. Adicionalmente, en el Anexo 4 de los DSI se encuentran el Modelo del Contrato de la que deben suscribir la Fiducia y la firma auditora seleccionada, los Términos de Referencia del Auditor y el acuerdo de confidencialidad.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 656.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 10. Auditoría - Se establece la función a la auditoría de informar a la UPME, el MME, la SSPD, el Inversionista y la Sociedad Fiduciaria sobre los eventos de ejecución de la garantía, sin embargo no están claras las acciones a tomar por cada uno de los receptores del informe.

Solicitamos incluir las responsabilidades de cada una de las partes con relación a los informes de auditoría recibidos.

Respuesta:

Nos remitimos al artículo 29 de la Resolución CREG 107 de 2017, para lo cual se deberá tener en cuenta que cada entidad actuará dentro de las competencias legalmente establecidas.

Comentario 657.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 10. Auditoría - Solicitamos definir: ¿Qué se entiende por “lista de chequeo a satisfacción”?

¿cuál es el contenido de la lista de chequeo o cómo se define? Esta debería ser con el visto bueno del Inversionista

Respuesta:

La lista de chequeo a satisfacción es donde el auditor relaciona el cumplimiento de las características del proyecto relacionadas en el Anexo 1 de los DSI y la ingeniería detallada

realizada por el Adjudicatario. Estas características recopilan los requerimientos del plan de abastecimiento y la ingeniería detallada que determinó el Auditor dentro de su proceso de auditoría

Teniendo en cuenta que la lista de chequeo recopilan los requerimientos de los DSI e ingeniería detalle del Adjudicatario, esta no deberá contar con el visto bueno del inversionista.

En los DSI se establecerán las condiciones generales que deberá contener la lista de chequeo.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 658.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 10. Auditoría - Se incluye la responsabilidad de la auditoría de reportar un "incumplimiento insalvable", sin embargo no se incluye un tiempo para que el inversionista pueda revisar y corregir o aportar las pruebas por las cuales pueda estar en desacuerdo con el concepto del auditor.

Se solicita incluir que el inversionista tendrá un tiempo prudencial para revisar y subsanar los hallazgos detectados por el auditor.

Respuesta:

Este es un tema que se encuentra en evaluación por parte de la CREG.

Comentario 659.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 10. Auditoría - Consideramos que un aumento en el valor de este Contrato de Auditoría debe dar lugar a reajustar el ingreso anual esperado (IAE) aprobado por la CREG. Por lo tanto, se solicita dejarlo establecido en el numeral.

Respuesta:

Tanto para el IAE del adjudicatario como para el valor del contrato de auditoría, no se contemplan variaciones o reajustes durante el PEP.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 660.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 - Solicitamos confirmar si la tasa de descuento para calcular el valor presente del IAE está en constantes.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 440.

Comentario 661.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 - Aplica el comentario de la página 37, renglón 34

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 662.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 - Aplica el comentario de la página 37, renglón 34.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 663.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 - Teniendo en cuenta que el IAE debe cubrir toda la infraestructura, solicitamos se nos indique cuál es el objetivo de solicitar los valores desagregados indicados en el numeral 3.2.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 664.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 - Aplica el comentario de la página 37, renglón 34

Respuesta:

Ver respuesta comentario 26.

Comentario 665.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica- Sobre No. 2 - Entendemos que el IAE está garantizado independientemente del uso de los servicios asociados a la infraestructura. Agradecemos confirmar nuestro entendimiento.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 37 y 38.

Comentario 666.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 2, Carta de Presentación de Documentos en el Sobre No. 1 - Solicitamos aclarar de quién se debe presentar la "la certificación de existencia, representación y calificación de riesgo" de la que trata el formulario N°2.

Respuesta:

Los documentos solicitados son los de quien otorgue la Garantía de Seriedad. Se ajustarán los DSI para aclarar.

Comentario 667.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 3, Garantía de Seriedad de la Propuesta - Solicitamos incluir un límite a la cantidad de veces que se puede pedir ampliación de la vigencia de la garantía ya que no puede ser un período indefinido. Tal período se solicita que guarde correspondencia con el tiempo máximo que tenga de plazo la CREG para expedir la resolución oficializando el IAE.

Respuesta:

En materia regulatoria no hay un límite al número de veces en que se puede pedir ampliación de la vigencia de la garantía.

Comentario 668.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 3, Garantía de Seriedad de la Propuesta - En el formulario se establece "Cualquier demora de nuestra parte para pagar el monto de la Garantía de Seriedad, a partir de la fecha en que sea requerida por ustedes conforme los términos que aquí se indican, devengará un interés equivalente a la tasa efectiva de mora certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia. La tasa efectiva de mora aplicable será la establecida por las Autoridades, vigente a la fecha de pago."

Solicitamos eliminar ese párrafo, teniendo en cuenta que las aseguradoras, respecto a los intereses, se siguen por lo indicado en el Código de Comercio ARTICULO 1080 "Plazo para el pago de indemnizaciones e intereses moratorios"

Respuesta:

No se aceptará póliza de seguros. No se accede al cambio solicitado.

Comentario 669.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 4, Declaración Juramentada del Proponente, numeral 8 - Se indica que declaramos bajo juramento que no tenemos participación alguna, ni nuestros contratistas, con quien ha sido asignado como Auditor. Entendemos que la declaración que se nos pide en este numeral respecto de nuestros contratistas, aplica únicamente respecto de los contratistas con los cuales se tiene previsto ejecutar el proyecto. Favor confirmar nuestra apreciación.

Adicionalmente, y respecto de los contratistas, es importante determinar el grado hasta el cual se exigirá dicho cumplimiento, es decir ¿son únicamente los contratistas del Proponente, es decir aquellos que tengan contrato con el Proponente, o se incluyen a subcontratistas de éste.

Respuesta:

No es correcta su apreciación, de conformidad con el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017 el auditor no podrá tener participación con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada. Esta inhabilidad se extiende a todos los contratistas del Adjudicatario y a los subcontratistas del proyecto.

Comentario 670.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formulario No. 5, Declaración Juramentada del Proponente - Debido a que la obligación de mantener indemne solo puede recaer sobre actos u omisiones imputables al Adjudicatario, proponemos la siguiente redacción:

"Que en caso de resultar seleccionados como Inversionistas, mantendremos indemnes a La Nación - Ministerio de Minas y Energía y a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME contra todo reclamo, demanda, acción legal, y costos que puedan causarse o surgir por daños o lesiones a personas o bienes, ocasionados durante la construcción, ejecución, operación, mantenimiento y, en general, por todas las actividades que realicemos como el Inversionista en relación con el proyecto, siempre que el daño, lesión o perjuicio sea imputable a la culpa o dolo del Adjudicatario."

Respuesta:

Ver respuesta al Comentario 601.

Comentario 671.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formato No. 9, Experiencia del Proponente - Teniendo en cuenta que la referencia citada no concuerda con el nombre de la convocatoria,

Se solicita eliminar el término "reposición"

Respuesta:

Se ajustará el nombre de la convocatoria en los DSI.

Comentario 672.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formato No. 9, Experiencia del Proponente - Teniendo en cuenta que el asunto citado no concuerda con el título del formato, se solicita ajustar el asunto.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI.

Comentario 673.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Formato No. 9, Experiencia del Proponente - El cuadro de experiencia incluye celdas como "longitud" por lo que pareciera estar destinado únicamente a gasoductos. Agradecemos ajustar el formato de forma que aplique a proyectos de infraestructura.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI.

Comentario 674.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: 12. Lista de Anexos - Se solicita adjuntar la Minuta del Acuerdo de Confidencialidad indicada en el anexo 4

Respuesta:

Ver respuesta comentario 335.

Comentario 675.

Documento: Documentos de selección del inversionista - Numeral: Comentario general - Teniendo en cuenta que varios de los comentarios realizados a los DSI implica realizar modificaciones a resoluciones expedidas por la CREG, se solicita que la UPME efectúe la respectiva petición de modificación de la regulación a la CREG.

Respuesta:

A la fecha de elaboración de este documento la CREG no ha contemplado la posibilidad de ajustes regulatorios.

Ver respuesta comentario 43.

Comentario 676.

Documento: Anexo No. 3. Descripción de la Normatividad Vigente - Numeral: Anexo No. 3. Descripción de la Normatividad Vigente - Solicitamos incluir en el anexo, las últimas resoluciones aplicables ya que se detectaron varias que en la actualidad cuentan con versiones modificadas.

Respuesta:

Se actualizará el Anexo 3 de los DSI.

No obstante, es importante mencionar que el Inversionista deberá aplicar las normas estándares y reglamentos técnicos y regulación, incluyendo su versión o actualización más reciente vigente al momento de desarrollar cada actividad.

Comentario 677.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2. Descripción del Proyecto - Teniendo en cuenta que todas las tecnologías de regasificación, incluyendo las avaladas por la UPME en el anexo 1A, requieren de un valor mínimo de regasificación para funcionar (es decir no pueden regasificar cantidades pequeñas como por ejemplo 5MMSCFD) solicitamos a la UPME indicar cuál es la capacidad de regasificación mínima esperada para las instalaciones.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1,2 y 104.

Comentario 678.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2. Descripción del Proyecto - Se solicita una disponibilidad del 99.5% anual, siendo esto una práctica no usual para este tipo de terminales a nivel internacional. Para lograrlo se requerirían sobrecostos por duplicidad en equipos y se tendrían menos de 2 días anuales para mantenimientos. Se solicita modificar el valor de disponibilidad a un valor más consistente con las tecnologías propuestas por la UPME. Se sugiere adoptar un valor de 98.6% que corresponde a 360 días al año, lo cual permite 5 días de mantenimiento programado o correctivo.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 155 y 169.

Comentario 679.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2. Descripción del Proyecto - En las especificaciones generales solicitamos incluir las condiciones mínimas de diseño esperadas para el cargadero de cisternas, tales como número de posiciones y frecuencia diaria de carga. Lo anterior es indispensable ya que afecta tanto los costos de inversión como los de O&M.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 108 y 215.

Comentario 680.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2. Descripción del Proyecto - En las especificaciones generales solicitamos incluir las condiciones mínimas esperadas para el servicio de trasvase de GNL a buques metaneros y puesta en frío tales como frecuencia mensual de carga. Lo anterior es indispensable ya que afecta tanto los costos de inversión como los de O&M.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 108 y 215.

Comentario 681.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2. Descripción del Proyecto - Para mayor claridad del requisito, solicitamos complementar la frase con "0,15% por día de la capacidad de almacenamiento"

Respuesta:

Se ajustarán los DSI, precisando que es 0,15% por día del GNL almacenado.

Comentario 682.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2.1 Descripción del Proyecto - Dentro del alcance del proyecto se incluye entregar el gas regasificado en condiciones RUT y en otro apartado se establece que el inversionista "garantizarán la entrega del gas natural regasificado en cantidad y calidad". Sin embargo se debe tener en cuenta que el inversionista propietario de la planta de regasificación no tiene injerencia en la calidad del gas, debido a i) no será el responsable de la compra del GNL sino el comercializador, ii) de acuerdo con la página 12 fila 13, la terminal debe estar diseñada para recibir GNL pesado con lo cual el agente que comercialice puede comprar GNL por fuera de especificaciones RUT, iii) el inversionista no será responsable de la frecuencia de uso de la terminal y si la terminal no se utiliza el GNL no sólo se evapora sino que el remanente se sale de especificaciones afectándose por tanto la calidad del gas regasificado. Todos los aspectos anteriores son determinantes en la calidad del gas regasificado y están fuera del control del inversionista. Debido a lo anterior, solicitamos eliminar del alcance del inversionista la responsabilidad de la calidad del gas así como establecer claramente las obligaciones de cumplimiento de calidad por parte del comercializador de GNL y que los costos por salida de especificaciones del gas sean asumidos por la demanda.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 589.

Comentario 683.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2.1 Descripción de las obras - En el documento se establece "... podrá elegir el esquema tecnológico según las opciones consideradas en este anexo técnico" y las opciones consideradas en el Anexo 1A son FSRU y planta en tierra.

Solicitamos se nos confirme si en efecto FSRU y planta en tierra son las dos únicas opciones permitidas por la UPME para el desarrollo de la terminal o se admite la opción intermedia de FSU más regasificación en tierra

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104.

Comentario 684.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2.1 Descripción de las obras - Se establece "Realizar el dragado, cada vez que sea necesario, en la Bahía de Buenaventura para la correcta navegabilidad, maniobrabilidad y seguridad de los buques FSRU (si fuere el caso) y Carrier."

Teniendo en cuenta que el dragado del canal de acceso de la Bahía de Buenaventura es responsabilidad de la autoridad marítima, se solicita delimitar la responsabilidad del inversionista solamente al dragado del área de la terminal.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 98.

Comentario 685.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 2.1 Descripción de las obras - Aplica el comentario página 20, renglón 2

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 686.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 3.1.1 Composición GNL - Se sugiere solicitar la actualización de la tabla 1 conforme a las calidades existentes en el mercado, de modo que ésta refleje composiciones representativas de la realidad del mercado. De ésta manera se tendrá un diseño más acertado, el cual incluya todas aquellas calidades de las posibles fuentes de GNL.

Respuesta:

Las condiciones de diseño de las Terminales se establecen con rangos amplios de GNL, dando flexibilidad a la instalación y cumpliendo en todo momento las características del gas natural a ingresar al SNT.

Ver respuesta comentario 589.

Comentario 687.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 3.2.6 Calidad de los trabajos - Se solicita que la UPME defina un número de auditorías de verificación, así como las etapas en las cuales éstas serán realizadas, es decir se defina un cronograma de auditorías.

Respuesta:

El cronograma de las actividades a realizar para llevar a cabo la labor de la auditoría al proyecto de la Infraestructura de Importación de gas del Pacífico, será establecido por la firma auditora seleccionada. De conformidad con lo establecido en el literal a) del artículo 24 de la resolución CREG 107 de 2017, el auditor debe presentar un informe cada noventa (90) días calendarios contados a partir del momento en que se legalice su respectivo contrato.

En las obligaciones del Auditor establecidas en la Minuta del contrato del Anexo 4B de los DSI se le establece el numero de visitas a realizar en cada una de las etapas de la auditoria del proyecto.

No obstante, es importante mencionar que la firma auditora seleccionada es libre de realizar las visitas y de solicitar la documentación que él considere en ejercicio de la labor de auditoría a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Ver respuesta comentario 88.

Comentario 688.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4. Especificaciones técnicas opción FSRU - Las especificaciones técnicas contenidas en el numeral 4 obedecen a criterios que se desarrollan durante una ingeniería básica y detallada las cuales son responsabilidad del inversionista. Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos aclarar en dicho numeral que toda la información de especificaciones técnicas se proporciona a modo orientativo, no mandatorio y que será responsabilidad del inversionista definir las especificaciones técnicas de toda la infraestructura.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 689.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.1.3.1 Vida útil - Se sugiere igualar horizonte de vida útil de los equipos marítimos (15 años) a aquel estipulado para los edificios (25 años). Típicamente el horizonte de vida útil en el diseño de equipos es de 20 años.

Respuesta:

El inversionista podrá aumentar la vida útil de diseño respecto a lo establecido en los DSI, si así lo considera.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 690.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.2 Criterios generales de alcance de los trabajos en Topside de atraque e instalaciones en Tierra - Teniendo en cuenta que los términos referenciados se definen en los DSI, que tales términos no guardan relación con el numeral 4.2.2 y con el objeto de evitar duplicidad de definiciones e inducción a errores, solicitamos eliminar los numerales 4.2.2.1 Definiciones, 4.2.2.2 Funciones y responsabilidades del Auditor y 4.2.2.3 Funciones y responsabilidades del inversionista.

Respuesta:

Se modificará el Anexo 1A de los DSI.

Comentario 691.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.2.6.3 Ingeniería de Tuberías - La información de proveedores para el modelo 3D no será recibida por el inversionista sino hasta la ejecución de la ingeniería de detalles, por lo tanto, el auditor debería tener acceso a dicho archivo sólo a partir de ésta etapa y no antes.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 692.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.3.3 Condiciones en Límite de Batería - Se indica "La capacidad nominal mínima de envío de gas requerida para la Terminal del pacífico es de 400 MPCD" , sin embargo por los contenidos de las resoluciones aplicables y otros apartes del DSI los 400 MPCD hacen referencia a capacidad máxima. Favor confirmar nuestro entendimiento y realizar el respectivo ajuste en todo el Anexo 1A.

Respuesta:

La indicación de "La capacidad nominal mínima de envío de gas requerida para la Terminal del pacífico es de 400 MPCD" debe entenderse de acuerdo al requisito de capacidad de regasificación indicado por la Resolución MinMinas 40006 de 2017 o aquella que la modifique o sustituya, que debe ser el garantizado por el Inversionista, pudiendo éste sobre-diseñar sus instalaciones para una capacidad mayor por razones de seguridad u otra índole, siempre que cumpla con lo requerido en la citada resolución.

No obstante el IAE, deberá reflejar el costo asociado a una capacidad de regasificación de 400 MPCD.

Comentario 693.

Documento: Anexo 1ª. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación – Numeral: 4.2.3.3 Condiciones en Límite de Batería – Se indica "La presión de suministro del gas natural por parte del FSRU en límite de batería será de 100 barg". Teniendo en cuenta que las FSRU tienen presiones de salida máximo de 98 barg, solicitamos modificar este requerimiento al valor antes mencionado.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 153.

Comentario 694.

Documento: Anexo 1ª. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación – Numeral: 4.2.3.3 Condiciones en Límite de Batería – Se indica “En cuanto a la temperatura y presión de entrada al gasoducto se deberá cumplir con las condiciones establecidas en el RUT”. Teniendo en cuenta que tanto la compra del GNL como la frecuencia de uso de la terminal están por fuera del alcance del Inversionista, el inversionista no podría garantizar que el gas se encuentre en condiciones RUT. Solicitamos que se excluya esta responsabilidad del alcance del inversionista, el cual sólo tendría dentro de su control el informar al cliente sobre el GNL que esté fuera de especificaciones.

Adicionalmente se solicita que se le imponga al agente comercializador de GNL una restricción en el rango de calidad permitido para compra y otra a los agentes para obligarlos a usar frecuentemente el GNL.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 153 y 589.

Comentario 695.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.3.4 Vida útil - Se solicita alinear lo establecido en este numeral con los horizontes establecidos para la obra marina de vida útil de 15 y 25 años para evitar contradicciones.

Respuesta:

Se ajustarán los DSI.

Comentario 696.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.3.5 Disponibilidad - Se establece la disponibilidad total de la terminal excluye los eventos climáticos, sin embargo se recomienda tener en cuenta que debido a las características sociales del área del proyecto, pueden existir otros factores que no obedecen al inversionista y que pueden afectar la disponibilidad de las instalaciones y su operación tales como actos de terceros, tomas, paros, falta de dragado del canal por parte de la autoridad, etc. Adicionalmente se dice que "La terminal debe poder proporcionar un flujo constante de gas natural durante todo el año" lo cual no realizable ya que ninguna instalación puede operar con 100% de disponibilidad.

Debido a lo anterior, solicitamos considerar los eventos que se excluirían para calcular la disponibilidad de las instalaciones y eliminar la frase "La terminal debe poder proporcionar un flujo constante de gas natural durante su período de disponibilidad anual".

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 155 y 169.

Comentario 697.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.2.4.4.1.3 Clasificación de Áreas - Teniendo en cuenta que los estándares americanos certifican atmósferas explosivas con base en la NEC y son igual de válidos, se solicita no limitar únicamente a certificaciones europeas.

Respuesta:

Se ajustara el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentario 2 y 104.

Comentario 698.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.4.6 Filtros - Solicitamos ajustar a condiciones técnicas y comercial aplicables a este tipo de instalaciones, 10 micrones y 98% de eficiencia.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 699.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.2.4.7.1 Descripción del sistema de medición - En cumplimiento del RUT se debe incluir la medición de impurezas (O₂ y S) establecidas en el mismo Ver tabla 2 en página 13.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentario 153.

Comentario 700.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.2.4.7.2 Operación del sistema de medición - El documento hace referencia al poder calorífico inferior (LHV), sin embargo, el valor de referencia según RUT es el poder calorífico bruto o Gross Heating Value (GHV) el cual no se nombra en el documento. Favor corregir.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentarios 153 y 381.

Comentario 701.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.4.7.4 Cromatógrafo de gases - Se solicita eliminar Cf ya que no es una variable medible por el cromatógrafo, ni tampoco es del alcance de la ISO 6976.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentario 153.

Comentario 702.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.4.7.4 Cromatógrafo de gases - Se establece "Se debe proporcionar conectividad de red para configuración / diagnóstico remoto. La conectividad será desde las oficinas del auditor a través de las redes del auditor."

Lo anterior no es recomendable técnicamente, ya que la conectividad al equipo se puede hacer desde el Centro de Control, y no desde una oficina aislada. Por razones de seguridad y aseguramiento de la integridad del equipo, el acceso al mismo siempre deberá hacerse con el personal técnico competente desde el Centro de Control de la terminal.

Por lo anterior solicitamos eliminar ese requerimiento

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 703.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.4.7.4 Cromatógrafo de gases - Las características metrológicas de los equipos cromatógrafos para la determinación del poder calorífico del gas deben estar alineadas a las establecidas en la NTC6167 (MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GAS NATURAL EN GASODUCTOS), aplicable a los sistemas de medición.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentarios 2 y 504.

Comentario 704.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.4.7.6 Analizador de punto de rocío de hidrocarburo - Se debe alinear el tipo de tecnología para los equipos analizadores de punto de rocío de hidrocarburo conforme a lo establecido en el numeral 6.3.1 del Reglamento Único de Transporte. Incluir que la medición de humedad puede darse en LB/MPCS, tal y como lo establece el RUT en la tabla de especificaciones del numeral 6.3.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta comentarios 2 y 104.

Comentario 705.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.4.7.16 Pruebas de integración del sistema (SIT) - Este tipo de pruebas no son factibles técnicamente, dada la complejidad logística para el traslado del skid de medición y ausencia de instalaciones certificadas para estos casos. Adicionalmente, no resulta ventajoso a nivel técnico

hacer pruebas de integración al sistema de control, cuando este solo requiere el recibo de la información de medición.

Las pruebas de control que ejerce el PCS sobre el sistema de medición se realiza durante las pruebas SAT.

Respuesta:

Se ajustará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentarios 104 y 153.

Comentario 706.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.2.4.11 Servicios Auxiliares - No se hace mención del requerimiento de la tea o punto de quema de gas el cual es requerido por la NFPA 59A toda vez que se hará manejo de GNL en tierra por efecto del cargadero de camiones cisterna.

No se hace mención al sistema de diésel utilizado para la generación de respaldo y probablemente para el SCI. Asimismo, en caso de colocar un SCI con motores eléctricos, la planta deberá contar con un sistema de gas combustible y un sistema de generación independiente a la red nacional, toda vez que los picos de arranque de los motores asociados a las bombas del SCI podrían afectar la estabilidad de la red de distribución.

Respuesta:

Se modificará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 707.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.2.5.1 Envío de Gas Natural desde el FSRU - Se solicita corregir, ya que el control de la operación de regasificación y transporte de gas natural se realiza de manera conjunta entre el cuarto de control de la FSRU y el cuarto de control de las instalaciones en tierra.

Respuesta:

Se modificará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 708.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.2.5.1 Envío de Gas Natural desde el FSRU - Se estableció en el numeral 4.2.4.9 Odorización, que no es necesaria la odorización del gas, toda vez que es para ingreso a un Sistema de Transporte.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 349.

Comentario 709.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.3 Buque regasificador FSRU - El detalle descrito en los capítulos 4.3.2, 4.3.3, 4.3.4 no es requerido en una convocatoria de este tipo. La FSRU deberá utilizar la tecnología que mejor se acomode a las necesidades y requerimientos del proyecto y el detalle tecnológico es potestad del inversionista. Se solicita indicar que tal información se proporciona de manera indicativa.

Respuesta:

Los requisitos indicados en el Anexo 1A establecen condiciones generales válidas para diferentes tecnologías, siendo el detalle tecnológico responsabilidad del Inversionista.

Las tecnologías incluidas en los DSI se basan en instalaciones actualmente en funcionamiento y con muchas horas de operación. No obstante lo anterior, la tecnología para garantizar los parámetros exigidos en los DSI es decisión del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 1, 2 y 104.

Comentario 710.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.3.2.7 Emisión de Gas Natural - Lo establecido en este párrafo no es consistente con el requerimiento de la presión de entrega al gasoducto el cual según otros apartes del documento se debe alinear a lo establecido en el RUT (hasta 1200 psig).

Favor revisar y ajustar.

Respuesta:

Se modificará el Anexo 1A de los DSI.

Ver respuesta a comentarios 104 y 153.

Comentario 711.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU - Se debe contemplar la opción del uso de mangueras criogénicas para la descarga de GNL desde el buque carrier; así mismo, el tiempo de duración de descarga depende de la cantidad de GNL a ser descargada, rata de bombeo del líquido, presión de los tanques de almacenamiento de FSRU y Carrier, por lo que establecer 16 horas como duración no es conveniente. Se solicita corregir según lo expuesto.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 160.

Comentario 712.

Documento: ANEXO 1A. Descripciones y Especificaciones Técnicas - Numeral: 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU - El tiempo de transferencia establecido es muy bajo y no compatible con prácticas internacionales, se solicita considerar como referencia 36 horas una descarga de 170,000 m3.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 160.

Comentario 713.

Documento: Anexo 1A. Descripción y Especificaciones Técnicas Planta Regasificación - Numeral: 4. Especificaciones técnicas opción planta de regasificación en tierra - Las especificaciones técnicas contenidas en el numeral 5 obedecen a criterios que se desarrollan durante una ingeniería básica y detallada las cuales son responsabilidad del inversionista.

Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos aclarar en dicho numeral que toda la información de especificaciones técnicas se proporciona a modo orientativo no mandatorio y que será responsabilidad del inversionista definir las especificaciones técnicas de toda la infraestructura.

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 710.

Comentario 714.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - En este numeral se incluye en el alcance del gasoducto la construcción de una estación de transferencia de custodia de recibo desde la planta regasificadora. Por otro lado, en el numeral "4.2.4.7 Sistema de Medición Fiscal", del "Anexo 1A Descripción y Especificaciones Técnicas Planta de Regasificación" se indica que el sistema de medición fiscal de gas deberá contar con medidores de flujo ultrasónicos, cromatógrafo de gases y sistema de muestreo, válvulas de corte, computadores de flujo, entre otros; es decir, equipos e instrumentos que también tendrán que incluirse en la estación de transferencia de custodia del gasoducto. Por lo tanto, y teniendo en cuenta que el mismo Inversionista estará a cargo tanto de la Planta de Regasificación como del gasoducto, consideramos que la estación de transferencia de custodia del gasoducto sería no necesaria y, por consiguiente, debería ser eliminada del alcance del mismo.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud. Las obras exigidas en el Anexo 1B contemplan una estación de transferencia de custodia de recibo desde la planta de regasificación al gasoducto Buenaventura – Yumbo además de la de entrega en Yumbo.

Las especificaciones técnicas de estas estaciones de transferencia de custodia serán resultado de la ingeniería a cargo del Inversionista.

Ver respuesta comentarios 2 y 19.

Comentario 715.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - Se indica que la estación de transferencia de custodia de recibo desde la planta regasificadora entregará un caudal de 400 MPCD. Sin embargo, en varios apartes del DSI (p.e. en el reglón 14, página 6 del mismo numeral) se indica que la capacidad del gasoducto Buenaventura - Yumbo será de 450 MPCD. Debido a que la planta de regasificación deberá ser diseñada con una capacidad mayor que el gasoducto, solicitamos indicar las razones de esta diferencia de capacidad (50 MPDC).

Respuesta:

Ver respuesta comentario 283.

Comentario 716.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - Se indica que el Inversionista debe definir el punto de entrega del gasoducto Buenaventura - Yumbo al Sistema Nacional de Transporte (SNT), en un sitio "ubicado en

el área de estudio en el municipio de Yumbo - Valle del Cauca definida en el estudio de alertas tempranas". Solicitamos indicar:

- a) En caso de que el trazado escogido por el Inversionista para el gasoducto esté por fuera de dicha área, deberá el punto de entrega del gasoducto Buenaventura - Yumbo necesariamente estar dentro del área de estudio de la Figura 7 (del Anexo 1B_Gasoducto)?, O, por el contrario,
- b) Podrá el Inversionista ubicar el punto de entrega fuera del área de estudio de la Figura 7 (del Anexo 1B_Gasoducto)?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 132.

Comentario 717.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - Se indica que "la UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, condiciones de conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura existente ubicada dentro del área de estudio. Información específica que no se publique en la página WEB, puede ser solicitada en oficinas de la UPME, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa."

Teniendo en cuenta que el propietario de la infraestructura a la que el gasoducto Buenaventura - Yumbo se conectará es uno de los posibles interesados en participar como Inversionista en el proyecto, solicitamos que sea la UPME quien publique la información técnica sobre las condiciones de llegada para el diseño de dicho gasoducto. De esta forma, la UPME garantizaría la igualdad de condiciones a todos los interesados en el proceso de selección del Inversionista, dado que el propietario del gasoducto al que se conectará el proyecto tiene información preferente sobre las condiciones de llegada del mismo; esta información es crítica para el dimensionamiento del proyecto por parte del Inversionista.

En caso que la información técnica del gasoducto al que se conectará el proyecto sea considerada de carácter confidencial, sugerimos que la UPME entregue la información técnica específica y condiciones de conexión de la infraestructura existente, a los interesados que compren los Documentos de Selección del Inversionista.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 62.

Comentario 718.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - Se indica que "El Inversionista, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad podrá modificar la disposición de la estación de recibo, estación de entrega, gasoducto, esquema del bunker." Teniendo en cuenta que sólo durante la ingeniería básica y

detallada de un gasoducto es posible que el Inversionista realmente determine disposiciones de estaciones, trazado del gasoducto, esquema de bunker, y que cada Inversionista podría a su mejor criterio y experiencia, cumpliendo con condiciones de exigidas por la UPME de diámetro, capacidad, normativa y estándares nacionales e internacionales, realizar su propio diseño del gasoducto, solicitamos que el Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto sea indicativo, y no mandatorio y de obligatorio cumplimiento, de tal forma que el Inversionista pueda modificar tanto el trazado del gasoducto, ubicación y disposición de estaciones, criterios civiles, y de válvulas que, entre otros, se indican en ese anexo.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2, 104 y 132.

Comentario 719.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - Se indica que el Inversionista puede modificar el esquema del bunker. Sin embargo, y dependiendo del diseño que defina el Inversionista de las válvulas, es posible que éstas no requieran ninguna clase de bunker. Por lo tanto, recomendamos que más que modificar el esquema, se establezca que el Inversionista podrá determinar si se requiere o no bunker, y de qué tipo, en el desarrollo de la ingeniería detallada.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2, 104 y 132.

Comentario 720.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2 Descripción del Proyecto - El numeral indica que el Inversionista deberá hacerse cargo de la selección y adquisición de (los) lote(s) o servidumbres (según se requiera) de las obras que comprende el proyecto. Teniendo en cuenta que el punto donde se conectará el gasoducto Buenaventura - Yumbo estará ubicado en terrenos cuya servidumbre la posee el propietario de la infraestructura a la que se conectará el proyecto, solicitamos excluir de este numeral el lote del punto de conexión al Sistema Nacional de Transporte, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 169.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 2, 132 y 171.

Comentario 721.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 2.1 Descripción de obras - Se indica que el inversionista deberá garantizar la compatibilidad del gasoducto en aspectos de presión, temperatura, comunicaciones, control y válvulas con el Sistema Nacional de Transporte (SNT) donde se va a conectar. Consideramos que sólo sería necesario el garantizar la compatibilidad de las condiciones operacionales de presión y cumplir lo estipulado en el RUT, referente a temperatura y calidad del gas. Así mismo, que los otros aspectos de comunicaciones, control y válvulas no deberían estar limitados a lo que el SNT actual tenga, pues estos son aspectos propios del dueño y operador del gasoducto. Sólo en la estación de entrega se debería dejar un puerto libre de comunicaciones compatible para integrarse al SNT existente, para la fiscalización de la medición de gas (transferencia de custodia) y calidad del gas.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2 y 132.

Comentario 722.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.1 Principales características técnicas del proyecto - Solicitamos confirmar si el gasoducto Buenaventura - Yumbo deberá ser diseñado y construido para que se pueda operar de forma bidireccional.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 123.

Comentario 723.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.4 Conexión del gasoducto al sistema nacional de transporte - Se establece que "el Inversionista deberá proveer los equipos necesarios para hacer que el Proyecto Gasoducto Buenaventura - Yumbo sea completamente compatible y funcional en aspectos de comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el Proyecto". Al respecto se aclara que si bien el Inversionista será el responsable de la operación del gasoducto Buenaventura-Yumbo y, por ende, le compete definir los aspectos de comunicaciones, control y protección que requiera, las prácticas de industria aceptan que los mismos puedan ser diferentes a los existentes en la infraestructura a la que se conecte el Proyecto. Por tanto, se solicita modificar la redacción de tal forma que el Inversionista deberá garantizar, sólo en la estación de entrega del Gasoducto Buenaventura - Yumbo, un puerto libre de comunicaciones compatible para integrarse a la

infraestructura existente; lo anterior, para la fiscalización de la medición de gas (transferencia de custodia) y calidad del gas.

Respuesta:

No se acepta su solicitud.

Comentario 724.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.7.8 Sistemas de información y comunicación social - En este numeral se indica que el Inversionista deberá ofrecer "compensaciones transitorias" a la población por las interferencias de la obra. Se solicita que se precisen en detalle en qué consisten las "compensaciones transitorias", pues la interpretación puede ser muy amplia y esto puede dar cabida a solicitudes desproporcionadas de las comunidades que hagan inviable financieramente el Proyecto, tales como construcción o reparación de vías existentes, construcción o reparaciones de redes de servicios públicos, construcción de obras para la comunidades, etc. Las compensaciones que típicamente aplican en este tipo de Proyectos se limitan a la contratación de la mano de obra local no calificada y la reparación de la infraestructura que el inversionista deteriore por la ejecución de las obras.

Respuesta:

Se modificarán los DSI.

Es responsabilidad total y exclusiva del inversionista seleccionado, diseñar y ejecutar los planes de gestión social que requiera el desarrollo del proyecto, todos ellos enmarcados dentro de las licencias ambientales y demás requisitos legales Nacionales vigentes.

Comentario 725.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.7.9 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras mecánicas - Tanto en este numeral, como en el "3.7.10 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras civiles", 3.7.11 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de las obras eléctricas", "3.7.12 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras de instrumentación y control", y "3.8 Criterios de diseño para tubería" se definen algunas especificaciones que deberían ser resultado de una ingeniería de detalle, teniendo en cuenta los lineamientos de las normas técnicas aplicables. Por ejemplo:

- Se indica que el tipo de juntas de las válvulas debe ser bridada (página 19, reglón 30), cuando la ingeniería de detalle podría indicar que posible emplear válvulas soldadas fabricadas con transiciones;

- Se indica que el diámetro de los termopozos debe ser de 1" y 1.5" y con conexión bridada (página 23, reglones 22 y 28), cuando se podrían diseñar de un diámetro diferente y roscados;

- Se indican las especificaciones de los rectificadores (página 30, renglón 38), cuando por las condiciones del Proyecto se podrían requerir equipos diferentes como unidades de generación autónoma.
 - Se definen las especificaciones del sistema de puesta a tierra (página 31, renglón 11), no obstante, este sistema se debe diseñar y construir de acuerdo a lo establecido por el RETIE. Tal y como está descrito en el DSI no cumpliría y no se podría garantizar la resistencia final.
 - Se define que el sistema de aislamiento es bridado (página 31, renglón 19), cuando en el mercado hay otras opciones que cumplen con los requisitos de las normas.
- Por lo anterior, se solicita que las especificaciones técnicas generales sean de referencia, no con carácter obligatorio, y que sea el Inversionista, al momento de llevar a cabo la ingeniería básica y detallada, quien defina las especificaciones finales.

Respuesta:

Se acepta su comentario, se modificarán los DSI.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 726.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.7.12.2 Instrumentación de paquetes de equipos - En este numeral se establece que la instrumentación deberá ser paquetizada con conexión a una red de fibra óptica. El tipo de instrumentación se debería definir en la ingeniería de detalle, pues un sistema modular podría resultar más eficiente y, además de la fibra óptica, existen otros canales de comunicación que se podrían especificar, según las condiciones de la zona de las obras. Por lo anterior, se solicita que este numeral sea sólo indicativo y no mandatorio, y que el detalle lo defina el Inversionista en las especificaciones finales de la ingeniería de detalle.

Respuesta:

Se acepta su comentario, se modificarán los DSI.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 727.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.7.12.5 Criterios de selección para instrumentos de flujo - En este numeral se indica que los parámetros de un computador de flujo son presión, temperatura y humedad. Solicitamos que se corrija este numeral, dado que los computadores de flujo realizan la corrección por los parámetros de presión, temperatura y compresibilidad; la humedad no es un parámetro de estos equipos.

Respuesta:

Se acepta su comentario, se modificarán los DSI.

Ver respuesta a comentarios 2 y 104.

Comentario 728.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 3.7.12.6 Automatización y control - Se indica que "el Inversionista es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el operador del gasoducto al cual se conectará el Proyecto le exija". Teniendo en cuenta que a nivel de industria, cada operador de gasoducto puede tener protocolos de comunicación diferente, se solicita ajustar la redacción de tal forma que sólo se exija que el Inversionista deberá dejar en la estación de entrega un puerto libre de comunicaciones compatible para integrarse al gasoducto existente, para la fiscalización de la medición de gas (transferencia de custodia) y calidad del gas. Lo anterior, como se indica en la pregunta correspondiente a la página 11, renglón 5.

Respuesta:

Ver respuesta a comentario 724.

Comentario 729.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 5.1 Prueba hidrostática - De acuerdo con el numeral, el Inversionista debe realizar prueba hidrostática. Sin embargo, las normas técnicas nacionales e internacional dan otras opciones, como es el realizar prueba de presión o pruebas neumáticas. Por lo anterior, solicitamos que este numeral sea una referencia y se indique que el Inversionista podrá definir el tipo de prueba a realizar, cumpliendo los requisitos de las normas técnicas, como ASME B31.8.

Respuesta:

El Inversionista seleccionado deberá establecer el tipo de pruebas y procedimientos de aseguramiento de Calidad con sus respectivas especificaciones técnicas, en la ingeniería básica y de detalle

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 730.

Documento: Anexo 1B Descripción y Especificaciones Técnicas del Gasoducto - Numeral: 8 Figuras - En el numeral se listan unas figuras, pero éstas no están referenciadas en ningún otro numeral del documento. Solicitamos:

- i) Que las figuras sean referenciadas desde algún numeral del anexo.
- ii) Que se indique que las figuras son sólo ilustrativas, no de carácter obligatorio, debido a que la configuración de las estaciones y válvulas las debe definir el Inversionista en la ingeniería de detalle, cumpliendo los requisitos de las normas técnicas.

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 2, 19 y 104.

Comentario 731.

Documento: Anexo_1B Gasoducto. Figura 1, 2, 3 y 4 - Numeral: Figura 1, 2, 3 y 4 - En el cuadro de notas y/o especificaciones técnicas de las figuras se indica, en el punto 6, que "este P&ID es un plano indicativo en el que se presentan los requerimientos mínimos que se deben tener en cuenta para el diseño del gasoducto". No obstante, se observa que las protecciones indicadas están sobredimensionadas, respecto a los requisitos de la norma NTC 3949. Adicionalmente, toda la estación que se muestra en las figuras está con tubería de 30", cuando ciertos segmentos podrían manejarse en un diámetro menor. Por tanto, solicitamos que se indique que estas figuras son ilustrativas y no mandatorias, pues los requisitos mínimos a contemplar en el Proyecto deben estar acorde a los establecidos en las normas técnicas.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2, 19 y 104.

Comentario 732.

Documento: Anexo_1B Gasoducto. Figura 1 - Numeral: Figura 1 - Se señala un analizador de corrosión. Solicitamos aclarar a qué corresponde y su funcionalidad, ya que el mismo no es requisito normativo. Los puntos de monitoreo de corrosión interna se deberían instalar en los sitios críticos del sistema, después de un análisis de ingeniería, en caso que apliquen.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2 y 104.

Comentario 733.

Documento: Anexo_1B Gasoducto. Figura 4 - Numeral: Figura 4 - En el cuadro de diagrama de bloque de procesos se señalan unas condiciones operacionales, pero no se indica a qué condición corresponden. Se solicita incluir la información completa de las condiciones operacionales máximas, promedio y mínimas esperadas en la figura.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2 y 104.

Comentario 734.

Documento: Anexo_1B Gasoducto. Figura 5 - Numeral: Figura 5 - Si bien se indica en el cuadro de Notas y/o Especificaciones Técnicas que las dimensiones dadas en el plano son indicativas, solicitamos que los siguientes elementos en las estaciones deban ser opcionales para el Inversionista: portería, oficinas, vía y cuarto de subestación eléctrica y generación. Estos elementos dependen de la configuración óptima que se determine en la ingeniería de detalle y dependen de la filosofía de operación del Inversionista.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2 y 104.

Comentario 735.

Documento: Anexo 4. Términos de referencia para la selección del auditor - Numeral: 5. Duración de la auditoría - Teniendo en cuenta que el inversionista iniciará la ejecución del proyecto a partir de la fecha en que esté en firme la resolución expedida por la CREG oficializando el IAE, se solicita que la fecha de Inicio del Contrato de Auditoría sea también a partir de la fecha en que se encuentre en firme la Resolución expedida por la CREG oficializando el IAE al Adjudicatario del Proyecto.

Respuesta:

El contrato de Auditoría se firmará posterior a la firmeza de la Resolución expedida por la CREG para la oficialización al IAE al Adjudicatario.

Se harán las modificaciones en los DSI.

Comentario 736.

Documento: Anexo 4. Términos de referencia para la selección del auditor - Numeral: 7.12 Confidencialidad - se cita el documento "anexo 6 de los DSI" sin embargo éste no se encuentra adjunto en la información publicada por la UPME. Se solicita enviar el documento.

De igual forma se solicita que en tal anexo además de regular la confidencialidad de la información del Adjudicatario, se regule la titularidad y los derechos de propiedad intelectual o de propiedad industrial que de la información tenga.

Respuesta:

El objeto del acuerdo de confidencialidad en cuestión, es proteger la información confidencial que el Adjudicatario entregue al Auditor. Dicho acuerdo, no pretende ni puede regular los derechos de propiedad intelectual o industrial que las partes tengan sobre la información.

Ver respuesta comentario 335.

Comentario 737.

Documento: Anexo 4. Términos de referencia para la selección del auditor - Numeral: 8.4. Inhabilidades e Incompatibilidades del Oferente - Con relación a la restricción de que el Auditor no puede tener vinculación económica alguna con el Adjudicatario o sus contratistas, se solicita aclarar: - Los contratistas del Adjudicatario son aquellos que el Adjudicatario utilice en la ejecución del Proyecto?

Lo anterior debido a que el Adjudicatario como empresa, tiene un objeto social que desarrolla en paralelo al Proyecto, por lo que tendrá otros contratistas para realizar diversas actividades o servicios que no están relacionados con el proyecto.

Se solicita que la restricción de los contratistas sea sólo sobre los que el Adjudicatario utilice para el Proyecto.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 670.

Comentario 738.

Documento: Anexo 4. Términos de referencia para la selección del auditor - Numeral: 8.4. Inhabilidades e Incompatibilidades del Oferente - Se solicita establecer la restricción hacia aquellas empresas en la que el Adjudicatario tenga el control. En adición, se solicita que la restricción sea como la establecida en la Resolución CREG 107, en su art 23.

Respuesta:

La inhabilidad es la establecida en la Regulación y no es posible extenderla en los DSI.

La inhabilidad de que trata el artículo 23 de la resolución CREG 107 de 2017 se encuentra plasmada en el Anexo 4 de los DSI.

Comentario 739.

Documento: Anexo 4. Términos de referencia para la selección del auditor - Numeral: 11.1.1. Contratos en ejecución, organigrama y cronograma - Se solicita incluir que los cambios en requerimientos adicionales de personal para la auditoría no implican reajustes o mayores desembolsos por parte del inversionista a menos de que tales sobre costos le sean reconocidos por la CREG vía IAE.

Respuesta:

La regulación no contempla ajustes al IAE.

El valor de la auditoría no será objeto de modificación por sobre costos u otros aspectos no calculados por la Firma Auditora al momento de hacer su propuesta económica.

Comentario 740.

Documento: Anexo 4. Términos de referencia para la selección del auditor - Numeral: 11.1.3.3.1. Continuidad del Personal - Se solicita incluir que los cambios en requerimientos adicionales de personal para la auditoría no implican reajustes o mayores desembolsos por parte del inversionista a menos de que tales sobre costos le sean reconocidos por la CREG vía IAE.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 740.

Comentario 741.

Documento: Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría - Numeral: Portada del anexo - Solicitamos corregir el número del anexo; debe corresponder al anexo 4 y no 1.

Respuesta:

Se modificará el Anexo 4 de los DSI.

Comentario 742.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 9. Renglón 41. "Clausula 7. Forma de Pago Parágrafo 1". Se indica la forma de pago para el caso en que por causas imputables al Adjudicatario, el Contrato de Auditoría termine anticipadamente. Al respecto solicitamos quede expreso en la cláusula que el pago efectuado corresponde a la indemnización de perjuicios a cargo del Adjudicatario y, por lo tanto, no procede reclamo o solicitud adicional de pago de perjuicios. Por consiguiente solicitamos se adicione lo siguiente al final del Parágrafo 1: "... a título de indemnización de perjuicios a cargo del Adjudicatario por la terminación anticipada del Contrato. En este evento, no habrá lugar a otro tipo de pago por ningún otro concepto a cargo del Adjudicatario y a favor del Auditor"

Respuesta:

Se ajustará el Contrato de Auditoría.

Comentario 743.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 10. Renglón 2. Cláusula 7. Forma de Pago parágrafo 2. Se indica que si la Fecha Real de Puesta en Operación ocurre antes que la Fecha Oficial de Puesta en Operación el Auditor tendrá derecho a que se le pague la totalidad del valor del contrato. Teniendo en cuenta que si el Adjudicatario termina la obra antes del plazo previsto, no habría servicios de Auditoría que prestar, por lo que solicitamos que los pagos del Contrato de Auditoría deberían ser hasta la fecha en que realmente se ejecute.

Respuesta:

Se rechaza la solicitud. Se considera que si se anticipa la entrada en operación se debió haber cumplido a cabalidad con las visitas, informes y demás obligaciones del Auditor. En consecuencia no se modifica la minuta.

Comentario 744.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 10. Renglón 40. "Cláusula 7. Forma de Pago Parágrafo 7. Se indica que el Adjudicatario deberá aportar los recursos que se requieran para una adición del Valor del Contrato de Auditoría. Se solicita listar los casos, de forma taxativa, en los cuales le corresponde al Adjudicatario aportar los recursos. Así mismo, se solicita establecer que en ningún caso le corresponde al Adjudicatario aportar recursos para pagar un Valor Adicional del Contrato de Auditoría 1. Por eventos no imputables al Adjudicatario, 2. Cuando el Auditor en la propuesta que presentara en el proceso de selección del Auditor no contempló, por cualquier razón, la remuneración de determinadas actividades, recursos, etc, 3. En casos de ofertas con precios artificialmente bajos, 4. Por reajustes por concepto de aplicación de la teoría de imprevisión, 5. Por

reajustes por concepto de aplicación del equilibrio económico del contrato, 6. Tributos o cambios en la legislación tributaria, en especial cuando el sujeto pasivo del tributo sea el Auditor.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Corresponde al Adjudicatario asumir la totalidad de los costos asociados a la Auditoría. En este sentido, el artículo 23 dicta que solo cuando haya ajustes en la FPO se dará lugar a aumentar los costos de auditoría, la UPME informará al Adjudicatario y fijará el plazo para que este entregue a la fiducia los recursos para cubrir los costos adicionales de la auditoría.

Adicionalmente, el numeral 10 de los DSI, dicta que el Adjudicatario se obliga a hacer el aporte al patrimonio autónomo de los valores que deban pagarse al Auditor por cualquier valor mayor, reconocible en desarrollo del Contrato de Auditoría en razón a modificaciones tributarias, las prórrogas, cambios a la Fecha Oficial de Puesta en Operación cualquiera fuere la razón, o por desplazamientos de la fecha de puesta en operación, incluyendo modificaciones en las cargas tributarias.

Comentario 745.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 12. Renglón 11. Parágrafo 2. Se solicita adicionar lo siguiente: "El Auditor renuncia a ejercer cualquier reclamación contra el Adjudicatario en relación con la materia regulada en el presente parágrafo".

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 746.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 13. Renglón 23 – 26. Numeral 6. Teniendo en cuenta las implicaciones administrativas de tener una auditoría mensual y las interferencias que puede representar para los procesos de construcción, se solicita ampliar la periodicidad de las mismas a 1 vez cada cuatro (4) meses. Lo anterior facilita que también se evidencie avance en el progreso de las obras

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Ver respuesta comentario 688.

Comentario 747.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 13. Renglón 32 – 33. Numeral 8. Teniendo en cuenta las implicaciones administrativas de tener una auditoría mensual y las interferencias que puede representar para los procesos de construcción, se solicita ampliar la periodicidad de las mismas a 1 vez cada cuatro (4) meses. Lo anterior facilita que también se evidencie avance en el progreso de las obras

Respuesta:

Ver respuesta comentario 747.

Comentario 748.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 14. Renglón 19 – 25. Numeral 15. Solicitamos incluir en este numeral, la redacción propuesta para la cláusula 9.2 de los DSI

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17, 19 y 169.

Comentario 749.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 14. Renglón 27. Numeral 16. Solicitamos incluir en este numeral, la redacción propuesta para la cláusula 9.2 de los DSI

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17, 19 y 169.

Comentario 750.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 15. Renglón 1. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Se solicita que previo al inicio de la construcción se acuerde con el inversionista el calendario de visitas de la auditoría durante todo el proceso así como el número de personas que atenderán cada visita

Respuesta:

El cronograma de trabajo para ejercer la labor de la auditoría al proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico deberá ser estructurado por la firma Auditora y formalizada con el Adjudicatario.

Ver respuesta comentario 747.

Comentario 751.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 15. Renglón 8. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Se solicita que previo al inicio de la construcción se acuerde con el inversionista el calendario de visitas de la auditoría durante todo el proceso así como el número de personas que atenderán cada visita

Respuesta:

Ver respuesta comentario 747.

Comentario 752.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 15. Renglón 19. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Se solicita incluir que los cambios en requerimientos adicionales de personal para la auditoría no implican reajustes o mayores desembolsos por parte del inversionista a menos de que tales sobre costos le sean reconocidos por la CREG vía IAE

Respuesta:

Ver respuesta comentario 740.

Comentario 753.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 16. Renglón 22. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Teniendo en cuenta las implicaciones administrativas de tener una auditoría mensual y las interferencias que puede representar para los procesos de construcción, se solicita ampliar la periodicidad de las mismas a 1 vez cada cuatro (4) meses. Lo anterior facilita que también se evidencie avance en el progreso de las obras

Respuesta:

Ver respuesta comentario 747.

Comentario 754.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 17. Renglón 6. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Teniendo en cuenta las implicaciones de un incumplimiento para el Inversionista, se solicita establecer un procedimiento para hallazgo, reporte y subsanación de incumplimientos.

Respuesta:

El procedimiento será establecido por la firma auditora seleccionada y deberá ser informado al adjudicatario.

Comentario 755.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 17. Renglón 20. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Se solicita ampliar el plazo a 15 días hábiles para dar respuesta al informe del Auditor.

De igual forma otorgar un plazo de 30 días hábiles para subsanación del incumplimiento, de tal manera que la ejecución de la garantía sea una medida final cuando el incumplimiento ha sido absoluto."

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 756.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 18. Renglón 1. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Se solicita incluir que los cambios en requerimientos adicionales para la auditoría no implican reajustes o mayores desembolsos por parte del inversionista a menos de que tales sobre costos le sean reconocidos por la CREG vía IAE

Respuesta:

Ver comentario 740.

Comentario 757.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 18. Renglón 22. CLÁUSULA 11.- OBLIGACIONES DEL AUDITOR. Se solicita ampliar el plazo para la entrega de la información a 15 días hábiles

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 758.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 19. Renglón 1 a 3. CLÁUSULA 13.- REUNIONES. Teniendo en cuenta las implicaciones administrativas de tener una auditoría mensual y las interferencias que puede representar para los procesos de construcción, se solicita ampliar la periodicidad de las mismas a 1 vez cada cuatro (4) meses. Lo anterior facilita que también se evidencie avance en el progreso de las obras

Respuesta:

Ver respuesta comentario 747.

Comentario 759.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 25. Renglón 26 – 30. 15.7 Informes Especiales. Se solicita establecer que los Informes elaborado por el Auditor, sean enviados previamente al Adjudicatario, con el fin de pueda conocer su contenido y ejercer su derecho de defensa sobre el mismo.

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 760.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 26 Renglón 22. CLÁUSULA 17.- MULTAS Y CLÁUSULA PENAL PECUNIARIA. Se solicita aclarar lo siguiente:

- *Quién recibe el valor de las multas cobradas al Auditor?*
- *Se restará dicho valor de la multa del monto que por contrato de Auditoría deba pagar el Adjudicatario?*
- *Cuál es la entidad encargada de aplicar el procedimiento de multa o cláusula penal?"*

Respuesta:

Se ajustó la Minuta de Contrato de Auditoria.

Comentario 761.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 29. Renglón. 22 – 24. 23.2 Compensaciones por fuerza mayor o caso fortuito. Teniendo en cuenta lo señalado en el parágrafo 3 de la cláusula 7 del Contrato de Auditoría, se solicita establecer que en los casos de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña y eventos eximentes, en los que se suspenda totalmente el contrato de auditoría no hay lugar al pago de la remuneración o del valor del Contrato al Auditor.

Si la suspensión es parcial el pago durante el periodo de la suspensión también debería ser parcial, tomando en consideración las actividades ejecutadas"

Respuesta:

Se rechaza su solicitud, según lo indicado en el Artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 762.

Anexo 4. Minuta del Contrato de Auditoría. Pág. 32. Renglón 17. CLÁUSULA 34.- INDEMNIDAD DEL ADJUDICATARIO, LA SOCIEDAD FIDUCIARIA Y LA UPME. Se solicita incluir para el auditor, la obligación de indemnizar al adjudicatario por los daños que ocasione en el ejercicio del contrato de auditoría

Respuesta:

Se rechaza su solicitud.

Comentario 763.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 5. Renglón 21. Clausula 4.- Bienes Fideicomitidos. Teniendo en cuenta que el Inversionista debe depositar en la fiducia, desde el inicio del contrato, la totalidad de los recursos destinados para el cubrimiento del Contrato de Auditoría, se solicita establecer esquemas de pago o aportes parciales al Contrato de Fiducia para efectos del cubrimiento del Contrato de Auditoría.

Respuesta:

El artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017 dice que el Adjudicatario deberá entregar a la Fiducia, al momento de suscribir el contrato, todos los recursos para el pago del contrato de auditoría. En caso de cambio regulatorio se harán los ajustes correspondientes.

Comentario 764.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 10. Renglón 28. Cláusula 7 Obligaciones de la Fiducia. Numeral 20. Se indica que el Fideicomitente tiene quince (15) días calendario, siguientes a la fecha de remisión de la rendición de cuentas por parte de la Fiduciaria, para el pronunciamiento sobre los documentos. Se solicita ampliarlo y equipararlo con el plazo que tiene la Fiduciaria para hacer la rendición de cuentas, es decir ampliarlo a 60 días calendario."

Respuesta:

El plazo propuesto parece razonable para pronunciarse sobre la rendición de cuentas, que es actividad distinta de su elaboración, pues esta última requiere un tiempo mayor. No se modificará la minuta.

Comentario 765.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 11. Renglón 33. Parágrafo Segundo. Se indica que en ningún caso la Fiduciaria podrá ser considerada responsable por cualquier omisión relacionada con la solicitud de instrucciones que se presenten durante el periodo siguiente a la solicitud de instrucciones. La anterior cláusula no es clara bajo el supuesto sobre el que no habrá responsabilidad de la Fiduciaria, si es por no cumplir una actuación mientras está pendiente la respuesta a una solicitud de instrucciones que ella haga, o si es por no pedir la instrucción. Si es el primer caso, estaría correcta la exoneración de responsabilidad. Si es el segundo caso, no debería haber exoneración de responsabilidad, pues si no teniendo un tema claro, no consulta o solicita instrucción, ello debe comprometer la responsabilidad de la Fiduciaria.

Se solicita aclarar el texto. En adición, se solicita establecer en el parágrafo que: ""En ningún caso EL FIDEICOMITENTE podrá ser considerado responsable por daños o perjuicios causados durante el plazo que tiene para dar respuesta a la solicitud de instrucciones o por no responder dicha solicitud.""

Respuesta:

Se considerará su solicitud para efectos de los DSI.

Comentario 766.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 12. Renglón 10. Cláusula 9. Obligaciones del Fideicomitente. "Numeral 1. Se indica que el Fideicomitente deberá entregar los recursos de constitución del patrimonio autónomo dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la firma del contrato. Teniendo en cuenta que este evento se daría antes de la oficialización del Adjudicatario del Proyecto, solicitamos que: i) el Contrato de Fiducia se firme cuando se encuentre en firme la Resolución expedida por la CREG que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto, y ii) ampliar el plazo para la entrega de recursos, pues 5 días calendarios es muy poco, considerando la cuantía del dinero a entregar."

Respuesta:

No es posible acceder a su solicitud. Para solicitar la oficialización del IAE es necesario que la garantía de cumplimiento expedida a favor del patrimonio autónomo esté aprobada y dicha aprobación la hace la fiduciaria. Por lo tanto, es indispensable que la fiducia se constituya con anterioridad a la fecha de envío de los documentos por parte de la UPME para la oficialización del IAE. Por otra parte la regulación define algunos plazos para el aporte de recursos, los cuales se ajustarán en la medida en que se presente algún cambio regulatorio.

Comentario 767.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 12. Renglón. 18. Clausula 9. Obligaciones del Fideicomitente. "Numeral 3. Se indica que en caso de prórroga del Contrato de Auditoría, el Fideicomitente efectuará el aporte de los recursos adicionales en un solo contado dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la fecha en que se le notifique. Al respecto se solicita:

i) Aclarar ¿Cuáles serían los supuestos en los que se agotarían los recursos del Contrato de Auditoría, si los DSI establecen que se deben entregar el 100% del valor del mismo?. Es claro que se agoten si debe prorrogarse dicho contrato. Para claridad y entendimiento, se solicita listar estos casos.

ii) Establecer que la Fiduciaria debe explicar, justificar y evidenciar las razones por las cuales se agotaron los recursos para el pago del Contrato de Auditoría, las razones por las cuales se necesitan mayores recursos y su monto. Así mismo, establecer una instancia en la que se pueda controvertir esta decisión en caso de que EL FIDEICOMITENTE no este de acuerdo."

Respuesta:

- i) Ver respuesta comentario 745.
- ii) El contrato de fiducia establece un esquema de rendición de cuentas y presentación de informes por parte de la Fiduciaria, de manera que el Fideicomitente estará siempre informado de la disponibilidad de recursos para el pago del contrato de Auditoría.

Comentario 768.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 16. Renglón 39. Cláusula 24. Indemnidad del Fideicomitente. Se solicita redactar esta cláusula en doble vía, toda vez que quien está en mayor posibilidad de incumplir o causar daño es la Fiduciaria que el Fideicomitente.

Respuesta:

La cláusula establece literalmente que esta estipulación es sin perjuicio de las obligaciones legales y contractuales de la fiduciaria. No se considera necesario ningún ajuste.

Comentario 769.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 16. Reglón 25. Cláusula 21. Causales de Terminación del Fideicomiso. El Contrato de Fiducia tiene 2 grandes objetos 1) contratar y pagar al Auditor y 2) administrar la Garantía de Cumplimiento. El Contrato de Auditoría termina una vez la infraestructura sea puesta en operación, con lo cual se entiende que el Auditor no prestará sus servicios durante la fase de operación. En este orden de ideas, el Contrato de Fiducia no puede terminar al momento de terminar el Contrato de Auditoría, pues a dicho corte debe continuar con su obligación de administrar la Garantía de Cumplimiento. Se solicita ajustar la cláusula.

Respuesta:

Se considerará su solicitud para efectos de los DSI.

Comentario 770.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 17. Reglón 26. "Cláusula 29. Condición Suspensiva". Respecto de la cláusula se solicita aclarar si lo sometido a condición suspensiva es la firma del Contrato de Fiducia, o su plazo o ejecución.

Respuesta:

La firma del Contrato de Fiducia esta establecido en el Cronograma de los DSI del Inversionista. La ejecución del Contrato está sujeta a la condición suspensiva consistente en que la CREG oficialice el ingreso mensual esperado al Inversionista Adjudicatario de la Convocatoria Pública.

Comentario 771.

Anexo 5. Minuta del Contrato de Fiducia. Pág. 18. Renglón. 33. Comentario general. Sugerimos incorporar una cláusula que prohíba la cesión del contrato sin el previo aviso por escrito de la otra parte.

Respuesta:

En la cláusula 22 se prohíbe la cesión por la fiduciaria sin consentimiento del Fideicomitente y de la UPME.

2 COMENTARIOS RECIBIDOS EN LA AUDIENCIA DE SOCIALIZACIÓN DE LA PREPUBLICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DE SELECCIÓN INVERIONISTA Y AUDITOR PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO Y EL GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO LLEVADA A CABO EL 8 DE JUNIO DE 2018

Comentario 772.

Las fases posteriores de ingeniería, ejemplo la fase FEED estará a cargo o dentro del alcance de trabajo del inversionista?

Respuesta:

La convocatoria es a todo riesgo del inversionista y es éste quien deberá velar por el cumplimiento de todas las actividades que considere a lugar en el Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de la infraestructura de importación de gas del pacífico.

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 773.

Ya que esperamos que la infraestructura de importación sea declarada como proyecto de interés prioritario a nivel nacional, ¿Habría facilidades para el trámite de la licencia ambiental para el gasoducto y la planta? ¿Qué apoyo podría brindar la UPME en dicho proceso?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 774.

Cuál es el argumento a favor de mantener la selección de tecnología abierta para la planta de regasificación (FSRU Vs. En Tierra) o en el caso del gasoducto (diámetro) en vista que hay una clara indicación de las alternativas más convenientes?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 1 y 283.

Comentario 775.

Los DSI podrían incluir una matriz de los riesgos asociados al proyecto?

Respuesta:

Cada inversionista interesado deberá identificar los riesgos asociados en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de importación de gas del pacífico, lo anterior teniendo en cuenta que esta convocatoria es a todo riesgo del inversionista.

Ver respuesta a comentarios 2 y 3.

Comentario 776.

Quién y cómo se define el inicio del período estándar de pagos?

Respuesta:

De conformidad con la Resolución CREG 107 de 2017 el PEP, Período Estándar de Pagos, es el tiempo durante el cual un adjudicatario espera recibe el ingreso anual esperado. Para esta convocatoria, la UPME definió un PEP de 20 años, los cuales se cuentan a partir de la FPO o FPO ajustada aprobada por el Ministerio de Minas y Energía.

Ver respuesta comentarios 17 y 37.

Comentario 777.

Los ingresos por uso del servicio de la planta y del gasoducto, facturados por el adjudicatario, serán restados de la tarifa que pagarán los beneficiarios?. Puede el adjudicatario facturar estos servicios a terceros?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 37.

Comentario 778.

Podría por favor explicar: ¿Porqué no hay RIESGO DEMANDA para la planta de regasificación ni para el gasoducto?.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 779.

Cuando la FPO es modificada por el Ministerio, el plan de pagos disminuye o se mantiene por los 20 años?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 17 y 37.

Comentario 780.

Qué implicaciones tiene el cambio de gobierno en la adjudicación del proyecto?.

Respuesta:

En cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la UPME en el cual se identifican los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

Una vez adoptado el Plan Transitorio por el Ministerio de Minas y Energía, la ejecución de estas obras se vuelven de carácter mandatorio y la UPME procede a aplicar los mecanismos de selección dictados por la CREG.

Por lo anterior, el proyecto de la Infraestructura de Importación del Pacífico se deberá adjudicar al inversionista de menor costo.

Ver respuesta a comentario 17.

Comentario 781.

Se requiere consulta previa para la planta de regasificación como para el gasoducto?.

Respuesta:

Al momento de la construcción de la Infraestructura de Importación del Pacífico se deberá cumplir con todos la normatividad vigente en materia ambiental (biótica, abiótica y social) y técnica, incluyendo la realización de consultas previas cuando sea del caso.

Comentario 782.

En el caso de los transportadores actuales por gasoductos, ¿ pueden participar en la adjudicación del proyecto?. ¿Cómo sería el proceso de participación en el proyecto?

Respuesta:

Las condiciones de participación en la convocatoria de la Infraestructura de Importación de gas del Pacífico para todos los inversionistas interesados son las plasmadas en la Regulación Aplicable y en los Documentos de Selección del Inversionista elaborados y publicados por la UPME.

Ver respuesta al comentario 53.

Comentario 783.

Para el caso de las compañías extranjeras, se puede hacer directo o se necesita un socio local?.

Respuesta:

No es necesario contar con un socio local. En los Documentos de Selección del Inversionista se dicta que los proponentes que sean sociedades extranjeras sin sucursal establecida en Colombia pueden presentar ofertas, para lo cual deberán designar para la presentación de la Propuesta un apoderado domiciliado en Colombia y presentar junto con la Propuesta el correspondiente poder, que deberá ser otorgado con el cumplimiento de los requisitos legales.

En caso de resultar Adjudicatario, se deberá constituir una sociedad en Colombia a quien se le oficialice el IAE, que deberá cumplir con la Normatividad Aplicable, en especial ser una ESP al momento de entrada en operación de la Infraestructura, según el inciso 2 del artículo 14 y el parágrafo 3 del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Adicionalmente se deberá registrar en el RUPS de la Superintendencia de Servicios Públicos posterior a la fecha de entrada de operación.

Comentario 784.

En caso de que no se otorgue la licencia ambiental por el ANLA o la entidad que le corresponda, ¿Cómo se puede mitigar el riesgo?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 2.

Comentario 785.

¿Cuándo se define por parte de la UPME cuál es la demanda beneficiada?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 42.

Comentario 786.

¿Cómo es la dinámica de recaudo de los transportadores si por un lado está obligado a ponerle una garantía de pago al inversionista (debe) pero los remitentes no están obligados a ponerle garantías al transportador (puede)?

Respuesta:

En el párrafo 1 del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece, entre otros aspectos, que “El transportador podrá exigir garantía de pago a sus remitentes por este concepto y deberá establecer garantía de pago al adjudicatario”

De la disposición transcrita se entiende que es potestativo del transportador exigir garantías de pago a sus remitentes. Es decir, no es el remitente quien decide sobre la garantía de pago sino el transportador.

Comentario 787.

¿Cuáles son las condiciones sobre las cuales se discriminan los servicios de cargadero y recarga de buques y enfriamiento de buques?. Por ejemplo: capacidad, eficiencia. Esto es necesario para el diseño de esos servicios.

Respuesta:

Ver repuesta comentarios 108 y 215.

Comentario 788.

Si no se contempla reversión de bienes al estado, ¿De quién son los terrenos del proyecto?

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 2 ,11 y 210.

Comentario 789.

Los DSI en el numeral 8.3 dejan entrever la posibilidad de póliza de seguro de cumplimiento. ¿Si la idea es que solo sea válida una garantía bancaria, podría mencionarse con toda precisión y argumentar el por qué no aplicarían el Decreto 1082 de 2015 y la Ley 1882 de 2018? e igualmente incluir esta consideración en el Anexo 3.

Respuesta:

Ver respuestas a comentarios 465 y 469.

Comentario 790.

Está muy bien escoger un único inversionista para el tubo y la planta, pero deberían permitir que si la planta entra antes se pueda empezar a remunerar desde antes, es decir, que la remuneración sea independiente. No tiene sentido que la demanda de Buenaventura pague y ocupe capacidad en el gasoducto.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 17, 19 y 42.

Comentario 791.

Los DSI hablan del gas que puede entrar al gasoducto y dice que solo es de la planta de regasificación. Dado que el tubo hace parte del SNT el acceso no se puede restringir, luego no deberían exigir esto?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 14.

Comentario 792.

Con respecto a los beneficiarios de la planta: ¿Estos ya se definieron?. ¿Qué plazos tiene la UPME para determinarlos y publicarlos?.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 42.

Comentario 793.

¿Cuál es la metodología para el cálculo? ó ¿Se tienen en cuenta criterios de confiabilidad, abastecimiento, ambos?. ¿Se tiene en cuenta la capacidad de sustitución de la demanda?.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 42.

Comentario 794.

¿De dónde salió el 42% como valor máximo en USD?. ¿No les parece bajo?.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 795.

¿Quién es el responsable de pagarle los ingresos al que resulte adjudicatario?. ¿Cómo lo va a hacer?. ¿En qué períodos?. ¿Se encuentra regulado?.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 796.

¿Cuál es la necesidad de solicita Póliza Civil Extracontractual para la oferta?. ¿No debería ser una vez se resulte adjudicado?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 797.

¿Podemos acceder a la presentación?. ¿Cuál sería la ruta?

Respuesta:

Las memorias de la Audiencia de Socialización del proceso de selección del adjudicatario de la Infraestructura de Regasificación en el Pacífico Colombiano llevada a cabo el 8 de junio de 2018 las puede descargar en el siguiente link:

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

Adicionalmente la UPME publico en enero de 2020 el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural en el siguiente link:

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

Comentario 798.

¿Cómo se hacen comparables los proyectos con tecnologías diferentes, dado que para el 2026 habrá déficit de gas y una FSRU no garantiza la atención de la demanda?.

Respuesta:

Cualquiera de las tecnologías debe garantizar la misma capacidad de almacenamiento y de regasificación.

Ver respuesta a comentarios 1 y 104.

Comentario 799.

Toda planta necesita mantenimiento. ¿Se acceden a unos días mínimos de gracia que no implique deducción del ingreso?.

Respuesta:

En el literal d) del Artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que:

“La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos será la establecida en el numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan”.

La Resolución CREG 089 de 2013 se compiló en la Resolución CREG 114 de 2017. Así, de acuerdo con las disposiciones del numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, compiladas en la Resolución CREG 114 de 2017, la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas será de ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año.

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 800.

Se sugiere que los proyectos se liciten por aparte, ya que el atraso de uno implica perjuicios para el otro.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 10, 17 y 19.

Comentario 801.

Con la obligatoriedad de tener un almacenamiento permanente del 20% de la capacidad del proyecto, en el caso del FSRU se hace complicado su cumplimiento. Suena más lógico la construcción de un tanque en tierra que este permanentemente lleno cumpliendo este requisito.

Cuando haya un niño y las térmicas requieran gas (200 MPCD) habrá un déficit de 200 MPCD para la demanda de gas.

Si se requieren los 400 MPCD como como se garantiza el almacenamiento permanente del 20% (80 MPCD)?

Respuesta:

Ver respuesta a comentarios 15 y 104.

Comentario 802.

¿Habrá algún tipo de adición del plazo por: fuerza mayor, demoras en trámite social/predios/licenciamiento ambiental?.

Respuesta:

Las condiciones de modificación de la FPO se encuentran establecidas los Documentos de Selección del Inversionista, los cuales están acordes a lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Comentario 803.

¿Habrá algún tipo de pago por terminación en caso de fuerza mayor?

Respuesta:

En primer lugar recordamos que el Inversionista no celebra un contrato.

En relación con los eventos de fuerza mayor y sus efectos, así como las consecuencias de indisponibilidad temporal o definitiva de la Infraestructura,

Ver respuesta al comentario 169.

Comentario 804.

*¿Cuál es la definición de NO-Disponibilidad, la cual impactará la remuneración de la planta FSRU?
¿Movimientos comerciales o de seguridad del FSRU cómo cuentan?.*

Respuesta:

En el Artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017 se define el factor de indisponibilidad del proyecto durante el mes m de prestación del servicio, I_m^s , en los siguientes términos:

$$I_m^s = \sum_{i=0}^D \left(\frac{CAPI}{CAP} \right)_i$$

Donde:

I_m^s : Factor de indisponibilidad del proyecto durante el mes m de prestación del servicio.

$CAPI$: Máxima capacidad indisponible del proyecto s durante el día i del mes m . Este valor estará expresado en las unidades que se definan en los documentos de selección.

CAP : Capacidad nominal del proyecto s . Este valor estará expresado en las unidades que se definan en los documentos de selección.

D : Número de días del mes m .

Como se puede observar, la regulación define un factor de indisponibilidad que es la relación entre la capacidad indisponible y la capacidad nominal del proyecto. Entendemos que en los documentos del proceso de selección se precisa la forma en que se mide la capacidad nominal y la capacidad indisponible.

Ver respuesta comentario 169.

Comentario 805.

¿La remuneración del Gasoducto tiene riesgo demanda?. (Contexto: Si se remunera con la metodología actual y la demanda contratada es mínima, el cálculo de tarifa puede salir muy alterado)

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 806.

¿Por qué han incluido experiencia en LNG superior a 5 años que excluiría a los EU como proveedor natural y posiblemente con los mejores precios para la zona geográfica del proyecto?. No tiene sentido excluir a las compañías americanas con este requisito.

Respuesta:

En cuanto al suministro y comercialización del GNL, son temas que no son objeto de esta convocatoria.

Ver respuesta comentarios 43 y 81.

Comentario 807.

En caso de no pago de la demanda. ¿Quién garantiza el pago?.

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 808.

¿Qué ocurre si no se logra el IAE a pesar del esfuerzo del inversionista?

Respuesta:

Ver respuesta comentarios 37 y 38.

Comentario 809.

¿Cuántas veces se puede modificar la FPO?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 438.

Comentario 810.

¿El 12% de la tasa es nominal o real?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 440.

Comentario 811.

¿La TRM es promedio?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 812.

¿Por qué la dolarización del IAE es del 42% y no otro?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 18.

Comentario 813.

¿La infraestructura puede ser usada para apoyar operaciones comerciales alternativas?. Por ejemplo: Cabotaje de gas licuado o la FSRU moverse temporalmente con este propósito. ¿Esto impactaría la medición de disponibilidad?.

Respuesta:

Con respecto a la posibilidad de mover temporalmente el FSRU, no es posible hacerlo pues este proyecto debe encontrarse permanentemente disponible para los requerimientos de seguridad de abastecimiento, confiabilidad del sistema y demás servicios asociados previstos.

Ver respuesta comentario 169 y 390.

Comentario 814.

Respecto a la póliza de responsabilidad civil extracontractual: ¿Qué porcentaje o valor absoluto se estima deberá tener como valor asegurado?.

Respuesta:

Ver respuesta comentario 85.

Comentario 815.

¿Dentro del cronograma propuesto y los tiempos y movimientos esta convocatoria es el inicio del proceso y los documentos que se han publicado hasta hoy contienen todos los aspectos?.

Respuesta:

Los DSI establecen los requisitos y procedimientos para participar en la selección del Inversionista. Es responsabilidad del Inversionista cumplir con la normatividad vigente para la ejecución del proyecto.

Comentario 816.

¿El proyecto contempla el suministro del gas hasta la planta de regasificación por parte del inversionista y no contempla la comercialización al interior del país?

Respuesta:

Ver respuesta comentario 43.

En consecuencia, los documentos sometidos a consulta ciudadana se ajustaron de acuerdo con los comentarios recibidos en lo que se consideró pertinente, hecho que se evidencia en el texto colocado a consideración a través de la Circular Externa No. 026-2020.

Sin otro, en particular, cordialmente,



LUIS JULIÁN ZULUAGA LÓPEZ
Director General (E)

Proyectó. Andrés Popayán Pineda / Juan Camilo Torres
Revisó. Sandra Leyva Rolón / Margareth Muñoz Romero

